UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS E SAÚDE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Solange Machado

Análise do mercado de energia elétrica brasileiro para aplicação da arquitetura *blockchain*: um estudo para fomentar a digitalização, a descentralização e a descarbonização do setor elétrico

Araranguá
2021

Solange Machado

Análise do mercado de energia elétrica brasileiro para aplicação da arquitetura *blockchain*: um estudo para fomentar a digitalização, a descentralização e a descarbonização do setor elétrico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.
Orientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Araranguá
2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Machado, Solange
Análise do mercado de energia elétrica brasileiro para aplicação da arquitetura blockchain: um estudo para fomentar a digitalização, a descentralização e a descarbonização do setor elétrico / Solange Machado ; orientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2021.
382 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2021.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Mercado de energia. 3. Blockchain. 4. Geração distribuída. I. Rampinelli, Giuliano Arns. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. III. Título.

Solange Machado

Análise do mercado de energia elétrica brasileiro para aplicação da arquitetura *blockchain*: um estudo para fomentar a digitalização, a descentralização e a descarbonização do setor elétrico

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Martín Augusto Gagliotti Vigil, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em mestre em energia e sustentabilidade.

Documento assinado digitalmente
Ricardo Alexandre Reinaldo de Moraes
Data: 30/06/2021 18:48:59-0300
CPF: 844.812.939-34
Verifique as assinaturas em https://v.ufsc.br

Prof. Ricardo Alexandre Reinaldo de Moraes, Dr.
Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Documento assinado digitalmente
Giuliano Arns Rampinelli
Data: 30/06/2021 18:15:13-0300
CPF: 023.085.659-42
Verifique as assinaturas em https://v.ufsc.br

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Orientador

Araranguá, 2021.

Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais: Zilda Menegon Machado e Bento Manoel Machado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela minha vida e saúde, e das pessoas que amo.

Gostaria de agradecer imensamente ao meu orientador Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr. pela oportunidade de desenvolver esta dissertação, pela oportunidade de aprendizado, desenvolvimento pessoal e profissional, pelas as aulas de estágio em docência e pelo convite em participar do projeto de pesquisa "Desenvolvimento de uma Metodologia para Análise e Avaliação Técnico-Científica da Tecnologia *Blockchain* no Setor Elétrico" e do projeto de extensão "Escola do Sol". Agradeço aos demais professores e professoras do Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade pelo conhecimento compartilhado, pela oportunidade de organizar eventos e participar de projetos na comunidade externa ao campus.

Sou grata ao grupo de pesquisa da UFSC *blockchain*, referente ao projeto "Desenvolvimento de uma Metodologia para Análise e Avaliação Técnico-Científica da Tecnologia *Blockchain* no Setor Elétrico", em especial ao Prof. Roderval Marcelino, Dr. e ao Prof. Martín Augusto Gagliotti Vigil, Dr. Agradeço aos colegas de projeto Karoline Roversi, Juliano Oliveira de Almeida, Felipe Tomao e Rafael Canal. Finalmente, agradeço à CPFL Energia e P&D ANEEL essa oportunidade.

Agradeço também a UFSC, a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior e a Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Estado de Santa Catarina. Agradeço ao Centro de Documentação da Secretaria de Gestão da ANEEL, ao atendimento ANEEL e ao atendimento CCEE pelas informações fornecidas. Ainda, agradeço a equipe da biblioteca setorial de Araranguá pelo suporte e documentação fornecida.

Agradeço em especial ao meu marido Eduardo Dos Santos, familiares e amigos por todo o apoio e carinho durante o desenvolvimento desse trabalho.

[...] Concentrem-se em tudo que é verdadeiro, tudo que é nobre, tudo que é correto, tudo que é puro, tudo que é amável e tudo que é admirável. Pensem no que é excelente e digno de louvor. Continuem a praticar tudo que aprenderam e receberam de mim, tudo que ouviram de mim e me viram fazer [...] (Filipenses, 4- 8:9).

RESUMO

A crescente mudança no setor elétrico mundial, principalmente no que tange a geração de energia elétrica, é resultado da viabilização técnica e econômica de tecnologias a partir de recursos renováveis, em especial energia solar fotovoltaica e energia eólica. Considerando o âmbito mundial, a geração de energia elétrica ocorre de forma centralizada e em sua maioria utilizando combustíveis fósseis. No entanto, observa-se a substituição desses combustíveis por recursos renováveis, auxiliando na descarbonização da matriz elétrica de geração centralizada. Ressalta-se a complementaridade desse cenário centralizado de geração a partir da inserção da geração distribuída. Essa descentralização da geração de energia acarreta na injeção direta de energia elétrica na rede de distribuição. As principais formas de injeção de energia na rede, do lado da demanda, são os sistemas fotovoltaicos e os veículos elétricos. Essas tecnologias impactam fortemente na rede de distribuição de energia elétrica, a geração distribuída devido à oferta e demanda de energia elétrica; e os veículos elétricos devido à elevada demanda que podem solicitar e aos auxílios no alívio de carga que podem ofertar. Essas diversas formas de injetar ou demandar energia na rede podem ser transacionadas de forma segura e eficaz, o que pode ser obtido por meio da tecnologia *blockchain.* O objetivo desta dissertação é analisar o mercado de energia elétrica brasileiro, nos diferentes ambientes de contratação, considerando a disponibilidade de energia pela geração distribuída na rede de distribuição, a fim de possibilitar a aplicação de uma *Proof of Concept* baseada na arquitetura blockchain. Essa análise contemplará estudos da aplicação dessa tecnologia no âmbito mundial, estudos da legislação e regulamentação; definição de métricas dos mercados brasileiros e métricas de impacto nesses mercados, nos agentes, instituições e associações do setor elétrico; uma validação de um estudo de caso e o desenvolvimento de um instrumento de avaliação dos impactos de uma prova de conceito baseada em *blockchain* aplicada no setor elétrico brasileiro. Os resultados esperados são impactos positivos nos agentes, nas instituições e nas associações do setor elétrico brasileiro reduzindo custos por otimizar seus processos, e promovendo a sustentabilidade por facilitar os mercados de energias renováveis; o desenvolvimento de uma metodologia técnico-científica para avaliar e analisar os impactos de uma solução computacional baseada em blockchain aplicada nos ambientes de contratação de energia elétrica; e impactos técnicos econômicos positivos proporcionados por meio da aplicação de uma solução computacional baseada em blockchain nos contratos de compra e venda de energia elétrica entre comercializadoras.

Palavras-chave: Mercado de energia. *Blockchain*. Geração distribuída.

ABSTRACT

The wide-scale changes in the worldwide electrical sector result from technical and economic viability from renewable resources, such as photovoltaic and wind energy. Considering the global scope, electric energy generation is centralized and has been mostly based on fossil fuels. However, these fossil fuels have been changed by renewable resources and decarbonizing the electric matrix of centralized generation. This centralized generation scenario is complemented by the distributed generation. This decentralization of energy generation results in the direct injection of electric energy into power grids. The main forms to provide electric energy in the grid, on the demand side, are distributed photovoltaic systems and electric vehicles. These technologies impact power grids. Distributed generation impacts due to the offer and demand for electric energy. The electric vehicles impact the grids due to high demand and also due to load relief aids that they can offer. These different ways to provide or demand electric energy to the grid could be transacted securely and effectively. It can be provided by an information and communication technology: the blockchain. The objective of this dissertation is to analyze the Brazilian energy market. It considers different contracting environments and the energy availability by distributed generation in the electric grid. It aims to enable the application of a proof of concept based on blockchain in these environments. It includes the study of this technology worldwide, the study of legislation and regulations, the definition of metrics, the validation of a case study, and the development of an assessment tool of the impact of this proof of concept. The expected results are positive impacts on agents, institutions, and associations of the electric sector in Brazil. These results reduce the costs by optimizing processes and promote sustainability by encouraging the renewable energy market. The development of a scientific-technical methodology to analyze the impacts of a blockchain-based computational solution, the proof of concept, on energy markets is also expected. In addition, positive economic technical impacts are expected by the application of this blockchain-based computational solution on energy contracts between traders.

Keywords: Energy market. Blockchain. Distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Evolução do setor elétrico brasileiro. 37
Figura 2– Evolução do ACL brasileiro. 37
Figura 3– Estrutura do setor elétrico. 38
Figura 4– O SIN em 2020. 40
Figura 5– Modelo de mercado atacadista competitivo. 42
Figura 6– Grupos Tarifários A e B. 46
Figura 7– Minimização do custo marginal de operação de um sistema hidrotérmico. 49
Figura 8– Precipitação acumulada prevista para o período de 29/06 a 05/07/2019. 50
Figura 9– Formação de preço de curto prazo com dois possíveis cenários de demanda. 51
Figura 10– PLD para cada submercado e patamar de carga. 52
Figura 11– Patamares de cargas ONS. 53
Figura 12– Leilão com participação unilateral. 57
Figura 13– Leilão com participação bilateral. 58
Figura 14– Leilões de energia de reserva com empreendimentos fotovoltaicos. 61
Figura 15– Leilões de energia com empreendimentos fotovoltaicos. 62
Figura 16– Potências contratadas e preços médios da energia solar fotovoltaica a cada leilão. 63
Figura 17– Preços de venda em leilões para as fontes solar fotovoltaica, eólica, PCH, biomassa e gás natural. 63
Figura 18– Validação de transações pelo nodo. 64
Figura 19– Visão simplificada do potencial de transição de sistemas de energia A) Centralizados, para B) Descentralizados, para C) distribuídos com microrrede rede P2P. 83
Figura 20– Metodologia. 89
Figura 21– Relação de consolidação de resultados com demais processos. 102
Figura 22– Relação de contratos com demais processos. 108
Figura 23– Relação do MRE com demais processos. 121
Figura 24– Relação da Energia de reserva com demais processos. 123
Figura 25– Relação de consolidação de resultados com demais processos. 128
Figura 26– Relação de contratos com demais processos. 134
Figura 27– Relação do MRE com demais processos. 141
Figura 28– Relação da Energia de reserva com demais processos. 142

Figura 29– Relação do regime de cotas de garantia física e energia nuclear com demais processos. 143
Figura 30– Exemplo do NET de operações entre os agentes. 210
Figura 31– Tela “Propostas de reserva”. 212
Figura 32 - Tela “Cadastro de Propostas de Reserva” 212
Figura 33– Tela de visualização do contrato. 213
Figura 34– Contrato bilateral – CPFL. 216
Figura 35– Contrato bilateral – ENGIE. 216
Figura 36– Contrato bilateral – COMERC. 216
Figura 37– Contrato bilateral – CPFL. 218
Figura 38– Contrato bilateral – ENGIE. 218
Figura 39– Contrato bilateral – COMERC. 218
Figura 40– Contrato bilateral – CPFL. 220
Figura 41– Contrato bilateral – ENGIE. 220
Figura 42– Contrato bilateral – COMERC. 220
Figura 43– Contrato bilateral – CPFL. 222
Figura 44– Contrato bilateral – ENGIE. 222
Figura 45– Contrato bilateral – COMERC. 222
Figura 46– Contrato bilateral – CPFL. 224
Figura 47– Contrato bilateral – ENGIE. 224
Figura 48– Contrato bilateral – COMERC. 224
Figura 49– Contrato bilateral – CPFL. 226
Figura 50– Contrato bilateral – ENGIE. 226
Figura 51– Contrato bilateral – COMERC. 226
Figura 52 - Tela de apresentação do instrumento. 228
Figura 53 - Segunda tela do instrumento. 228
Figura 54 - Tela para seleção do ambiente de contratação de energia elétrica de aplicação da PoC. 229
Figura 55 - Tela para seleção do(s) processo(s) impactados pela PoC. 229
Figura 56 - Tela para seleção do(s) agente(s) impactado(s) pela PoC. 230
Figura 57 - Tela para seleção do(s) indicador(es) da dimensão energético-elétrica do ambiente da PoC. 230

Figura 58 - Tela para seleção do(s) indicador(es) da dimensão econômico-financeira e contratual. 231
Figura 59 - Tela para levantamento dos aspectos legais e regulatórios impactados pela PoC. 232
Figura 60 - Tela para seleção da relação técnica-comercial entre os agentes da PoC. 232
Figura 61 - Tela para seleção da relação técnica-comercial entre os agentes da PoC. 233
Figura 62 - Tela para seleção do nível de impacto das dimensões da PoC. 233
Figura 63 - Tela para comentário sobre o impacto das dimensões da PoC para o agente 234
Figura 64 - Tela para seleção do nível de impacto da PoC na instituição. 234
Figura 65 - Tela para comentário sobre o impacto das dimensões da PoC nas atribuições da instituição. 235
Figura 66 – Tela inicial de avaliação do impacto da PoC nas associações do setor elétrico. 236
Figura 67 - Tela para seleção do nível de impacto da PoC na associação 237
Figura 68- Tela para comentário sobre o impacto das dimensões da PoC nas atribuições da associação. 237
Figura 69 - O relatório da avaliação. 238
Figura 70 – O relatório da avaliação. 238
Figura 71 - O relatório da avaliação. 239
Figura 72 - Opção de visualizar o relatório dinâmico. 239
Figura 73 - O relatório dinâmico. 240
Figura 74 – O relatório dinâmico. 241
Figura 75 – O relatório dinâmico. 241
Figura 76– Comercialização P2P. 249
Figura 77– Certificação de Energia Renovável no Grupo A. 250
Figura 78– A aplicação de *blockchain* na comercialização de recursos de geração. 251
Figura 79 - Projeto de dados de transação de energia inteligente com *blockchain*. 254

LISTA DE QUADROS

Quadro 1- Nível de impacto para os agentes de geração. 192
Quadro 2 - Nível de impacto para os agentes de distribuição. 193
Quadro 3 - Nível de impacto para os agentes de comercialização. 194
Quadro 4 - Nível de impacto para os agentes consumidores cativos ou regulados. 195
Quadro 5 - Nível de impacto para o agente institucional CNPE. 196
Quadro 6 - Nível de impacto para o agente institucional MME. 197
Quadro 7 - Nível de impacto para o agente institucional EPE. 198
Quadro 8 - Nível de impacto para o agente institucional CMSE. 199
Quadro 9 - Nível de impacto para o agente institucional ANEEL. 202
Quadro 10 - Nível de impacto para o agente institucional ONS. 205
Quadro 11 - Nível de impacto para o agente institucional CCEE. 206

LISTA DE TABELAS

Tabela 1–Cenários para aplicação da PoC 211
Tabela 2–Contratos bilaterais 214
Tabela 3–Cenário de teste 1 214
Tabela 4–Cálculo NET do cenário de teste 2 217
Tabela 5–Relatório dos contratos bilaterais do cenário de teste 3 219
Tabela 6–Relatório dos contratos bilaterais do cenário de teste 4 221
Tabela 7–Cálculo NET do cenário de teste 5 223
Tabela 8–Cálculo NET do cenário de teste 6 225

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABCE - Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica

ABGD - Associação de Geração Distribuída

ABIAPE - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnica

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ABRAGE - Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica

ABRAGEL - Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa

ABRAGET - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas

ABRAPCH - Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras

ABRATE - Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ACEI - Agente Comercializador da Energia de Itaipu

ACEP - Agente Comercializador da energia do PROINFA

ACGD - Ambiente de Contratação de Geração Distribuída

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANACE - Associação Nacional dos Consumidores de Energia

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Hidrelétricas

CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior

CAR - Curva de Aversão ao Risco

CCEALs - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre

CCEARs - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEIs - Contratos de Comercialização de Energia Incentivada

CCGF - Contrato de Cota de Garantia Física

CCENs - Contratos de Cota de Energia Nuclear

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CER - Contrato de Energia de Reserva

CGA - Controle Automático de Geração

CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONER - Conta de Energia de Reserva

CONUER - Contrato de Uso da Energia de Reserva

CMO - Custo Marginal de Operação

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CNPJ - Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica

CVaR - *Conditional Value-at-Risk*

CVU - Custo Variável Unitário

DITCS - Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas

DOAJ - *Directory of Open Access Journals*

EER - Encargo de Energia de Reserva

ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

ELETRONUCLEAR - ELETROBRAS Termonuclear S.A.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ESS - Encargo de Serviço do Sistema

GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

GD - Geração Distribuída

IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers, Incorporated*

IGPM - Índice Geral de Preços do Mercado

IOT - *Internet of things*

IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MCP - Mercado de Curto Prazo

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MME - Ministério de Minas e Energia

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia

OASISBR - Portal Brasileiro de Acesso Aberto à Informação Cientifica

ONS - Operador Nacional do Sistema

P2P - Par a Par

PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PIS - Programas de Integração Social

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

PoC - *Proof of Concept*

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária

SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SIN - Sistema Interligado Nacional

SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

SWOT - *Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats*

TE - Tarifa de Energia

TEO - Tarifa de Energia de Otimização

TIR - Taxa Interna de Retorno

TSA - Tarifa de Serviços Ancilares

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TUST RB - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica

TUST FR - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira

VPL - Valor Presente Líquido

UHEs - Usinas Hidrelétricas

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 31

1.1 PROBLEMA 32

1.2 HIPÓTESE 32

1.3 JUSTIFICATIVA 32

1.4 OBJETIVOS 34

1.4.1 Objetivo Geral 34

1.4.2 Objetivos Específicos 34

2 REFERENCIAL TEÓRICO E ESTADO DA ARTE 36

2.1 REFERENCIAL TEÓRICO: O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E A TECNOLOGIA *BLOCKCHAIN* .. 36

2.1.1 A evolução regulatória do setor elétrico brasileiro 36

2.1.2 A estrutura do setor elétrico brasileiro 37

2.1.3 Ambiente de contratação livre 41

2.1.3.1 Consumidor livre convencional 44

2.1.3.2 Consumidor livre especial 45

2.1.3.3 Leilões de energia elétrica no ACL 47

2.1.3.4 A contratação de energia elétrica 47

2.1.3.5 O custo marginal de operação 48

2.1.3.6 Formação de preço de eletricidade 50

2.1.3.7 O preço de liquidação das diferenças 52

2.1.3.8 Critérios para eficiência do ACL 53

2.1.3.9 Os riscos 55

2.1.4 Ambiente de contratação regulada 56

2.1.4.1 Leilões de energia no âmbito mundial 56

2.1.4.2 A contratação no ACR e os leilões de energia elétrica no âmbito brasileiro 58

2.1.4.3 Leilões de energia com participação de recurso solar fotovoltaico 60

2.1.5 A tecnologia *blockchain* 64

2.2 ESTADO DA ARTE: A TECNOLOGIA BLOCKCHAIN NO SETOR ELÉTRICO MUNDIAL 68

2.2.1 A tecnologia *blockchain* no setor elétrico 68

2.2.1.1 A tecnologia blockchain na comercialização de energia elétrica 69

2.2.1.2 A tecnologia blockchain na geração distribuída 82

3 METODOLOGIA 88

3.1 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 90

3.1.1 O procedimento de coleta de dados 90

3.1.2 O procedimento de coleta de dados específico da legislação e da regulamentação 90

3.1.3 O procedimento de análise de dados 91

3.1.4 O procedimento de análise de dados específico da legislação e da regulamentação 91

3.2 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DOS IMPACTOS DA TECNOLOGIA *BLOCKCHAIN* NO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 92

3.2.1 O procedimento de coleta de dados 92

3.2.2 O procedimento de análise de dados 93

3.3 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DOS IMPACTOS E ADAPTAÇÕES NOS DIFERENTES AGENTES E INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO 93

3.3.1 O procedimento de coleta de dados 93

3.3.2 O procedimento de análise de dados 94

3.4 ESTUDO DE CASO: TESTES DA POC 94

3.4.1 O procedimento de coleta de dados 94

3.4.2 O estudo de caso e o procedimento de análise de dados 95

3.5 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA POC NOS AGENTES, NAS INSTITUIÇÕES E NAS ASSOCIAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO 95

3.5.1 O procedimento de coleta de dados 95

3.5.2 O procedimento de análise de dados 96

3.6 aplicações da tecnologia *blockchain* no setor elétrico 96

3.6.1 O procedimento de coleta de dados 96

3.6.2 O procedimento de análise de dados 97

4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS 98

4.1 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 98

4.1.1 Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização livre de energia elétrica 98

4.1.1.1 Consolidação dos resultados 99

4.1.1.2 PLD 102

4.1.1.3 Ajustes de contabilização e recontabilização 104

4.1.1.4 Liquidação financeira 104

4.1.1.5 Contratos 105

4.1.1.6 Medição física 108

4.1.1.7 Medição contábil 109

4.1.1.8 Garantia física 110

4.1.1.9 Desconto na TUSD/TUST 111

4.1.1.10 Balanço energético 112

4.1.1.11 Tratamento das exposições 113

4.1.1.12 Encargos 114

4.1.1.13 Penalidades 118

4.1.1.14 MRE 121

4.1.1.15 Energia de reserva 123

4.1.2 Definição e avaliação dos indicadores do mercado regulado de comercialização de energia elétrica 124

4.1.2.1 Consolidação dos resultados 125

4.1.2.2 Ajustes de contabilização e recontabilização 128

4.1.2.3 Liquidação financeira 128

4.1.2.4 Contratos 129

4.1.2.4.1 Efeitos dos contratos por disponibilidade 130

4.1.2.5 Medição física 135

4.1.2.6 Medição contábil 135

4.1.2.7 Garantia física 135

4.1.2.8 MCSD 136

4.1.2.8.1 MCSD energia nova 137

4.1.2.9 Desconto na TUSD/TUST 138

4.1.2.10 Balanço energético 139

4.1.2.11 Tratamento das exposições 139

4.1.2.12 Encargos 139

4.1.2.13 Penalidades 140

4.1.2.14 MRE 141

4.1.2.15 Energia de reserva 142

4.1.2.16 Regime de cotas de garantia física 143

4.1.2.17 Regime de cotas de Angra 144

4.1.3 Definição e avaliação dos indicadores do mercado de geração distribuída . 146

4.1.3.1 Grupo A 147

4.1.3.2 Grupo B 151

4.2 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DOS IMPACTOS DA TECNOLOGIA *BLOCKCHAIN* NO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 155

4.2.1 Setor de comercialização ACL 156
4.2.1.1 Agentes comercializadores 156
4.2.1.2 Agentes geradores 159
4.2.1.3 Agentes distribuidores 161
4.2.1.4 Agentes consumidores livre e especiais 164
4.2.2 Setor de comercialização no ACR 166
4.2.2.1 Agentes comercializadores 166
4.2.2.2 Agentes geradores 169
4.2.2.3 Agentes distribuidores 171
4.2.2.4 Agentes consumidores cativos 174
4.2.3 Setor de geração distribuída 177
4.2.3.1 Net metering 178
4.2.3.1.1 Geração na própria unidade consumidora 178
4.2.3.1.2 Autoconsumo remoto 180
4.2.3.1.3 Geração compartilhada 182
4.2.3.1.4 Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras 184
4.2.3.2 P2P 186
4.3 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DOS IMPACTOS E ADAPTAÇÕES NOS DIFERENTES AGENTES E INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO 190
4.3.1 Agentes de geração 191
4.3.2 Agentes de distribuição 192
4.3.3 Agentes de comercialização 193
4.3.4 Consumidores cativos ou regulados 194
4.3.5 Agentes institucionais 195
4.3.5.1 CNPE 195
4.3.5.2 MME 196
4.3.5.3 EPE 197

4.3.5.4 CMSE 199
4.3.5.5 ANEEL 202
4.3.5.6 ONS 204
4.3.5.7 CCEE 206
4.4 ESTUDO DE CASO: TESTES DA POC 208
4.4.1 Modelo de negócio 209
4.4.1 Testes de cenários da PoC 210
4.4.1.1 Cenário 1 214
4.4.1.2 Cenário 2 217
4.4.1.3 Cenário 3 219
4.4.1.4 Cenário 4 221
4.4.1.5 Cenário 5 223
4.4.1.6 Cenário 6 225
4.5 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA POC NOS AGENTES, NAS INSTITUIÇÕES E NAS ASSOCIAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO 227
4.5.1 Instrumento de avaliação dos impactos da POC nos agentes e nas instituições do setor elétrico 227
4.5.2 Instrumento de avaliação dos impactos da POC nas associações do setor elétrico 235
4.5.3 Os resultados da avaliação dos impactos da POC nos agentes, nas instituições e nas associações do setor elétrico 238
4.6 PROPOSTAS DE APLICAÇÕES DA TECNOLOGIA BOCKCHAIN NO SETOR ELÉTRICO 243
4.6.1 Cenários de aplicação da tecnologia no mercado de comercialização e distribuição de energia elétrica 243
4.6.1.1 Proposta 1a 243
Sistema computacional baseado em tecnologia blockchain aplicado no ambiente de contratação livre - cabeça de série 243

4.6.1.2 Proposta 2a..... 244

Tecnologia de contabilidade distribuída aplicada ao registro e certificação de contratos de compra e venda dos agentes do mercado de energia elétrica 244

4.6.1.3 Proposta 3a..... 244

Tecnologia blockchain aplicada em contratos (smart contracts) de compra e venda de energia elétrica entre distribuidoras, geradoras e comercializadoras 244

4.6.1.4 Proposta 4a..... 245

Nas distribuidoras, todos os dias 5, 10, 15, 20, 25 e 30 pagam-se os contratos de leilão de CCEAR. Todo dia anterior ao pagamento, é necessário aportar uma garantia conforme contrato. Nesse processo, é necessário lançar quatro transações do tipo TED para a conta de aporte e o banco gestor efetiva as movimentações para as respectivas contas de pagamento e devolve essa garantia para a CPFL. Sugestão: tirar o banco gestor desse processo..... 245

4.6.1.5 Proposta 5a..... 245

Aplicações blockchain para geração e transmissão: Desenvolvimento de uma modelagem com certificação blockchain para o sistema de medição de faturamento visando compartilhamento de informações entre geradoras e transmissoras..... 245

4.6.1.6 Proposta 6a..... 246

Auditoria fiscal e regulatória poderia ser modificada se houver a adoção da tecnologia blockchain nas relações com fornecedores x clientes 246

4.6.1.7 Proposta 7a..... 247

Gestão fiscal, eliminação de emissão de documentos fiscais e emissão de faturas NF 247

4.6.2 Cenários de aplicação da tecnologia no mercado de geração distribuída 247

4.6.2.1 Proposta 1b 248

Tecnologias de contabilidade distribuída aplicadas ao mercado de energia elétrica no ambiente de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos para comercialização P2P de energia elétrica. marketplace descentralizado para compra e venda de energia P2P em uma microrrede 248

4.6.2.2 Proposta 2b 249

Tecnologias de contabilidade distribuída aplicadas na compensação de energia elétrica em ambiente de geração distribuída. Plataforma de blockchain para compensação de energia elétrica alimentada por dados de medidores inteligentes 249

4.6.2.3 Proposta 3b 250

Tecnologia blockchain aplicada na certificação e no rastreamento de energia elétrica de prossumidores para fomentar um mercado de comercialização de créditos verdes 250

4.6.2.4 Proposta 4b 250

Desenvolvimento de uma plataforma distribuída blockchain para transações de energia e pagamento de recarga de veículos elétricos 250

4.6.2.5 Proposta 5b 251

Gestão das energias e valores relacionados ao armazenamento de energia, veículos elétricos, geração distribuída pelos clientes da concessionária..... 251

4.6.2.6 Proposta 6b 251

Com a liberalização do mercado de baixa tensão (assunto ainda em discussão, sem regulamentação definida) a tecnologia blockchain poderia ser uma ferramenta de gestão de contratos entre os consumidores e geradores de energia elétrica 251

4.6.2.7 Proposta 7b 251

Gestão de Virtual Power Plants e Microgrids 251

4.6.2.8 Proposta 8b 252

Recurso para que consumidores possam administrar a fatura de energia: uma vez que, pela plataforma, os usuários poderiam ter acesso aos dados e às transações em andamento 252

4.6.2.9 Proposta 9b 254

Tecnologia blockchain aplicada a transações de energia entre produtores/consumidores de energia e consumidores de smart home ou para armazenar e acessar os dados gerados por casas inteligentes 254

5 CONCLUSÃO 255

REFERÊNCIAS 260

ANEXO A – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo PLD - ACL 275

ANEXO B – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Medição Física - ACL 275

ANEXO C – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Medição Contábil - ACL 276

ANEXO D – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Garantia Física - ACL 277

ANEXO E – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo MRE - ACL 277

ANEXO F – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Contratos - ACL 278

ANEXO G – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Desconto na TUSD/TUST - ACL 279

ANEXO H – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Balanço Energético - ACL 279

ANEXO I – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Tratamento de Exposições - ACL 280

ANEXO J – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Encargos - ACL 281

ANEXO K – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Penalidades - ACL 282

ANEXO L – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Consolidação dos Resultados - ACL 283

ANEXO M – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Ajuste de Contabilização e Recontabilização - ACL 283

ANEXO N – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Liquidação Financeira - ACL 284

ANEXO O – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Energia de Reserva - ACL 284

ANEXO P – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Medição Física - ACR 285

ANEXO Q – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Medição Contábil - ACR 285

ANEXO R – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Garantia Física - ACR 286

ANEXO S – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo MRE - ACR..... 286

ANEXO T – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Contratos - ACR..... 287

ANEXO U – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Efeito dos Contratos por Disponibilidade - ACR..... 288

ANEXO V – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Desconto na TUSD/TUST - ACR..... 289

ANEXO W – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo MCSD - ACR 290

ANEXO X – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo MCSD de Energia Nova - ACR..... 290

ANEXO Y – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Balanço Energético - ACR..... 291

ANEXO Z – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Tratamento de Exposições - ACR..... 291

ANEXO A1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Encargos - ACR..... 292

ANEXO B1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Penalidades - ACR..... 293

ANEXO C1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Consolidação dos Resultados - ACR..... 294

ANEXO D1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Ajuste de Contabilização e Recontabilização - ACR 295

ANEXO E1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Liquidação Financeira - ACR 295

ANEXO H1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Regime de Cotas de Garantia Física - ACR 297

ANEXO J1 – Definição e avaliação dos indicadores do Ambiente de Comercialização de Geração Distribuída do Grupo B- ACGD 298

ANEXO K1 – Definir e avaliar métricas dos impactos da tecnologia *blockchain* no setor de comercialização - ACL 299

ANEXO L1 – Definir e avaliar métricas dos impactos da tecnologia *blockchain* no setor de comercialização - ACR 300

ANEXO M1 – Definir e avaliar métricas dos impactos da tecnologia *blockchain* no setor de geração distribuída *Net metering - ACGD* 301

ANEXO N1 – Definir e avaliar métricas dos impactos da tecnologia *blockchain* no setor de geração distribuída P2P - ACGD 302

ANEXO O1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Energética 303

ANEXO P1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Elétrica 304

ANEXO Q1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Econômica 305

ANEXO R1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Contratual 306

ANEXO S1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Regulatória 307

ANEXO T1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Tributária 308

APÊNDICE A – A LEGISLAÇÃO E A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO 309

5.1.1.1 As leis 309

5.1.1.2 Os decretos 321

5.1.1.3 As resoluções da ANEEL 329

5.1.1.4 As resoluções normativas da ANEEL 331

5.1.1.5 As resoluções do CNPE 350

5.1.1.6 As resoluções do CMSE 357

5.1.1.7 As resoluções da GCE 357

APÊNDICE B – A LEGISLAÇÃO E A REGULAMENTAÇÃO SOBRE MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA 359

5.1.1.8 As leis sobre comercialização de energia elétrica 359

5.1.1.9 Os decretos sobre comercialização de energia elétrica 363

5.1.1.10 As resoluções da ANEEL sobre comercialização de energia elétrica 366

5.1.1.11 As resoluções normativas da ANEEL sobre comercialização de energia elétrica 368

5.1.1.12 As resoluções do CNPE sobre comercialização de energia elétrica 375

5.1.1.13 As resoluções da GCE sobre comercialização de energia elétrica 376

APÊNDICE C – A LEGISLAÇÃO E A REGULAMENTAÇÃO SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 378

5.1.1.14 As leis sobre geração distribuída 378

5.1.1.15 Os decretos sobre geração distribuída 378

5.1.1.16 As resoluções normativas da ANEEL sobre geração distribuída 379

1 INTRODUÇÃO

A crescente mudança no setor elétrico mundial, principalmente no que tange a geração de energia elétrica, é resultado da viabilização técnica e econômica de tecnologias a partir de recursos renováveis, em especial energia solar fotovoltaica e energia eólica. Considerando o âmbito mundial, a geração de energia elétrica ocorre de forma centralizada e em sua maioria utilizando combustíveis fósseis. No entanto, observa-se a substituição desses combustíveis por recursos renováveis, auxiliando na descarbonização da matriz elétrica de geração centralizada. Ressalta-se a complementaridade desse cenário centralizado de geração a partir da inserção da geração distribuída.

O mercado de energia está sendo revolucionado pelos 3Ds, digitalização, descentralização e descarbonização (VERMA et al., 2018, p. 1, tradução nossa).

A descentralização da geração de energia acarreta na injeção direta de energia elétrica na rede de distribuição. As principais formas de injeção de energia na rede, do lado da demanda, são os sistemas fotovoltaicos e os veículos elétricos. Essas tecnologias impactam fortemente na rede de distribuição de energia elétrica, a geração distribuída devido à oferta e demanda de energia elétrica; e os veículos elétricos devido à elevada demanda que podem solicitar e aos auxílios no alívio de carga que podem ofertar.

Essas diversas formas de injetar ou demandar energia na rede podem ser transacionadas de forma segura e eficaz, o que pode ser obtido por meio da digitalização, especificamente pela tecnologia *blockchain. Blockchain* é um livro razão de blocos e cada bloco contém um conjunto de transações validadas. De maneira geral, a tecnologia *blockchain* utiliza criptografia para verificar se as transações são válidas, consenso para evitar gastos duplos e incentivos financeiros para evitar fraudes de consenso. De acordo com Andoni et al. (2019, p. 143, tradução nossa), espera-se com *blockchain* que os sistemas sejam transparentes e seguros.

Quanto à descarbonização a geração distribuída, solar fotovoltaica principalmente, destaca-se em países cujas matrizes elétricas são majoritariamente oriundas de fontes não renováveis. A descarbonização resulta da conscientização ambiental e da viabilidade econômica de tecnologias que mitigam emissões de gases de efeito estufa.

Essa dissertação é promovida por meio do projeto de pesquisa "Desenvolvimento de uma Metodologia para Análise e Avaliação Técnico-Científica da Tecnologia *Blockchain* no

Setor Elétrico". O tema desta dissertação tem relevância, uma vez que se trata de uma nova aplicação da tecnologia em âmbito mundial, aplicação no setor elétrico, e esse é um dos primeiros projetos estudados nessa área no Brasil.

1.1 PROBLEMA

É possível reduzir custos financeiros, em ambientes de contratação de energia elétrica, aos agentes, instituições e associações do setor elétrico otimizando processos com a aplicação de uma solução computacional baseada em arquitetura *blockchain* e ainda incentivar as fontes de geração distribuída de energia elétrica?

É possível desenvolver uma metodologia técnico-científica de avaliação e análise dos impactos nos agentes, instituições e associações do setor elétrico, de uma solução computacional baseada em *blockchain* aplicada nos ambientes de contratação de energia elétrica?

1.2 HIPÓTESE

Uma *Proof of Concept* (PoC), desenvolvida com arquitetura *blockchain,* aplicada aos mercados de energia elétrica impacta positivamente nos agentes, nas instituições e nas associações do setor elétrico brasileiro reduzindo custos por otimizar seus processos. Além disso, promove a sustentabilidade por facilitar os mercados de energias renováveis.

Uma metodologia técnico-científica pode ser desenvolvida para avaliar e analisar os impactos de uma solução computacional baseada em *blockchain* aplicada nos ambientes de contratação de energia elétrica.

1.3 JUSTIFICATIVA

A tecnologia *blockchain* tem elevado poder de impacto no setor elétrico, simplificando processos e reduzindo custos à sociedade. Em relação à indústria e aos negócios, Andoni et al. (2019, p. 143-144, tradução nossa) cita que a arquitetura *blockchain* pode impactar as empresas de energia elétrica: no faturamento de energia utilizando *smart contracts* e *smart metering*, no mercado de energia considerando a gestão dos riscos e a forma de transacionar energia, na aplicação e gestão de *smart grids*, na gestão de segurança e na

transparência dos negócios. Em relação ao prossumidor ou consumidor, um sistema baseado em *blockchain* oferece opções ao comprar e vender energia, reduzindo os custos da energia elétrica ou aumentando o lucro.

Quanto à inovação, alguns projetos sobre *blockchain* no setor elétrico estão em desenvolvimento, por exemplo o banco espanhol *Kutxabank* utiliza com sucesso uma plataforma que executa *smart contracts,* em um projeto que gera energia de uma hidrelétrica e dois parques eólicos, eliminando intermediários nas negociações e certificando a origem do produto. Também, na Noruega a *Vattenfall* está aplicando a arquitetura *blockchain* em uma rede privada para registrar as transações de consumidores comerciais e residenciais, os quais podem vender energia proveniente de módulos fotovoltaicos ou baterias. Além disso, em Nova York a *Brooklyn Microgrid* está em seu terceiro ano de funcionamento, esse é o primeiro sistema *peer to peer blockchain* aplicado com sucesso. A *Brooklyn Microgrid* contempla quinhentos consumidores comprando e vendendo energia em tempo real por meio de um aplicativo de celular para o mercado local, permitindo ainda a escolha entre o mercado livre local e a concessionária (KOSOWATZ, 2019, p. 29, tradução nossa). No entanto, conforme pesquisa realizada em anais de eventos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), do Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (CITENEL) e do Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), no portal de periódicos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), no *Institute of Electrical and Electronics Engineers, Incorporated* (IEEE), na Wiley Online Library, na Springer, no *Directory of Open Access Journals* (DOAJ) e no Portal Brasileiro de Acesso Aberto à Informação Cientifica (OASISBR): a arquitetura *blockchain* não está aplicada ao setor elétrico brasileiro.

Quanto ao aspecto ambiental Verma et al. (2018 p. 1, tradução nossa) cita que transacionar energia entre os consumidores de uma *microgrid* ou de *microgrids* é necessário para maximizar a utilização da energia renovável. A comercialização de energia Par a Par (P2P) reduz a pegada de carbono e mantém as receitas na comunidade (ANDONI; ROBU; FLYNN, 2017, p. 158, tradução nossa). Sabe-se que a substituição de energias provenientes de combustíveis fósseis por energias renováveis reduz significativamente as emissões de gases de efeito estufa na geração de energia elétrica, contribuindo para a descarbonização do setor elétrico.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo Geral

O objetivo desta dissertação é analisar o mercado de energia elétrica brasileiro, nos diferentes ambientes de contratação, considerando a disponibilidade de energia pela geração distribuída na rede de distribuição, a fim de possibilitar a aplicação de uma PoC baseada na arquitetura *blockchain*. Essa análise contemplará estudos da aplicação dessa tecnologia no âmbito mundial, estudos da legislação e regulamentação; definição de métricas dos mercados brasileiros e métricas de impacto nesses mercados, nos agentes, instituições e associações do setor elétrico; uma validação de um estudo de caso e o desenvolvimento de um instrumento de avaliação dos impactos de uma PoC baseada em *blockchain* aplicada no setor elétrico brasileiro.

1.4.2 Objetivos Específicos

a) Investigar e propor aplicações da tecnologia *blockchain* no setor elétrico, incluindo os mercados de energia elétrica e a geração distribuída.
b) Investigar e avaliar a legislação e a regulamentação do setor elétrico brasileiro, incluindo comercialização de energia e geração distribuída, a fim de indicar as leis e regulamentações que possivelmente serão alteradas para possibilitar a aplicação da tecnologia *blockchain* nos ambientes de comercialização livre e regulado, considerando também a geração distribuída.
c) Investigar, definir e avaliar as métricas do mercado livre e regulado de energia, considerando a geração distribuída, a fim de adaptá-las à aplicação da tecnologia *blockchain* nesses mercados.
d) Investigar, definir e avaliar as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos mercados livre e regulado de energia, considerando a geração distribuída.
e) Investigar, definir e avaliar as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos agentes e instituições do setor elétrico.
f) Investigar e avaliar cenários de aplicação de uma *Proof of Concept* (PoC), a fim de verificar se as transações ocorrem corretamente de acordo com os contratos previamente firmados.

g) Analisar os impactos de uma PoC nos agentes de mercado, nas instituições e nas associações do setor elétrico.

2 REFERENCIAL TEÓRICO E ESTADO DA ARTE

Este capítulo discorre sobre o setor elétrico brasileiro e sobre seus mercados de eletricidade. Além disso, apresenta a tecnologia *blockchain* e suas aplicações em comercialização de energia elétrica e geração distribuída no âmbito mundial.

2.1 REFERENCIAL TEÓRICO: O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E A TECNOLOGIA *BLOCKCHAIN*

Esta seção apresenta o setor elétrico brasileiro, sua evolução regulatória, seus mercados de eletricidade e a tecnologia *blockchain*.

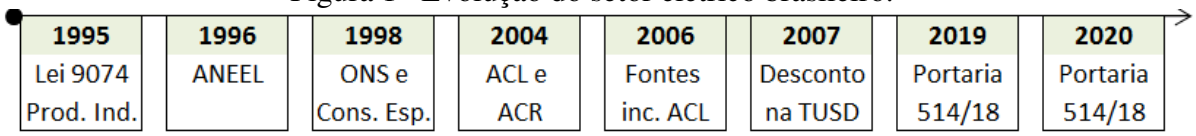
2.1.1 A evolução regulatória do setor elétrico brasileiro

Iniciou-se nos anos 90 o processo de reforma do setor elétrico, anteriormente todos os segmentos eram de propriedade pública. Essa reforma foi necessária para assegurar investimentos e eficiência econômica ao setor, garantindo a confiabilidade com o menor custo possível. O modelo regulatório objetivou a competição de preços entre gerador e comercializador, a separação da cadeia produtiva em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; a regulação do estado sob a distribuição e a transmissão, a criação do mercado atacadista de energia, a criação da ANEEL, do ONS e outro objetivo da reforma seria a privatização das geradoras, sendo que não foi implementada (MAYO, 2012).

Observa-se a evolução do setor elétrico na Figura 1. Promulgou-se em 1995 a Lei nº 9074 que permitiu a contratação de energia de produtor independente pelo consumidor com demanda contratada maior que 10MW para tensão de 69 kV, essa lei também estabelece as concessões e permissões dos serviços públicos (BRASIL, 1995). Criou-se em 1996 a ANEEL (BRASIL, 1996). Em 1998, iniciou-se o mercado atacadista de energia e o ONS, estabeleceu-se o consumidor especial e a demanda mínima contratada passou a ser 3MW para tensão de 69KV conforme Figura 2 (BRASIL, 1998). Criou-se a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (BRASIL, 2004B) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 2004 (BRASIL, 2004C). Implantou-se o novo modelo setorial com a criação do Ambiente de

Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL) em 2004 (BRASIL, 2004A).

Figura 1– Evolução do setor elétrico brasileiro.



Fonte: Elaborada pela autora (2019)

Em 2006, iniciou-se a comercialização de fontes incentivadas para consumidores com carga igual ou superior a 500 kW e assegurou-se o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para consumidores que comprassem energia de fontes incentivadas a partir de 2007 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006a).

A portaria 514 de 2018 reduziu o valor da demanda contratada mínima para 2500 kW a partir de 1º de julho de 2019 e a partir de 1º de janeiro de 2020 para 2000 kW, adicionalmente permitiu qualquer nível de tensão de abastecimento a partir de 1º de julho de 2019, para que o consumidor possa participar do ACL (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018).

Figura 2– Evolução do ACL brasileiro.

SIN					
Posso comprar de:	**1995**	**1998**	**2006**	**2019**	**2020**
Qualquer fonte	Dc >= 10 MW	Dc >= 3 MW		Dc >= 2,5 MW	Dc>= 2 MW
	V >= 69kV			Qualquer valor de V	
Fonte especial			500 kW >= Dc < 3 MW	500 kW >= Dc < 2,5 MW	500 kW >= Dc< 2 MW
			e, Grupo A		

Fontes especiais: eólicas, solares, biomassa, PCHs ou hidráulica de potência inferior ou igual a 30.000 kW.

Fonte: Elaborada pela autora (2019)

2.1.2 A estrutura do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro é formado por agentes de geração de energia elétrica, de transmissão, distribuição, comercialização, por consumidores e pelos agentes institucionais.

Os agentes de geração de energia elétrica são as concessionárias de serviço público de geração que exploram ativos de geração a título de serviço público; os produtores independentes que produzem energia com finalidade de comercialização; e os autoprodutores que produzem energia com finalidade de consumo próprio, podendo comercializar o

excedente mediante autorização da ANEEL. A diferença entre autoprodutor e produtor independente de energia é que o autoprodutor possui uma carga específica para abastecer.

Os agentes de transmissão de energia elétrica são agentes que detêm a concessão dos serviços da transmissão de energia elétrica. São agentes que não comercializam energia.

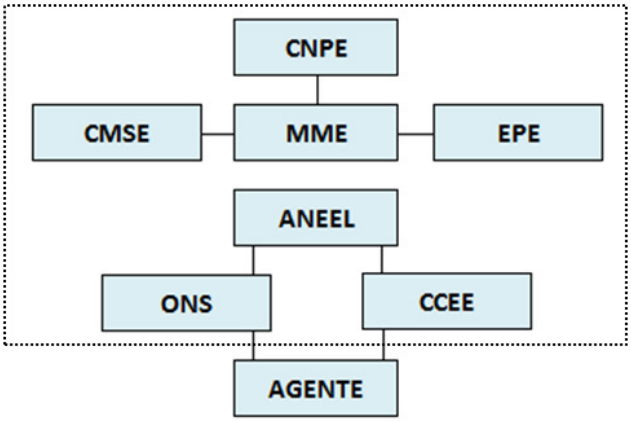
Os agentes de distribuição de energia elétrica são empresas concessionárias ou permissionárias de energia elétrica. Essas comercializam energia no ACR.

Os agentes de comercialização de energia elétrica são as empresas comercializadoras as quais representam comercialmente outro agente, os consumidores livres e/ou especiais que são consumidores com demanda mínima contratada, e os importadores e exportadores de energia.

Os consumidores cativos, ou regulados, estão na área de concessão ou permissão dos agentes distribuidores. Esses não comercializam energia elétrica, pois sua tarifa é regulada pela ANEEL e repassada pelo agente distribuidor ao consumidor.

Os agentes institucionais do setor elétrico são o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME), EPE, Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), ANEEL, Operador Nacional do Sistema (ONS) e CCEE, conforme Figura 3.

Figura 3– Estrutura do setor elétrico.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

O CNPE formula políticas e diretrizes que asseguram o suprimento de insumos energéticos a todo o país. Esse está diretamente ligado ao presidente da república. O CNPE é presidido pelo ministro do MME e composto por membros da administração do governo federal e representantes escolhido pela presidência da república.

O MME implementa e conduz as políticas energética que foram formuladas pelo CNPE de acordo com a diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico.

A EPE é responsável pelos estudos de implantações das políticas energéticas, que foram formuladas pelo CNPE e conduzidas pelo MME. A EPE tem a finalidade de subsidiar e dar apoio técnico ao planejamento e implementações das ações do MME para expansão e segurança do setor elétrico. Assim como habilita tecnicamente os empreendimentos que participam de leilões conduzidos pela ANEEL.

O CMSE acompanha e avalia a continuidade e segurança do suprimento energético. Acompanha as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, importação e exportação, segurança do abastecimento e atendimento. Assim como identifica as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem ou possam afetar a regularidade e segurança do abastecimento e expansão do setor de energia.

A ANEEL é uma autarquia, uma entidade de administração pública indireta, que regula e fiscaliza a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As decisões da ANEEL são independentes do âmbito político. Essa agência tem como objetivo zelar pela qualidade dos serviços prestados e pelo estabelecimento de tarifas de transporte e consumo para os consumidores cativos, considerando a viabilidade econômica e financeira dos agentes. A ANEEL é responsável pelas regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica, pelo equilíbrio econômico financeiro das concessões, por licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica pelos agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) e por mediação de conflitos entre agentes. A ANEEL tem delegado a operação dos leilões do ACR à CCEE.

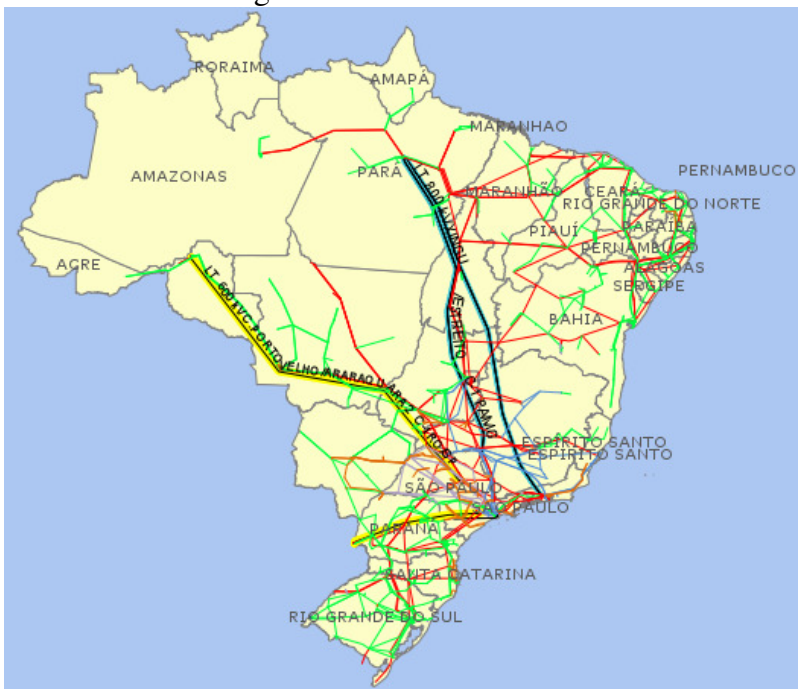
O ONS é uma instituição de direito privado sem fins lucrativos que opera, supervisiona e controla a geração no SIN e administra a rede básica de geração e transmissão, o SIN, verificar Figura 4. O ONS visa o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. O ONS também planeja e opera o sistema isolado e quem o fiscaliza e o regula é a ANEEL. De acordo com Mayo (2012), o operador do sistema é uma instituição responsável por programação, despacho e operação do sistema elétrico. Independente de o modelo de mercado ser *pool* ou de contratação bilateral, o despacho pode ser centralizado ou descentralizado. No despacho centralizado, que é o

aplicado no Brasil, há preocupação em reduzir o custo operativo do sistema, então o operador do sistema é responsável, uma autoridade central, pelo despacho. No despacho descentralizado o operador zela pela confiabilidade do sistema e corrige desequilíbrio energético, cabendo a cada agente de mercado decidir pelos negócios mais lucrativos.

A CCEE é uma instituição de direito privado sem fins lucrativos que tem como objetivo viabilizar a comercialização de energia elétrica no ACR e no ACL. Suas atividades incluem manter os registros dos contratos, coletar dados de medição e contabilização em ambos os ambientes. A contabilização no Mercado de Curto Prazo (MCP) é realizada pela CCEE e considera os registros dos contratos e coleta dos dados de medição. Também é de responsabilidade da CCEE a apuração e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Com a contabilização dos resultados e o PLD a CCEE realiza a liquidação do MCP no ACL. Outras atribuições da CCEE são operação dos leilões de energia elétrica no ACR, desde que delegados pela ANEEL; gestão dos montantes de energia de reserva; desenvolvimento e aplicação de regras de comercialização e administração de contas setoriais como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), do ACR, das Bandeira, do Consumo de Combustíveis e da Reserva Global de Reversão.

O CMSE e a EPE respondem diretamente ao MME. O ONS e a CCEE respondem diretamente à ANEEL.

Figura 4– O SIN em 2020.



Fonte: ONS (2020)

No setor elétrico existe diferença entre o sistema, ou mundo, físico e o contratual.

O sistema físico corresponde à operação do ONS no SIN. Como o sistema de transmissão tem restrições de fluxo de energia em função da capacidade das linhas de transmissão, o SIN é dividido em submercados. O submercado norte é caracterizado pela predominância de hidrelétricas e pela exportação de energia. O submercado nordeste é caracterizado pela predominância de usinas de geração eólica e em alguns períodos importa energia elétrica. O submercado sudeste tem como característica a importação de energia elétrica. O subsistema sul é um sistema hidrotérmico que importa e exporta energia, inclusive para outros países. É importante observar que se efetuam a importação e a exportação de energia somente entre submercados vizinhos.

O sistema contratual é à parte, independe do fluxo de energia elétrica. Pode-se contratar ou vender energia elétrica de qualquer empreendimento independente de sua localização no ACL e ACR. Segundo Mayo (2012), os produtos transacionais são os contratos físicos e financeiros. Desenvolvidos para o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) ou ACL. Dos contratos físicos participam o consumo e a produção de eletricidade. Os contratos financeiros de eletricidade são utilizados para mitigação de risco. A transação no mercado de eletricidade é diferente das outras *commodities,* pois ainda não é armazenada e a disponibilidade deve ser instantânea. Competências de engenharia, financeira e comercial são necessárias para o bom desempenho desse mercado.

2.1.3 Ambiente de contratação livre

O modelo atacadista competitivo é necessário para a transparência e competitividade de preço. No âmbito mundial, esse modelo compreende o mercado *pool* de energia e o mercado de contratação bilateral (MAYO, 2012).

No modelo *pool* do mercado atacadista competitivo a produção de eletricidade de diferentes usinas é agregada. Geralmente é gerenciado por um operador independente do mercado. No *gross pool* toda energia é comercializada no *pool*. A decisão de operar ou não as usinas de geração é do mercado e não dos geradores, sob risco de não serem despachados. O *gross pool é* um leilão de participação unilateral, em que os lances dos geradores são agregados em ordem crescente formando a curva de oferta, a curva de demanda é uma reta vertical e o encontro das duas é o preço marginal do sistema. No modelo *net pool* do mercado

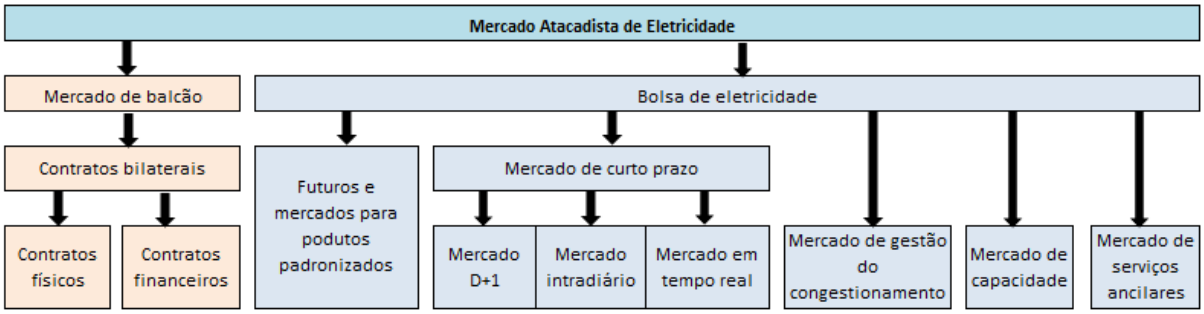
atacadista competitivo, a contratação fora do *pool* é permitida. Nesse modelo os volumes residuais não contratados são programados e comercializados de forma voluntária no mercado centralizado, os geradores ajustam sua produção e o consumo à demanda, cada um ofertando e equilibrando a produção com a demanda (MAYO, 2012). No Brasil se utiliza um modelo tipo *pool* nos leilões do ACR, o qual será abordado na seção Ambiente de Contratação Regulada.

O decreto 5163 de 2004 define as bases e diretrizes da comercialização de energia elétrica, assim como dispõe de medidas que prevêem a modicidade tarifária. Esse decreto regulamenta o ACL e o ACR.

A contratação de energia elétrica no ACL ocorre de forma bilateral no Brasil. O ACL é um ambiente de negócios em que vendedores e compradores negociam energia elétrica livremente entre si. Podem comercializar energia elétrica nesse ambiente os agentes de geração, de distribuição, de comercialização e os consumidores livres convencionais e especiais.

De acordo com Mayo (2012), o modelo bilateral trabalha com a livre comercialização de energia elétrica, esse modelo é a melhor maneira de alcançar a competição na venda de eletricidade no atacado. No modelo de contratação bilateral o comprador e o vendedor podem negociar livremente os volumes, preços e condições contratuais. O negócio pode ser concluído em dias ou anos e o operador deve sempre ser informado sobre os dados contratados. No mercado de contratação bilateral o maior volume é negociado no mercado de balcão e volumes menores são comercializados em bolsas de energia elétrica. A Figura 5 exibe o MAE.

Figura 5– Modelo de mercado atacadista competitivo.



Fonte: Mayo (2012)

No mercado de balcão a energia elétrica é comprada e vendida diretamente entre as partes interessadas, oferecendo menor custo, maior flexibilidade relacionada à

regulamentação, maior competição e possibilidade de negociação de preços e condições contratuais (MAYO, 2012).

De acordo com Mayo (2012), as bolsas de eletricidade ao atingirem nível de liquidez, fornecem o preço de referência necessário aos mercados financeiros e de balcão por meio do MCP, o chamado PLD. No âmbito mundial, o MCP inclui os mercados:

a) D+1: é o mercado físico diário. Todos os agentes devem possuir energia física assegurada para consumir ou gerar. As bolsas oferecem D+1 em que as ofertas são submetidas e os negócios liquidados no dia anterior ao despacho.
b) Mercado intradiário: este mercado fecha algumas horas antes da entrega física da energia elétrica, permitindo ajustes e equilíbrio entre a geração e a previsão de demanda.
c) Mercado em tempo real: após o fechamento do mercado intradiário os agentes submetem ofertas de imediato.

Segundo Mayo (2012) as principais diferenças entre transações em mercado de balcão e em bolsa de eletricidade são que no mercado de balcão os produtos são mais diversificados que em bolsa de eletricidade, alguns são personalizados inclusive; as transações em bolsa de eletricidade são publicamente divulgadas, resultando em maior transparência e descoberta de preço em relação ao mercado de balcão; e as bolsas incentivam a competição devido à livre competição entre os agentes nos leilões de energia elétrica.

No mercado de futuros, ou de contratos, o horizonte varia em anos. Nesses contratos pode haver diferenciação entre horário de ponta, fora de ponta, dias úteis e feriados ou pontos facultativos.

O mecanismo de gestão do congestionamento da transmissão em mercados de eletricidade garante que a rede suporte todos os fluxos físicos resultantes de contratações, garantindo a segurança operativa do sistema. O operador do sistema elétrico deve definir os limites da capacidade comercial de transmissão em cada área (MAYO, 2012).

O mercado de capacidade de reserva garante que os níveis de capacidade necessários estejam disponíveis garantindo a confiabilidade do sistema. Considerando que o equilíbrio entre demanda e oferta pode ser alcançado no lado da demanda, a estabilidade do sistema requer capacidade instalada a fim de atender a demanda prevista mais uma margem reserva para prevenir contra interrupções, flutuações de demanda e manutenções programadas de equipamentos (MAYO, 2012).

O encargo de capacidade do sistema está presente nas faturas de consumidores do mercado livre de energia elétrica. Segundo Mayo (2012), é um pagamento pela disponibilidade dos geradores, assegurando a geração de ponta e de reserva, garantindo a confiabilidade do suprimento. O pagamento desse encargo pode ser efetuado por MW de capacidade instalada ou adicionalmente ao pagamento dependendo do estado do sistema e da capacidade disponível. O cálculo desse encargo baseia-se em probabilidade de perda de carga e no valor da carga perdida. A perda de carga ocorre quando a demanda for maior que a geração. O valor de carga perdida é o volume de eletricidade impedido de ser entregue devido aos desligamentos.

O mercado de serviços ancilares, ou auxiliares, garantem a segurança e estabilidade do sistema por manutenção de frequência e tensão. Esses serviços, dependendo do mercado, podem ser contratados em leilões. O operador do sistema é quem define esses serviços. Após a definição dos serviços, atribuem-se preços para que possam ser comercializados. Alguns exemplos são acompanhamento de carga e regulação de frequência, reserva de contingência para cobrir perda ou falha da geradora ou da linha de transmissão, suporte reativo para controlar a tensão e capacidade de autorreabastecimento da unidade geradora após colapso sem fonte externa de alimentação (MAYO, 2012).

2.1.3.1 Consumidor livre convencional

Considera-se consumidor livre aquele que pode escolher o fornecedor de energia elétrica que não seja a distribuidora. Em 2019 cerca de 80% dos consumidores do grupo tarifário A eram consumidores livres. A economia é aproximadamente 29% em relação ao mercado (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA, 2019).

Segundo Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (2019), os consumidores livres possuem perfis conservador e arrojado. O consumidor com perfil conservador opta por contratos de longo prazo, devido à maior previsibilidade. O consumidor de perfil arrojado trabalha com maiores possibilidades de ganho, entre elas com a contratação de um valor inferior ao necessário no longo prazo e fica exposto ao MCP.

O contrato ainda pode prever uma variação de consumo a ser negociada, chamada flexibilidade, por exemplo, 10% para mais ou menos. Ainda existe a opção de sazonalização do contrato em que o consumidor pode estimar o perfil de consumo mensal ao longo dos

anos. O contrato pode ser elaborado considerando a flexibilidade e a sazonalidade. Ainda, nos contratos são negociados preço, prazo, montante de energia em MW médio e índice de reajuste.

O consumidor livre paga as faturas da geradora, da distribuidora na parcela referente à TUSD, da comercializadora, da contribuição associativa à CCEE e do monitoramento remoto. Ainda são recolhidos pela CCEE em uma conta a parte, o EER em alguns meses, o Encargo de Serviço do Sistema (ESS) de acordo com a demanda por energia térmica acionados pelo ONS fora do mérito de custo; o aporte de garantia financeira se houver débito por parte do consumidor livre; e se aplicadas: as penalidades. A possibilidade de lucro cabe à parte de geração, que segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (2019) corresponde a 80% da fatura de energia no mercado cativo.

A partir de primeiro de janeiro de 2020 a demanda mínima passou a ser 2 MW, para qualquer nível de tensão de abastecimento da unidade consumidora (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018). Pode-se adquirir energia elétrica de qualquer fonte de geração. Se uma unidade consumidora não possuir demanda mínima para aderir ao mercado livre de energia, pode-se considerar a soma de todas as unidades consumidoras de um mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ), constituindo a comunhão de direito; ou de diferentes CPNJs se as unidades consumidoras não estiverem separadas por via pública, constituindo a comunhão de fato (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA, 2019).

2.1.3.2 Consumidor livre especial

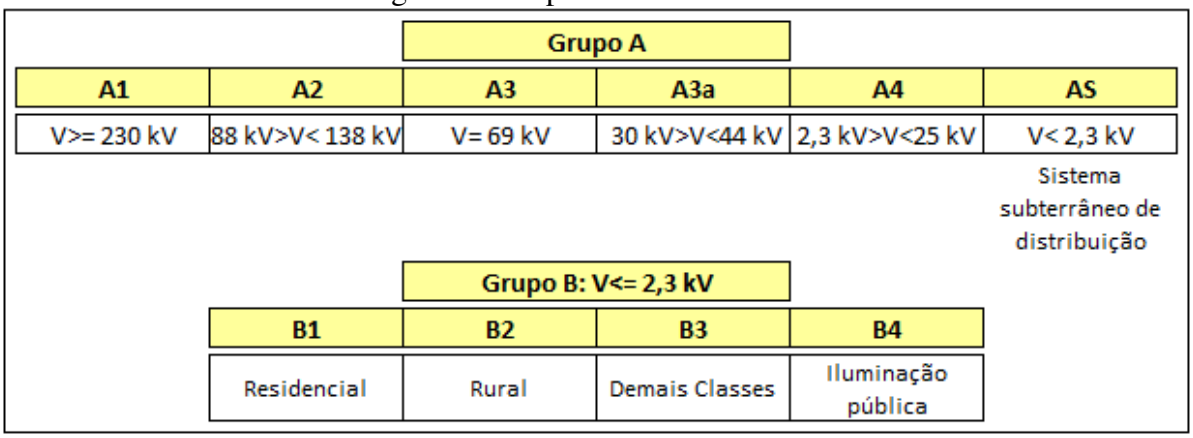
Consumidores especiais precisam ter demanda mínima contratada igual a 500 kW, ou 500 kW somados entre unidades consumidoras de mesmo CNPJ ou sem divisão por via pública entre as unidades de diferentes CNPJs, e devem comprar energia elétrica de fontes especiais.

Consideram-se fontes especiais de geração de energia elétrica com direito a 50% de desconto na TUSD/Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) as fontes eólicas, solares, biomassa e cogeração qualificada com potência menor ou igual a 30 GW, desconsideradas as fontes para autoprodução. Ainda para o desconto de 50%, consideram-se os empreendimentos de potencial hidrelétrico entre 1 GW e a 30 GW inclusive, desde que

mantidas as características de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e que sejam destinados à geração por produção independente ou autoprodução. Também, aplica-se esse mesmo desconto a qualquer empreendimento com potência igual ou inferior a 1 MW e à empreendimentos de geração de energia oriunda de fontes eólicas, solares, biomassa e cogeração qualificada com potência entre 30 MW e 300 MW desde que sejam vencedores de leilão de energia nova a partir de janeiro de 2016.

Entre os empreendimentos de geração de energia solar fotovoltaica com potência entre 30 MW e 300 MW, os que entraram em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, o desconto assegurado foi de 80% para os dez primeiros anos e 50% para os demais anos de operação comercial. Ainda, para algumas usinas de biomassa assegurou-se 100% de desconto na TUSD/TUST. Segundo Agência Nacional de Energia Elétrica (2006a) o consumidor especial precisa estar cadastrado no grupo de tarifação A, conforme a Figura 6.

Figura 6– Grupos Tarifários A e B.



Fonte: Elaborada pela autora (2019)

A contratação de energia incentivada assegura ao consumidor o desconto de 50, 80 ou 100% na TUSD (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006a). As faturas a serem pagas pelo consumidor especial são as mesmas que o consumidor livre convencional, apenas a fatura do agente de distribuição referente ao transporte de energia, também conhecido como valor do fio, será reduzida de acordo com a classificação de potência e entrada de operação comercial da geração. Quem determina mensalmente os cálculos do desconto que o agente de distribuição deve aplicar é a CCEE. Esse desconto foi atribuído quando o consumidor especial foi instituído em 2006, para incentivar as fontes de energia em função do elevado preço da época, é importante salientar que o valor da geração de energia

oriunda de centrais solar e eólica atualmente é competitivo, no entanto o desconto ainda é aplicado, assim como na PCH e biomassa.

2.1.3.3 Leilões de energia elétrica no ACL

Os leilões promovidos no ACL são os de compra, de venda e o de ajuste. Todos são operados pela ANEEL.

Os leilões de compra de energia elétrica são promovidos pelos consumidores e comercializadoras. Os compradores estabelecem preços máximos para os lotes e os vendedores disputam os lotes em lances decrescentes, sendo classificado o menor preço ofertado (MAYO, 2012). Segundo Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020), os leilões de compra ocorreram em 2003 e 2004.

Nos leilões de venda de energia os vendedores, ou seja, as geradoras ou comercializadoras estabelecem um preço mínimo por lote e os compradores disputam os lotes em lances crescentes, o maior valor ofertado é classificado (MAYO, 2012). Segundo Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020), o leilão de venda que ocorreu em 2002 ocorreu *online* e utilizou o sistema do Banco do Brasil.

Os leilões de balanço de carga, ou de ajuste mensal, acertam os créditos ou débitos de energia das geradoras e dos consumidores livres antes da contabilização da CCEE. Esses leilões são promovidos por geradoras, comercializadoras ou consumidores livres. A oferta é a média mensal do PLD do submercado acrescida de um prêmio. O maior prêmio ofertado pelo comprador é classificado (MAYO, 2012).

2.1.3.4 A contratação de energia elétrica

Os contratos de longo prazo são os contratos firmados anteriormente ao consumo. A duração varia de meses a anos. Certamente, quanto mais longo o contrato mais atrativo o preço da energia se torna, no entanto é importante observar os índices de reajuste.

Os contratos de curto prazo são firmados após o consumo do mês corrente, a fim de não gerar multa ao consumidor por consumir uma parcela não contratada. De Acordo com Mayo (2012), os contratos de curto prazo cobrem as diferenças entre energia gerada ou consumida e a contratada, antes da contabilização da CCEE.

Todos os contratos são registrados na CCEE. Esse registro serve para contabilizar a liquidação do MCP e garantir o fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (2019), a garantia de fornecimento aos consumidores livres é obtida por meio de registro dos contratos na CCEE.

Caso o consumidor decida retornar ao mercado cativo, ou regulado, deve apresentar uma carta para a distribuidora de energia com antecedência de cinco anos. A aceitação ou não fica a critério da distribuidora (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA, 2019).

2.1.3.5 O custo marginal de operação

O Custo Marginal de Operação (CMO) é o custo por unidade de energia produzida para atender um acréscimo de carga no sistema, ou ainda, é o custo para se produzir o próximo MWh. Utiliza-se no Brasil o sistema *Newave,* que é um modelo matemático, para encontrar o equilíbrio entre a utilização da água e o armazenamento. A otimização do custo é a utilização da máxima energia hidrelétrica possível. Entretanto, a confiabilidade do sistema depende de outras fontes de geração, aumentando o custo de operação do sistema (MAYO, 2012). De acordo com Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2019), utiliza-se o sistema *Decomp*, além do *Newave*, para calcular o CMO. O *Newave* otimiza o planejamento até cinco anos e o *Decomp* até doze meses.

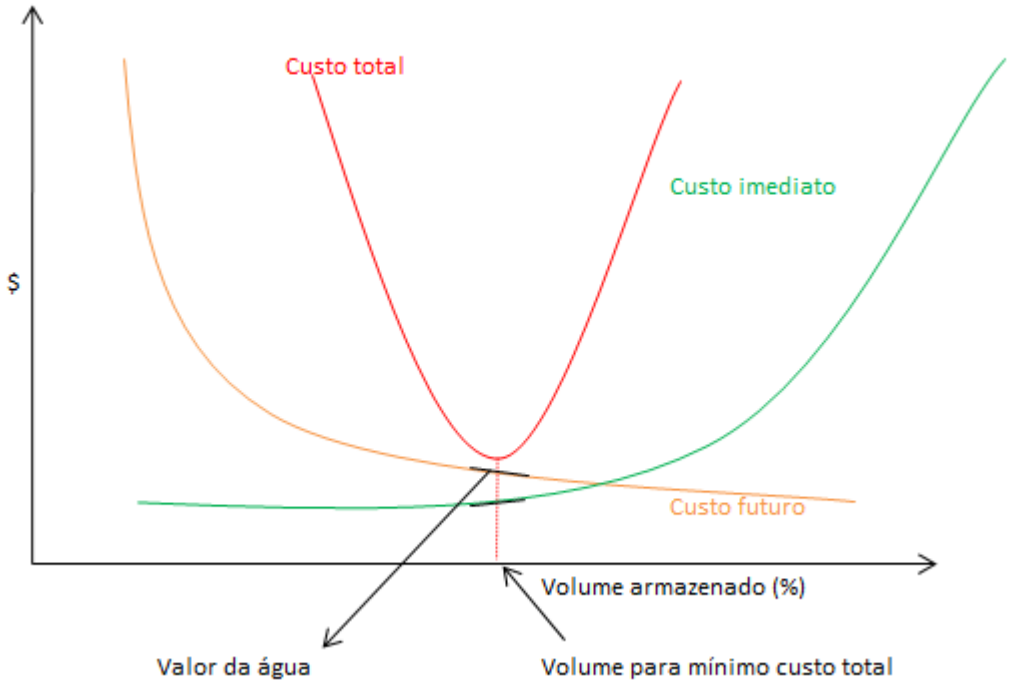
O CMO no Brasil depende dos níveis dos reservatórios, afluência, previsão de carga, Curva de Aversão ao Risco (CAR), expansão da geração e transmissão, limites de transmissão inter-regionais, custo de combustíveis fósseis para termelétricas e função custo de *deficit* (MAYO, 2012).

Quanto aos níveis de armazenamento dos reservatórios, trabalha-se com custo total de oportunidade da água que é dividido em custos imediato e futuro. Observa-se na Figura 7 que a curva de custo imediato é crescente, pois considera a utilização de energia no presente, então o nível reservatório decresce resultando em baixo custo imediato, entretanto se despachadas usinas térmicas o nível do reservatório aumenta e o custo imediato aumenta. O custo futuro também depende do nível dos reservatórios, se esse é baixo o custo é alto e se elevado o nível o custo é baixo. A curva de custo futuro é decrescente, essa é denominada função de custo futuro, sua inclinação indica a variação do custo em relação ao volume armazenado e sua derivada é denominada valor da água. A curva de custo total é a soma das

anteriores. O mínimo da curva de custo total é a meta de volume para o reservatório alcançar. O custo total de oportunidade da água é a soma das curvas de custo imediato e futuro, e representa o ponto de menor custo total (MAYO, 2012).

A energia natural afluente depende da afluência nos reservatórios. As previsões são elaboradas a partir do *Newave* e verificadas semanalmente pelo volume de precipitação das chuvas, conforme Figura 8.

Figura 7– Minimização do custo marginal de operação de um sistema hidrotérmico.



Fonte: Mayo (2012)

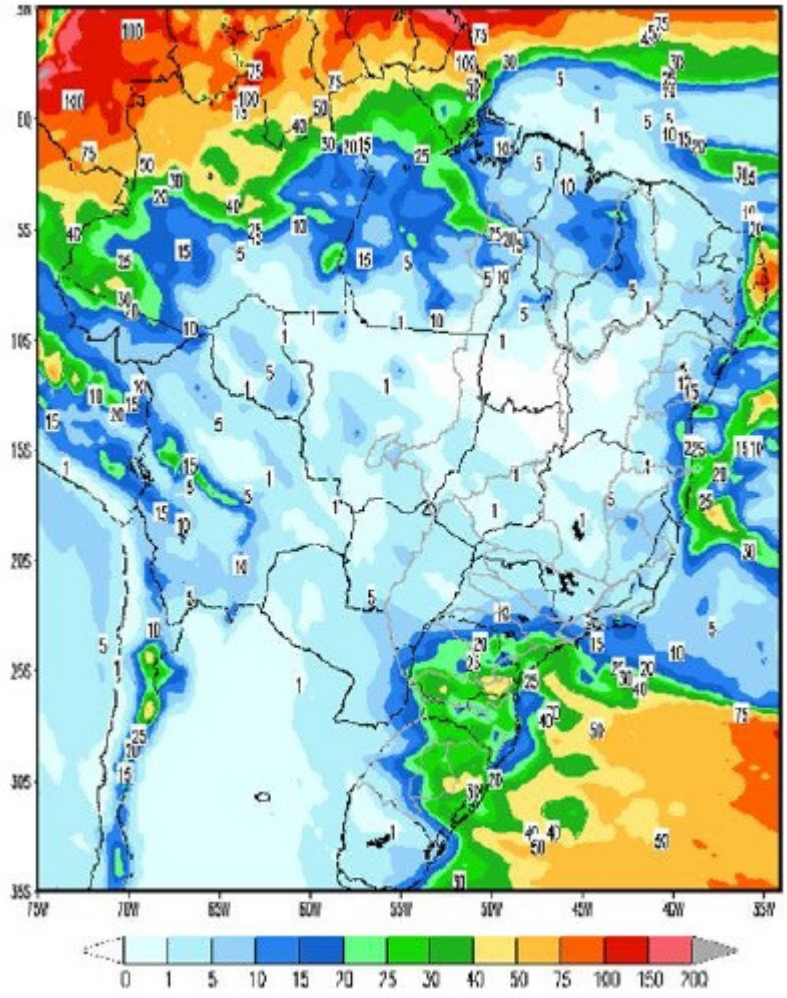
A CAR estabelece o nível mínimo dos reservatórios das hidrelétricas a fim de garantir a segurança de geração do SIN. As curvas são elaboradas a cada dois anos, uma por subsistema. Os níveis de armazenamento devem ser mantidos acima da CAR para garantir o atendimento do mercado e a capacidade de recuperação dos reservatórios (MAYO, 2012).

O custo *deficit* é valor que o consumidor estaria disposto a pagar para não ter interrupções de energia elétrica. Segundo Mayo (2012), o custo *deficit* é o impacto econômico à sociedade em caso de escassez de energia elétrica, é o preço de curto prazo que se aplicará no mercado livre em caso de racionamento. Se o preço de custo *deficit* é muito baixo resulta

em utilização dos reservatórios e probabilidade de racionamento futuro, se muito alto resulta em preços mais elevados devido à maior utilização de recursos térmicos.

A CCEE calcula o custo *deficit* anualmente, e em 2020 é igual a 5.249,34 R$/MWh. Esse valor é importante para o cálculo do PLD, assim como para o planejamento da expansão e programação do sistema elétrico (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020).

Figura 8– Precipitação acumulada prevista para o período de 29/06 a 05/07/2019.



Fonte: ONS (2019)

2.1.3.6 Formação de preço de eletricidade

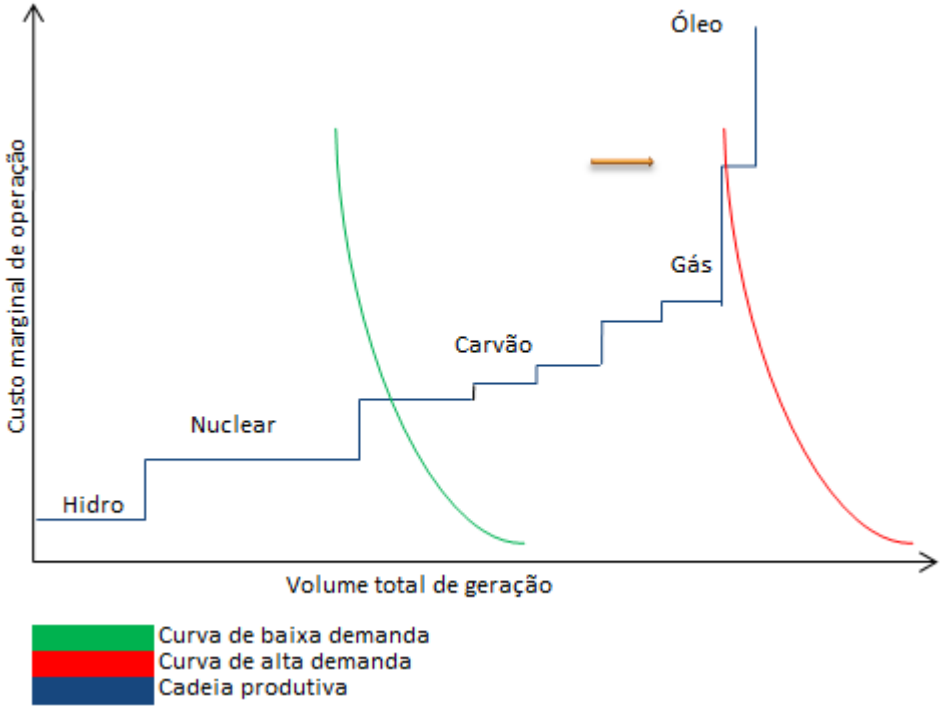
A formação de preços no mercado de eletricidade depende da oferta e da demanda. Quando a demanda é baixa os preços são menores, quando a demanda é maior os preços tendem a aumentar. O cálculo de preço de eletricidade para o gerador inclui custos fixos e variáveis e o lucro do investimento.

Nos contratos de longo prazo, o preço da energia elétrica é uma expectativa do mercado considerando o PLD do momento da contratação e a duração do contrato. A vantagem em se trabalhar com os contratos de longo prazo é contar com um valor praticamente fixo para um determinado período, pois há apenas o índice de reajuste e o consumidor não se preocupa com a variação do MCP. Outra vantagem é a venda futura dessa energia no MCP, podendo obter lucro. Em contrapartida, se a previsão não for eficaz e o valor do preço de curto prazo for menor que o contratado será prejudicial ao consumidor.

A formação de preços no MCP de energia ocorre em função do estudo do CMO. Segundo Mayo (2012), a teoria econômica sugere que os preços dependam do CMO das referidas geradoras sendo que se priorizam a operação das centrais geradoras que ofertem menores preços.

Observa-se na Figura 9 a formação do preço no mercado com dois patamares de carga. O CMO para curva de baixa demanda é menor que o CMO para curva de alta demanda. Nas bolsas de eletricidade o preço de curto prazo D+1 é definido pelo encontro das curvas de oferta da cadeia produtiva e demanda (MAYO, 2012).

Figura 9– Formação de preço de curto prazo com dois possíveis cenários de demanda.



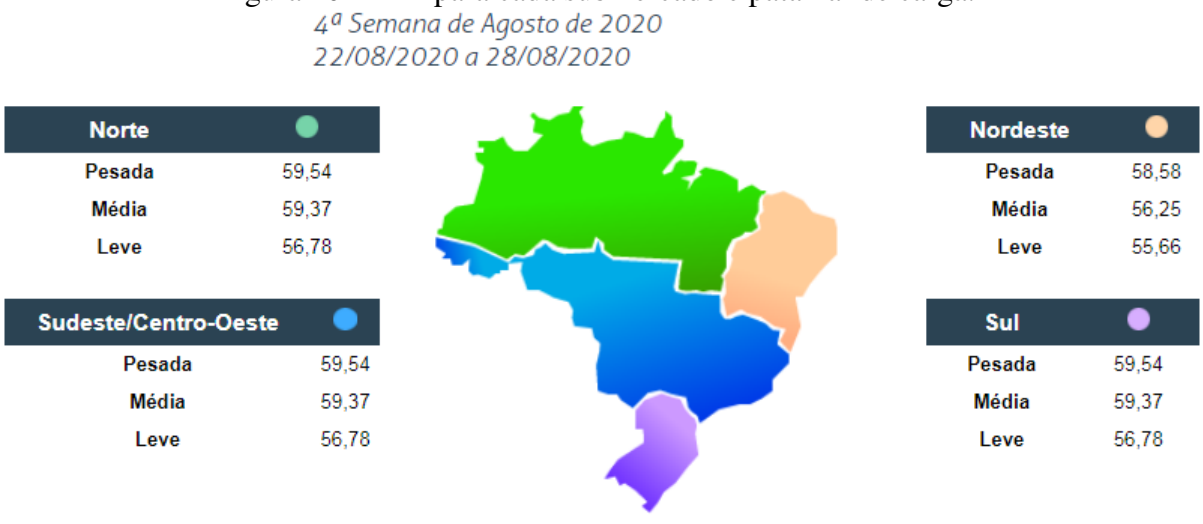
Fonte: Mayo (2012)

2.1.3.7 O preço de liquidação das diferenças

A contratação por meio da compra e venda de energia é a parcela financeira do mercado de energia elétrica, enquanto o despacho das usinas e o consumo efetivo são as parcelas físicas. Segundo Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (2019), pode haver diferença entre a geração física e a contratual, assim como o consumo efetivo e o contratado. Essas diferenças são liquidadas no MCP o chamado PLD.

O PLD valora as sobras e *deficits* de energia elétrica contratados no mercado de longo prazo, incluindo-os no MCP. O cálculo se baseia no despacho ex ante, utilizando informações previstas de geração e consumo de cada submercado, verificar Figura 10. Esse cálculo não considera as restrições de transmissões em cada submercado. No caso de restrições de operação, como congestionamento, dentro de um submercado há necessidade de despachar uma usina mais cara que previsto, esse valor superior é cobrado como ESS. O despacho também pode resultar em grande volume de energia a ser transferida entre submercados incorrendo em congestionamentos devido às restrições de transmissão. No Brasil essa restrição é bem significante e conhecida como risco de submercado (MAYO, 2012).

Figura 10– PLD para cada submercado e patamar de carga.

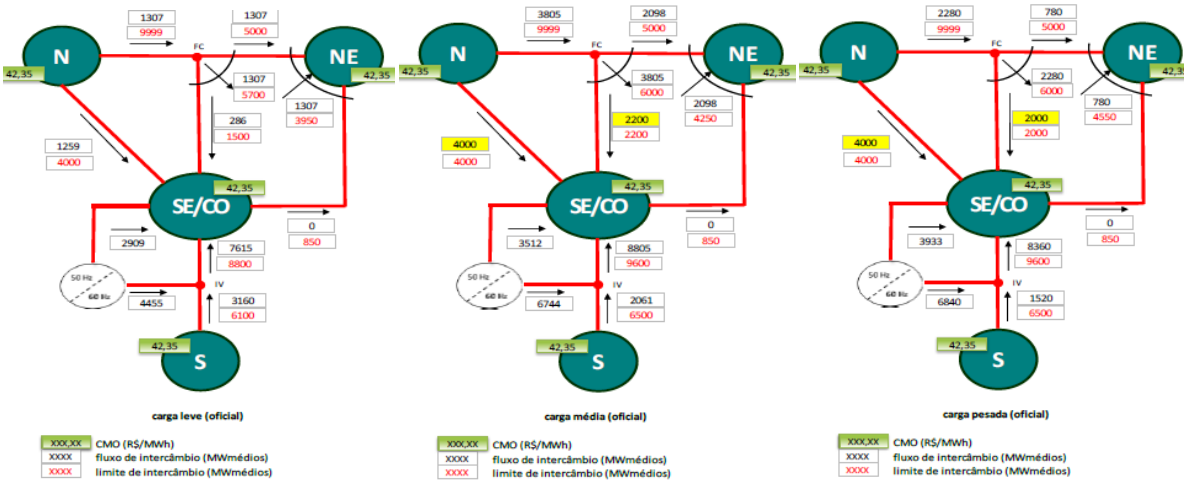


Fonte: CCEE (2020)

O PLD objetiva encontrar o equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro em armazenar essa água. A CCEE calcula semanalmente o PLD para cada patamar de carga, limitando o resultado do cálculo por valores máximo e mínimo. As cargas

leves, médias e pesadas para o cálculo do PLD são fornecidas pelo ONS à CCEE, conforme Figura 11. O valor mínimo do PLD é calculado de acordo com o maior valor entre a base da receita de geração entre as Usinas Hidrelétricas (UHEs) e as estimativas de custos de geração da Itaipu para o ano seguinte. O valor máximo é calculado de acordo com o Custo Variável Unitário (CVU) máximo da usina termelétrica em operação. Para o cálculo do PLD a CCEE considera as semanas de sábado à sexta-feira. Em 2020 o valor mínimo do PLD é 39,68 R$/MWh e o valor máximo é 559,75 R$/MWh (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020).

Figura 11– Patamares de cargas ONS.



Fonte: CCEE (2019)

2.1.3.8 Critérios para eficiência do ACL

O mercado financeiro de energia elétrica é necessário devido à variação de preços, por exemplo, quando o preço está menor a demanda aumenta, nesse caso, os agentes conseguem controlar os riscos dessa variação de preço por contratos futuros. Um mercado financeiro líquido e bem organizado caracteriza um mercado físico bem sucedido, uma vez que evita os risco de curto prazo (MAYO, 2012).

Liquidez, transparência, confiança e poder de mercado são fatores que determinam a eficiência do mercado financeiro de eletricidade (MAYO, 2012).

A liquidez é a capacidade dos agentes transacionarem uma oferta em um período de tempo que permita administrar a carga e o risco de preço utilizando cotação de preço confiável, com quantidade de participantes e volume suficientes para garantir custos

transacionais baixos. Um mercado líquido possui atividade de comercialização suficiente para oferecer o preço mais próximo ao real em seus contratos. O índice de liquidez indica a rotatividade da energia no mercado atacadista. Se toda a energia consumida for negociada uma vez o índice de liquidez será igual a 1, se essa energia for comprada por um intermediário e revendida, o índice será 2, conforme equação 1 (MAYO, 2012).

$$\text{Índice de liquidez} = \frac{\text{Volume transacionado total de energia elétrica (TWh)}}{\text{Consumo total da energia elétrica (TWh)}} \quad (1)$$

A liquidação financeira dos contratos de curto prazo ocorre de forma única ou múltipla. Nos mercados com liquidação única é considerada toda a energia elétrica despachada com base nas transações em tempo real, também conhecidas como preço *spot.* Nos mercados com liquidação múltipla a demanda e a geradoras fazem suas ofertas no mercado D+1, após todas as ofertas aceitas pelo operador são liquidadas. O resultado da liquidação do despacho final é utilizado para ajustar as diferenças na liquidação do despacho em tempo real.

A disponibilidade de preços, regras e volumes transacionados ao público se refletem na transparência, garantindo o acesso rápido, fácil e simultâneo destas informações. A eficiência do mercado depende dessa transparência, da disponibilidade de fornecer informações e incorporá-las ao preço de mercado. O público inclui os potenciais participantes do mercado de forma a lhes indicar o melhor momento para aderirem ao mercado, além dos que participam do MAE. Também são importantes as informações sobre outros fatores que influenciam o preço, como a disponibilidade de geração e transmissão. A disponibilidade de preços está presente nas bolsas de eletricidade e não em mercados de balcão (MAYO, 2012).

A confiança é um dos fatores mais importantes para o funcionamento do ACL, pois os participantes precisam acreditar no mercado e nos preços praticados.

O poder de mercado é a capacidade de aumentar o preço unilateralmente em um período significativo para obter lucro. Quanto maior for a concentração do mercado, cotas que uma empresa possui, maior o poder de mercado e esse aumento da concentração dos mercados pode elevar os preços. No mercado de energia elétrica, por exemplo, em períodos mais competitivos um produto individual de eletricidade poderia utilizar o poder de mercado para reter a oferta e aumentar o preço do mercado. Essa é uma preocupação dos mercados liberalizados. Ainda, o poder de mercado pode ser horizontal ou vertical. Um exemplo de poder vertical é quando uma empresa possui cotas em mais de uma atividade, por exemplo, na

geração e na transmissão de eletricidade, e utiliza o poder de mercado para aumentar os lucros. O poder de mercado horizontal é quando uma empresa aumenta o preço por meio de uma única atividade, por exemplo, a geração de eletricidade. As estratégias do poder de mercado horizontal podem ser a retenção física da geração de eletricidade, não participando de lances em leilões, operando abaixo da capacidade ou não operando; e retenção financeira, aumentando os preços acima de lances competitivos de uma unidade (MAYO, 2012).

2.1.3.9 Os riscos

De acordo com Dornellas (2018), risco é a medida da incerteza que um investidor aceita tomar para realizar um ganho de investimento. O mercado de energia elétrica a gestão de riscos inclui gerenciamento de volumes de energia negociados, preços e as condições climáticas esperadas. Sem essa gestão há possibilidade de perdas financeiras significativas.

Quanto maior o risco maior pode ser o lucro, logo agentes que assumem maior risco geralmente contratam energia elétrica em contratos de longo prazo em volume menor que o necessário, assumindo o risco de completarem o volume faltante no MCP esperando um valor de PLD com valor razoável.

Além da volatilidade do MCP, segundo Dornellas (2018) a gestão de risco deve considerar a judicialização que envolve o setor elétrico. A judicialização tem diversas fontes e influencia gerando incertezas aos investidores. O risco de mercado é potencializado pelo fato do número de consumidores de energia elétrica no ACL ter aumentado vinte e cinco vezes em 2016 em relação ao ano anterior, aumentado o número de operações. A preocupação da CCEE está relacionada às pequenas empresas, geralmente consumidores especiais, as quais não possuem setores internos para gerenciamento do risco. A CCEE disponibiliza uma calculadora de *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) de exposição dos agentes no MCP para esses consumidores. O CVaR é uma metodologia de cálculo de risco. Essa calculadora verifica os riscos de acordo com os contratos registrados e validados na CCEE, permitindo simulação entre três e sessenta meses.

Segundo Mayo (2012), os riscos são interdependes e são classificados como:

a) Risco de preço de mercado se refere à volatilidade hidrológica, condições climáticas, flutuação de demanda e restrições na geração e transmissão;

b) Risco de preço de combustível se refere ao risco relacionado ao preço de combustível de geradoras termelétricas;
c) Risco de contraparte é o risco da contraparte não honrar suas obrigações, por exemplo, a falta de pagamento;
d) Risco volumétrico se refere aos problemas que podem afetar o volume de energia vendida e os preços de energia, tais como previsões imprecisas pelo consumidor, perdas imprevistas na geração ou mudanças no cronograma de manutenção da geradora;
e) Risco de congestionamento de transmissão é o risco relacionado à capacidade de transmissão;
f) Risco operativo se refere à paradas forçadas de geradoras e problemas no sistema de transmissão que influenciam no fornecimento de energia elétrica. O efeito do preço operativo reflete nos picos de preços de curto prazo;
g) Risco de base que pode ocorrer devido à não convergência dos preços entre duas regiões por problemas, por exemplo como a restrição de transmissão;
h) Risco de liquidez do mercado que ocorre quando uma operação não pode ser efetuada devido à uma atividade insuficiente no mercado;
i) Risco hidrológico se refere à necessidade das UHEs comprarem energia no MCP para cumprir seus contratos; e
j) Risco regulatório é o risco que uma mudança nas leis ou regulação causaria impactando o mercado de energia elétrica.

2.1.4 Ambiente de contratação regulada

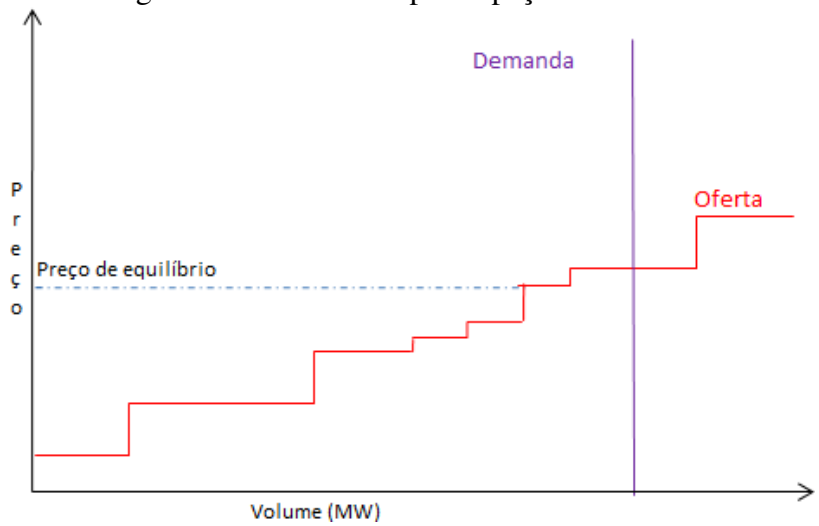
A contratação de energia elétrica no ACR ocorre por meio de leilões. Explana-se na sequência sobre as formas de contratação de energia elétrica no âmbito mundial e brasileiro, assim como sobre os leilões de energia com participação de recurso solar fotovoltaico.

2.1.4.1 Leilões de energia no âmbito mundial

Mundialmente os leilões de energia elétrica são classificados quanto ao número de lados como bilaterais e unilaterais. Assim como, podem ser classificados por preço de mercado como leilão de preço uniforme e leilão de preço de preço discriminatório.

No critério do número de lados dos participantes existem leilões unilaterais e bilaterais. De acordo com Mayo (2012), nos leilões unilaterais a competição é válida apenas entre os geradores. A demanda é definida pelo operador como uma reta vertical. Os lances de ofertas dos geradores formam uma curva crescente. O ponto de interseção aponta o preço de equilíbrio, conforme Figura 12. Neste caso, o lance é crescente até atingir o preço de equilíbrio.

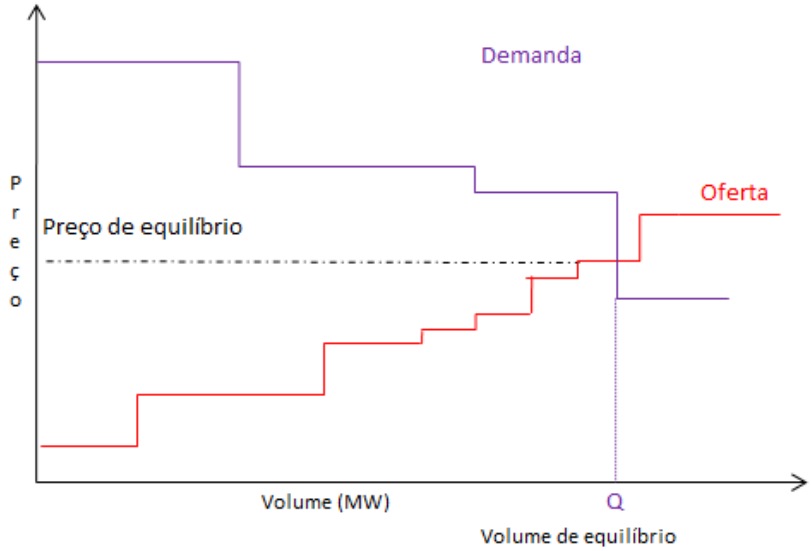
Figura 12– Leilão com participação unilateral.



Fonte: Mayo (2012)

Nos leilões bilaterais os compradores submetem suas ofertas especificando volume e preço. Neste caso, o lado da demanda também compete. Observa-se na Figura 13 que o encontro das curvas de demanda e oferta aponta o equilíbrio de mercado. Os lances iguais e abaixo do preço de equilíbrio são aceitos e os geradores são orientados a produzirem os volumes de energia elétrica aceitos. Assim como, as ofertas de compra inferiores ou igual ao preço de equilíbrio são aceitas e os consumidores são informados sobre o volume autorizado para consumo (MAYO, 2012).

Figura 13– Leilão com participação bilateral.



Fonte: Mayo (2012)

Nos leilões de preço uniforme todos os agentes vendedores são pagos pelo preço marginal do sistema. Logo, todos os geradores com lances menores que o marginal recebem um valor extra e todos os consumidores que ofertaram um preço maior que o marginal, pagam um preço menor que o programado. O leilão de preço uniforme é o mais utilizado em mercado de energia elétrica. Nos leilões de preço discriminatório o pagamento é exatamente a oferta e não varia conforme o preço de equilíbrio do mercado (MAYO, 2012).

2.1.4.2 A contratação no ACR e os leilões de energia elétrica no âmbito brasileiro

No ACR a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de leilões que visam a modicidade tarifária, ou seja, seguem o critério de menor tarifa assegurando preço justo para ambas as partes. Segundo Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020), com o objetivo de garantir a modicidade tarifária se instituiu o modelo atual de leilões.

Os leilões são realizados pela CCEE sob delegação da ANEEL. A ANEEL é responsável pelos editais dos leilões do ACR. Os vendedores em um leilão são os agentes de geração e comercialização de energia elétrica. O agente distribuidor é o comprador de determinado leilão e repassa aos consumidores cativos, ou regulados, a tarifa regulada pela ANEEL. No ACR o consumidor paga o custo de energia elétrica, tributos e os encargos setoriais em uma única fatura gerada pelo agente distribuidor. Destaca-se que a principal função do agente distribuidor é atender os consumidores de sua área de concessão ou permissão.

Após o MME decidir realizar um leilão os agentes de distribuição declaram a previsão de carga futura, que prevê o consumo dos consumidores cativos na área de concessão. Assim, a distribuidora determina que a partir do ano A a carga deverá ser suprida pela carga contratada em um determinado leilão. Assim, têm-se as nomenclaturas dos leilões de A-1 à A-7, o número representa o tempo que o empreendimento entrará em operação e iniciará o atendimento a carga.

A contratação no ACR ocorre no mercado tipo *pool,* onde os compradores não escolhem os vendedores. A oferta dos vendedores é disponibilizada e cada comprador adquire a fração de energia elétrica necessária de todos os vencedores do leilão. Cada vendedor recebe o preço negociado no leilão e cada comprador, ou agente distribuidor, paga o preço médio correspondente.

Os leilões são classificados como leilão de energia existente, de ajuste, de fontes alternativas, estruturantes, do sistema isolado, de energia nova e de energia de reserva.

Os leilões de energia existente promovem a expansão do parque gerador e viabilizam a contratação das usinas concluídas fisicamente. Segundo Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020), como essas usinas tiveram os investimentos amortizados anteriormente, os custos são menores se comparados à outros leilões.

Os leilões de ajuste permitem o ajuste contratual do agente distribuidor em um curto espaço de tempo. De acordo com Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020), esses leilões tratam desvios de previsões em leilões anteriores e mudança de comportamento de seu mercado.

Os leilões de fontes alternativas incentivam a geração de energia oriunda de centrais eólicas, de biomassa e de PCH. De acordo com Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020), esse leilão foi instituído em 2007 para atender o crescimento do ACR e incentivar as fontes eólica, biomassa e PCH.

Os leilões estruturantes viabilizam empreendimentos de geração que necessitam ser construídos para garantir o suprimento da demanda no país. De acordo com Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020), esses leilões se referem a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, em vista de seu caráter estratégico e de interesse público.

Os leilões do sistema isolado têm finalidade de suprir o consumo de energia elétrica do sistema isolado.

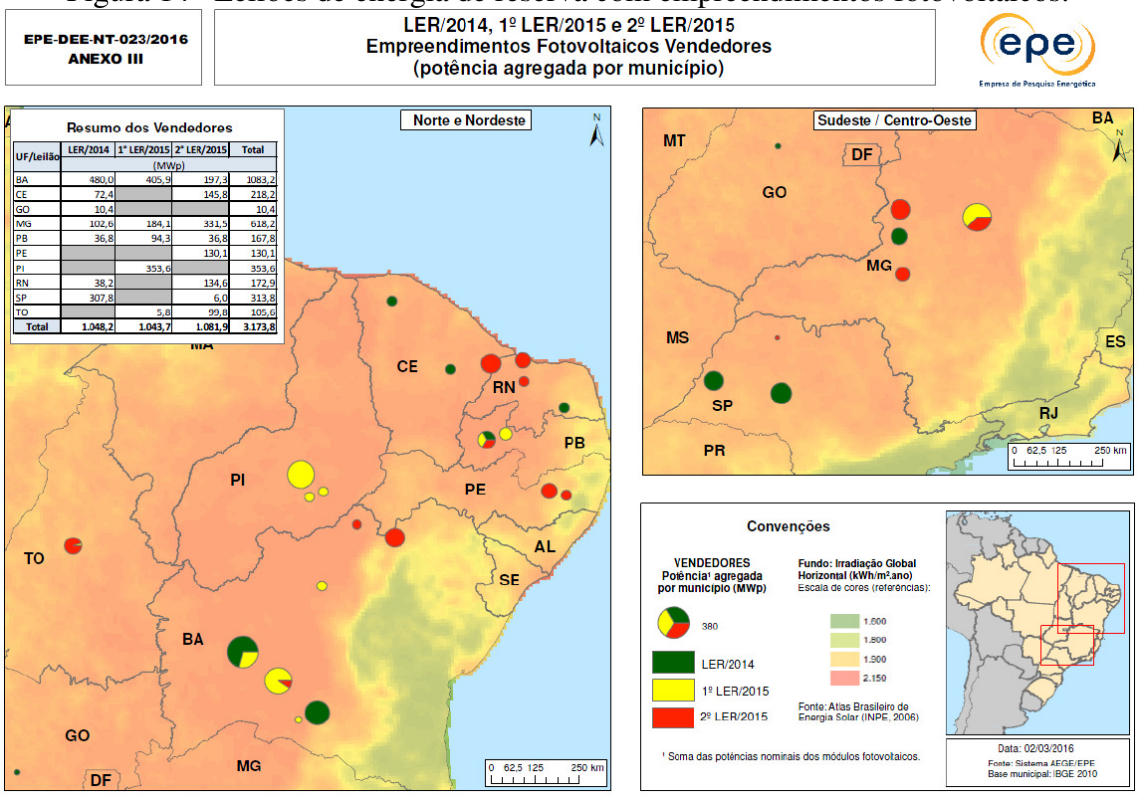
Os leilões de energia nova atendem o aumento de carga dos agentes de distribuição com empreendimentos ainda não construídos.

Os leilões de energia de reserva asseguram o fornecimento de energia elétrica ao SIN. De acordo com Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020), a contratação da energia de reserva foi criada para aumentar a segurança de suprimento ao SIN. A energia elétrica provém de empreendimentos especialmente contratados para esse fim, sejam eles novos ou existentes. Essa energia é liquidada no MCP pela CCEE. Assim, nasceu o Encargo de Energia de Reserva (EER), que é destinado a cobrir os custos dessa contratação e é rateado entre todos os usuários da energia de reserva que podem ser os agentes de distribuição e os participantes do ACL.

2.1.4.3 Leilões de energia com participação de recurso solar fotovoltaico

Realizaram-se três leilões de energia de reserva com participação de empreendimentos de geração de energia solar fotovoltaica, o Leilão de Energia de Reserva de 2014, o Primeiro Leilão de Energia de Reserva de 2015 e o Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015. Segundo Empresa de Pesquisa Energética (2018), contrataram-se 31 empreendimentos em 2014 e 30 projetos no primeiro leilão em 2015 e 33 projetos no segundo leilão do mesmo ano, totalizando 3173,8 MW_p e 2653 MW contratados. Os locais de instalação das usinas podem ser verificados na Figura 14.

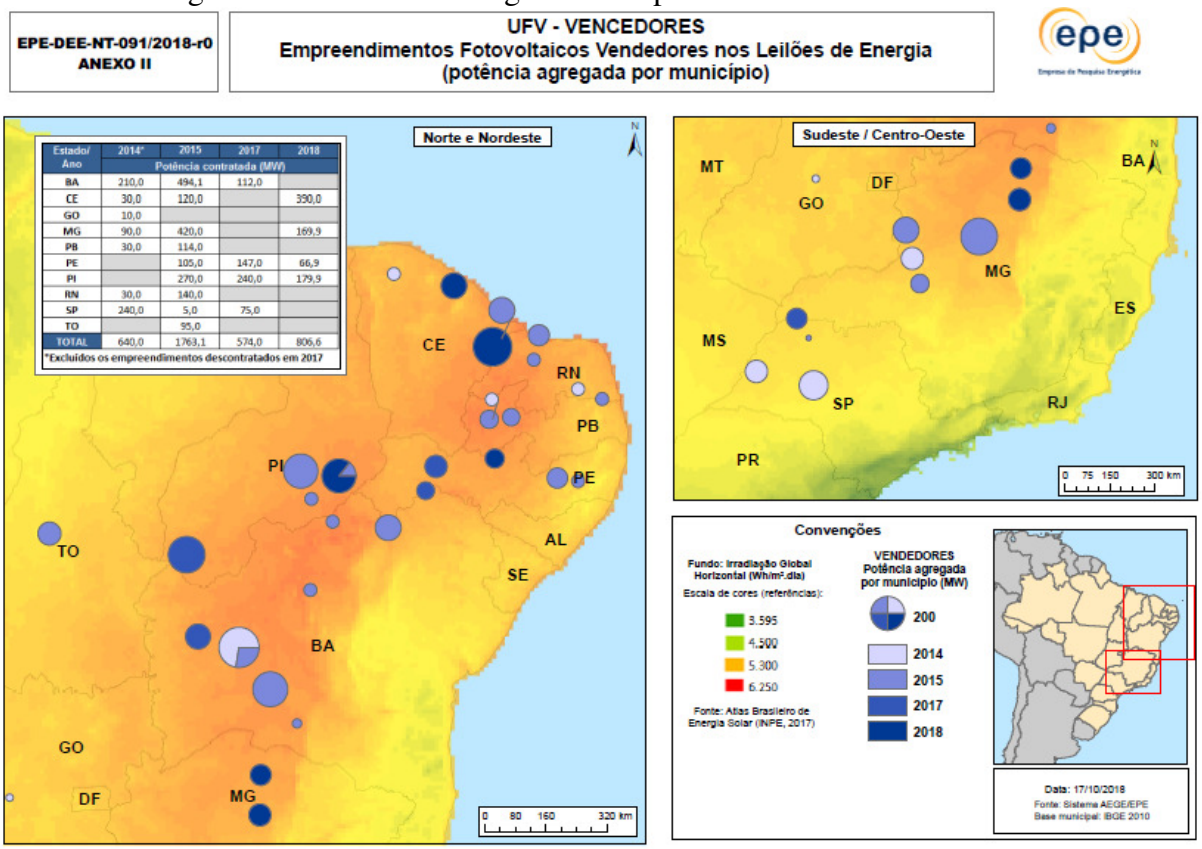
Figura 14– Leilões de energia de reserva com empreendimentos fotovoltaicos.



Fonte: EPE (2016)

Realizaram-se três leilões de energia nova com empreendimentos de energia solar fotovoltaica, os Leilões de Energia Nova A-5 de 2014, A-4 de 2017 e A-4 de 2018. Nesses leilões também participaram as fontes de energia eólica, hidrelétrica e termelétrica. Contrataram-se 20 empreendimentos em 2017 e 29 projetos em 2018, totalizando 1381 MW contratados. Os prazos para início das operações dos empreendimentos vencedores nos leilões A-4 de 2017 e A-4 de 2018 são janeiro de 2021 e janeiro de 2022 respectivamente. O prazo de suprimento para ambos é vinte anos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018). A Figura 15 exibe a potência a ser agregada por município com a inclusão dos leilões de energia nova com participação solar fotovoltaica.

Figura 15– Leilões de energia com empreendimentos fotovoltaicos.

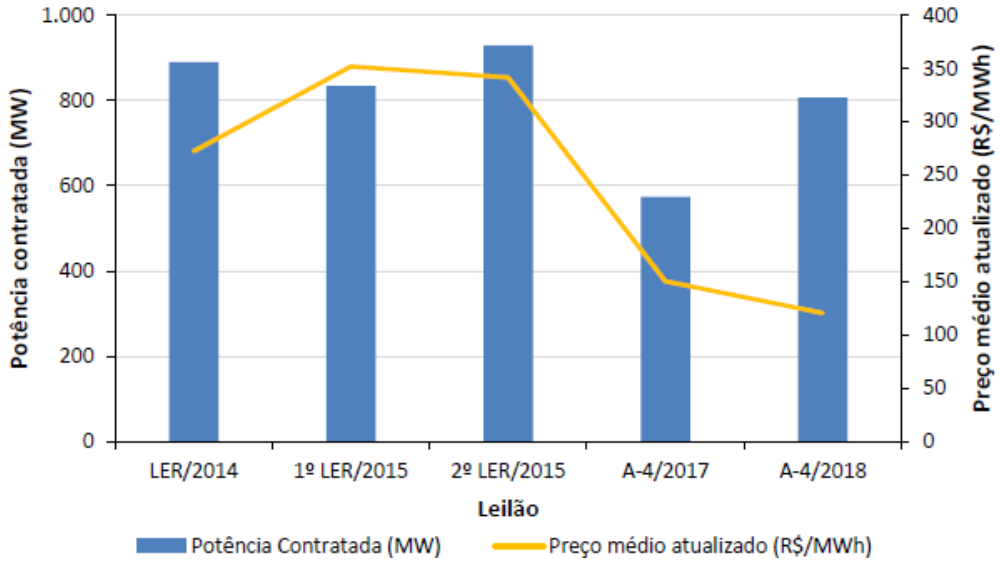


Fonte: EPE (2018)

De acordo com Empresa de Pesquisa Energética (2018), observaram-se duas tendências nos últimos leilões com participação de energia solar fotovoltaica: o uso de estruturas de rastreamento de um eixo, e a redução da relação entre as potências CA e CC, resultando em maior carregamento dos inversores. Essas duas tendências resultam em produção mais constante ao longo do dia e em fatores de capacidade mais elevados refletindo na redução dos preços.

Além do aumento no fator de capacidade das usinas, a redução dos preços dos leilões ao longo do tempo está diretamente relacionada à redução nos custos de investimento. Pode-se considerar como fator importante os juros mais baixos em 2017 e 2018 em relação aos anos anteriores, assim como maior competição entre os empreendedores e otimismo em relação aos custos no horizonte de entrega de energia. A Figura 16 apresenta as potências contratadas e os preços médios atualizados em 2018 da energia solar fotovoltaica para cada leilão realizado (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

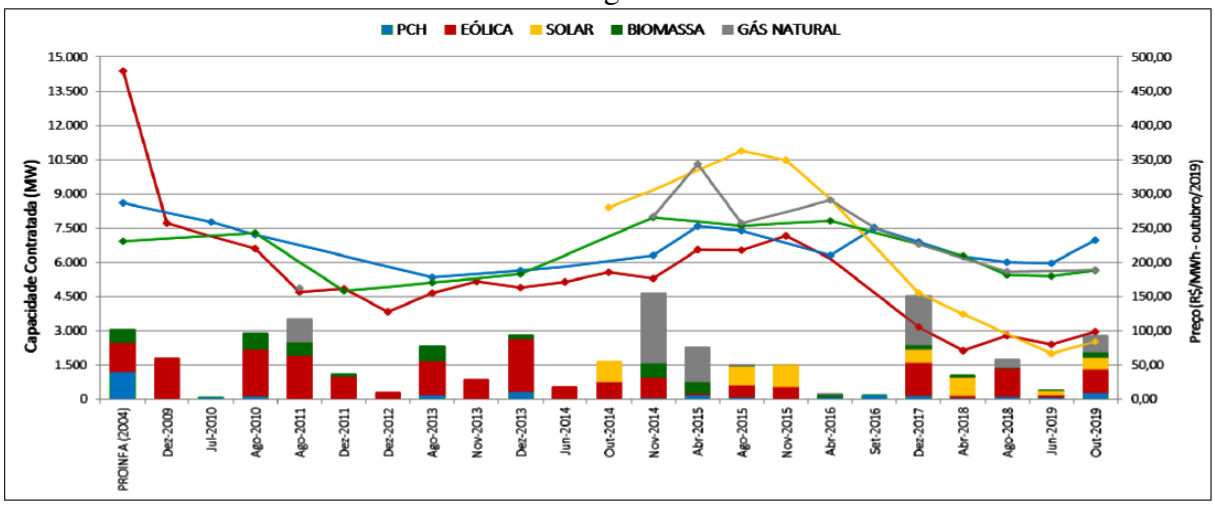
Figura 16– Potências contratadas e preços médios da energia solar fotovoltaica a cada leilão.



Fonte: EPE (2018)

Desde 2019, a energia solar fotovoltaica é a mais competitiva em leilões, se comparada às fontes eólica, PCH, biomassa e gás natural. A Figura 17 exibe os preços de venda nos leilões, em R$/MWh, realizados entre 2004 e 2019 com as fontes de energia solar fotovoltaica, eólica, PCH, biomassa e gás natural (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Figura 17– Preços de venda em leilões para as fontes solar fotovoltaica, eólica, PCH, biomassa e gás natural.



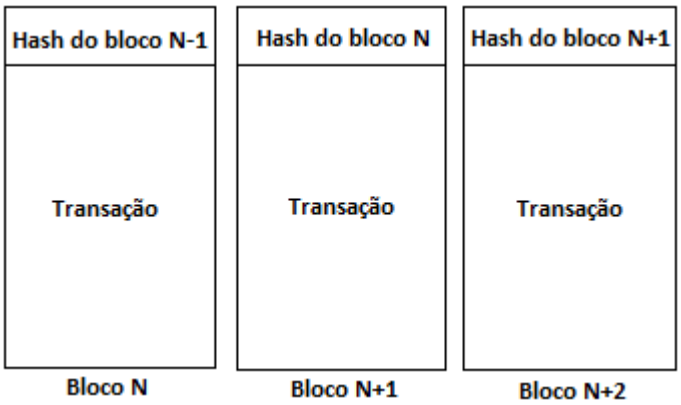
Fonte: EPE (2019)

2.1.5 A tecnologia *blockchain*

Esta seção abordará o *blockchain Bitcoin.* O primeiro artigo científico sobre *blockchain* publicado foi *Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System* por Satoshi Nakamoto. Após essa publicação diversos autores passaram a estudá-la, a maioria com foco na arquitetura tecnológica, privacidade e aplicações financeiras (STRÜKER; ALBRECHT; REICHERT, 2019, p. 24, tradução nossa). A proposta do primeiro artigo publicado sobre *blockchain* foi a possibilidade de direcionar pagamentos online diretamente entre as partes interessadas, sem a intermediação de uma instituição financeira. O autor ainda mencionou que as assinaturas digitais resolviam parte do problema, no entanto a necessidade de uma terceira parte ainda era requerida para evitar gastos duplos. O autor propôs a solução para evitar esses gastos utilizando uma rede P2P (NAKAMOTO, 2008, p. 01, tradução nossa).

Blockchain é um livro razão de blocos e cada bloco contém um conjunto de transações validadas. Um bloco contém um *hash* que deve corresponder ao hash do bloco anterior para poder ser anexado à *blockchain* conforme Figura 18. *Hashes* são sequências de 0s e 1s cujo tamanho é fixo e são calculadas a partir de dados digitais de qualquer tamanho. É praticamente impossível encontrar dois dados distintos cujas *hashes* são idênticas. Por isso, *hashes* servem como "impressões digitais" dos dados.

Figura 18– Validação de transações pelo nodo.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Inicialmente os mineradores coletam um conjuntos de transações validadas. Após um minerador gerar o bloco contendo as transações validadas e o *hash* do bloco anterior, inicia-se a procura por um número aleatório. O primeiro minerador a encontrar esse número transmite o bloco aos demais mineradores a fim de efetuarem uma verificação. Essa verificação

consistem em confirmar se há transações validadas, o *hash* do bloco anterior e o número aleatório. Se a transação for validada por todos os nodos, o bloco é anexado à *blockchain* e o minerador que gerou o bloco recebe o incentivo financeiro. Então, reinicia-se a coleta de transações e o ciclo continua.

Onde há um nodo no sistema há um minerador, que será incentivado por realizar esse trabalho após a transação ser verificada por todos os outros nodos da rede. De acordo com Chapron (2017, p. 403, tradução nossa), o processo criptográfico envolve uma rede de mineradores e registros de objetos digitais em uma carteira *online*. Qualquer coisa que possa ser digitalizada pode ser incluída na *blockchain*. Cada registro digital pode ser transformado em *hash* e inserido em uma transação.

Na possibilidade de um bit ser adulterado o *hash* mudará e será diferente do *hash* que a maioria dos nodos tem acesso, o que invalidaria este bloco. Nesse caso, o nodo que gerou o bloco não receberia o incentivo. De maneira geral, a tecnologia *blockchain* utiliza criptografia para verificar se as transações são válidas, consenso para evitar gastos duplos e incentivos financeiros para evitar fraudes de consenso. Segundo Ferrag (2019, p. 2189, tradução nossa), o bloco será anexado somente se for validado seguindo regras criptográficas rigorosamente distribuídas e se o *hash* corresponder ao bloco anterior.

Quanto maior o poder computacional do minerador, maiores são as chances de realizar essa prova de trabalho com sucesso e ser selecionado para gerar o bloco seguinte e receber o incentivo. As chances de um minerador conseguir um benefício financeiro são proporcionais ao seu poder computacional. O poder computacional é proporcional ao consumo de energia elétrica. Esse consumo de energia elétrica é proposital para desincentivar financeiramente que nodos desonestos participem da rede.

Tem-se um livro razão distribuído, ou seja, uma *blockchain* a partir do momento que há descentralização, uma lista encadeada com *hashes* e consenso.

Descentralização é a principal característica da *blockchain* FERRAG (2018 apud GUHA ROY et al., 2019, p. 144, tradução nossa). A rede *blockchain* é uma rede P2P, que por sua natureza é descentralizada. Todos os nodos têm a mesma cópia do livro razão e quanto mais nodos, mais segura será a *blockchain* (YANG et al., 2019, p. 410, tradução nossa).

Quanto à imutabilidade em função do sequenciamento de *hashes*, cada transação armazenada na *blockchain* possui um *hash* correspondente e uma árvore Merkle binária é gerada a partir desse *hash*. O valor do *hash* da árvore Merkle é armazenado no cabeçalho do

bloco, juntamente com o carimbo de tempo e o identificador do bloco anterior. Se um invasor quiser atacar a *blockchain* deverá não apenas modificar o *hash* do bloco, mas também alterar o *hash* dos blocos subsequentes. Esses blocos subsequentes são bem difíceis de alcançar (JIANG et al., 2019, p. 187, tradução nossa). A *blockchain* é projetada para ser imutável. Depois que um bloco é anexado não pode ser alterado (YANG et al., 2019, p. 410, tradução nossa). Exceto se o bloco for alterado por um minerador desonesto que possua no mínimo 51% do poder computacional da rede. Sendo que se o sistema for adulterado, as moedas podem desvalorizar substancialmente.

Quanto à confiabilidade do processo em função do consenso, as transações são executadas exatamente como os comandos do protocolo, eliminando a necessidade uma terceira parte (YANG et al., 2019, p. 410, tradução nossa). Segundo Jiang (2019, p. 187, tradução nossa), além do *hash*, as transações armazenadas na *blockchain* possuem assinaturas de ambos os nodos que são infalsificáveis.

Contratos inteligentes são programas de computador executados de modo descentralizados e autogerenciável em um *blockchain*. Segundo Yang et al. (2019, p. 410, tradução nossa), o contrato inteligente é armazenado dentro de uma *blockchain*. Uma vez que determinadas condições são acionadas o programa é executado automaticamente. Isso permite transações e acordos confiáveis entre partes díspares e anônimas, sem intermediação de terceiros.

Sobre o anonimato, a *blockchain* utiliza o *hash* da chave pública para identificar a conta. Segundo Yang (2019, p. 410, tradução nossa), a *blockchain* usa chaves públicas como informação de identificação e para aumentar a privacidade cada usuário pode gerar quantas chaves públicas desejar. Entretanto, Jiang (2019, p. 187, tradução nossa) cita que no sistema *blockchain* o usuário executa operações de *hash* na chave pública e obtém um valor de *hash* de comprimento fixo como conta correspondente, com o objetivo de ficar anônimo. Com o uso dessa conta, o comportamento de negociação da conta pode ser rastreado com os dados das transações, como quais contas estão em negociação com ela e a quantidade de transações, podendo as contas serem vinculadas com pseudo-anonimato.

Pode-se classificar a *blockchain* como pública, privada ou consórcio.

Na *blockchain* pública todos os usuários têm acesso ao sistema de forma pública. Nela, os dados armazenados estão disponíveis para todos os nodos. Em função do armazenamento distribuído, os direitos e obrigações de qualquer nodo é o mesmo. Sendo que

um ambiente como esse é convidativo para nodos maliciosos (FAN et al., 2019, p. 4673, tradução nossa). Por exemplo, a *blockchain* do *Bitcoin* é pública.

Uma *blockchain* privada é usada somente por instituições privadas, assim as permissões de escrita, leitura e contabilidade são restritas às regras da organização (FAN et al., 2019, p. 4673, tradução nossa). Os registros em uma *blockchain* privada são restritos aos nodos de controle que têm permissão para escrever ou transacionar algo na rede. Quanto à mineração, um usuário novo não pode acessar a *blockchain* até receber um convite da autoridade que a controla PUTHAL et al. (2018 apud HASSAN; REHMANI; CHEN, 2019, p. 515, tradução nossa).

Uma *blockchain* de consórcio é um ambiente de rede aberto, porém limitado. Nela o processo de consenso é controlado por alguns nodos pré-selecionados (FAN et al., 2019, p. 4673, tradução nossa). Esse grupo decide sobre a participação e a mineração dos nodos na rede. Um esquema de assinatura é utilizado no qual o bloco minerado é considerado válido, somente se os nodos pré-selecionados ou de controle aprovarem e assinarem PUTHAL et al. (2018 apud HASSAN; REHMANI; CHEN, 2019, p. 516, tradução nossa). Esses nodos decidem sobre permissão de leitura, escrita e registro na rede. A desvantagem é a possibilidade de adulteração, uma vez que os nodos de controle podem colaborar entre si e reverter ou violar uma transação (HASSAN; REHMANI; CHEN, 2019, p. 516, tradução nossa).

Sobre a importância social da tecnologia *blockchain* no contexto mundial, Daar et al. (2018, p. 170, tradução nossa) cita que encontrar formas mais efetivas de distribuir dinheiro digitalmente sem comprometer a privacidade de dados do usuário é uma das estratégias econômicas prioritárias no ranking dos dez maiores desafios humanitários e destaca a tecnologia *blockchain* para essa finalidade. De acordo com Chapron (2017, p. 403, tradução nossa), os modelos de governança são propensos a corrupção e incapazes de direcionar a humanidade à sustentabilidade. A tecnologia *blockchain*, a qual foi desencadeada pela crise financeira de 2008, oferece soluções para os referidos problemas. Ainda segundo o mesmo autor, o *Bitcoin* foi lançado em 2008 por um desenvolvedor anônimo para efetuar transações financeiras sem os bancos que estavam em colapso. Essa tecnologia pode gerar confiança onde não há, tornar obsoletas instituições centralizadas incluindo governos e substituir as leis por contratos inteligentes.

O progresso da tecnologia *blockchain* pode ser dividido em três fases. As fases da criptografia, dos contratos inteligentes e das organizações autônomas descentralizadas. A atenção inicial foi para o *Bitcoin*, no entanto o interesse está mudando para aplicações de *blockchain* em geral. O que sugere que a fase atual é de exploração dos contratos BUTERIN (2014 apud AHL et al., 2020, p. 2, tradução nossa).

Contratos inteligentes podem ser utilizados para executar imparcialmente regras de negócio. Observa-se que a confiabilidade de um contrato inteligente depende da confiabilidade dos sensores e da codificação e transmissão das informações. Um exemplo do que ocorre em contratos inteligentes é a regra: se X acontecer pague Y na conta Z. Neste caso, X é um evento codificado digitalmente derivado de uma saída de um sensor (THOMAS et al., 2019, p. 140, tradução nossa).

As plataformas de contratos inteligentes têm potencial para transacionar energia de maneira replicável, segura, verificável e confiável. O contrato inteligente é um meio de estabelecer regras de negociação e regras de liquidação que operam com alto grau de confiança. Contratos inteligentes são adequados à legalização do controle compartilhado de processos de transferência de energia em que os atores estejam localizados em diferentes organizações ou diferentes subdivisões de uma organização (THOMAS et al., 2019, p. 140, tradução nossa).

2.2 ESTADO DA ARTE: A TECNOLOGIA BLOCKCHAIN NO SETOR ELÉTRICO MUNDIAL

Esta seção apresenta o estado da arte das aplicações da tecnologia *blockchain* em comercialização de energia elétrica e geração distribuída no âmbito mundial.

2.2.1 A tecnologia *blockchain* no setor elétrico

Com o aumento da complexidade das redes de energia elétrica, espera-se aumento no volume de informações e componentes controláveis CARTER, MARSHALL (2012 apud THOMAS et al., 2019, p. 140, tradução nossa). A *blockchain* contribui para o gerenciamento dos dados por meio da soberania dos dados, que é o uso controlado dos dados, e pela descentralização das ações (STRÜKER; ALBRECHT; REICHERT, 2019, p. 28, tradução

nossa). A *blockchain* é uma tecnologia de computação distribuída emergente considerada segura para suportar interações cada vez mais complexas entre diferente entidades energéticas (DONG; LUO; LIANG, 2018, p. 958, tradução nossa).

Outra vantagem substancial é que em função da distribuição de registros e descentralização na tomada de decisão a *blockchain* pode fazer a rede de energia elétrica mais resiliente. A segurança oferecida pela *blockchain*, o custo e a facilidade de uma plataforma de negociação ajudam a amenizar muitas preocupações e limitações referentes ao desenvolvimento de redes de energia elétrica (NATURE ENERGY, 2018, p. 83, tradução nossa).

No entanto, a aplicação de *blockchain* no setor de energia levanta uma variedade de questões relacionadas ao direito contratual legal, às leis de proteção de dados e proteção da tecnologia da informação, e às leis do setor de energia. Alguns exemplos de aplicações de ajustes legais são: a obrigação de incluir provisões sobre a duração do contrato; o ajuste de preço; as datas de rescisão e aviso prévio; o direito do cliente a rescisão; responsabilidades e os acordos de compensação pelo não cumprimento de serviços contratuais. Esses requisitos devem ser representados por pelo menos um esquema com base nas entregas individuais de energia elétrica e executados por contratos inteligentes (STRÜKER; ALBRECHT; REICHERT, 2019, p. 44- 47, tradução nossa).

As áreas mais promissoras para a *blockchain* no setor elétrico são infraestrutura para carregamento de mobilidade elétrica, certificação de produção de energia, modelos de vizinhança e microrredes, mercados inteligentes locais e transações de energia; e gestão de ativos (STRÜKER; ALBRECHT; REICHERT, 2019, p. 32- 38, tradução nossa).

2.2.1.1 A tecnologia blockchain na comercialização de energia elétrica

A tecnologia *blockchain* está emergindo como uma importante tecnologia para combater os problemas relacionados à energia nas comunidades, integrando a energia gerada de forma renovável. A *blockchain* opera de forma descentralizada, permitindo que prossumidores e consumidores comercializem energia entre si. Isso remove a necessidade de intermediários, por exemplo, a companhia de energia, assim como assegura a competição justa. Além disso, a comercialização de energia P2P, ou entre vizinhos, reduz a pegada de carbono e mantém as receitas na comunidade. A *blockchain* além de garantir que a demanda

seja atendida pela energia renovável produzida localmente, garante a rastreabilidade do suprimento de energia e que os acordos entre indivíduos sejam automaticamente implementados (ANDONI; ROBU; FLYNN, 2017, p. 158, tradução nossa).

Os dados transacionados entre as unidades consumidoras ou prossumidoras são registrados dentro da *blockchain* via sistemas de medição inteligente. Estas transações são automaticamente executadas e documentadas entre as partes, como quando há redução de preço, eletricidade ou energia local disponível. A fatura também é gerada automaticamente (STRÜKER; ALBRECHT; REICHERT, 2019, p. 36, tradução nossa). Na venda ou compra de energia os blocos da *blockchain* podem ser organizados em uma tabela com dados do gerador, da carga, da energia transferida, duração, demanda, perdas e serviços ancilares. Há viabilidade quanto à transferências de pagamentos, impostos, cobranças, ou compensações por uma *blockchain*, excluindo ou reduzindo processos de documentação para todas os envolvidos (STRÜKER; ALBRECHT; REICHERT, 2019, p. 29, tradução nossa).

A *blockchain* efetua cada transação, até mesmo as menores, com bom custo-benefício, permitindo o fornecimento controlado de energia e a comercialização de energia direta entre unidades consumidoras (STRÜKER; ALBRECHT; REICHERT, 2019, p. 24, tradução nossa). A tecnologia *blockchain* também pode ajudar a estabelecer mercados de energia transfronteiriços confiáveis. Esses mercados podem estar dentro de um país ou serem transnacionais. Esses mercados de energia transfronteiriços seguros serão benéficos para otimizar a alocação de energia em comunidades mais amplas (DONG; LUO; LIANG, 2018, p. 964, tradução nossa).

A tecnologia *blockchain* é inovadora na questão de integração do mercado de energia elétrica, permitindo transacionar energia P2P (DIESTELMEIER, 2019, p. 189, tradução nossa). No entanto, gerir as transações de energia elétrica, de pequenos ou elevados montantes de usinas ou geração distribuída ou fornecimento de veículos de forma segura e eficaz é um desafio. De acordo com Kosowatz (2019, p. 28, tradução nossa), as transações de energia necessitam de velocidade muito maior que a necessária em *Bitcoin blockchain*, a qual atualmente pode chegar até 4,6 transações por segundo. Além disso, o mercado de energia requer uma arquitetura *blockchain* adaptada para esse setor.

Na pesquisa de Di Silvestre et al. (2020, tradução nossa), apresentou-se uma ampla perspectiva sobre a aplicação da tecnologia *blockchain* na área de sistemas de energia, esclarecendo alguns aspectos técnicos relativos a essa promissora tecnologia, os recursos e aplicações desenvolvidas até o momento, com foco no futuro de aplicações inovadoras no

setor de energia elétrica. De acordo com os autores, apesar de tantos potenciais, a aplicação da tecnologia *blockchain* no setor de energia elétrica ainda apresenta grandes desafios. As limitações destacadas são escalabilidade, velocidade e os altos custos de energia associados ao *Bitcoin*. Além desses desafios, os autores citam a segurança, pois ainda é um fator que permanece sem ser comprovada até que a rede cresça o suficiente para ser atraente para os ciberataques. Outro risco é a falta de flexibilidade, pois uma vez que as cadeias de blocos são implantadas, é necessário um apoio significativo das partes interessadas antes que grandes atualizações possam ser feitas. Além disso, existem requisitos de facilidade e privacidade do usuário não resolvidos em relação ao gerenciamento de chaves e gerenciamento de dados. Os possíveis desafios de aplicações dizem respeito à estrutura do setor elétrico e ao escopo na operação da rede.

Kostmann e Härdle (2019, tradução nossa) investigaram os pré-requisitos necessários para implementar um mercado local de energia baseado em *blockchain,* avaliando a previsão do consumo de energia, produção de consumidores; avaliando e quantificando os efeitos dos erros de previsão e avaliando as implicações da baixa qualidade das previsões para um mecanismo de mercado. Verificou-se que o operador *Least Absolute Shrinkage and Selection Operator* em uma semana de dados históricos de consumo é a abordagem mais adequada para a previsão de energia em nível doméstico. No entanto, os erros de previsão desse método ainda diminuem substancialmente o benefício econômico de um mercado local de energia baseado em *blockchain*. Os autores enfatizaram que o avanço nessa frente não pode ser feito sem uma abordagem que leve em consideração todos os componentes dos mercados locais de energia baseados em *blockchain*.

Brilliantova e Thurner (2019, tradução nossa) apresentaram pesquisas sistematizando as opiniões de especialistas do setor sobre as possibilidades da tecnologia *blockchain*. Para o mercado de energia, uma das principais implicações da adoção da mesma é a exclusão de intermediários entre geração e consumo de eletricidade. Segundo os autores, é provável que a adoção da *blockchain* reduza as atribuições das concessionárias, varejistas e dos mercados atacadistas de energia. Essa troca de energia sem intermediários resulta menores custos para o consumidor final, uma vez que os custos com intermediários ficam estimados em 20% do valor da energia elétrica. Além disso, a integração da cadeia de blocos impactaria os modelos de preços existentes nos mercados de energia. Portanto, a adoção da *blockchain* pode resultar em preços menores de energia promovendo a modicidade tarifária.

No estudo de Mannaro, Pinna e Marchesi (2017, tradução nossa) foi introduzido um projeto, o *Crypto-Trading*, ainda não realizado na referida data. Inspirando-se nos objetivos S3 da região da Sardenha, o *Crypto-Trading* visa facilitar a criação de um mercado de energia descentralizado, permitindo que o prossumidor gerencie o suprimento de energia e a venda do excedente de energia. Esta nova oportunidade de negócios ajudará a superar barreiras que retardam o crescimento da adoção de tecnologias de ponta no campo de *smart grids*. O *Crypto-Trading* fornecerá um consultor robô que ajudará os usuários a aperfeiçoar o comércio de energia elétrica. O projeto enfrentará vários desafios, inclusive a imaturidade da tecnologia *blockchain*, os problemas de privacidade e a sustentabilidade de todo o sistema. Na opinião dos autores, o sistema proposto pode facilitar a transformação do modelo energético na direção de uma produção descentralizada e inteligente de energia elétrica.

Dick e Praktiknjo (2019, tradução nossa) avaliaram a adoção da *blockchain* para o comércio atacadista de eletricidade sem receita na União Europeia. O estudo baseou-se em pesquisa com especialistas sobre o assunto. A maioria dos entrevistados, indicou 4 pontos principais sobre a adoção da tecnologia *blockchain*: (i) a redução dos custos de transação é o principal benefício esperado, (ii) a aplicação da *blockchain* pode estar em conformidade com a atual estrutura regulatória, (iii) uma *sandbox* é a abordagem regulatória mais bem-vinda para reduzir a incerteza jurídica; sendo que *sandbox* pode ser definida como um conjunto de regras que permite aos inovadores testar seu produto ou modelo de negócios em um ambiente que os isenta temporariamente de seguir alguns ou todos os requisitos legais em vigor e (iv) o primeiro caso de uso a ser implementado comercialmente deverá ser uma plataforma P2P, se a *blockchain* permite que os participantes negociem entre si sem um intermediário, a expectativa imediata é uma redução nos custos de transação. Segundo os autores, a *blockchain* tem o potencial de integrar todo o ciclo do comércio e reduzir seus custos, porque torna desnecessário transferir dados entre sistemas e *players*, pois existe apenas uma fonte imutável. Se a tecnologia *blockchain* provar ser viável, pode se tornar um facilitador de sistema de energia mais eficiente e inteligente, sistema onde as micro transações de energia podem vincular os mercados de atacado e varejo a baixo custo por meio de contratos inteligentes que agregam energia renovável e descentralizada, mantendo a segurança e confiabilidade da rede.

De acordo com Khatoon et al. (2019, tradução nossa), com a tecnologia *blockchain* será possível fornecer uma plataforma na qual os consumidores poderão participar diretamente do mercado de energia. Nesse estudo, os autores exploraram a aplicação da

tecnologia *blockchain* para resolver os desafios atuais do mercado de eficiência energética e propuseram um sistema de contrato inteligente para negociação de certificados de economia de energia em uma plataforma de transações digitais, sem a necessidade de terceiros. Diferentemente do sistema convencional de negociação de certificados de economia de energia, este sistema fornece um sistema de negociação distribuído, seguro, automatizado, com carimbo de data e hora; e transparente entre diferentes usuários.

No estudo de Xu, Yang e Li (2019, tradução nossa) foi estabelecido um modelo de transação de fluxo de informações de grupo de microrrede com base na tecnologia *blockchain*. Segundo os autores, como uma tecnologia emergente de banco de dados distribuído, a tecnologia *blockchain* tem um grande potencial de aplicação no campo da comercialização de energia. Ao analisar as necessidades dos três principais tipos de agentes de mercado, os autores construíram o modelo de transação de fluxo físico do grupo de microrredes. O relacionamento de concorrência e os respectivos objetivos entre os três agentes foram considerados. Os resultados da pesquisa revelam que o modelo garante que não haja fenômeno de alta renda e baixo custo no processo de negociação, portanto, a segurança e a qualidade do mercado são garantidas.

Conhecendo as deficiências do modelo de arquitetura de transações de microrredes existente, Yu et al. (2019, tradução nossa) propuseram um novo modelo baseado em *blockchain*: a estrutura hierárquica de lances e transações. Segundo os autores, ao construir um mercado local de eletricidade os membros da comunidade podem comercializar eletricidade P2P com seus vizinhos. Para elaboração do modelo, cada microrrede corrige a distribuição de probabilidade de custo estimada pelo Teorema Bayesiano, tornando sua probabilidade mais próxima da probabilidade exata. Para maximizar os benefícios da microrrede, os autores utilizam o equilíbrio de Nash no modelo de *Cournot* para encontrar a cotação e saída ideais de diferentes estratégias de licitação para a microrrede sob diferentes condições de demanda de energia. No último passo, a troca de eletricidade se traduz em uma troca de prova digital de compra e venda de eletricidade no *Hyperledger Fabric*, garantindo a segurança do processo de transação. A plataforma de negociação baseada na tecnologia de cadeia de blocos apresenta transparência e a rastreabilidade das informações. Além de ser um sistema distribuído confiável, sem dependência central, pode responder rapidamente às informações do mercado, economizando muito tempo, melhorando o fluxo de informações e a eficiência do sistema.

Com base em informações sobre casos de primeiros de aplicações *blockchain* no setor de eletricidade, Diestelmeier (2019, tradução nossa) identificou as principais implicações políticas para a lei da energia da União Europeia e adicionou à discussão como a tecnologia *blockchain* poderia facilitar que o desenvolvimento dos prossumidores como participantes independentes do mercado e setor elétrico. A tecnologia *blockchain* promete permitir que os consumidores evoluam para participantes independentes do mercado que se envolvem em transações de mercado. Embora isso empodere ainda mais os consumidores, isso inevitavelmente revogará seu papel histórico estabelecido pela lei da energia da União Europeia. Para os autores, a tecnologia *blockchain* oferece a mudança da abordagem de integração no mercado para se tornar o mercado, permitindo transações P2P. Atualmente, as transações são facilitadas por terceiros, fornecedores e operadores de sistemas, cuja principal tarefa é compilar e coordenar centralmente informações sobre cargas e serviços de fornecimento e distribuição de geração; e contratação. A tecnologia *blockchain* permite novas maneiras de organizar nodos descentralizadas sem a necessidade imediata de uma entidade conectada centralmente. Isso implica profundas consequências legais e políticas. Os autores propuseram que a lei da energia precisa se concentrar em questões progressivas, e não em um sistema energético estabelecido, formuladores de políticas e legisladores precisam projetar futuras estruturas legais para o setor de energia, incluindo soluções para ambientes descentralizados.

Na pesquisa de Wang et al. (2019a, tradução nossa), os autores investigaram os desafios no comércio de energia baseado em *blockchain* enfrentados pelas transações de energia. Cada vez mais experimentos mostram que a arquitetura de sistema distribuído empregada pela *blockchain* pode trazer maior flexibilidade e melhor desempenho ao mercado de comercialização de energia. O desenvolvimento do comércio de energia baseado em *blockchain* fez alguns progressos e está amadurecendo gradualmente. A forma de aplicação mais comum da tecnologia *blockchain* na comercialização de energia é a estrutura principal do sistema, que desempenha um papel importante no armazenamento de dados de transações e garantia de segurança. Enquanto isso, também existem aqueles que usam *blockchain* apenas como uma ferramenta de implementação para atingir determinadas funções. Segundo (Wang et al., 2019a, p. 5, tradução nossa), ainda existem alguns problemas a serem resolvidos, por exemplo:

> a) Falta de mecanismos regulatórios. Na maioria dos países, a tributação da rede elétrica é uma parte essencial da receita financeira nacional. Embora as taxas de transações possam ser usadas para fazer ajustes adequados no sistema *blockchain*,

> ainda é necessário estabelecer sistemas de leis e regulamentos aplicáveis. Sem orientação estatutária, é difícil ser amplamente aplicado, principalmente pelas grandes empresas.
>
> b) Implementação da camada física. Poucos sistemas realmente consideraram a implementação do *hardware* no nível físico, e as limitações do *hardware* têm um impacto significativo no design do sistema.
>
> c) Desafios ambientais. *Blockchain* requer uma pegada de carbono alta e consumo de energia. Atualmente, como as pessoas estão prestando mais atenção ao ambiente ecológico, deve haver mais estruturas, como a IOTA, que possam reduzir a pegada de carbono. Além disso, a escalabilidade também é um desafio, à medida que mais e mais nodos são integrados à grade.

No estudo de Fell, Schneiders e Shipworth (2019, tradução nossa), realizou-se um experimento de pesquisa on-line para investigar como a demanda do consumidor por modelos de comercialização de energia P2P habilitados para *blockchain* no Reino Unido varia dependendo de como a proposta do consumidor é projetada e comunicada. A apresentação de um modelo de comércio P2P como sendo operado por um conselho local aumenta a probabilidade das pessoas dizerem que participariam, seguidos pelo fornecedor de energia, organização comunitária de energia e empresa de mídia social. Isso sugere que envolver as autoridades locais no comércio de P2P poderia ajudar a aumentar a aceitação geral. Em relação às mensagens relacionadas às características e termos usados para descrever a tecnologia de contabilidade distribuída, os modelos P2P em que as mensagens enfatizam o anonimato e que não mencionam o fato de que *blockchain* é a tecnologia por trás do *Bitcoin*, são os mais populares.

Tan, Wang e Jiang (2019, tradução nossa) propuseram um modelo de programação de energia que preserva a privacidade para empresas de serviço de energia com base em *blockchain*, com o objetivo de resolver os problemas relacionados à privacidade e segurança dos dados em consumo e comercialização de energia elétrica. Para obter um comércio de energia seguro e confiável, os autores projetaram um agendamento de energia que preserva a privacidade dessas empresas com base na rede *blockchain* de energia. Através da tecnologia de decomposição de relaxação de Lagrange e contratos inteligentes, o problema proposto de programação de energia que preserva a privacidade pôde ser resolvido. Comparado com o agendamento tradicional de energia sem a rede *blockchain* de energia, esse modelo minimiza o custo geral de energia do sistema, protegendo o ambiente e a segurança dos dados. Além disso, os resultados da simulação e a análise comparativa mostram que a rede de *blockchain*

de energia proposta é um melhor reflexo das informações do lado da demanda, e mais propícia ao agendamento energético da redução de emissões e transparência das informações. Contudo, o modelo proposto também apresenta várias deficiências. Primeiro, os autores desprezaram o custo da moeda virtual durante o processo de comercialização com base na rede *blockchain* de energia. Além disso, a aplicação eficiente do método proposto nos nodos de energia em larga escala precisa ser mais pesquisada.

Na pesquisa de Troncia et al. (2019, tradução nossa), uma nova plataforma totalmente automatizada foi proposta para os mercados de energia e serviços ancilares em redes de distribuição, capazes de funcionar de maneira descentralizada, ignorando a necessidade de uma autoridade central física. De acordo com os autores, a plataforma proposta foi capaz de desempenhar o papel de Autoridade Descentralizada Virtual de Mercado e mostrou excelentes aplicações potenciais no gerenciamento de mercados locais de serviços ancilares em comunidades locais de energia de vários tamanhos. A Autoridade Descentralizada Virtual de Mercado proposta apresentou custos operacionais razoáveis e recursos de gerenciamento técnico comparáveis em relação a uma autoridade administrativa física e centralizada.

No estudo de Wang et al. (2018, tradução nossa), um mecanismo de comércio de energia P2P foi apresentado usando lances não cooperativos entre microrredes baseados nas características de descentralização de uma *blockchain*. Os resultados da simulação de um caso realista de microrredes da província de Guizhou, China, validaram que o mecanismo de comercialização de energia P2P proposto é capaz de aumentar os lucros das microrredes e a utilização de fontes de energia renovável. Pode-se alcançar um crescimento de 61,5% dos lucros totais em comparação com o mecanismo tradicional de comércio de energia. Os autores também concluíram que 22,6% da demanda e 50,3% da produção excedente são satisfeitos pelos recursos energéticos distribuídos locais, evitando grandes perdas de linha por transmissão de energia. Além disso, uma série de reformas políticas e o acesso ao mercado das tecnologias da informação e comunicação; por exemplo *blockchain* e criptomoeda; ainda são necessários antes que o comércio de energia P2P se torne realidade.

Wang et al. (2019b, tradução nossa) mostraram resultados promissores no gerenciamento de sistemas de energia distribuída para obter esquemas de comércio de energia e gerenciamento de demanda. Contratos inteligentes garantidos pelas tecnologias *blockchain* foram implementados para criar um sistema de negociação mais eficiente. Os benefícios do gerenciamento de energia distribuída foram economia, redução do pico de carga e aumento da

eficiência do mercado facilitada pela *blockchain.* No entanto, o comércio de energia P2P ainda está em desenvolvimento em comparação com o modo tradicional de negociação de energia. A tecnologia *blockchain* também é ainda imatura, não apenas na base técnica para melhor desempenho e recursos, mas também no modelo comercial para se adaptar às indústrias existentes. Existem três aspectos principais para a abordagem *blockchain* descrita neste documento a serem aprimoradas. Primeiramente, alguns problemas técnicos ainda não foram resolvidos para que o comércio de energia P2P seja aplicado em larga escala. Por exemplo, o rendimento da transação pode não suportar o comércio de energia de alta frequência e sofrer problemas de escalabilidade. Outros desafios técnicos incluem, entre outros, criptografia para proteção da privacidade do usuário, troca entre eficiência de consenso e segurança do sistema, equipamentos de energia suportados por *blockchain*, adoção do usuário e assim por diante. Em segundo lugar, o aplicativo descentralizado para o comércio de energia P2P em *blockchain* está subdesenvolvido. Muitos trabalhos, como medição de corrente, equipamento elétrico controlado por contrato inteligente e troca de energia descentralizada, ainda precisam ser aprimorados. Por fim, a governança é a abordagem para regular o desenvolvimento da infraestrutura.

Abdella e Shuaib (2018, tradução nossa) apresentaram uma revisão dos principais tópicos de pesquisa em torno da comercialização P2P de energia elétrica distribuída. Também foram identificados alguns dos principais desafios enfrentados na realização do comércio P2P de energia distribuída. Além disso, os autores discutiram tecnologias de ponta; como Internet da Energia, *blockchain* e *Software Defined Networking*; e forneceram informações sobre futuras direções de pesquisa. Segundo os autores, a *blockchain* como tecnologia tem três variantes: *blockchain* pública, *blockchain* consórcio e *blockchain* privada. Até o momento, não está claro qual dessas formas é mais apropriada para a comercialização P2P de energia. Investigar e identificar qual tipo de esquema de *blockchain* é melhor para o ambiente de comércio de energia elétrica distribuída, levando em consideração várias propriedades, como escalabilidade, custo, eficiência computacional, tempo de resposta da transação, tamanho da transação, segurança e reversibilidade ainda é uma questão em aberto. Além disso, as regulamentações do mercado precisam ser modificadas antes que esses tipos de mercados de energia baseados em *blockchain* possam ser implementados.

No estudo de Lu et al. (2019, tradução nossa), foi proposto um esquema de comércio de energia distribuído na Internet da Energia baseado em *Software Defined Networking*,

suportado pela tecnologia *blockchain*, que realiza transações seguras, eficientes e inteligentes de energia elétrica distribuída. Os autores projetaram um algoritmo de correspondência razoável para os usuários de comercialização, com a premissa de garantir a privacidade, o que melhorou ainda mais a taxa de sucesso de comercialização. A implicação foi que a quantidade de dados gerados por sistemas distribuídos com base em *Software Defined Networking* é muito grande, o que exige muito da eficiência e do poder de processamento do sistema. Ao mesmo tempo, as características técnicas da *blockchain* tradicional determinam que ela requer muita sobrecarga computacional e, portanto, esse sistema é ineficiente.

De acordo com estudo de Zhao et al. (2019b, tradução nossa), a *blockchain* de energia facilitou muito a vida das pessoas, e reduziu a dificuldade e o custo da confiança. Outros países também estão desenvolvendo a tecnologia *blockchain* de energia e construindo algumas práticas, e devem aprender com experiências e lições dos programas de engenharia aplicada existentes nos Estados Unidos da América a fim de reduzir algumas falhas. Segundo os autores, o crescimento da *blockchain* de energia requer o apoio de boas políticas. Além disso, os autores sugerem que o desenvolvimento da *blockchain* de energia requer muito dinheiro. No futuro, a *blockchain* de energia desempenhará um papel crescente na simplificação do sistema de medição e cobrança do mercado de comércio de energia P2P, e demais programas de engenharia aplicados serão construídos.

O estudo de Verma et al. (2018, tradução nossa), apresentou o *EnerPort*, um projeto colaborativo irlandês em que a tecnologia *blockchain* está sendo usada para desenvolver um modelo de comércio de energia P2P para apoiar o comércio de energia entre microrredes. Esse projeto, ainda em desenvolvimento, fornecerá demonstrações escaláveis de prova de conceito para *blockchain* com base no comércio de energia P2P na rede distribuída e abordará os principais desafios em torno dos requisitos e protocolos de *hardware* e *software*, bem como questões relacionadas a mercados, regulamentos e políticas.

No estudo de Dorri et al. (2019, tradução nossa), os autores propuseram uma estrutura baseada em *Secure Private Blockchain* que permite que os consumidores de energia negociem o preço da energia e comercializem energia de maneira distribuída. Essa estrutura emprega um método de roteamento para encaminhar o tráfego de negociação, reduzindo assim a sobrecarga associada. Essa estrutura elimina a necessidade de terceiro confiável usando meta-transações atômicas. Os medidores inteligentes são verificados usando um certificado de existência sem revelar informações sobre as transações anteriores do mesmo

medidor. A análise de segurança mostrou a robustez da estrutura proposta contra vários ataques.

No artigo de Zhu (2019, tradução nossa), o autor analisou sistema de informação, *Internet of things* (IoT) e *blockchain;* e construiu um ambiente seguro e autônomo de Internet da Energia P2P baseado em *blockchain*. Aprimoraram-se os recursos de pagamento de energia baseado em *blockchain*, liquidação de energia, auditoria de energia e outros recursos de suporte a negócios da camada de sistema. Segundo o autor, o sistema aprimora a segurança e a credibilidade dos negócios e impulsiona o desenvolvimento futuro da Internet da Energia global.

Bürer et al. (2019, tradução nossa) analisaram novas aplicações para *blockchain* no setor de energia e a partir do estudo literatura e dos casos de uso existentes, apontaram novas oportunidades e também os grandes riscos potenciais. Os autores acreditam que a tecnologia *blockchain* pode não transformar radicalmente o setor de energia e isso está relacionado à várias limitações como as questões de confiabilidade e segurança da rede, questões de consumo de energia, risco regulatório, bem como seus níveis inerentes de incerteza tecnológica para as empresas. A principal razão, no entanto, está relacionada à complexidade de gerenciar adequadamente a rede, por exemplo, confiabilidade e estabilidade da rede em configurações de troca de energia altamente descentralizada. Os autores destacam que esse é o ponto de vista em relação ao curto prazo, enquanto, em longo prazo, podem de fato ver um sistema de energia mais suportado por nuvem, financiado de uma maneira completamente diferente da atual. De acordo com os autores, pensamento sobre finanças digitais ou novas formas de financiamento sistemas renováveis de energia distribuída, inspirados na tecnologia *blockchain*, podem começar a mudar significativamente a maneira como as empresas do setor pensam em fazer negócios e abrir suas mentes para novas opções em relação aos modelos de financiamento que suportam a geração distribuída e os sistemas necessários para distribuir energia em uma configuração de troca de energia fortemente descentralizada. Além disso, os autores defendem que é necessário pesquisar mais para entender outras implicações da *blockchain* no setor de energia. Em curto prazo, também, avaliam que a aplicação da tecnologia *blockchain* para a troca de energia elétrica em nível local ou regional terão que depender fisicamente da própria rede.

Nos estudos de Ahl et al. (2019, tradução nossa), os autores exploraram os possíveis desafios das microrredes P2P baseadas em *blockchain* e propuseram implicações práticas para

o desenvolvimento institucional e o meio acadêmico. Para alcançar esse objetivo, os autores desenvolvem um quadro analítico para microrredes P2P com base na revisão da literatura e em entrevistas com especialistas. A tecnologia *blockchain* pode ter impactos significativos nos valores sociais, no desenvolvimento de novos regulamentos e incentivos de mercado, infraestrutura e modelos de negócios corporativos. A *blockchain* também tem sido discutida como a Internet da Energia, permitindo transparência, mercados de prosumers distribuídos. Isso pode contribuir para um compartilhamento de economia de energia com uma plataforma sobre a qual todas as pessoas podem produzir, vender e comprar energia. De acordo com os autores, mudanças institucionais graduais, alavancando a construção de comunidades e abordagens regulatórias, são propostas como caminhos potenciais para incorporar essa multidimensionalidade, facilitando a interoperabilidade entre os sistemas atuais e futuros.

No artigo de Park, Lee e Chang (2018, tradução nossa), foi sugerido um sistema de comércio de energia baseado em *blockchain* que promoverá a criação e manutenção de um ambiente, oferecendo benefícios ambientais e econômicos para consumidores e prossumidores que se envolvem em transações de energia. O objetivo dos autores foi provar que a plataforma sugerida oferece incentivos de longo prazo aos usuários enquanto trabalha em uma estrutura segura e descentralizada, obtendo assim um ambiente sustentável para o comércio de energia P2P entre consumidores de energia e prossumidores. Os autores classificaram dois tipos diferentes de comércio P2P para identificar qual tipo de comércio P2P se beneficiará melhor do uso da tecnologia *blockchain*. Entre o comércio puro de P2P e comércio híbrido de P2P, o comércio híbrido de P2P se beneficiará mais de uma plataforma de transações de energia baseada em *blockchain*. Os autores sugeriram que a plataforma seja construída com *blockchain*, pois essa tecnologia permite um sistema de negociação descentralizado e distribuído; e permite um ambiente de negociação P2P mais transparente, confiável e seguro.

Tanaka, Nagakubo e Abe (2017, tradução nossa) desenvolveram um sistema baseado em *blockchain* para as transações de energia individuais. O sistema é uma tentativa de se descentralizar o controle do sistema de transações. Os autores propuseram a *Digital Grid*, com o objetivo de rastrear as transações de energia entre consumidores individuais. Os benefícios desta tecnologia são a maior eficiência energética e a rastreabilidade. Uma moeda digital que provém remunerações aos produtores de energia, independente as tarifas do sistema foi projetada para atraí-los.

Segundo Andoni et al. (2019, tradução nossa), a *blockchain* pode trazer vantagens aos mercados, consumidores, e operações dos sistemas de energia, aumentando a transparência e empoderando os consumidores e pequenos produtores de energia. Os autores informaram como o mercado de energia se transformaria devido às aplicações de *blockchain*. Os autores apontaram três principais mudanças. A primeira é que a tecnologia *blockchain* pode aumentar a magnitude do número de transações possíveis em relação aos métodos convencionais de pagamentos eletrônicos. A segunda é que, como as estruturas de mercado do setor de energia seriam desafiadas em um curto espaço de tempo, muitos projetos de *blockchain* focariam apenas na parte do mercado que julgam ser mais facilmente implementável. Além disso, os contratos inteligentes baseados em *blockchain* poderiam habilitar o rastreamento da produção e consumo, garantindo pagamentos em tempo real.

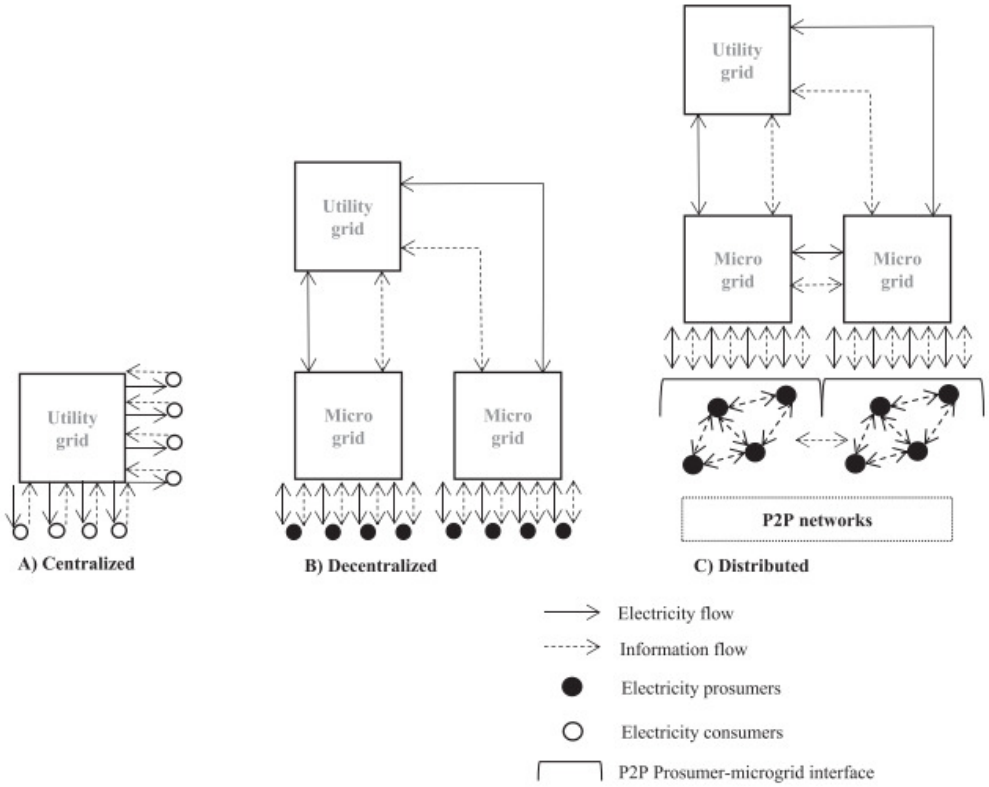
Li et al. (2018, tradução nossa) afirmam que a *blockchain* de energia apresentada nos seus estudos elimina a necessidade de um intermediário confiável, onde os nodos da IoT negociam energia de maneira P2P, o que é diferente do comércio centralizado tradicional. Afirmam ainda que, todos os nodos da IoT têm o mesmo direito de comercializar energia e que a tecnologia *blockchain* de energia é robusta e escalável, sem o envolvimento de um intermediário globalmente confiável. No estudo, comparou-se o tempo de confirmação da transação sob diferentes frequências de negociação de energia em diferentes *blockchains* e avaliou-se o desempenho da velocidade média das transações de esquema proposto de pagamento baseado em crédito. O tempo total de confirmação da transação, em média, significa o tempo médio de finalização do processo de consenso de uma negociação de energia para um nó. Para fins de ilustração, simularam o desempenho entre 50 pares de nodos IoT por 240 min. Semelhante ao *Bitcoin*, o tempo de confirmação da transação das *blockchains* tradicionais é de 60 minutos, enquanto o tempo da *blockchain* dos autores é definido como 10 minutos. A análise de segurança mostra que a *blockchain* de energia apresentada alcança uma negociação segura de energia, e os resultados numéricos ilustram que a *blockchain* de energia e o esquema de pagamento baseado em crédito são eficazes e eficientes para a comercialização de energia.

2.2.1.2 A tecnologia blockchain na geração distribuída

Na geração distribuída a energia elétrica é gerada pelo usuário final do setor elétrico. De acordo com Hou, Wang e Luo (2020, p. 01, tradução nossa), do ponto de vista técnico, a geração distribuída reduz as perdas de energia e investimentos em novas obras de transmissão e distribuição de energia elétrica. Além disso, soluciona problemas de inadimplência por parte do consumidor, uma vez que a compensação na fatura é efetuada pela concessionária de energia. Ainda proporciona benefício ambiental, uma vez que a geração distribuída, predominantemente, provém de fontes renováveis de geração energia elétrica. De acordo com Facchini (2017, p. 01, tradução nossa), os consumidores estão se tornando prossumidores, consumindo e gerando energia elétrica. No entanto, o impacto do comportamento do prossumidor, a intermitência na oferta e a falta de modelos regulatórios ainda limitam a geração distribuída.

O sistema é originalmente projetado para que o fluxo de eletricidade ocorra da usina geradora para o consumidor. Com a geração distribuída podemos verificar a alteração desse fluxo, conforme Figura 19. Em A) temos o ambiente centralizado onde os consumidores estão conectados à rede de distribuição de energia elétrica, os fluxos de dados e de energia são registrados pelo medidor de energia elétrica e o faturamento ocorre de acordo com o consumo, de forma unilateral. Em B) temos o ambiente descentralizado, com geração distribuída. São duas microrredes conectadas à rede de distribuição de energia elétrica. O fluxo de dados e de energia elétrica são registrados pelo medidor de energia elétrica, do tipo bidirecional. O faturamento ocorre de acordo com o consumo e o montante gerado localmente, sendo os valores gerados compensados na fatura. No Brasil caso haja sobras de energia elétrica gerada em relação à quantidade consumida, essas sobras podem ser compensadas, em até cinco anos. Em C) temos o ambiente distribuído P2P. Nesse ambiente há todos os elementos de B) o que muda é que os prossumidores podem comercializar energia com seus pares, ou seja, com seus vizinhos. Nessa troca de dados é que a tecnologia *blockchain* é aplicada, proporcionando segurança dos dados.

Figura 19– Visão simplificada do potencial de transição de sistemas de energia A) Centralizados, para B) Descentralizados, para C) distribuídos com microrrede rede P2P.



Fonte: Renewable and Sustainable Energy Reviews (2019)

A digitalização da infraestrutura permite a disponibilidade de dados e o controle da rede de energia elétrica (FACCHINI, 2017, p. 01, tradução nossa). As *smart grids* e microrredes contribuem para a expansão dos sistemas descentralizados e renováveis. Uma microrrede é um exemplo de descentralização no setor elétrico. Estudos apontam que consumidores de microrredes poluem menos e conseguem economizar financeiramente (DI SILVESTRE et al., 2018, p. 493, tradução nossa). O fato de prossumidores e consumidores obterem lucro com a comercialização da energia na sua comunidade, os incentiva a investir em recurso distribuídos e equilibra localmente a oferta entre geração e demanda KOIRALA et al. (2016 apud MENGELKAMP et al., 2018, p. 871, tradução nossa). Um projeto de microrrede contempla o ambiente regulatório, a microrrede, as conexões com a rede, os mecanismos de mercado, os mecanismos de preço, o sistema de gerenciamento de energia e os sistemas de informação (STRÜKER; ALBRECHT; REICHERT, 2019, p. 35, tradução nossa).

De acordo com Facchini (2017, p. 02, tradução nossa), o sistema está gradualmente mudando para um modelo de serviços que possibilite a troca de energia renovável entre pares, sendo um primeiro passo para a descentralização dos mercados de eletricidade. A introdução da tecnologia *blockchain* agora permite a comercialização de energia em um mercado descentralizado, transparente e seguro. A tecnologia *blockchain* pode incentivar a geração distribuída, segundo Ahl et al. (2019, p. 202, tradução nossa), as transações podem vir a ser efetuadas em tempo real e todos os participante têm acesso a um sistema transparente e seguro.

De acordo com Facchini (2017, p. 02, tradução nossa), os participantes do mercado de energia elétrica serão forçados a encontrar um novo e diferente papel que dependerá de novos marcos regulatórios e mecanismos de mercado, para aproveitar o potencial da geração distribuída. Isso pode significar que os mercados futuros serão muito distintos dos conhecidos até o momento. Ahl et al. (2019, p. 202, tradução nossa) cita que a participação dos cidadãos no ambiente de geração distribuída e comercialização pode contribuir para um desenvolvimento energético sustentável.

Li et al. (2019, tradução nossa) estudaram o design e o gerenciamento de um sistema de energia distribuída incorporando geração de energia renovável e usuários finais dos setores residencial, comercial e industrial. A segurança, transparência e benefícios gerais do sistema foram aprimorados com a implementação de *blockchain*, sendo que o custo e sobrecarga operacional não foi afetada significativamente pela adição da tecnologia *blockchain*. A tecnologia *blockchain* é uma tecnologia em desenvolvimento, não apenas na base técnica para melhor desempenho e recursos, mas também no modelo comercial para se adaptar às indústrias existentes. Existem vários aspectos para que a abordagem de contrato inteligente e *blockchain* seja aprimorada a partir da infraestrutura técnica, aplicativos descentralizados e governança, por exemplo, alta frequência de negociação, medição de energia em cadeia, problemas de escalabilidade, troca entre eficiência de consenso e segurança do sistema. Aplicações promissoras podem ser esperadas com o desenvolvimento de infraestrutura e interesses equilibrados entre redes tradicionais, varejistas, usuários finais, desenvolvedores e investidores no futuro. A infraestrutura da rede requer uma enorme quantidade de investimento de capital, além de um extenso custo operacional e de manutenção, mantendo assim uma alta barreira para a participação de pequenas e médias empresas. Os autores ainda afirmam que a *blockchain* ajuda a reduzir a participação dos varejistas locais no mercado de eletricidade. Entretanto, a tecnologia *blockchain* permite a coexistência de vários

fornecedores de energia de pequena escala usando um sistema descentralizado em vez de um único intermediário de terceiros, o que reduz o custo da operação diária ao mesmo tempo. Além disso, os usuários finais também podem desempenhar um papel ativo na precificação e liquidação de energia na microrrede de energia elétrica, incentivando esses mercados.

Segundo Wang et al. (2017, tradução nossa), a capacidade instalada de geração distribuída baseada em fontes renováveis de energia aumenta continuamente nos sistemas de energia. Devido às desvantagens do gerenciamento baseado em organizações centralizadas, foi proposto um modelo de transação de energia elétrica descentralizada para microrredes baseado na tecnologia *blockchain* e no mecanismo de leilão duplo contínuo. O sistema de múltipla assinatura pode proteger os benefícios do comprador da quebra de contrato do vendedor, e a estrutura de dados exclusiva da *blockchain* garante a segurança dos dados da transação.

Nos estudos de Zhao et al. (2018, tradução nossa), foi proposto um mecanismo de transação de energia integrado baseado em *blockchain*. O sistema foi dividido em dois estágios: o estágio de leilão de chamadas e o estágio de leilão contínuo. Os autores projetaram e implantaram os contratos inteligentes de negociação no site da *Ethereum*, e verificaram o processo de negociação. Nesse estudo de caso, usuários distribuídos podem alcançar a conclusão e o estabelecimento de transações sem a participação de instituições centralizadas. O mecanismo proposto pode atender à demanda da transação distribuída, em pequena escala e de baixo custo dos recursos energéticos integrados em microrredes, e pode ser estendido às transações para outras formas de produção, como eficiência energética na cadeia de suprimentos e soluções de transporte.

Zhao et al. (2019a, tradução nossa) discutiram sobre a relação do desenvolvimento econômico com o aumento acentuado da demanda por energia elétrica. Segundo os autores, a geração distribuída pode reduzir a necessidade de redes de transmissão de energia e melhorar a eficiência energética. Além disso, fornece uma plataforma de uso de energia limpa, incorporando um grande número de fontes de energia renováveis, como energia eólica e energia solar fotovoltaica. Os autores propuseram um modelo de negociação no mercado de microrredes desenvolvido usando a tecnologia *blockchain* do tipo consórcio. Segundo os autores, o modelo proposto pode realizar o modo de negociação descentralizado, garantindo a segurança e transparência das informações da transação. Os autores afirmam que essa plataforma de negociação de mercado de microrredes pode resolver os problemas do consumo

local de energia distribuída, podendo resolver o problema do consumo *in situ* da geração distribuída, diminuindo a interação de energia e, assim, reduzir o impacto sobre a rede.

De acordo com Kumar (2018, tradução nossa), o sistema de energia distribuída habilitado para *blockchain* poderia desempenhar um papel importante nos serviços de energia, como satisfazer as necessidades de negócios dos produtores e consumidores de energia, fornecendo uma plataforma de monitoramento de energia totalmente controlada e segura em edifícios residenciais e comerciais, proporcionando facilidade e transparência nos níveis de preços, oferta e demanda de energia elétrica. Também poderia ajudar na segurança energética ao negociar energia.

Imbault et al. (2017, tradução nossa) exploraram a utilização de *blockchain* em um sistema de operação para o uso de certificados de energia renovável em um distrito eco industrial. Existem três versões de interface da plataforma: uma para o usuário comum, outra para o gestor do edifício ou administrador; e uma versão para o gestor do eco distrito. A primeira versão contém apenas informações simples sobre a energia limpa produzida ou consumida no prédio. A segunda versão possui acesso aos certificados de energia obtidos pelo edifício e dados de monitoramento sobre o consumo de energia. A última versão é composta de todas as informações sobre o consumo e produção de energia dos edifícios do eco distrito, bem como os certificados produzidos, comprados e vendidos. Segundo os autores, a *blockchain* é uma tecnologia promissora e confiável para medição e monitoramento relacionados à energia, que devem ser mais descentralizados à medida que os cenários de negócios de geração própria e microrrede se espalharem, tanto no setor público quanto no privado. De acordo com os autores ainda há muita pesquisa a ser feita, tanto na parte teórica de fundações da *blockchain* e aplicativos de negócios relevantes para gerenciamento de energia.

No artigo de Che et al. (2019, tradução nossa), os autores propuseram um mecanismo de autenticação de transação de energia renovável distribuída baseado no consórcio *blockchain*, com o objetivo de reduzir o custo de crédito do modo de tomada de decisão distribuído em um sistema de energia. Segundo os autores, os nodos da autoridade de certificação foram definidos na rede de transações para fornecer aos nodos autoridade de acesso controlando as chaves públicas e privadas dos participantes da negociação, para que eles possam concluir sua autenticação de identidade. Em seguida, os códigos de código essenciais na autenticação da transação foram projetados e implantados em um site de *Blockchain Hyperledger Fabric*, e um experimento de simulação de uma transação simples

foi usado para elaborar os detalhes do processo da transação. Resultados relevantes mostraram que a taxa de transferência atingiu 250 transações por segundo, a qual é superior ao modelo de transação de uma cadeia pública tradicional. Após avaliação dos autores, o modelo proposto demonstrou ser prático e eficaz.

3 METODOLOGIA

O estudo está classificado nas áreas de conhecimento de engenharia e das ciências exatas e da terra.

Quanto à finalidade, esta pesquisa é classificada como aplicada. Segundo Gil (2002), a ciência objetiva o conhecimento em si e as contribuições práticas oriundas desse conhecimento.

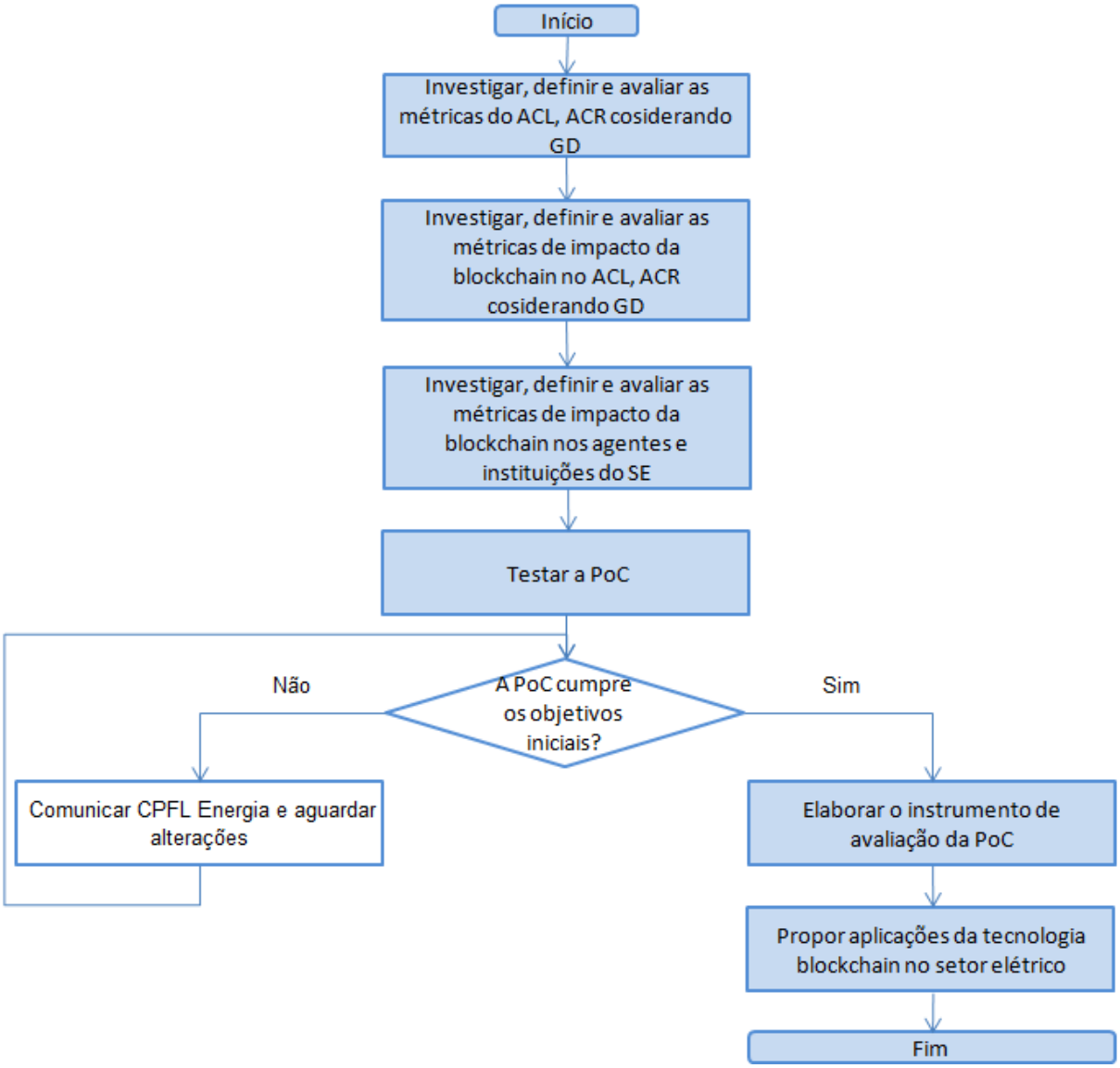
Em relação aos objetivos, esta pesquisa é classificada como explicativa. De acordo com Gil (2002), a pesquisa explicativa é o tipo de pesquisa que mais se aprofunda no conhecimento da realidade, explicando a razão e o porquê das coisas.

Considerando as informações de Motta-Roth e Rabuske Hendges (2010), a abordagem desse estudo é mista. Considera-se que existem múltiplas construções de realidade, que para a validade interna do estudo uma relação deve ser postulada e testada em comparação com a realidade, que para a validade externa do estudo existe a possibilidade de aplicar os resultados em outros contextos dependendo da similaridade entre eles; e que os resultados são confiáveis se as hipóteses são testadas por observação continuada e por análise de dados de diferentes fontes.

O método de investigação, ou ainda delineamento da pesquisa, é estudo de caso. O estudo de caso possibilita o estudo intensivo de um indivíduo para obter generalizações a partir de uma análise abrangente do tópico de pesquisa (MOTTA-ROTH; RABUSKE HENDGES, 2010). No entanto, para atender aos objetivos desta pesquisa, optou-se por um delineamento específico para cada etapa.

A Figura 20 exibe o fluxograma das etapas dessa pesquisa. A pesquisa foi dividida em cinco etapas principais, de acordo com os objetivos dessa dissertação. Na sequência da figura, apresenta-se a metodologia de pesquisa cada etapa.

Figura 20– Metodologia.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

3.1 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os procedimentos da pesquisa são revisões bibliográfica e documental. Os objetos de pesquisa são documentos do setor elétrico brasileiro, artigos científicos e os livros que auxiliem na elaboração de métricas para o setor elétrico brasileiro.

Os objetivos desta etapa são:

a) Investigar, definir e avaliar as métricas do mercado livre e regulado de energia, considerando a geração distribuída, a fim de adaptá-las à aplicação da tecnologia *blockchain* nesses mercados.
b) Investigar e avaliar a legislação e a regulamentação do setor elétrico brasileiro, incluindo comercialização de energia e geração distribuída, a fim de indicar as leis e regulamentações que possivelmente serão alteradas para possibilitar a aplicação da tecnologia *blockchain* nos ambientes de comercialização livre e regulado, considerando também a geração distribuída.

3.1.1 O procedimento de coleta de dados

O procedimento de coleta de dados será realizado por pesquisa documental em aneel.gov.br. Adicionalmente, será aplicada pesquisa bibliográfica no portal de periódicos da CAPES, no IEEE, na Wiley Online Library, na Springer, no DOAJ e no OASISBR.

Os dados a serem coletados são as regras de comercialização de energia elétrica da CCEE, os cursos de capacitação da CCEE e documentos da ANEEL e do MME, os artigos científicos, livros e teses que auxiliem na elaboração de métricas para o setor elétrico brasileiro.

O critério é selecionar os dados disponíveis nestes sites, relacionados aos objetivos da pesquisa.

3.1.2 O procedimento de coleta de dados específico da legislação e da regulamentação

O procedimento de coleta de dados se desenvolverá por pesquisa documental nos sites planalto.gov.br/legislacao, mme.gov.br, aneel.gov.br e ccee.org.br.

Os dados a serem coletados serão as leis, os decretos, as resoluções da GCE, as resoluções do CMSE e do CNPE relacionados ao setor elétrico. Assim como, as resoluções da ANEEL, as resoluções normativas da ANEEL, os procedimento e as regras de comercialização da CCEE relacionados à comercialização e geração distribuída.

O critério para coleta de dados é considerar toda a legislação e a regulamentação vigentes relacionadas ao objetivo desta etapa.

3.1.3 O procedimento de análise de dados

Primeiro, os dados serão identificados e classificados como o:

a) as métricas do mercado livre de energia elétrica;
b) as métrica do mercado regulado de energia elétrica e
c) as métricas de geração distribuída.

Após, o procedimento analítico será realizado por análise documental e de conteúdo.

Serão investigados e avaliados os indicadores presentes nos processos de comercialização livre e regulado de energia, os quais serão organizados em cinco principais dimensões. Essas dimensões serão desenvolvidas com o objetivo de facilitar a avaliação dos indicadores. As dimensões serão classificadas como: energética, elétrica, econômica, contratual e regulatória.

Para investigação e avaliação das métricas de geração distribuída será considerado um novo ambiente de comercialização de energia elétrica o Ambiente de Contratação de Geração Distribuída (ACGD). Para o ACGD outra tabela será estabelecida a partir de indicadores organizados nos dois grupamentos tarifários de unidades consumidoras: grupo A e B. Além da divisão por grupo, para melhor análise, os indicadores nesse ambiente também serão organizados nas cinco dimensões.

3.1.4 O procedimento de análise de dados específico da legislação e da regulamentação

Primeiramente, os dados coletados serão identificados e classificados como:

a) legislação e a regulamentação do setor elétrico brasileiro;

b) legislação e a regulamentação sobre comercialização de energia elétrica no ACL e ACR; e
c) legislação e a regulamentação de geração distribuída.

O procedimento analítico será realizado por a análise documental.

Será considerado um indicador para cada conjunto de leis e/regulamentações referente à um processo de comercialização no ACL, ACR e ACGD.

3.2 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DOS IMPACTOS DA TECNOLOGIA *BLOCKCHAIN* NO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os procedimentos da pesquisa são revisões bibliográfica e documental. Os objetos de pesquisa são documentos do setor elétrico brasileiro, artigos científicos e os livros que auxiliem na elaboração de métricas de impacto da tecnologia *blockchain* no setor elétrico brasileiro.

O objetivo desta etapa é investigar, definir e avaliar as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos mercados livre e regulado de energia, considerando a geração distribuída.

3.2.1 O procedimento de coleta de dados

O procedimento de coleta de dados será realizado por pesquisa documental em aneel.gov.br. Adicionalmente, será aplicada pesquisa bibliográfica no portal de periódicos da CAPES, no IEEE, na Wiley Online Library, na Springer, no DOAJ e no OASISBR.

Os dados a serem coletados são as regras de comercialização de energia elétrica da CCEE, os cursos de capacitação da CCEE e documentos da ANEEL e do MME, os artigos científicos, livros e teses que auxiliem na elaboração de métricas de impacto da tecnologia *blockchain* no setor elétrico brasileiro.

O critério é selecionar os dados disponíveis nestes sites, relacionados aos objetivos da pesquisa.

3.2.2 O procedimento de análise de dados

Primeiro, os dados serão identificados e classificados como o:

a) as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* no mercado livre de energia elétrica;
b) as métrica de impacto da tecnologia *blockchain* no mercado regulado de energia elétrica e
c) as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* na geração distribuída.

Após, o procedimento analítico será realizado por análise documental e de conteúdo.

Para a investigação e avaliação dos indicadores do ACL, ACR e ACGD, os dados serão organizados em tabelas, divididos em setores e em cinco dimensões: energética, elétrica, econômica, contratual e regulatória. Serão considerados os indicadores do item 3.1 para o desenvolvimento dessa etapa.

3.3 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DOS IMPACTOS E ADAPTAÇÕES NOS DIFERENTES AGENTES E INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO

Os procedimentos da pesquisa são revisões bibliográfica e documental. Os objetos de pesquisa são documentos do setor elétrico brasileiro que auxiliem na elaboração de métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos agentes e nas instituições do setor elétrico brasileiro.

O objetivo desta etapa é investigar, definir e avaliar as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos agentes e instituições do setor elétrico.

3.3.1 O procedimento de coleta de dados

O procedimento de coleta de dados será realizado por pesquisa documental em aneel.gov.br. Os dados a serem coletados são as regras de comercialização de energia elétrica da CCEE, os cursos de capacitação da CCEE e documentos da ANEEL e do MME que auxiliem na elaboração das referidas métricas.

O critério é selecionar os dados disponíveis nestes sites, relacionados aos objetivos da pesquisa.

3.3.2 O procedimento de análise de dados

Primeiro, os dados serão identificados e classificados como o:

a) as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos agentes do setor elétrico brasileiro e
b) as métrica de impacto da tecnologia *blockchain* nas instituições do setor elétrico brasileiro.

Após, o procedimento analítico será realizado por análise documental e de conteúdo.

Será organizada uma tabela para cada agente e instituição, a fim de investigar o nível de impacto nas atribuições desses agentes e instituições considerando a aplicação da tecnologia *blockchain* nos demais agentes ou setores com alguma relação técnica ou comercial com o agente ou com a instituição inicialmente referida.

Para análise dos dados serão considerados os conceitos da escala de verificação de *Likert*. Os impactos serão divididos em uma escala ordinal tipo *Likert* 3 níveis: (1) de baixo impacto; (2) médio impacto e (3) alto impacto.

3.4 ESTUDO DE CASO: TESTES DA POC

O delineamento da pesquisa nesta etapa é estudo de caso. O estudo de caso é um estudo profundo e exaustivo de um ou poucos objetos, permitindo amplo e detalhado conhecimento (GIL, 2002). O objeto de estudo é uma prova de conceito de *blockchain* aplicada ao mercado livre de energia elétrica.

O objetivo desta etapa é investigar e avaliar cenários de aplicação da PoC, a fim de verificar se as transações ocorrem corretamente de acordo com os contratos previamente firmados.

3.4.1 O procedimento de coleta de dados

A coleta de dados se dará por meio de uma PoC, elaborada por terceiros, e disponível por meio do projeto de pesquisa "Desenvolvimento de uma Metodologia para Análise e Avaliação Técnico-Científica da Tecnologia *Blockchain* no Setor Elétrico" celebrado entre a Universidade Federal de Santa Catarina e CPFL Energia.

A amostra contemplará o *trading* de energia elétrica entre três empresas, ou seja, compra e venda bilateral.

O critério para a coleta de dados é que as transações sejam proveniente de contratos, firmados entre esses agentes do mercado livre de energia elétrica.

3.4.2 O estudo de caso e o procedimento de análise de dados

O estudo de caso será realizado por meio de testes de cenários em uma plataforma exclusiva para testes, disponibilizada pela CPFL Energia.

Procedimento analítico será realizado por testes de hipótese e análise de conteúdo.

Os critérios para o sucesso do estudo de caso serão que os indicadores de saída confiram com os dados de entrada. Dessa forma a plataforma se mostrará eficaz em relação à proposta de aplicação.

3.5 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA POC NOS AGENTES, NAS INSTITUIÇÕES E NAS ASSOCIAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO

Os procedimentos da pesquisa são revisões bibliográfica e documental. Os objetos de pesquisa são documentos do setor elétrico brasileiro que auxiliem na elaboração de métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos agentes, nas instituições, e nas associações do setor elétrico brasileiro.

O objetivo desta etapa é analisar os impactos da PoC nos agentes de mercado, incluindo as instituições, e nas associações do setor elétrico.

3.5.1 O procedimento de coleta de dados

O procedimento de coleta de dados será realizado por pesquisa documental em aneel.gov.br. Os dados a serem coletados são as regras de comercialização de energia elétrica da CCEE, os cursos de capacitação da CCEE e documentos da ANEEL e do MME que auxiliem na elaboração das referidas métricas.

O critério é selecionar os dados disponíveis nestes sites, relacionados aos objetivos da pesquisa.

3.5.2 O procedimento de análise de dados

Primeiro, os dados serão identificados e classificados como o:

a) as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos agentes, incluindo as instituições, do setor elétrico brasileiro e
b) as métrica de impacto da tecnologia *blockchain* nas associações do setor elétrico brasileiro.

Após, o procedimento analítico será realizado por análise documental e de conteúdo.

Será considerada a tabela para cada agente e instituição da etapa anterior, a qual investigou o nível de impacto nas suas atribuições e considerando a aplicação da tecnologia *blockchain* nos demais agentes ou setores com alguma relação técnica ou comercial com o agente ou instituição inicialmente referida.

Nessa etapa, a referida tabela contemplará a análise das relações técnicas energética, elétrica, econômica, regulatória e tributária. Para análise dos dados ainda serão considerados os conceitos da escala de verificação de *Likert*. Os impactos continuarão divididos em uma escala ordinal tipo *Likert* 3 níveis: (1) de baixo impacto; (2) médio impacto e (3) alto impacto.

O instrumento de avaliação será desenvolvido na plataforma *Typeform* com base nas informações da segunda tabela. Além disso, serão consideradas as associações do setor elétrico.

3.6 APLICAÇÕES DA TECNOLOGIA *BLOCKCHAIN* NO SETOR ELÉTRICO

O procedimento da pesquisa é estudo de caso. As contribuições serão efetuadas por funcionários da CPFL energia de diferentes setores e com diferentes formações e experiências no setor elétrico.

O objetivo desta etapa é investigar e propor aplicações da tecnologia *blockchain* no setor elétrico, incluindo os mercados de energia elétrica e a geração distribuída.

3.6.1 O procedimento de coleta de dados

O procedimento de coleta de dados será realizado por estudo de caso da aplicação de *blockchain* no setor elétrico por meio da técnica *brainstorm*, especificamente pela técnica *Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats* (SWOT). Os dados a serem coletados são

sugestões de aplicações da tecnologia *blockchain* nos mercados de comerciliazação de energia elétrica e de geração distribuída.

3.6.2 O procedimento de análise de dados

Primeiro, os dados serão identificados como:

a) Cenários de aplicação da tecnologia no mercado de comercialização e distribuição de energia elétrica; e
b) Cenários de aplicação da tecnologia *blockchain* no mercado de geração distribuída.

Após, o procedimento analítico será realizado por análise de conteúdo.

Todas as sugestões relacionados ao objetivo da pesquisa deverão ser inicialmente consideradas na coleta de dados, e posteriormente serão selecionadas as sugestões de acordo com os itens a e b dessa seção.

4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

4.1 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesta etapa, consideraram-se os ambientes de comercialização livre e regulados, assim com a geração distribuída. Definindo-se um ambiente para futura comercialização da energia gerada de forma distribuída o ACGD. Desenvolveu-se esse estudo a fim de:

a) Investigar, definir e avaliar as métricas do mercado livre e regulado de energia, considerando a geração distribuída, a fim de adaptá-las à aplicação da tecnologia *blockchain* nesses mercados.
b) Investigar e avaliar a legislação e a regulamentação do setor elétrico brasileiro, incluindo comercialização de energia e geração distribuída, a fim de indicar as leis e regulamentações que possivelmente serão alteradas para possibilitar a aplicação da tecnologia *blockchain* nos ambientes de comercialização livre e regulado, considerando também a geração distribuída.

O resultado da investigação das leis e regulamentações do setor elétrico, atualizada em maio de 2020, está disponível no Apêndice A. Essas leis e regulamentações estão divididas em comercialização de energia elétrica no ACL e ACR no Apêndice B. Adicionalmente, as leis e regulamentações sobre geração distribuída estão disponíveis no Apêndice C. Utilizaram-se essas investigações para definir as métricas regulatórias de cada processo.

4.1.1 Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização livre de energia elétrica

Definiram-se e avaliaram-se os indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica realizando um estudo do setor elétrico. Em um primeiro momento com ênfase nos processos do ACL, no entanto os processos e indicadores são comuns ao ACR, a partir de documentos disponíveis em meios eletrônicos: as regras de comercialização de energia elétrica da CCEE, os cursos de capacitação da CCEE. Adicionalmente, utilizaram-se documentos da ANEEL e do MME para referenciar indicadores.

Seguidamente a etapa de estudos, iniciam-se a identificação e avaliação dos indicadores presentes nos processos de comercialização e a organização dos mesmos em cinco principais dimensões. Essas dimensões foram criadas com o objetivo de facilitar a organização e avaliação dos indicadores. As dimensões são classificadas como: energética, elétrica, econômica, contratual e regulatória. Importante observar que se considerou como um indicador o conjunto de regulamentações referente a cada processo.

Uma tabela foi criada para apresentação dos indicadores de acordo com as dimensões e com os processos de comercialização de energia no ACL. A tabela está apresentada nos anexos A ao O. Após, avaliaram-se os indicadores, expondo brevemente as definições e conceitos pertinentes encontradas nos materiais de estudo.

Na tabela, foram listados no total 108 indicadores, sendo 35 indicadores apresentados na dimensão energética, 14 indicadores discutidos na dimensão elétrica, 32 indicadores avaliados na dimensão econômica, 12 indicadores analisados na dimensão contratual e 15 indicadores listados na dimensão regulatória. Estes indicadores também foram divididos nos 15 principais processos de comercialização de energia no ACL, sendo eles, PLD, Medição Física, Medição Contábil, Garantia Física, Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), Contratos, TUSD/TUST, Balanço Energético, Tratamento das Exposições, Encargos, Penalidades, Consolidação dos Resultados, Ajustes de Contabilização e Recontabilização, Liquidação Financeira e Energia de Reserva.

Organizou-se a apresentação dos indicadores, a seguir, de acordo com o fluxo dos processos de comercialização de energia elétrica no ACL. Destacou-se em cada indicador a sua respectiva dimensão.

4.1.1.1 Consolidação dos resultados

A consolidação dos resultados apura os valores de receitas e despesas de cada agente, resultantes do processamento da contabilização da CCEE. Consideram-se indicadores no processo de consolidação dos resultados:

a) **Contabilização** (R$): é indicador da dimensão econômica. Realiza-se a contabilização para cumprir decisões judiciais ou administrativas de caráter provisório, ou em seu cancelamento, sendo preservados os dados e os valores

originais do processo de contabilização e liquidação considerado (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020a).

b) **Recontabilização** (R$): é indicador da dimensão econômica. Um processo de recontabilização é realizado quando os dados e os valores relativos a um processo de contabilização e liquidação mensal já encerrado, mesmo que auditados, são alterados em decorrência de decisão judicial transitada e julgada, de revogação de liminar ou de decisão arbitral, de decisão administrativa do Conselho de Administração da CCEE ou por determinação legal (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020a).

c) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes à consolidação dos resultados são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 533/2013, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 637/2014, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 869/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

Consideram-se subincadores de contabilização:

a) **Ajuste decorrente dos resultados de Itaipu** (R$): é subindicador da dimensão econômica. Apura os valores a serem repassados aos agentes de distribuição referentes aos riscos hidrológicos associados à geração de Itaipu. Este subindicador responde pela apuração do repasse às distribuidoras dos efeitos contábeis da operação no MCP, dos Ajustes de exposições financeiras e dos efeitos da compensação do MRE, associados à operação de Itaipu (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

b) **Ajuste decorrente de restituição de excedentes da Conta de Energia de Reserva (CONER)** (R$): é subindicador da dimensão econômica. Apura o excedente estimado na CONER, a partir dos resultados do agente ACER na contabilização e o consolida com os montantes apurados de sobras existentes na CONER após realização dos pagamentos no âmbito da Liquidação de Energia de Reserva. O montante final é calculado para impactar o resultado

do agente usuário de energia de reserva que receberá a restituição dos montantes no MCP (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

c) **Ajuste do alívio retroativo** (R$): é subindicador da dimensão econômica. São ajustes a serem efetuados na contabilização de um agente para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, e para cobertura de encargos já liquidados, ambos considerados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

d) **Ajuste mensal de disputas** (R$): é subindicador da dimensão econômica. Corresponde ao valor calculado pela CCEE referente aos ajustes decorrentes de disputas, no valor a pagar ou a receber de acordo com o perfil de consumo do agente, no submercado, em um mês de apuração (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008a).

e) **Fator de ajuste penalidades** (R$): é subindicador da dimensão econômica. O fator de ajuste é utilizado para liquidar as diferenças devido aos arredondamentos matemáticos entre o total de recebimentos e pagamentos na consolidação dos resultados (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d). O processo de Penalidades na consolidação dos resultados contribui somente para a elaboração do fator de ajuste de penalidades.

f) **Encargos** (R$): é subindicador da dimensão econômica. Determinação dos pagamentos e recebimentos em função da prestação de serviços ao sistema (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

g) **Ajustes de exposições** (R$): é subindicador da dimensão econômica. Transfere o excedente financeiro e as exposições positivas para aliviar as exposições negativas (Itaipu, MRE, PROINFA, Autoprodução e Direitos Especiais) (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

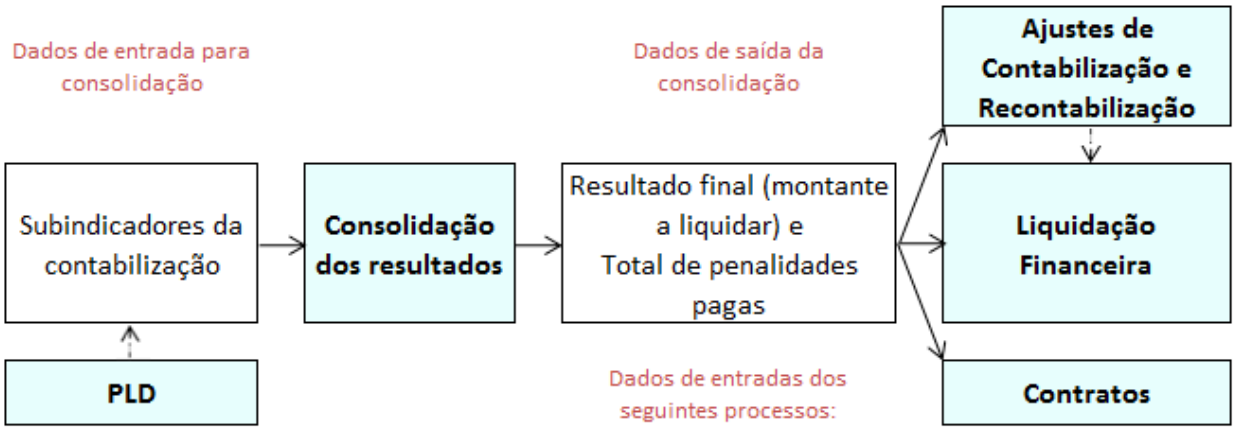
h) **Compensação do MRE** (R$): é subindicador da dimensão econômica. Corresponde ao valor total a ser pago ou recebido pelo perfil de agente, referente à suas parcelas de usinas integrantes do MRE em função das regras

desse mecanismo, no mês de apuração (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

i) **MCP** (R$): é subindicador da dimensão econômica. Corresponde ao segmento em que são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos agentes e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Os dados de saída da contabilização dos resultados são o montante a liquidar e o total de penalidades pagas. Esses dados são utilizados nos processos de Ajustes de Contabilização e Recontabilização, Liquidação Financeira e Contratos conforme Figura 21.

Figura 21– Relação de consolidação de resultados com demais processos.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

No entanto, há um processo expressivo no MCP: o PLD. Então, após a definição do PLD e seus indicadores segue-se com os processos de Ajustes de Contabilização e Recontabilização, Liquidação Financeira e Contratos.

4.1.1.2 PLD

O PLD está relacionado com o MCP, utiliza-se o PLD para valorar as diferenças no MCP. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Custo Marginal de Operação (CMO)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O CMO, de acordo com a CCEE, é o custo para se produzir o

próximo MWh para o sistema, calculado pela aplicação dos modelos NEWAVE e DECOMP antes da operação física do sistema (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020k).

b) **PLD mínimo** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. É o valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). Além disso, o PLD mínimo é o maior valor entre o custo de produção da UHE Itaipu, incluindo os *Royalties*, e a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que representa o custo de produção das demais UHEs participantes do MRE, incluindo a compensação pelo uso dos recursos hídricos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020k).

c) **PLD máximo estrutural** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O PLD máximo estrutural se refere ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal, obtida do deck de revisão ordinária de garantia física das UHEs. Este indicador visa prover proteção ao mercado contra riscos sistêmicos, preservar níveis de eficiência alocativa e apresentar sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

d) **PLD máximo horário** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O PLD máximo horário deve ser calculado com base na média ponderada, pela potência instalada, dos CVUs das usinas termelétricas a óleo diesel disponibilizados no deck do Programa Mensal da Operação de setembro de 2019 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

e) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao PLD são Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.1.3 Ajustes de contabilização e recontabilização

Os resultados da contabilização de cada agente podem demandar ajustes em função de decisões de ordem jurídica, arbitral ou administrativa. O processo de ajustes de contabilização e recontabilização objetiva operacionalizar o cálculo das diferenças apuradas entre o processamento de um ajuste de contabilização ou recontabilização e seu processamento anterior.

Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Diferenças apuradas de contabilização** (R$): é indicador da dimensão econômica. A natureza do ajuste da contabilização é provisória, por ser solicitada por liminares. Nela os dados de entrada permanecem intactos e, caso necessário, se a solicitação perder a validade será possível desconsiderá-la em uma próxima contabilização. Os cálculos de ajuste ocorrem por mecanismo auxiliar de cálculo para que os resultados do ajuste, ou as diferenças apuradas, permaneçam separado do resultado da contabilização. No entanto, ambos são considerados na liquidação financeira.

b) **Diferenças apuradas de recontabilização** (R$): é indicador da dimensão econômica. A natureza do ajuste de recontabilização é definitiva, por ser solicitada a partir de decisões transitadas e julgadas. Nela os resultados originais da contabilização são mantidos e realiza-se um novo processamento, obtendo-se as diferenças apuradas. Obtêm-se dois resultados em um mesmo evento.

c) **Legislação e regulamentação** (R$): são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes aos ajustes de contabilização e recontabilização são Resolução Normativa nº 456/2011, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 869/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

4.1.1.4 Liquidação financeira

O processo de liquidação financeira objetiva acertar os valores de crédito e débito apurados na contabilização. Os resultados obtidos na contabilização e seus ajustes formam o mapa da liquidação financeira. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Débitos e Créditos oriundos da contabilização** (R$): são indicadores da dimensão econômica. São valores oriundos do processo de apuração da comercialização de energia elétrica entre os agentes da CCEE, realizado em intervalos temporais definidos culminando na situação de cada agente como credor ou devedor no MCP (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).
b) **Aporte de garantia financeira** (R$): é indicador da dimensão econômica. Aporte de garantia financeira é um meio executável extrajudicialmente, com a finalidade de assegurar o cumprimento de obrigações de pagamento (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014). O aporte de garantia financeira é um valor depositado antes da liquidação financeira ocorrer. Esse procedimento objetiva minimizar a inadimplência no MCP. O valor é aportado por agentes devedores, caso esse valor não seja suficiente a diferença entre o valor devido e o aportado é rateada entre os agentes credores. O não cumprimento das obrigações financeiras acarreta no início de processo de desligamento da CCEE, juros, multa e atualização monetária. Após a divulgação dos resultados dos agentes ocorre a liquidação.
c) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes à liquidação financeira são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 637/2014, Resolução Normativa nº 869/2020 e Resolução Normativa nº 879/2020.

4.1.1.5 Contratos

Contratos são acordos entre partes a fim de adquirir, resguardar, transferir, modificar, conservar ou extinguir direitos. No setor elétrico, contratos são formalizações de todos os acordos comerciais de compra e venda de energia elétrica entre os agentes. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Quantidade contratada** (MWmédio): é indicador das dimensões energética e contratual. Quantidade contratada é o volume de energia acordado e

registrado nos contratos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

b) **Montante contratado por sazonalização** (MWmédio): é indicador das dimensões energética e contratual. A sazonalização é a distribuição dos volumes anuais da energia contratada em volumes mensais (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). O montante contratado por sazonalização é a quantidade de energia elétrica contratada considerando a sazonalização.

c) **Montante contratado por modulação** (MWmédio): é indicador das dimensões energética e contratual. A modulação é a distribuição dos volumes mensais da energia elétrica contratada em valores horários (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). O montante contratado por modulação é a quantidade de energia contratada considerando a modulação.

d) **Montante contratado por vigência de contrato** (MWmédio): é indicador das dimensões energética e contratual. A vigência de montante consiste na distribuição dos montantes de energia contratados para um determinado período de tempo, conforme um perfil de entrega previamente validado pelas partes, realizada livremente pelos agentes (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). É possível criar várias vigências de montante em um mesmo contrato e o período pode ser de acordo com a necessidade da parte compradora. O montante contratado por vigência de contrato é a quantidade de energia contratada considerando a vigência de montantes.

e) **Perdas** (MWh): é indicador das dimensões elétrica e contratual. As perdas se referem à energia elétrica gerada que é transportada pelas linhas de transmissão e redes da distribuição e não são registradas como consumo. As perdas não técnicas são as perdas por irregularidade no cadastro de consumidores, na medição e nas instalações de consumo. Essas perdas são utilizadas pela ANEEL no processo de revisão tarifária, possibilitando que um percentual dessas seja repassado ao consumidor regulado. No entanto, essas perdas não técnicas são consideradas pela CCEE. Nos processos realizados pela CCEE consideram-se as perdas técnicas. Perdas técnicas são

as perdas por efeito Joule. A CCEE apura as perdas na rede básica e nas redes compartilhadas. Redes compartilhadas são as Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas (DITCS) com tensão menor que 230kV.

f) **Tipo de contrato**: é indicador da dimensão contratual. Os contratos pertencentes ao ACL são os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEALs), os Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEIs) e os Contratos de Cessão. Os CCEALs formalizam a energia livremente negociada entre os agentes participantes do ACL. Segundo CCEE (2020e), os CCEALs resultam da livre negociação entre os agentes, respeitada a legislação ou regulamentação vigente, sem a interferência da CCEE. Os CCEIs são todos Contratos originados a partir de relações de compra e venda de energia incentivadas. Esses contratos são livremente negociados entre os agentes. Nos contratos de cessão os consumidores livres e especiais são os agentes cedentes e podem ceder parte ou totalidade da energia já negociada em contratos para os cessionários que podem ser consumidores livres, especiais ou vendedores.

g) **Período contratado** (anos/meses): é indicador da dimensão contratual. É o período de tempo de vigência dos contratos, podendo ser semanais, mensais ou qualquer período de acordo com a necessidade das partes envolvidas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

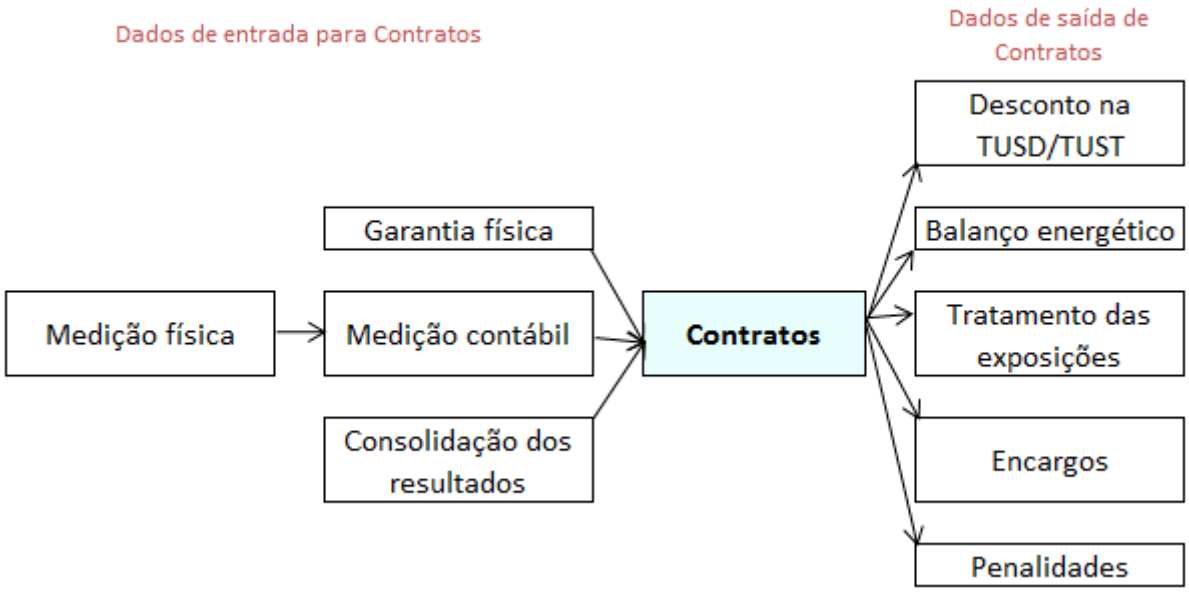
h) **Lastro** (MWmédio): é indicador da dimensão contratual. O lastro para o agente comprador é o que o agente possui para respaldar o consumo. O lastro para o agente vendedor é o que o agente possui para respaldar os contratos de venda. Se o agente vendedor não possui garantia física o lastro é a geração própria e/ou os contratos de compra negociados com os demais agentes. Se o agente vendedor possui garantia física o lastro com a finalidade de penalidade é a garanta física e/ou os contratos de compra negociados com os demais agentes.

i) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes aos contratos são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa n° 611/2014,

Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 833/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

A relação do processo contratos com os demais processos é representada na Figura 22. Apresentam-se na sequência os processos de Medição Física, Medição Contábil, Garantia Física, Desconto TUSD/TUST, Balanço Energético, Tratamento das Exposições, Encargos e Penalidades.

Figura 22– Relação de contratos com demais processos.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

4.1.1.6 Medição física

A medição física é o processo de coleta de dados de energia dos medidores. Verifica-se o volume de energia gerado ou consumido a cada cinco minutos. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Energia elétrica gerada** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica produzida referente a cada uma das unidades geradoras da

central de geração de energia elétrica referida ao ponto de conexão com a rede de distribuição ou rede básica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2007).

b) **Energia elétrica consumida** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica efetivamente consumida por um determinado agente.

c) **Perdas técnicas** (MWh): é indicador da dimensão elétrica. Perdas técnicas são as perdas por efeito Joule. A CCEE apura as perdas na rede básica e nas redes compartilhadas. Redes compartilhadas são as DITCS com tensão menor que 230kV.

d) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes à medição física são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa n° 533/2013, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.1.7 Medição contábil

A medição contábil é o processo de tratamento dos dados coletados no processo de medição física. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Energia elétrica gerada** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica produzida referente à cada uma das unidades geradoras da central de geração de energia elétrica referida ao ponto de conexão com a rede de distribuição ou rede básica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2007).

b) **Energia elétrica consumida** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica efetivamente consumida por um determinado agente.

c) **Fator de Rateio de Perdas**: é indicador da dimensão econômica. O fator de rateio de perdas é um fator aplicado aos pontos de consumo, ou geração, que participam do rateio de perdas sendo 50% das perdas alocadas da rede básica para a categoria geração e 50% das perdas alocadas da rede básica para a categoria consumo, por período de comercialização (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020i).

d) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes à medição contábil são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2013, Resolução Normativa nº 619/2013, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.1.8 Garantia física

Garantia física é o benefício energético que uma usina agrega ao sistema, equivalente a expectativa de geração dessa usina ao longo do tempo. Para comercialização de energia a garantia física corresponde a quantidade de energia que pode ser comprometida em contratos. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Montante de energia** (MWh): é indicador da dimensão energética. Considerando a definição de garantia física, o termo montante de energia é correspondente à quantidade máxima de energia relativa à usina que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a).
b) **Capacidade Instalada** (MW): é indicador da dimensão elétrica. A capacidade instalada da usina é a potência da usina. A capacidade instalada total é definida conforme ato autorizativo da ANEEL (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020g).
c) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes à garantia física são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 879/2020.

4.1.1.9 Desconto na TUSD/TUST

O objetivo da concessão do desconto na TUSD/TUST é diversificar a matriz energética e reduzir os impactos ambientais no setor elétrico. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Energia incentivada especial** (MWh): é indicador da dimensão energética. Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidroelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). A energia incentivada especial pode ser contratada por consumidores livres e especiais.

b) **Energia incentivada não especial** (MWh): é indicador da dimensão energética. Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidroelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). A energia incentivada não especial pode ser contratada somente por consumidores livres.

c) **Potência conectada na rede** (MW): é indicador da dimensão elétrica. É o máximo valor de potência exportado pelo empreendimento ao ponto de conexão (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2019).

d) **Montante de energia convencional contratada pelo gerador (MWh):** é indicador da dimensão energética. É o montante de energia oriunda de empreendimentos não enquadrados como de Energia Incentivada Especial, Energia Convencional Especial e Energia Incentivada de Cogeração Qualificada contratada pelo gerador (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.).

e) **Suficiência de lastro (MWh):** é indicador da dimensão energética. A Suficiência de lastro se caracteriza quando os recursos são suficientes para

atender os requisitos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

f) **Legislação e regulamentação:** são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao desconto na TUSD/TUST são Resolução Normativa nº 456/2011, Resolução Normativa nº 452/2011, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa nº 637/2014, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.1.10 Balanço energético

O objetivo do processo de balanço energético é comparar a energia verifica com a energia contratada. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **MRE** (MWh): é indicador da dimensão energética. O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do SIN no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo ONS. Esse mecanismo busca permitir que todas as usinas participantes atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, uma vez que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física associada ao SIN. O MRE realoca a energia entre os integrantes do mecanismo, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020h).

b) **Energia verificada** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia medida do perfil de agente, para aquela hora do mês, podendo ser sua geração ou consumo. Ambos são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b).

c) **Energia contratada** (MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de

contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b). A energia contratada é o montante efetivamente contratado.

d) **Exposição positiva** (MWh): é indicador da dimensão energética. Denomina-se exposição positiva quando a soma dos recursos do agente é maior o necessário para atendimento das suas obrigações, caracterizando uma suficiência de lastro.
e) **Exposição negativa** (MWh): é indicador da dimensão energética. Denomina-se exposição negativa quando a soma dos recursos do agente é menor o necessário para atendimento das suas obrigações, caracterizando uma insuficiência de lastro.
f) **Exposição nula:** é indicador da dimensão energética. Denomina-se exposição nula quando a soma dos recursos do agente é igual ao necessário para atendimento das suas obrigações, caracterizando uma suficiência de lastro.
g) **Legislação e regulamentação:** são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao balanço energético são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.1.11 Tratamento das exposições

Este processo objetiva tratar as exposições decorrentes da operação do sistema e da contratação de energia elétrica. Uma vez que podem ocorrer efeitos financeiros em função das diferenças de preços entre submercados. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Montante de energia importada** (MWh): é indicador da dimensão energética. É o montante de energia importada de um submercado.
b) **Montante de energia exportada** (MWh): é indicador da dimensão energética. É o montante de energia exportada para um submercado.
c) **Exposição financeira** (R$): é indicador da dimensão econômica. Exposição financeira se refere ao volume correspondente à operação entre dois submercados, multiplicada pela diferença entre os PLDs, podendo ser

positiva ou negativa (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

d) **Excedente financeiro** (R$): é indicador da dimensão econômica. O excedente financeiro se configura uma vez que toda a energia exportada é valorada ao PLD do submercado onde a mesma foi gerada que, teoricamente, é menor que o PLD do submercado importador, onde a energia foi consumida, gerando um saldo positivo no balanço de pagamentos e recebimentos na liquidação financeira das operações de compra e venda do MCP. Se não existe diferença de preços entre os submercados, não há saldo financeiro (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).
e) **Montante de energia medido** (MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia medida do perfil de agente, para aquela hora do mês, podendo ser sua geração ou consumo. Ambos são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b)
f) **Montante de energia contratado** (MWh): é indicador da dimensão contratual. Quantidade de energia registrada nos contratos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).
g) **Legislação e regulamentação:** são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao tratamento das exposições são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 533/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 530/2012, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.1.12 Encargos

Encargos são os custos referentes à manutenção da confiabilidade, estabilidade e segurança do sistema para o atendimento da demanda de energia. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Geração por Segurança Energética** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a geração que tem como objetivo garantir o suprimento energético com o despacho extraordinário de recursos energéticos adicionais por decisão do CMSE. A geração realizada por segurança energética corresponde à geração da usina multiplicada pelo fator do encargo por razão de segurança energética. Essa geração ocorre a partir de usinas térmicas despachadas por segurança energética que substituirá a geração de energia hidroelétrica, mantendo seu reservatório poupado por segurança (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).
b) **Energia importada** (MWh): é indicador da dimensão energética. É indicador da dimensão energética. É o montante de energia importada de um submercado.
c) **Compensação síncrona** (KVArh): é indicador da dimensão elétrica. É a compensação dos efeitos de energia reativa. O agente de geração recebe o equivalente à energia reativa gerada ou consumida valorada à Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), a qual é ajustada pela ANEEL anualmente (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).
d) **Controle automático da geração** (MWh): é indicador da dimensão elétrica. O sistema Controle Automático de Geração (CGA) é remunerado por meio de encargos e é um equipamento de supervisão, controle e comunicação e, localiza-se de forma estratégica para a operação do sistema. O CAG é responsável por detectar alterações na operação do sistema, possibilitando a ONS atuar para ajustar os parâmetros de operação das usinas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).
e) **Reserva de potência operativa** (MWh): é indicador da dimensão elétrica. A reserva de potência operativa existe para compensar desequilíbrios provocados entre carga e geração na operação do SIN. Para isso, o ONS utiliza uma parcela da geração para realizar controle de frequência. ONS pode realizar despacho complementar de unidades geradoras, visando a reserva de potência para operação do SIN. Os custos adicionais referentes à essas usinas serão remunerados por meio de encargos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).

f) **Sistema especial de proteção** (MWh): é indicador da dimensão elétrica. O sistema especial de proteção é remunerado por meio de encargos e está presente em empreendimentos localizados onde os estudos do ONS apontam a necessidade de esquemas especiais para proteção da rede. Esses sistemas aumentam a confiabilidade de operação do sistema interligado e trazem proteção adicional ao sistema elétrico (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).

g) ***Black start*** (MWh): é indicador da dimensão elétrica. São usinas responsáveis pelo autorestabelecimento na ocorrência de uma parada total na geração. Algumas usinas estão aptas a restabelecerem sua geração a partir de motores auxiliares, geralmente movidos a diesel. Essas usinas são as responsáveis por injetarem energia no sistema, permitindo que as demais usinas produzam energia e atendam as cargas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).

h) **Custos fixos de usinas emergenciais** (MWh): é indicador da dimensão elétrica. São custos referentes à necessidade da geração de usinas com caráter emergencial para manter o atendimento do sistema de forma segura sem cortes de carga. Esses custos são remunerados por encargos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).

i) **Investimentos para prestação de serviços ancilares** (MWh): é indicador da dimensão elétrica. São investimentos em uma usina, para que essa tenha condições de atender a serviços ancilares a que foi chamada a prestar (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).

j) ***Constrained-on*** **(MWh):** é indicador da dimensão elétrica. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-On* são pagos às usinas que não foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, por sua geração ser mais cara, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem acima do que havia sido despachado (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).

k) ***Constrained-off*** (MWh): é indicador da dimensão elétrica. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-Off* são pagos às usinas que foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do

sistema, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem menos do que o despachado (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f). A usina que deixou de gerar por restrição elétrica e deve ser remunerada pelo custo de oportunidade perdido.

l) ***Unit commitment*** (MWh): é indicador da dimensão elétrica. Encargos por Restrição de Operação por *Unit Commitment* são pagos às usinas que foram despachadas para atender restrições físicas das usinas de geração da ordem do mérito (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f). Esse encargo é destinado às usinas termelétricas despachada fora da ordem de mérito, para cobrir o custo da geração não coberto pelo PLD, a fim de atender restrições técnicas de operação dos critérios de tomada e descida de carga, e tempo mínimo de acionamento.

m) **Encargos de Serviço do Sistema Elétrico** (R$): é indicador da dimensão econômica. São encargos de serviço do sistema elétricos os encargos de serviços ancilares, os encargo por restrição de operação e o encargo associado ao deslocamento hidráulico elétrico. Os encargos de serviços ancilares determinam os custos incorridos na prestação de serviços ancilares pelos agentes tais como compensação síncrona, ressarcimento de custos de operação e manutenção de equipamentos especiais de supervisão, controle e comunicação autorizados pelo poder concedente, e atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f). O encargo por restrição de operação é o custo resultante da diferença entre a geração realizada ou instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE. Além disso, a geração referente às restrições de operação das usinas, cadastradas no modelo de otimização da programação diária, também são classificadas com restrição (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f). O encargo associado ao deslocamento hidráulico elétrico ressarce os custos das UHEs em função da redução da geração dessas usinas derivada da geração termelétrica por restrição elétrica, elegível, por critérios estabelecidos pelo

ONS, como fonte da redução da geração das UHEs do MRE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).

n) **Encargos energéticos** (R$): é indicador da dimensão econômica. São encargos energéticos os encargos de segurança energética e o encargo associado ao deslocamento hidráulico elétrico. Os encargos de segurança energética são oriundos de novos despachos de usinas em função do baixo nível de reservatórios por decisão do CMSE com o objetivo de garantir o suprimento energético (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f). O encargo associado ao deslocamento hidráulico energético ressarce os custos das UHEs em função da redução da geração dessas usinas derivada da geração por segurança energética e da importação de energia sem lastro associado (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).

o) **Encargos por exposição residual** (R$): é indicador da dimensão econômica. Encargos ressarcidos no caso de os recursos provenientes do somatório entre o excedente financeiro e a exposição financeira positiva serem insuficientes para abatimento de todo o montante de exposições financeiras negativas do mês de referência da contabilização (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

p) **Legislação e regulamentação:** são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes aos encargos são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 533/2013, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 851/2019, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 869/2020, Resolução Normativa nº 881/2020, e Resolução Normativa nº 879/2020.

4.1.1.13 Penalidades

O objetivo do processo penalidade é punir agentes que estejam com quantidade de recurso inferior aos de requisitos necessários para operação no período de apuração. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Exposição nula:** é indicador da dimensão energética. Denomina-se exposição nula quando a soma dos recursos do agente é igual ao necessário para atendimento das suas obrigações, caracterizando uma suficiência de lastro.
b) **Exposição negativa** (MWh): é indicador da dimensão energética. Denomina-se exposição negativa quando a soma dos recursos do agente é menor o necessário para atendimento das suas obrigações, caracterizando uma insuficiência de lastro.
c) **Exposição positiva** (MWh): é indicador da dimensão energética. Denomina-se exposição positiva quando a soma dos recursos do agente é maior o necessário para atendimento das suas obrigações, caracterizando uma suficiência de lastro.
d) **Geração programada** (MWh): é indicador da dimensão energética. A geração programada é utilizada para o cálculo da penalidade por falta de combustível.
e) **Geração verificada** (MWh):): é indicador da dimensão energética. É a energia gerada medida do perfil de agente, para aquela hora do mês, podendo ser sua geração ou consumo. Ambos são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b). A geração verificada é utilizada para o cálculo da penalidade por falta de combustível.
f) **Penalidade por insuficiência de lastro** (R$): é indicador da dimensão econômica. A penalidade por insuficiência de lastro tem como objetivo punir agentes que estejam com quantidade de recurso inferior aos de requisitos necessários para operação no período de apuração (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020j).
g) **Valor de Referência** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. É o valor utilizado para o cálculo da penalidade por insuficiência de lastro e é específico para cada tipo de energia.
h) **Penalidade por falta de combustível** (R$): é indicador da dimensão econômica. É a punição aplicável aos agentes proprietários de usinas termelétricas caso o empreendimento venha a apresentar indisponibilidade

decorrente da falta de combustível. Essa penalidade é calculada mensalmente com base na energia não gerada decorrente da falta do combustível, conforme informado pelo ONS, e precificada pela média do PLD. Este preço é ponderado pela carga do mercado no mês de apuração e acrescido de uma rampa gradual de preços, obtida em função da frequência de indisponibilidades decorrentes de falta de combustível apuradas em um período de doze meses consecutivos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020j).

i) **Rampa gradual de preços** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. É a verificação da ocorrência de descumprimento do despacho do ONS nos últimos 12 meses que compõem o período de apuração, determinando um percentual de acréscimo às penalidades (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020h).

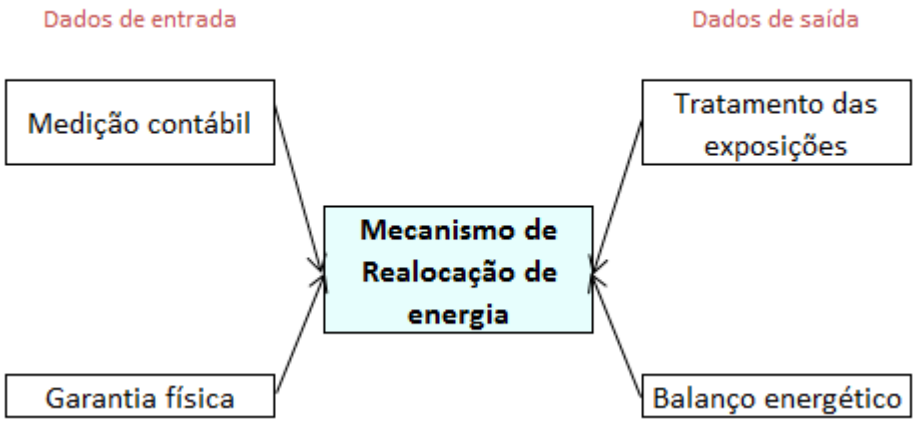
j) **Lastro** (MWh): é indicador da dimensão contratual. O lastro para o agente comprador é o que o agente possui para respaldar o consumo. O lastro para o agente vendedor é o que o agente possui para respaldar os contratos de venda. Se o agente vendedor não possui garantia física o lastro é a geração própria e/ou os contratos de compra negociados com os demais agentes. Se o agente vendedor possui garantia física o lastro com a finalidade de penalidade é a garanta física e/ou os contratos de compra negociados com os demais agentes.

k) **Legislação e regulamentação:** são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes às penalidades são Resolução Normativa nº 456/2011, Resolução Normativa nº 533/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa nº 637/2014, Resolução Normativa nº 719/2015, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 869/2020 e Resolução Normativa nº 879/2020.

4.1.1.14 MRE

O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do SIN no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo ONS. Esse mecanismo busca permitir que todas as usinas participantes atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, uma vez que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física associada ao SIN (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020h). O MRE realoca a energia elétrica entre os integrantes do mecanismo, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo. Observa-se a relação do MRE com os demais processos de comercialização, abordados anteriormente, na Figura 23.

Figura 23– Relação do MRE com demais processos.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Energia consolidada** (MWh): é indicador da dimensão energética. São os dados de energia oriundos da medição contábil.
b) **Garantia física** (MWh): é indicador da dimensão energética. Corresponde à quantidade máxima de energia que o sistema pode suprir num dado critério de garantia de suprimento. Essa energia é rateada entre todos os

empreendimentos de geração que constituem o sistema, a fim de se obter a garantia física dos empreendimentos com vistas à comercialização de energia por meio de contratos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020g).

c) ***Superavit* de geração** (MWh): é indicador da dimensão energética. É o excedente de geração comparado à garantia física (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020h).

d) ***Deficit* de geração** (MWh): é indicador da dimensão energética. É o valor que deveria ser gerado, o *defict* de geração, comparado à garantia física (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020h).

e) **Excedente Total** (MWh): é indicador da dimensão energética. Corresponde à soma de todos os excedentes de geração acima das garantias físicas apuradas nos submercados, no patamar de carga e na semana (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020h).

f) **TEO** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. A TEO é estabelecida pela ANEEL e tem por objetivo compensar financeiramente os agentes de geração que fornecem energia ao MRE individualmente. Ela é paga pelos agentes proprietários de usinas participantes do MRE que se tornam receptores líquidos de energia elétrica, seja em função da cobertura de garantia física ou à alocação de energia secundária (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020h).

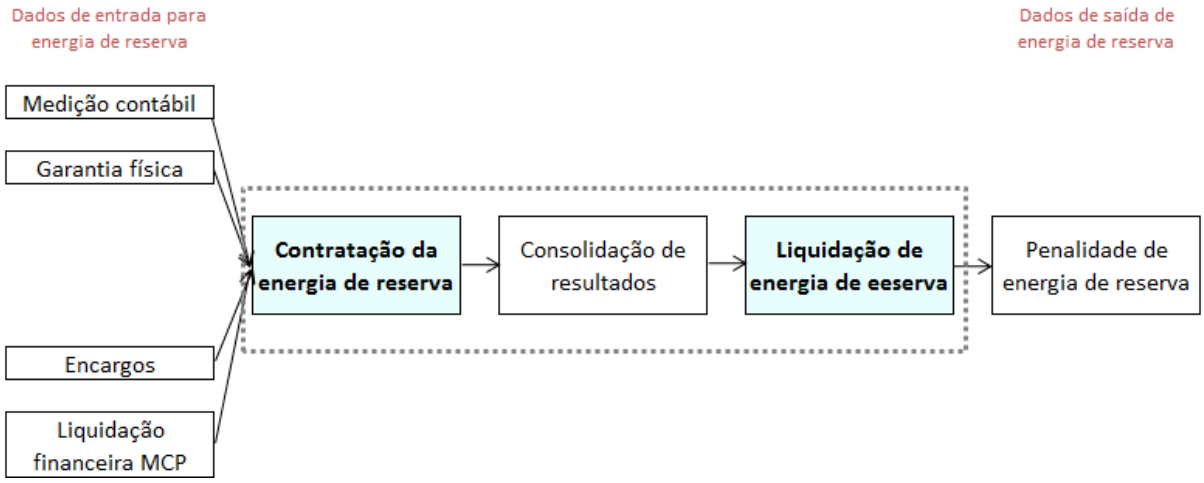
g) **Compensação do MRE** (R$): é indicador da dimensão econômica. Corresponde ao valor total a ser pago ou recebido pelo perfil de agente, referente à suas parcelas de usinas integrantes do MRE em função das regras desse mecanismo, no mês de apuração (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020h).

h) **Legislação e regulamentação:** são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao MRE são Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 533/2013, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.1.15 Energia de reserva

A energia de reserva garante a segurança, a continuidade e promove a diversificação da matriz energética. Além disso, a energia de reserva promove o equilíbrio entre a soma das garantias físicas das usinas e a garantia física total do sistema. Observa-se a relação do processo energia de reserva com os demais processos de comercialização, abordados anteriormente, na Figura 24.

Figura 24– Relação da Energia de reserva com demais processos.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Garantia física das usinas (MWh):** é indicador da dimensão energética. É o montante de energia correspondente à quantidade máxima de energia relativa à usina que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a).

b) **Garantia física total do sistema (MWh):** é indicador da dimensão energética. É correspondente à quantidade máxima total de energia do sistema que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

c) **Encargo de Energia de Reserva (EER)** (R$): é indicador da dimensão econômica. Esse encargo é específico para arcar com os custos decorrentes da

contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, a serem rateados entre os agentes de consumo do SIN, na proporção da parcela de sua carga, conforme medição da CCEE em bases anuais (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.).

d) **Tipo de contratos:** é indicador da dimensão contratual. Os contratos contidos nesse processo são o Contrato de Energia de Reserva (CER) e o Contrato de Uso da Energia de Reserva (CONUER). O CER é um instrumento contratual celebrado entre os agentes de geração vendedores no leilão de energia de reserva e a CCEE, como representante dos agentes de consumo, resultante da contratação de energia de reserva no âmbito do ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.). O CONUER é um instrumento contratual celebrado entre os agentes compradores do leilão de energia de reserva e a CCEE, que disciplina a relação da CCEE como representante dos agentes de consumo e esses agentes, resultante da contratação de energia de reserva no âmbito do ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.).

e) **Legislação e regulamentação:** são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes à energia de reserva são Resolução Normativa nº 456/2011, Resolução Normativa nº 533/2013, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa nº 637/2014, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.2 Definição e avaliação dos indicadores do mercado regulado de comercialização de energia elétrica

Nesta etapa, realizou-se o estudo das Regras de Comercialização da CCEE e dos cursos de capacitação da CCEE a fim de levantar os indicadores do ACR. Adicionalmente, utilizaram-se documentos da ANEEL e do MME para referenciar esses indicadores. Organizou-se a apresentação dos indicadores de acordo com o fluxo dos processos de

comercialização de energia elétrica no ACR. Destacou-se em cada indicador a sua respectiva dimensão.

Iniciaram-se a identificação e avaliação dos indicadores presentes nos processos de comercialização e organização dos mesmos nas cinco dimensões. Essas dimensões foram criadas com o objetivo de facilitar a organização e avaliação dos indicadores. As dimensões foram classificadas como: energética, elétrica, econômica, contratual e regulatória. Importante observar que se considerou como um indicador o conjunto de regulamentações referente a cada processo.

As tabelas foram criadas para apresentação dos indicadores de acordo com as dimensões e com os processos de comercialização de energia no ACR. A tabela está apresentada nos anexos P ao H1. Foram listados no total 173 indicadores, sendo 51 indicadores apresentados na dimensão energética, 15 indicadores discutidos na dimensão elétrica, 45 indicadores avaliados na dimensão econômica, 45 indicadores analisados na dimensão contratual e 17 indicadores listados na dimensão regulatória. Estes indicadores também foram divididos nos 17 principais processos de comercialização de energia no ACL: Medição Física, Medição Contábil, Garantia Física, MRE; Contratos, incluindo os efeitos dos contratos por disponibilidade; Desconto na TUSD/TUST; Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), incluindo o MCSD de Energia Nova; Balanço Energético, Tratamento das Exposições, Encargos, Penalidades, Consolidação dos Resultados, Ajustes de Contabilização e Recontabilização, Liquidação Financeira, Energia de Reserva, Regime de Cotas de Angra e Regime de Cotas de Garantia Física.

Após o estudo e organização dos indicadores nas tabelas, avaliaram-se os indicadores, expondo brevemente as definições e conceitos pertinentes encontradas nos materiais de estudo.

4.1.2.1 Consolidação dos resultados

A consolidação dos resultados apura os valores de receitas e despesas de cada agente, resultantes do processamento da contabilização da CCEE. Consideram-se estes indicadores no processo de consolidação dos resultados:

a) **Contabilização** (R$): definido em 4.1.1.
b) **Recontabilização** (R$): definido em 4.1.1.

c) **Legislação e regulamentação**: definido em 4.1.1.

Consideram-se subindicadores de contabilização:

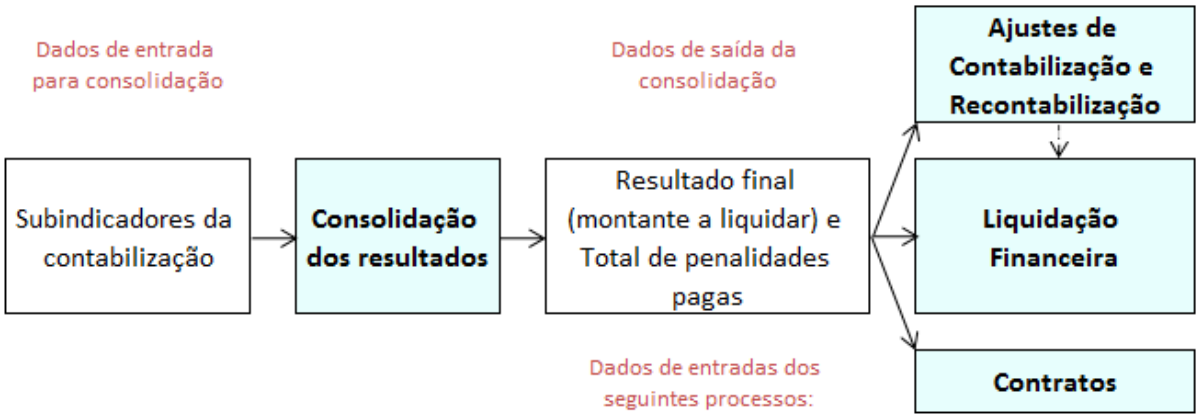
a) **Ajuste decorrente do repasse de risco hidrológico do ACR** (R$): é indicador da dimensão econômica. Os resultados apurados referentes ao risco hidrológico das usinas participantes do MRE que optaram em repassar esse risco devem ser assumidos pelos agentes de distribuição, nos termos da Resolução Normativa 684/2015 (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).
b) **Ajuste decorrente dos resultados de Itaipu** (R$): definido em 4.1.1.
c) **Ajuste decorrente de contratação de CCEAR por quantidade de usinas aptas** (R$): é indicador da dimensão econômica. Determina os efeitos das exposições negativas, resultante do MCP, que deverão ser assumidas pelos compradores de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por quantidade decorrente da declaração, promovida pela ANEEL, do status de aptas a gerar para as parcelas de usinas relacionadas como parte vendedoras (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).
d) **Ajuste decorrente de restituição de excedentes da Conta de Energia de Reserva (CONER)** (R$): definido em 4.1.1.
e) **Ajuste de restituição do processamento do MCSD ex-post** (R$): é indicador da dimensão econômica.Valor resultante do processamento do MCSD Ex-Post, referente às trocas de energia entre os agentes cedentes (positivos) e os agentes cessionários (negativos) de CCEAR por quantidade, no mês de janeiro de cada ano (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).
f) **Ajuste do alívio retroativo** (R$): definido em 4.1.1.
g) **Ajuste mensal de disputas** (R$): definido em 4.1.1.
h) **Fator de ajuste penalidades** (R$): definido em 4.1.1.
i) **Efeitos da contratação de energia nuclear** (R$): é indicador da dimensão econômica. Montante atribuído ao agente no mês de apuração, decorrente dos Contratos de Cota de Energia Nuclear (CCENs). Considera os resultados dos cálculos obtidos no MCP, tratamento de exposições e encargos com relação

aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos, sob responsabilidade do agente perante a CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

j) **Efeitos da contratação por regime de cotas da garantia física** (R$): é indicador da dimensão econômica. Os efeitos da contratação por regime de cotas da garantia física estão previstos como a assunção dos riscos hidrológicos por parte dos agentes cotistas (distribuidoras), cabendo ao gerador (agente concessionário) o compromisso da manutenção da geração contratada nessa modalidade (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).
k) **Efeitos da contratação por disponibilidade** (R$): é indicador da dimensão econômica. São os efeitos da contratação por disponibilidade a serem considerados nos resultados da contabilização dos agentes. Este submódulo responde pela apuração do repasse às distribuidoras devido aos efeitos contábeis da operação no MCP e os encargos recebidos das usinas comprometidas com contratos por disponibilidade (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).
l) **Encargos** (R$): definido em 4.1.1.
m) **Ajustes de exposições** (R$): definido em 4.1.1.
n) **Compensação do MRE** (R$): definido em 4.1.1.
o) **MCP** (R$): definido em 4.1.1.

Os dados de saída da contabilização dos resultados são o montante a liquidar e o total de penalidades pagas. Esses dados são utilizados nos processos de Ajustes de Contabilização e Recontabilização, Liquidação Financeira e Contratos conforme Figura 25.

Figura 25– Relação de consolidação de resultados com demais processos.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Segue-se com os indicadores dos processos de Ajustes de Contabilização e Recontabilização, Liquidação Financeira e Contratos. O item contratos inclui os efeitos dos contratos por disponibilidade que é exclusivo do ACR.

4.1.2.2 Ajustes de contabilização e recontabilização

Os resultados da contabilização de cada agente podem demandar ajustes em função de decisões de ordem jurídica, arbitral ou administrativa. O processo de ajustes de contabilização e recontabilização objetiva operacionalizar o cálculo das diferenças apuradas entre o processamento de um ajuste de contabilização ou recontabilização e seu processamento anterior. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Diferenças apuradas de contabilização** (R$): definido em 4.1.1.
b) **Diferenças apuradas de recontabilização** (R$): definido em 4.1.1.
c) **Legislação e regulamentação** (R$): definido em 4.1.1.

4.1.2.3 Liquidação financeira

O processo de liquidação financeira objetiva acertar os valores de crédito e débito apurados na contabilização. Os resultados obtidos na contabilização e seus ajustes formam o mapa da liquidação financeira. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Débitos e créditos oriundos da contabilização** (R$): definido em 4.1.1.
b) **Aporte de garantia financeira** (R$): definido em 4.1.1.

c) **Legislação e regulamentação**: definido em 4.1.1.

4.1.2.4 Contratos

Contratos são acordos entre partes a fim de adquirir, resguardar, transferir, modificar, conservar ou extinguir direitos. No setor elétrico, contratos são formalizações de todos os acordos comerciais de compra e venda de energia elétrica entre os agentes.

a) **Quantidade contratada** (MWmédio): definido em 4.1.1.
b) **Montante contratado por sazonalização** (MWmédio): definido em 4.1.1.
c) **Montante contratado por modulação** (MWmédio): definido em 4.1.1.
d) **Montante contratado por vigência de contrato** (MWmédio): definido em 4.1.1.
e) **Perdas** (MWh): definido em 4.1.1.
f) **Tipo de contrato** (CCEAR, de Ajuste, CER, CCGF, CCEN, de Itaipu, do PROINFA e CBR): é indicador da dimensão contratual.Os contratos pertencentes ao ACR são os CCEARs, Contratos de Ajustes, CER, Contratos de Cotas de Garantia Física, Contratos de Cota de Energia Nuclear, Contratos de Itaipu, Contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e os Contratos Bilaterais Regulados. O CCEAR é um contrato de compra e venda de energia elétrica, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.). Os Contratos de Ajustes são processos licitatórios específicos utilizados nos leilões de ajustes que permitem a adequação da contratação de energia pelas distribuidoras, a fim de corrigir alguns desvios naturais em relação às previsões efetuadas em outros leilões. O CER é o instrumento contratual celebrado entre os agentes de geração vendedores no Leilão de Energia de Reserva (LER) e a CCEE, como representante dos agentes de consumo, resultante da contratação de energia de reserva no âmbito do ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.). O Contrato de Cota de Garantia Física (CCGF) formaliza a contratação de energia elétrica entre os agentes de geração hidrelétricos que tiveram a sua concessão

renovada e as distribuidoras para atendimento de suas demandas, de acordo com as cotas estabelecidas a cada uma delas em relação a geração total das usinas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). Os CCENs formalizam a contratação de energia elétrica entre a ELETROBRAS/ELETRONUCLEAR, representando Angra 1 e Angra 2, e as distribuidoras, para atendimento de suas demandas de energia elétrica em relação a geração total das usinas Angra 1 e 2. Os contratos de Itaipu são formalizados entre a ELETROBRAS Agente Comercializador da Energia de Itaipu (ACEI) e as distribuidoras de energia Cotistas para fins de contabilização e registrados separadamente para cada cotista em seus respectivos submercados. Os contratos do PROINFA formalizam a contratação de energia elétrica estabelecidos entre as Usinas participantes do programa, representados pela ELETROBRAS Agente Comercializador da energia do PROINFA (ACEP), com todos os agentes que possuem perfil consumo na CCEE. Os CBR são contratos firmados entre Geradores e Distribuidores e Agentes de Distribuição e são incorporados em subgrupos diferenciados para situações específicas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

g) **Período contratado** (anos/meses): definido em 4.1.1.
h) **Lastro** (MWmédio): definido em 4.1.1.
i) **Legislação e regulamentação**: definido em 4.1.1.

4.1.2.4.1 Efeitos dos contratos por disponibilidade

Os contratos por disponibilidade se caracterizam por estabelecer os riscos que devem ser assumidos pelos compradores ou pelos vendedores. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Obrigação de entrega** (MWh): é indicador das dimensões energética e contratual. Obrigação de entrega é um montante de energia disponibilizada ao comprador, independente da geração verificada da usina.Quantidade de energia comprometida com o produto do leilão, do contrato com a distribuidora no período de comercialização (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

b) **Montante contratado** (MWmédio): é indicador das dimensões energética e contratual. O montante contratado representa a quantidade de energia acordado e registrado nos contratos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).
c) **Geração verificada** (MWh): definido em 4.1.1.
d) **Despacho programado** (MWh):é indicador da dimensão energética. O despacho programado é um valor de despacho de energia elétrica programado pelo ONS (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020f).
e) **Inflexibilidade contratual** (MWmédio): é indicador das dimensões energética e contratual. A inflexibilidade contratual é um valor mensal da energia contratada das usinas térmicas, exceto de biomassa, comprometidas com contratos por disponibilidade (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008b).
f) **Disponibilidade máxima contratual** (MWmédio): é indicador das dimensões energética e contratual. A disponibilidade máxima contratual correspondente à parcela da disponibilidade máxima da usina termelétrica, comprometida com o CCEAR (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015a).
g) **Geração inflexível** (MWh): é indicador da dimensão energética. Esse indicador denomina a geração de cada parcela de usina, comprometida com o produto, do leilão no período de comercialização (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).
h) **Limite anual de geração** (MWh): é indicador da dimensão energética. O limite anual de geração é estabelecido conforme cláusulas contratuais que permitem a utilização da geração excedente ao montante contratado no próximo ano (EFEITOS..., 2020).
i) **Montante mínimo contratado** (MWmédio): é indicador das dimensões energética e contratual. O montante mínimo contratado estabelece uma quantidade mínima de energia elétrica entregue anual para as fontes eólicas, sendo de 90% da energia Contratada em todos os anos (EFEITOS..., 2020).

j) **Energia não entregue** (MWh): é indicador das dimensões energética e contratual. A energia não entregue é a parcela de energia elétrica sujeita ao ressarcimento anual, estabelecida quando o montante mínimo não é atendido (EFEITOS..., 2020).

k) **Manutenção da disponibilidade da usina** (MW): é indicador da dimensão elétrica. A manutenção da disponibilidade da usina está associada a prontidão da usina em atender o SIN, ou mesmo a obrigação de entrega a ser gerada em um determinado período (EFEITOS..., 2020).

l) **Diferenças de preços entre os submercados** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. As diferenças de preços entre os submercados ocorrem em função das restrições operativas observadas nos sistemas de transmissão dessas regiões e de limites de intercâmbios energéticos entre regiões do SIN (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

m) **Custo referente à obrigação de entrega** (R$): é indicador da dimensão econômica. Refere-se ao custo incorrido pelo não atendimento da obrigação de entrega, em função de problemas na manutenção da disponibilidade da usina (EFEITOS..., 2020).

n) **Custo referente ao risco hidrológico** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o custo em função do risco hidrológico, quando para manter os níveis dos reservatório, despacham-se as térmicas.O custo decorrente ao risco hidrológico é referente à operação energética integrada (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

o) **Receita fixa mensal** (R$/mês): é indicador das dimensões econômica e contratual. O custo mensal do CCEAR é composto por receita fixa mensal, custo de combustível (quando aplicável) e exposição no MCP. A receita fixa mensal é um pagamento que a distribuidora deve fazer diretamente ao vendedor, independente da geração verificada (EFEITOS..., 2020).

p) **Custo de combustível** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O custo mensal do CCEAR é composto por receita fixa mensal, custo de combustível (quando aplicável) e exposição no MCP. O custo de combustível é um custo associado a geração da usina (EFEITOS..., 2020).

q) **Exposição ao MCP** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O custo mensal do CCEAR é composto por receita fixa mensal, custo de

combustível (quando aplicável) e exposição no MCP. A exposição no MCP consiste na diferença entre a geração verificada da usina e o que está estabelecido em contrato (EFEITOS..., 2020).

r) **Tipo de usina** (biomassa s/ CVU−IB, IIB e III, demais térmicas e eólicas)**:** é um indicador de dimensão contratual. Os tipos de usinas participantes dos contratos por disponibilidade são as usinas de biomassa sem CVUs com classificação IB, IIB e III, demais usinas térmicas e usinas eólicas (EFEITOS..., 2020). As usinas a biomassa são unidades geradoras que utilizam biomassa como combustível, por exemplo, bagaço de cana, cavaco e casca de arroz. As usinas a biomassa sem CVU, geram energia elétrica a partir de biomassa com CVU igual a zero. IB, IIB e III são as modalidades de despacho das usinas biomassa que participam de contratos por disponibilidade (EFEITOS..., 2020). As demais usinas térmicas são as usinas termelétricas que utilizam combustíveis fósseis para gerar energia elétrica. As usinas eólicas utilizam a velocidade do vento para gerar energia elétrica.

s) **Risco de diferença de preços entre submercados**: é um indicador de dimensão contratual. O CCEAR por disponibilidade tem como regra o registro no submercado do vendedor, logo o comprador assume o risco de diferença de preços entre submercados (EFEITOS..., 2020).

t) **Disponibilidade da usina** (MWh): é um indicador de dimensão contratual. O vendedor deve garantir a disponibilidade da usina. A manutenção dessa disponibilidade está associada à prontidão da usina em atender o SIN, ou à obrigação de entrega de energia elétrica em um determinado período. Problemas na manutenção da disponibilidade da usina incorrerão em custos ao vendedor por não atendimento à obrigação de entrega (EFEITOS..., 2020).

u) **Energia indisponível** (MWh): é indicador da dimensão energética. A energia disponível é a denominação da parcela de energia que resulta da diferença entre a geração e o contrato, quando a geração não é suficiente para atendimento do CCEAR (EFEITOS..., 2020).

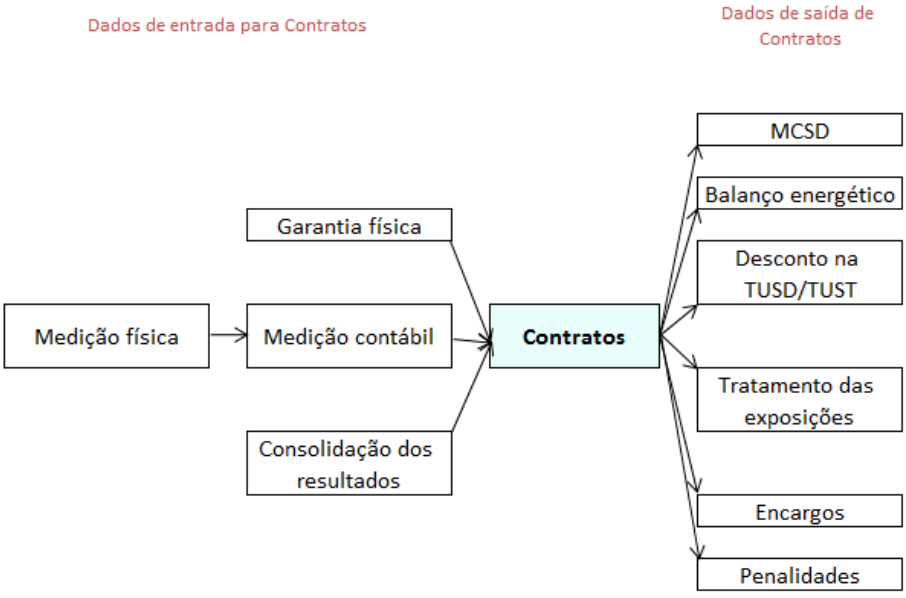
v) **Medições anemométricas e climatológicas**: é um indicador de dimensão contratual. Os CCEARs por disponibilidade provenientes de energia eólica preveem obrigações de medições anemométricas e climatológicas para

fornecimento de dados à EPE, por exemplo, velocidade do vento, intensidade, direção, constância, temperatura e outras variáveis climatológicas (EFEITOS..., 2020).

w) **Legislação e regulamentação**:são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes aos Efeitos dos Contratos por disponibilidade são Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 869/2020.

A relação do processo contratos com os demais processos é representada na Figura 26. Apresentam-se na sequência os processos de Medição Física, Medição Contábil, Garantia Física, Consolidação dos Resultados, MCSD, Balanço Energético, Desconto TUSD/TUST, Tratamento das Exposições, Encargos e Penalidades. Além disso, o processo MCSD inclui MCSD de energia existente e nova.

Figura 26– Relação de contratos com demais processos.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

4.1.2.5 Medição física

A medição física é o processo de coleta de dados de energia dos medidores. Verifica-se o volume de energia gerado ou consumido a cada cinco minutos. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Energia elétrica gerada** (MWh): definido em 4.1.1.
b) **Energia elétrica consumida** (MWh): definido em 4.1.1.
c) **Perdas técnicas** (MWh): definido em 4.1.1.
d) **Legislação e regulamentação**: definido em 4.1.1.

4.1.2.6 Medição contábil

A medição contábil é o processo de tratamento dos dados coletados no processo de medição física. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Energia elétrica gerada** (MWh): definido em 4.1.1.
b) **Energia elétrica consumida** (MWh): definido em 4.1.1.
c) **Fator de Rateio de Perdas**: definido em 4.1.1.
d) **Legislação e regulamentação**: definido em 4.1.1.

4.1.2.7 Garantia física

Garantia física é o benefício energético que uma usina agrega ao sistema, equivalente a expectativa de geração dessa usina ao longo do tempo. Para comercialização de energia a garantia física corresponde a quantidade de energia que pode ser comprometida em contratos. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Montante de energia** (MWh): definido em 4.1.1.
b) **Capacidade Instalada** (MW): definido em 4.1.1.
c) **Legislação e regulamentação**:definido em 4.1.1.

4.1.2.8 MCSD

O MCSD é um mecanismo que efetua as compensações e devoluções de sobras e déficits declarados pelos agentes de distribuição no ACR. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Déficit de energia** (MWh): é indicador da dimensão energética. O déficit de energia é estabelecido quando a previsão de demanda é menor que a energia requerida real (MCSD..., 2019a).
b) **Sobra de energia** (MWh): é indicador da dimensão energética. A sobra de energia acontece quando a previsão de demanda é maior que a energia requerida real (MCSD..., 2019a).
c) **Declaração de sobra** (de outros desvios e da saída de consumidores) (MWh): é indicador da dimensão contratual.Na declaração de sobras de outros desvios de mercado é definido o montante que será processado apenas para as distribuidoras, sem contemplar a redução contratual (devolução ao gerador de energia elétrica). Para a declaração de sobra da saída de consumidores, além das trocas entre as distribuidoras, prevê-se a redução contratual caso o montante de declaração de déficit seja menor que as sobras declaradas (MCSD..., 2019a).
d) **Declaração de déficit** (MWh): é indicador da dimensão contratual. É a declaração efetuada pela distribuidora em caso de déficit de energia.
e) **CCEAR**: é indicador da dimensão contratual. Os CCEARs são contratos que formalizam a contratação de energia por meio dos leilões realizados para o atendimento da demanda das distribuidoras (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).
f) **Legislação e regulamentação:** são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao MCSD são Resolução Normativa nº 456/2011, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 789/2017 e Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 755/2016.

4.1.2.8.1 MCSD energia nova

O MCSD de energia nova é um mecanismo para tratamento de sobras e déficits de CCEARs provenientes de novos empreendimentos de geração de energia elétrica. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Déficit de energia nova** (MWmédio): é indicador da dimensão energética. O déficit de energia nova é estabelecido quando a previsão de demanda é menor que a energia requerida real (MCSD..., 2019b).

b) **Sobra de energia nova** (MWmédio): é indicador da dimensão energética. A sobra de energia nova é estabelecida quando a previsão de demanda é maior que a energia requerida real (MCSD..., 2019b).

c) **Declaração de sobra** (de outros desvios e da saída de consumidores) (MWmédio): é indicador da dimensão contratual. Na declaração de sobras de outros desvios de mercado é definido o montante que será processado apenas para as distribuidoras, sem contemplar a redução contratual (devolução ao gerador de energia elétrica). Para a declaração de sobra da saída de consumidores, além das trocas entre as distribuidoras também prevê a redução contratual caso o montante de declaração de déficit seja menor que as sobras declaradas (MCSD..., 2019b).

d) **Declaração de déficit** (MWmédio): é indicador da dimensão contratual. É a declaração efetuada pela distribuidora em caso de déficit de energia.

e) **Declaração de oferta de redução** (%): é indicador da dimensão contratual. É a declaração de oferta de redução dos contratos originais firmados com distribuidora, efetuada em % aos montantes contratuais vigentes. A oferta de redução é declarada por geradores que não possuam unidades geradoras em operação comercial, e somente se o total de sobras seja maior que o total de déficits (MCSD..., 2019b).

f) **Energia contratada (cota-parte)** (MWh): é indicador da dimensão contratual. É a energia contratada por meio do regime de cotas pelos agentes de distribuição de energia elétrica (MCSD..., 2019b).

g) **CCGF**: é indicador da dimensão contratual. Os CCGFs são contratos que formalizam a contratação de energia e potência para o atendimento da

demanda das distribuidoras (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

h) **CCEAR**: é indicador da dimensão contratual.Os CEARs são contratos que formalizam a contratação de energia por meio dos leilões realizados para o atendimento da demanda das distribuidoras (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

i) **Montantes contratuais geradores** (MWmédio): é indicador da dimensão contratual.É o montante de energia firmado em contrato para fornecimento por parte do agente gerador para atendimento do agente de distribuição de energia elétrica (MCSD..., 2019b).

j) **CCEARC**: é indicador da dimensão contratual. O CCEARC é o novo contrato oriundo das etapas de compensações de déficits originais e cessões compulsória (MCSD..., 2019b).

k) **Legislação e regulamentação:** são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao MCSD de energia nova são Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018 e Resolução Normativa nº869/2020.

4.1.2.9 Desconto na TUSD/TUST

O objetivo da concessão do desconto na TUSD/TUST é diversificar a matriz energética e reduzir os impactos ambientais no setor elétrico. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Energia incentivada especial** (MWh): definido em 4.1.1.

b) **Energia incentivada não especial** (MWh): definido em 4.1.1.

c) **Montante de energia convencional contratada pelo gerador** (MWh): definido em 4.1.1.

d) **Suficiência de lastro** (MWh): definido em 4.1.1.

e) **Potência conectada na rede** (MW): definido em 4.1.1.

f) **Legislação e regulamentação**: definido em 4.1.1.

4.1.2.10 Balanço energético

O objetivo do processo de balanço energético é comparar a energia verifica com a energia contratada. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **MRE** (MWh): definido em 4.1.1.
b) **Energia verificada** (MWh): definido em 4.1.1.
c) **Energia contratada** (MWh): definido em 4.1.1.
d) **Exposição positiva** (MWh): definido em 4.1.1.
e) **Exposição negativa** (MWh): definido em 4.1.1.
f) **Exposição nula**: definido em 4.1.1.
g) **Legislação e regulamentação**: definido em 4.1.1.

4.1.2.11 Tratamento das exposições

Este processo objetiva tratar as exposições decorrentes da operação do sistema e da contratação de energia elétrica. Uma vez que podem ocorrer efeitos financeiros em função das diferenças de preços entre submercados. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Montante de energia importada** (MWh): definido em 4.1.1.
b) **Montante de energia exportada** (MWh): definido em 4.1.1.
c) **Exposição financeira** (R$): definido em 4.1.1. Para o ACR incluem-se os contratos CCEARs, CCGFs e CCENs.
d) **Excedente financeiro** (R$): definido em 4.1.1.
e) **Montante de energia medido** (MWh): definido em 4.1.1.
f) **Montante de energia contratado** (MWh): definido em 4.1.1.
g) **Legislação e regulamentação:** definido em 4.1.1.

4.1.2.12 Encargos

Encargos são os custos referentes à manutenção da confiabilidade, estabilidade e segurança do sistema para o atendimento da demanda de energia. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Geração por Segurança Energética** (MWh): definido em 4.1.1.

b) **Energia importada** (MWh): definido em 4.1.1.
c) **Compensação síncrona** (KVArh): definido em 4.1.1.
d) **Controle automático da geração** (MWh): definido em 4.1.1.
e) **Reserva de potência operativa** (MWh): definido em 4.1.1.
f) **Sistema especial de proteção** (MWh definido em 4.1.1.
g) ***Black start*** (MWh): definido em 4.1.1.
h) **Custos fixos de usinas emergenciais** (MWh): definido em 4.1.1.
i) **Investimentos para prestação de serviços ancilares** (MWh): definido em 4.1.1.
j) ***Constrained-on*** (MWh): definido em 4.1.1.
k) ***Constrained-off*** (MWh): definido em 4.1.1.
l) ***Unit commitment*** (MWh): definido em 4.1.1.
m) **Encargos de Serviço do Sistema Elétrico** (R$): definido em 4.1.1.
n) **Encargos energéticos** (R$): definido em 4.1.1.
o) **Encargos por exposição residual** (R$): definido em 4.1.1.
p) **Legislação e regulamentação:** definido em 4.1.1.

4.1.2.13 Penalidades

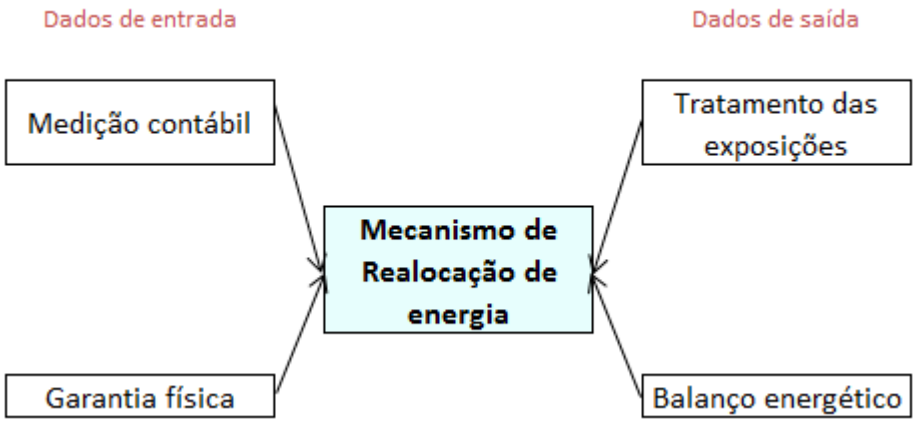
O objetivo do processo penalidade é punir agentes que estejam com quantidade de recurso inferior aos de requisitos necessários para operação no período de apuração. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Exposição nula**: definido em 4.1.1.
b) **Exposição negativa** (MWh): definido em 4.1.1.
c) **Exposição positiva** (MWh): definido em 4.1.1.
a) **Geração programada** (MWh): definido em 4.1.1.
b) **Geração verificada** (MWh): definido em 4.1.1.
d) **Penalidade por insuficiência de lastro** (R$): definido em 4.1.1.
e) **Valor de Referência** (R$/MWh): definido em 4.1.1.
f) **Penalidade por falta de combustível** (R$): definido em 4.1.1.
g) **Rampa gradual de preços** (R$/MWh): definido em 4.1.1.
a) **Lastro** (MWh): definido em 4.1.1.
h) **Legislação e regulamentação**: definido em 4.1.1.

4.1.2.14 MRE

O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do SIN no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo ONS. Esse mecanismo busca permitir que todas as usinas participantes atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, uma vez que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física associada ao SIN (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020h). O MRE realoca a energia elétrica entre os integrantes do mecanismo, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo. Observa-se a relação do MRE com os demais processos de comercialização, abordados anteriormente, na Figura 27.

Figura 27– Relação do MRE com demais processos.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Energia consolidada** (MWh): definido em 4.1.1.
b) **Garantia física** (MWh): definido em 4.1.1.
c) **Superávit de geração** (MWh): definido em 4.1.1.
d) **Déficit de geração** (MWh): definido em 4.1.1.
e) **Excedente Total** (MWh): definido em 4.1.1.

f) **Tarifa de Energia de Otimização (TEO)** (R$/MWh): definido em 4.1.1.

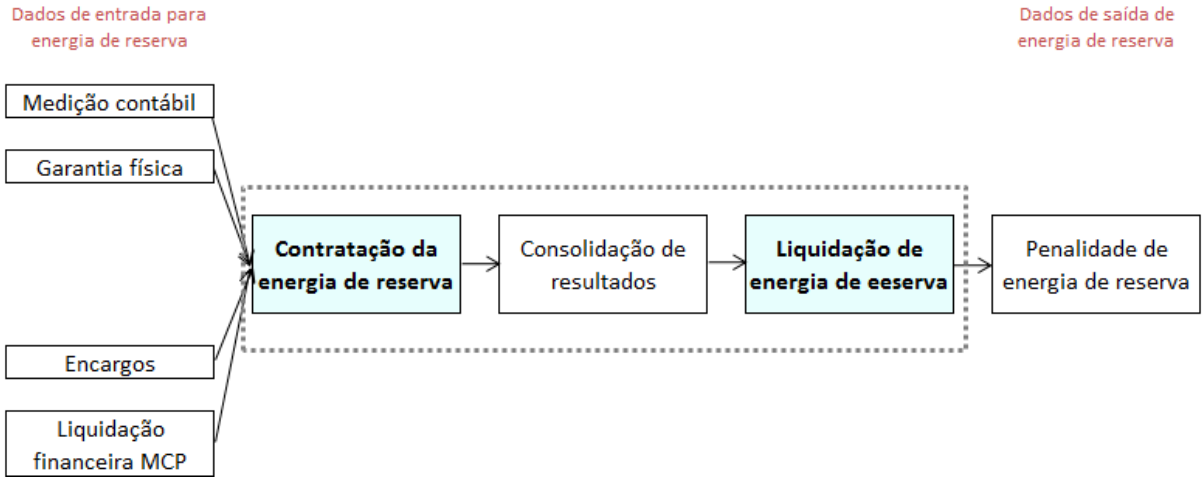
g) **Compensação do MRE** (R$): definido em 4.1.1.

h) **Legislação e regulamentação**: definido em 4.1.1.

4.1.2.15 Energia de reserva

A energia de reserva garante a segurança, a continuidade e promove a diversificação da matriz energética. Além disso, a energia de reserva promove o equilíbrio entre a soma das garantias físicas das usinas e a garantia física total do sistema. Observa-se a relação do processo energia de reserva com os demais processos de comercialização, abordados anteriormente, na Figura 28.

Figura 28– Relação da Energia de reserva com demais processos.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Garantia física das usinas** (MWh): definido em 4.1.1.

b) **Garantia física total do sistema** (MWh): definido em 4.1.1.

c) **Encargo de Energia de Reserva** (EER) (R$): definido em 4.1.1.

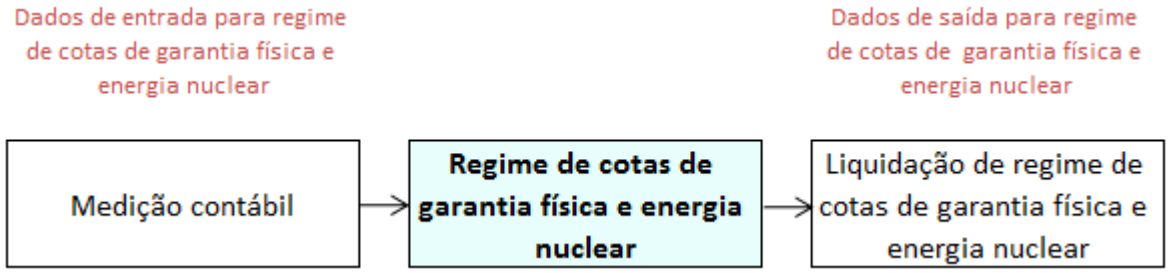
d) **Tipo de contratos**: definido em 4.1.1.

e) **Legislação e regulamentação:** definido em 4.1.1.

4.1.2.16 Regime de cotas de garantia física

No regime de cotas de garantia física são determinados os pagamentos e recebimentos dos agentes em função dos contratos de cotas de garantia física. A relação dos processos Regime de cotas de garantia física e Regime de cotas de Angra com os demais processos de comercialização pode ser vista na Figura 29.

Figura 29– Relação do regime de cotas de garantia física e energia nuclear com demais processos.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Regime de cotas** (MWh): é indicador da dimensão energética. Regime de cotas é a distribuição da garantia física de um empreendimento de geração entre os agentes participantes do processo de compra compulsória de energia elétrica (REGIME..., 2017).

b) **Receita de venda** (R$): é indicador da dimensão econômica. É a remuneração do agente gerador. A receita de venda é formada por gestão de ativos de geração, parcela de retorno da bonificação da outorga, custos adicionais à encargos de transmissão ou conexão, e possíveis ajuste de indisponibilidade. Esses dados são fornecidos pela ANEEL. Ainda, adiciona-se a compensação financeira pela utilização do recurso hídrico para geração hidrelétrica. A soma desses valores é paga pelo agente distribuidor (REGIME..., 2017).

c) **CCGF**: é indicador da dimensão contratual. Os CCGFs são contratos que formalizam a contratação de energia e potência para o atendimento da

demanda das distribuidoras (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

d) **Energia contratada** (MWmédio): é indicador da dimensão contratual. É a energia contratada por meio do regime de cotas pelos agentes de distribuição de energia elétrica (MCSD..., 2019b).

e) **Cota-parte** (%): é indicador da dimensão contratual. As cotas-partes correspondem ao percentual do valor correspondente, nas regras da CCEE, à participação de cada cotista na garantia física (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

f) **Sazonalização de cotas**: é indicador da dimensão contratual. Processo de determinação dos volumes mensais de energia com base no volume anual (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A sazonalização de cotas de garantia física será conforme o perfil do Simples das distribuidoras (REGIME..., 2017).

g) **Modulação de cotas**: é indicador da dimensão contratual. A modulação de cotas é o processo de determinação dos valores de energia para cada período de comercialização com base no volume mensal contratado (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A modulação de cota de garantia física é realizada conforme o perfil de geração do gerador e os efeitos do MRE, quando aplicável (REGIME..., 2017).

h) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Regime de cotas de garantia física são Resolução Normativa nº 533/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 637/2014, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.2.17 Regime de cotas de Angra

No regime de cotas de Angra são determinados os pagamentos e recebimentos dos agentes em função dos CCENs. Consideram-se indicadores nesse processo:

a) **Regime de cotas** (MWh): é indicador da dimensão energética. Regime de cotas é a distribuição da garantia física de um empreendimento de geração

entre os agentes participantes do processo de compra compulsória de energia elétrica (REGIME..., 2014).

b) **Receita fixa da usina** (R$): é indicador da dimensão econômica. A remuneração mensal do gerador é composto por receita fixa e variável. A receita fixa é o valor é definido pela ANEEL pago ao agente gerador no primeiro ano do regime de cotas. A receita fixa da usina é revisada a cada três anos (REGIME..., 2014).

c) **Receita variável da usina** (R$): é indicador da dimensão econômica. A remuneração mensal do gerador é composto por receita fixa e variável. A receita variável é paga a partir do segundo ano do regime de cotas. A CCEE compara a garantia física comprometida por meio de cotas com a geração efetiva durante o ano anterior. Se a geração efetiva for maior que a garantia física comprometida, a CCEE calcula o valor e devolve 50% gerador como receita variável (REGIME..., 2014).

d) **CCEN**: é indicador da dimensão contratual. Os CCENs são contratos que formalizam a contratação de energia nuclear e potência para atendimento da demanda das distribuidoras pertencentes ao SIN (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

e) **Energia contratada** (MWmédio): é indicador da dimensão contratual. É a energia contratada por meio do regime de cotas pelos agentes de distribuição de energia elétrica (MCSD..., 2019b).

f) **Cota-parte** (%): é indicador da dimensão contratual. As cotas-partes correspondem ao percentual do valor correspondente, nas regras da CCEE, à participação de cada cotista na garantia física (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

g) **Sazonalização de cotas**: é indicador da dimensão contratual. é indicador da dimensão contratual. Processo de determinação dos volumes mensais de cotas com base no volume anual (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A sazonalização de cotas de Angra é definido de forma *flat* (REGIME..., 2017).

h) **Modulação de cotas**: é indicador da dimensão contratual. A modulação de cotas é o processo de determinação dos valores de energia para cada período

de comercialização com base no volume mensal contratado (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A modulação das cotas de angra é aplicada de acordo com o perfil de consumo da distribuidora (REGIME..., 2017).

i) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Regime de cotas de angra são Resolução Normativa nº 533/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa nº 637/2014, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 832/2018 e Resolução Normativa nº 869/2020.

4.1.3 Definição e avaliação dos indicadores do mercado de geração distribuída

Nesta etapa, realizou-se o estudo das Regras de Comercialização da CCEE e dos cursos de capacitação da CCEE e das Normas Regulamentadoras da ANEEL a fim de levantar e referenciar os indicadores do ACGD. Vale ressaltar, que este ambiente não tem regulação e não é um ambiente de comercialização que faça parte da estrutura do mercado de energia elétrica brasileiro. Entretanto, a partir de experiências em outros países, é possível vislumbrar um mercado futuro de comercialização de energia elétrica em ambiente de geração distribuída. A geração distribuída, no Brasil, é regulada pela Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL. Os sistemas fotovoltaicos são predominantes na geração distribuída, em função da maturidade da tecnologia e da competitividade econômica da tecnologia, especialmente em um ambiente de geração distribuída, uma vez que a característica modular da tecnologia permite a integração harmoniosa no ambiente urbano. Atualmente, o número de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída é da ordem de 200 mil e a capacidade instalada é da ordem de 3 GW_P. Esses números devem continuar crescendo exponencialmente nos próximos anos. Os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída estão, predominantemente, instalados em unidades consumidoras residenciais, entretanto, também já é verificado um crescimento em unidades consumidoras comerciais. O sistema de compensação de energia elétrica é o responsável pela operacionalidade da geração distribuída no Brasil. Neste mecanismo não há comercialização de energia elétrica, mas sim a compensação de créditos de energia elétrica. Modelos de geração compartilhada na geração distribuída já estão regulados. A geração distribuída é um modelo em consolidação no Brasil e, a partir, dos números atuais e

perspectivas de crescimento contínuo e sólido, é possível vislumbrar um futuro mercado livre para comercialização da energia elétrica em ambiente de geração distribuída.

Organizou-se a apresentação dos indicadores de acordo com os grupos tarifários. As tabelas estão apresentadas nos anexos I1 e J1. Destacou-se em cada indicador a sua respectiva dimensão. Importante observar que se considerou como um indicador o conjunto de regulamentações referente a cada processo.

Após o estudo e organização dos indicadores nas tabelas, avaliaram-se os indicadores, expondo brevemente as definições e conceitos pertinentes encontradas nos materiais de estudo.

4.1.3.1 Grupo A

O Grupo A é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e f) subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Consideram-se indicadores do grupo tarifário A:

a) **Dados de Medição (Energia elétrica injetada Ponta)** (kWh): é indicador da dimensão energética. São os dados referentes à quantidade de energia elétrica injetada no período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).
b) **Dados de Medição (Energia elétrica injetada Fora Ponta)** (kWh): é indicador da dimensão energética. São os dados referentes à quantidade de energia elétrica injetada no período diário composto pelas horas consecutivas

e complementares ao horário de ponta e intermediário (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

c) **Dados de Medição (Energia elétrica consumida Ponta)** (kWh): é indicador da dimensão energética. São os dados referentes à quantidade de energia elétrica consumida no período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).
d) **Dados de Medição (Energia elétrica consumida Fora Ponta)** (kWh): é indicador da dimensão energética. São os dados referentes à quantidade de energia elétrica consumida no período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).
e) **Potência Nominal (micro ou mini)** (kW): é indicador da dimensão elétrica. Potência nominal elétrica, em kW (quilowatt) é a potência na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b).
f) **Nível de Tensão Elétrica** (V): é indicador da dimensão elétrica. Refere-se ao valor de tensão de fornecimento da concessionária ou permissionária ao consumidor ou prossumidor.
g) **Demanda Contratada** (kW): é indicador da dimensão elétrica. É a demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).
h) **Distorção Harmônica Total** (%): é indicador da dimensão elétrica. A distorção harmônica total é a composição das distorções harmônicas individuais, que expressa o grau de desvio da onda em relação ao padrão

ideal, normalmente referenciada ao valor da componente fundamental (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

i) **Fator de Potência** (%): é indicador da dimensão elétrica. O fator de potência é a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

j) **Perdas Elétricas** (%): é indicador da dimensão elétrica. É indicador da dimensão elétrica. Diferença entre a energia requerida e a energia fornecida pela distribuidora, composta pelas perdas de origem técnica e não técnica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006b).

k) **Preço de venda de energia elétrica** (R$): é indicador da dimensão econômica. São os preços referentes aos contratos de venda de energia celebrados entre consumidores do Grupo A e concessionário de serviço público de geração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002).

l) **Preço de compra de energia elétrica** (R$): é indicador da dimensão econômica. São os preços referentes aos contratos de compra de energia celebrados entre consumidores do Grupo A e concessionário de serviço público de geração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002).

m) **TE** (R$/kWh): é indicador da dimensão econômica. A Tarifa de Energia (TE) é um valor monetário unitário determinado pela ANEEL, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

n) **TUSD/TUST** (R$/kWh): é indicador da dimensão econômica. TUSD: é um valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). A TUST relativa ao uso de instalações da rede básica é denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica (TUST RB) e referente ao uso de instalações de

fronteira com a rede básica é denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira (TUST FR) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

o) **Encargos** (R$): é indicador da dimensão econômica e contratual. Os encargos são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

p) **Tributos** (R$): é indicador da dimensão econômica e contratual. São todos os impostos, taxas e contribuições, incidentes sobre o objeto deste contrato, excluído qualquer outro existente ou que venha a ser criado sobre o lucro líquido ou resultado de qualquer das partes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

q) **Contrato de venda de energia elétrica** (kWh): é indicador da dimensão contratual. Contrato celebrado entre a permissionária ou concessionária e o atual agente supridor, estabelecendo os termos e as condições gerais que irão regular a comercialização de energia elétrica disponibilizada pela supridora para atendimento ao mercado da suprida, com tarifa regulada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005). No ACGD o contrato de venda de energia elétrica seria celebrado de forma digital entre os consumidores e/ou prossumidores, e entre esses e o agente distribuidor ou gerador.

r) **Contrato de compra de energia elétrica** (kWh): é indicador da dimensão contratual. Contrato celebrado entre a permissionária ou concessionária e o atual agente supridor, estabelecendo os termos e as condições gerais que irão regular a comercialização de energia elétrica disponibilizada pela supridora para atendimento ao mercado da suprida, com tarifa regulada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005). No ACGD o contrato de compra de energia elétrica seria celebrado de forma digital entre os consumidores e/ou prossumidores, e entre esses e o agente distribuidor ou gerador.

s) **Tarifa Horária Azul** (kWh): é indicador da dimensão contratual. A tarifa horária azul é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

t) **Tarifa Horária Verde** (kWh): é indicador da dimensão contratual. A tarifa horária verde é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como uma única tarifa de demanda de potência (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

u) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções, referentes ao Grupo A, são Resolução Normativa ANEEL 482/2012, Resolução Normativa ANEEL 687/2015, Resolução Normativa ANEEL 786/2017, Resolução Normativa ANEEL 414/2010 e Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

4.1.3.2 Grupo B

O Grupo B é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo B1 - residencial; b) subgrupo B2 - rural; c) subgrupo B3 - demais classes; e d) subgrupo B4 - Iluminação pública (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Consideram-se indicadores do grupo tarifário B:

a) **Dados de Medição (Energia elétrica injetada)** (kWh): é indicador da dimensão energética. São os dados referentes à quantidade de energia elétrica injetada nas redes do sistema de distribuição, englobando os montantes de energias suprida de redes elétricas de outras concessionárias de transmissão e distribuição e de centrais geradoras com instalações conectadas à rede da distribuidora (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020a). No ACGD englobaria também os dados de energia elétrica injetadas por veículos elétrico e demais internet das coisas.

b) **Dados de Medição (Energia elétrica consumida)** (kWh): definido em 4.1.1.No ACGD englobaria também os dados de energia elétrica consumida por veículos elétricos e demais internet das coisas.

c) **Potência Nominal (micro ou mini)** (kW): é indicador da dimensão elétrica. Potência nominal elétrica, em kW (quilowatt) é a potência na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b).

d) **Nível de Tensão Elétrica** (V): é indicador da dimensão elétrica. Refere-se ao valor de tensão de fornecimento da concessionária ou permissionária ao consumidor ou prossumidor.

e) **Custo de Disponibilidade** (kWh): é indicador da dimensão elétrica. O custo de disponibilidade do sistema elétrico é um valor aplicável ao faturamento mensal de consumidor por unidade consumidora do grupo B.Sendo equivalente a: I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a dois condutores; II – 50 kWh, se bifásico a três condutores; ou III – 100 kWh, se trifásico. Este custo deve ser aplicado sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

f) **Distorção Harmônica Total** (%): é indicador da dimensão elétrica.A distorção harmônica total é a composição das distorções harmônicas individuais, que expressa o grau de desvio da onda em relação ao padrão ideal, normalmente referenciada ao valor da componente fundamental (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

g) **Fator de Potência** (%): é indicador da dimensão elétrica. O fator de potência é a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

h) **Perdas Elétricas** (%): é indicador da dimensão elétrica. Diferença entre a energia requerida e a energia fornecida pela distribuidora, composta pelas perdas de origem técnica e não técnica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006b).

i) **Preço de venda de energia elétrica** (R$): é indicador da dimensão econômica. São os preços referentes aos contratos de venda de energia celebrados entre consumidores do Grupo A e concessionário de serviço público de geração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002). No ACGD esse indicador seria aplicado adicionalmente ao grupo tarifário B e aos prossumidores.

j) **Preço de compra de energia elétrica** (R$): é indicador da dimensão econômica. São os preços referentes aos contratos de compra de energia celebrados entre consumidores do Grupo A e concessionário de serviço público de geração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002). No ACGD esse indicador seria aplicado adicionalmente ao grupo tarifário B e aos prossumidores.

k) **TE** (R$/kWh): é indicador da dimensão econômica. A TE é um valor monetário unitário determinado pela ANEEL, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

l) **TUSD/TUST** (R$/kWh): é indicador da dimensão econômica. TUSD: é um valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). A TUST relativa ao uso de instalações da rede básica é denominada TUST RB e referente ao uso de instalações de fronteira com a rede básica é denominada TUST FR (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

m) **Encargos** (R$): é indicador da dimensão econômica e contratual.Os encargos são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

n) **Tributos** (R$): é indicador da dimensão econômica e contratual. São todos os impostos, taxas e contribuições, incidentes sobre o objeto deste contrato,

excluído qualquer outro existente ou que venha a ser criado sobre o lucro líquido ou resultado de qualquer das partes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

o) **Contrato de venda de energia elétrica** (kWh): é indicador da dimensão contratual. Contrato celebrado entre a permissionária ou concessionária e o atual agente supridor, estabelecendo os termos e as condições gerais que irão regular a comercialização de energia elétrica disponibilizada pela supridora para atendimento ao mercado da suprida, com tarifa regulada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005). No ACGD o contrato de venda de energia elétrica seria celebrado de forma digital entre os consumidores e/ou prossumidores, e entre esses e o agente distribuidor ou gerador.

p) **Contrato de compra de energia elétrica** (kWh): é indicador da dimensão contratual. Contrato celebrado entre a permissionária ou concessionária e o atual agente supridor, estabelecendo os termos e as condições gerais que irão regular a comercialização de energia elétrica disponibilizada pela supridora para atendimento ao mercado da suprida, com tarifa regulada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005). No ACGD o contrato de compra de energia elétrica seria celebrado de forma digital entre os consumidores e/ou prossumidores, e entre esses e o agente distribuidor ou gerador.

q) **Tarifa Única** (kWh): é indicador da dimensão contratual. A tarifa monômia é aquela que é constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela conjunção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa binômia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012b).

r) **Tarifa Binômia** (kWh): é indicador da dimensão contratual. A tarifa binômia é aquela que é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012b). Até junho de 2020, aplica-se essa tarifa apenas aos consumidores do Grupo A.

s) **Legislação e regulamentação**: são indicadores da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Grupo B são Resolução Normativa ANEEL

482/2012, Resolução Normativa ANEEL 687/2015, Resolução Normativa ANEEL 786/2017, Resolução Normativa ANEEL414/2010 e Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

4.2 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DOS IMPACTOS DA TECNOLOGIA *BLOCKCHAIN* NO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo desta etapa é investigar, definir e avaliar as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos mercados livre e regulado de energia, considerando a geração distribuída. Os processos e indicadores foram avaliados e investigados a partir de documentos disponíveis em meios eletrônicos: as regras de comercialização de energia elétrica da CCEE, os cursos de capacitação da CCEE, documentos da ANEEL, artigos científicos e uma tese de doutorado.

Após a identificação e avaliação dos indicadores, os mesmos foram organizados em tabelas, divididos em setores e organizados nas dimensões energética, elétrica, econômica, contratual e regulatória. Consideraram-se os setores ACL, ACR e ACGD.

Na tabela referente ao ACL, conforme anexo K1, os indicadores foram organizados entre agentes comercializadores, agentes geradores, agentes distribuidores e agentes consumidores livres e especiais. Listaram-se no total 43 indicadores, sendo 12 para os agentes comercializadores, 9 indicadores para os agentes geradores, 13 indicadores para os agentes distribuidores e 9 indicadores para os agentes consumidores livres e especiais.

Para a tabela referente ao ACR, conforme anexo L1, os indicadores foram organizados entre agentes comercializadores, agentes geradores, agentes distribuidores e agentes consumidores cativos. Nesse ambiente, foram listados no total 44 indicadores, sendo 12 para os agentes comercializadores, 9 indicadores para os agentes geradores, 13 indicadores para os agentes distribuidores e 10 indicadores para os agentes consumidores cativos.

Para o setor de geração distribuída outra tabela foi estabelecida a partir de indicadores organizados em dois grupamentos: *Net metering* e P2P, conforme anexos M1 e N1. Para o *Net metering*, os indicadores também foram divididos e organizados nas 4 principais modalidades: geração na própria unidade consumidora, autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Foram

listados no total 52 indicadores neste grupamento, sendo 13 indicadores apresentados na modalidade de geração na própria unidade consumidora, 13 indicadores na modalidade de autoconsumo remoto, 13 indicadores na modalidade de geração compartilhada e 13 indicadores na modalidade de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Para o grupamento P2P, foram listados no total 24 indicadores. Totalizando 76 indicadores para geração distribuída.

Após o estudo e organização dos indicadores nas tabelas, avaliaram-se os indicadores, expondo brevemente as definições e conceitos pertinentes encontrados nos materiais de estudo.

4.2.1 Setor de comercialização ACL

Consideraram-se agentes com potencial impacto pela tecnologia *blockchain* no ACL os agentes comercializadores, geradores, distribuidores que possuem contratos com comercializadores e consumidores livres e especiais.

4.2.1.1 Agentes comercializadores

Consideram-se indicadores para os agentes comercializadores:

a) **Energia contratada por contrato (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia contratada (compra) é o montante de energia efetivamente contratado como compra.

b) **Energia contratada por contrato (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia

contratada (venda) é o montante de energia efetivamente contratado como venda.

c) **Tipo de energia** (Convencional ou Incentivada): é indicador das dimensões energética e contratual. Energia convencional é a energia elétrica proveniente de fontes de geração convencionais, como hidrelétricas de grande porte e termelétricas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidrelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

d) **Preço da energia contratada por submercado (compra)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O preço da energia contratada para compra por submercado é o valor acordado entre os agentes, por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM).

e) **Preço da energia contratada por submercado (venda)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Preço referente aos contratos de venda de energia celebrados entre consumidores, ou seus representantes, ou distribuidores, e geradores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002). O preço da energia contratada para venda por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

f) **Preço total da energia contratada (compra)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como compra. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da

CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante energia contratada.

g) **Preço total da energia contratada (venda)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como venda. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante energia contratada.

h) **Montante de energia contratada (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos contratos para compra (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

i) **Montante de energia contratada (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos contratos para venda (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

j) **Submercado** (SE/CO-NE-N-Sul): é indicador da dimensão contratual. Submercados são divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

k) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Setor de Comercialização ACL são Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 452/2011, Resolução Normativa nº 456/2011 Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa n° 533/2013, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2013, Resolução Normativa nº 619/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa n° 611/2014,

Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 719/2015, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 851/2019, Resolução Normativa nº 869/2020, Resolução Normativa nº 879/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

4.2.1.2 Agentes geradores

Consideram-se indicadores para os agentes geradores:

a) **Energia verificada por contrato (geração)** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia gerada medida por perfil de agente, para aquela hora do mês. Esses dados são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A CCEE realiza a comparação da energia verificada e da energia contratada na consolidação dos resultados.

b) **Energia contratada por contrato (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia contratada (venda) é o montante de energia efetivamente contratado como venda.

c) **Tipo de energia** (Convencional ou Incentivada): é indicador das dimensões energética e contratual. Energia convencional é a energia elétrica proveniente de fontes de geração convencionais, como hidrelétricas de grande porte e termelétricas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidrelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW

ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

d) **Preço da energia contratada por submercado (venda)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Preço referente aos contratos de venda de energia celebrados entre consumidores, ou seus representantes, ou distribuidores, e geradores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002). O preço da energia contratada para venda por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

e) **Preço total da energia contratada (venda)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como venda. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante energia contratada.

f) **Montante de energia contratada (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos contratos para venda (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

g) **Submercado** (SE/CO-NE-N-Sul): é indicador da dimensão contratual. Submercados são divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

h) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Setor de Comercialização ACL são Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 452/2011,

Resolução Normativa nº 456/2011 Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa n° 533/2013, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2013, Resolução Normativa nº 619/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa n° 611/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 719/2015, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 851/2019, Resolução Normativa nº 869/2020, Resolução Normativa nº 879/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

4.2.1.3 Agentes distribuidores

Consideraram-se os agentes distribuidores no ACL pelo fato de manterem contratos com os agentes comercializadores. Logo, os agentes distribuidores sofrerão impacto pela aplicação da tecnologia *blockchain* no ACL. Consideram-se indicadores para os agentes distribuidores:

a) **Energia verificada (consumo)** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia medida de consumo da distribuidora por perfil de agente, para aquela hora do mês. Os dados são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A CCEE realiza a comparação da energia verificada e da energia contratada na consolidação dos resultados.

b) **Energia contratada por contrato (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia

contratada (compra) é o montante de energia efetivamente contratado como compra.

c) **Energia contratada por contrato (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia contratada (venda) é o montante de energia efetivamente contratado como venda.

d) **Tipo de energia** (Convencional ou Incentivada): é indicador das dimensões energética e contratual. Energia convencional é a energia elétrica proveniente de fontes de geração convencionais, como hidrelétricas de grande porte e termelétricas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidrelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

e) **Preço da energia contratada por submercado (compra)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O preço da energia contratada para compra por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

f) **Preço da energia contratada por submercado (venda)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Preço referente aos contratos de venda de energia celebrados entre consumidores, ou seus representantes, ou distribuidores, e geradores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002). O preço da energia contratada para venda por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

g) **Preço total da energia contratada (compra)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como compra. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante energia contratada.

h) **Preço total da energia contratada (venda)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como venda. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante energia contratada.

i) **Montante de energia contratada (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos contratos para compra (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

j) **Montante de energia contratada (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos contratos para venda (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

k) **Submercado** (SE/CO-NE-N-Sul): é indicador da dimensão contratual. Submercados são divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

l) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Setor de Comercialização ACL são Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 452/2011, Resolução Normativa nº 456/2011 Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa n° 533/2013, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2013, Resolução Normativa nº 619/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa n° 611/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 719/2015, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 851/2019, Resolução Normativa nº 869/2020, Resolução Normativa nº 879/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

4.2.1.4 Agentes consumidores livre e especiais

Consideram-se indicadores para os consumidores livres e especiais:

a) **Energia verificada (consumo)** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia medida de consumo por perfil de agente, para aquela hora do mês. Os dados são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A CCEE realiza a comparação da energia verificada e da energia contratada na consolidação dos resultados.

b) **Energia contratada (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia

contratada (compra) é o montante de energia efetivamente contratado como compra.

c) **Tipo de energia** (Convencional ou Incentivada): é indicador das dimensões energética e contratual. Energia convencional é a energia elétrica proveniente de fontes de geração convencionais, como hidrelétricas de grande porte e termelétricas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidrelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

d) **Preço da energia contratada por submercado (compra)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O preço da energia contratada para compra por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

e) **Preço total da energia contratada (compra)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como compra. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante energia contratada.

f) **Montante de energia contratada (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos contratos para compra (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

g) **Submercado** (SE/CO-NE-N-Sul): é indicador da dimensão contratual. Submercados são divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs

específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

h) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Setor de Comercialização ACL são Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 452/2011, Resolução Normativa nº 456/2011 Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa n° 533/2013, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2013, Resolução Normativa nº 619/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa n° 611/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 719/2015, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 851/2019, Resolução Normativa nº 869/2020, Resolução Normativa nº 879/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

4.2.2 Setor de comercialização no ACR

Consideraram-se agentes com potencial impacto pela tecnologia *blockchain* no ACR os agentes comercializadores que possuem contratos com distribuidoras, geradores, distribuidores e consumidores livres e especiais.

4.2.2.1 Agentes comercializadores

Consideraram-se os agentes comercializadores no ACR pelo fato de manterem contratos com os agentes distribuidores. Logo, os agentes comercializadores sofrerão impacto pela aplicação da tecnologia *blockchain* no ACR. Consideram-se indicadores para os agentes comercializadores:

a) **Energia contratada por contrato (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia contratada (compra) é o montante de energia efetivamente contratado como compra.

b) **Energia contratada por contrato (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia contratada (venda) é o montante de energia efetivamente contratado como venda.

c) **Tipo de energia** (Convencional ou Incentivada): é indicador das dimensões energética e contratual. Energia convencional é a energia elétrica proveniente de fontes de geração convencionais, como hidrelétricas de grande porte e termelétricas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidrelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

d) **Preço da energia contratada por submercado (compra)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O preço da energia contratada para compra por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

e) **Preço da energia contratada por submercado (venda)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Preço referente aos contratos de venda de energia celebrados entre consumidores, ou seus representantes, ou distribuidores, e geradores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002). O preço da energia contratada para venda por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

f) **Preço total da energia contratada (compra)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como compra. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante energia contratada.

g) **Preço total da energia contratada (venda)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como venda. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante energia contratada.

h) **Montante de energia contratada (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos contratos para compra (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

i) **Montante de energia contratada (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos

contratos para venda (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

j) **Submercado** (SE/CO-NE-N-Sul): é indicador da dimensão contratual. Submercados são divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

k) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Setor de Comercialização ACR são Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 452/2011, Resolução Normativa nº 456/2011 Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa n° 533/2013, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2013, Resolução Normativa nº 619/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa n° 611/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 719/2015, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 851/2019, Resolução Normativa nº 869/2020, Resolução Normativa nº 879/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

4.2.2.2 Agentes geradores

Consideram-se indicadores para os agentes geradores:

a) **Energia verificada (geração)** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia gerada medida por perfil de agente, para aquela hora do mês. Esses dados são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A CCEE realiza

a comparação da energia verificada e da energia contratada na consolidação dos resultados.

b) **Energia contratada (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia contratada (venda) é o montante de energia efetivamente contratado como venda aos agentes distribuidores ou comercializadores.

c) **Tipo de energia** (Convencional ou Incentivada): é indicador das dimensões energética e contratual. Energia convencional é a energia elétrica proveniente de fontes de geração convencionais, como hidrelétricas de grande porte e termelétricas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidrelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

d) **Preço da energia contratada por submercado (venda)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Preço referente aos contratos de venda de energia celebrados entre consumidores, ou seus representantes, ou distribuidores, e geradores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002). O preço da energia contratada para venda por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

e) **Preço total da energia contratada (venda)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como venda. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o

contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante energia contratada.

f) **Montante de energia contratada (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos contratos para venda (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

g) **Submercado** (SE/CO-NE-N-Sul): é indicador da dimensão contratual. Submercados são divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

h) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Setor de Comercialização ACR são Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 452/2011, Resolução Normativa nº 456/2011 Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa n° 533/2013, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2013, Resolução Normativa nº 619/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa n° 611/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 719/2015, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 851/2019, Resolução Normativa nº 869/2020, Resolução Normativa nº 879/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

4.2.2.3 Agentes distribuidores

Consideram-se indicadores para os agentes distribuidores:

a) **Energia verificada (consumo da distribuidora)** (MWh): é indicador da dimensão energética. É a energia medida referente ao consumo da distribuidora para aquela hora do mês. Os dados são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A CCEE realiza a comparação da energia verificada e da energia contratada na consolidação dos resultados.

b) **Energia contratada (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia contratada (compra) é o montante de energia efetivamente contratado como compra em leilão para a distribuidora atender sua área de concessão.

c) **Energia contratada (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão energética. A cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A energia contratada (venda) é o montante de energia efetivamente contratado como venda aos consumidores dos grupos tarifários A ou B.

d) **Tipo de energia** (Convencional ou Incentivada): é indicador das dimensões energética e contratual. Energia convencional é a energia elétrica proveniente de fontes de geração convencionais, como hidrelétricas de grande porte e termelétricas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c). Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidrelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020c).

e) **Preço da energia contratada por submercado (compra)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. O preço da energia contratada para

compra por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

f) **Preço da energia contratada por submercado (venda)** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Preço referente aos contratos de venda de energia celebrados entre consumidores, ou seus representantes, ou distribuidores, e geradores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002). O preço da energia contratada para venda por submercado é o valor acordado entre os agentes por cada MWh. Esse preço é baseado no PLD do submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos como o IPCA e o IGPM.

g) **Preço total da energia contratada (compra)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como compra. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para compra pelo montante energia contratada.

h) **Preço total da energia contratada (venda)** (R$): é indicador da dimensão econômica. É o valor a pagar referente à energia contratada como venda. Se o contrato foi acordado em MWmédio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado para venda pelo montante energia contratada.

i) **Montante de energia contratada (compra)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos

contratos para compra (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

j) **Montante de energia contratada (venda)** (MWmédio ou MWh): é indicador da dimensão contratual. É a quantidade de energia registrada nos contratos para venda (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020l).

k) **Submercado** (SE/CO-NE-N-Sul): é indicador da dimensão contratual. Submercados são divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

l) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Setor de Comercialização ACR são Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 452/2011, Resolução Normativa nº 456/2011 Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa n° 533/2013, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2013, Resolução Normativa nº 619/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa n° 611/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 719/2015, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 851/2019, Resolução Normativa nº 869/2020, Resolução Normativa nº 879/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

4.2.2.4 Agentes consumidores cativos

Consideram-se indicadores para os consumidores livres e especiais:

a) **Energia verificada (consumo)** (kWh): é indicador da dimensão energética. É a energia medida referente ao consumo por perfil de agente, para aquela hora

do mês. Os dados são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e). A CCEE realiza a comparação da energia verificada e da energia contratada na consolidação dos resultados.

b) **Taxa de disponibilidade** (kWh): é indicador da dimensão energética. A taxa de disponibilidade do sistema elétrico é um valor aplicável ao faturamento mensal de consumidor por unidade consumidora do grupo B. Sendo equivalente a: I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a dois condutores; II – 50 kWh, se bifásico a três condutores; ou III – 100 kWh, se trifásico. Essa taxa deve ser aplicada sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

c) **Demanda contratada** (kW): é indicador da dimensão energética. Demanda contratada é o valor de potência elétrica ativa atribuída a uma unidade consumidora na forma de taxa de pagamento ao agente distribuidor, independente da utilização total dessa potência ao longo do mês. Esse pagamento ocorre em função da distribuidora ser obrigada a disponibilizar essa demanda de potência ativa no ponto de entrega conforme contrato.

d) **Tarifa de energia elétrica** (R$/kWh): é indicador da dimensão econômica. A tarifa é um valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em reais por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa. É base para a definição do preço a ser pago pelo consumidor e explicitado na fatura de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

e) **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)/ Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)** (R$/kWh): é indicador da dimensão econômica. TUSD: é um valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). A TUST relativa ao uso de instalações da rede básica é denominada TUST RB e

referente ao uso de instalações de fronteira com a rede básica é denominada TUST FR (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

f) **Grupo tarifário** (A ou B): é indicador da dimensão contratual. O grupo tarifário A é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e f) subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). O grupo tarifário B é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo B1 - residencial; b) subgrupo B2 - rural; c) subgrupo B3 - demais classes; e d) subgrupo B4 - Iluminação pública (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

g) **Nível de tensão** (kV): é indicador da dimensão contratual. Refere-se ao valor de tensão de fornecimento da concessionária ou permissionária ao consumidor ou prossumidor.

h) **Encargos** (R$): é indicador da dimensão contratual. Os encargos são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

i) **Tributos** (R$): é indicador da dimensão contratual. São todos os impostos, taxas e contribuições, incidentes sobre o objeto de um contrato, excluído qualquer outro existente ou que venha a ser criado sobre o lucro líquido ou resultado de qualquer das partes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

j) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes ao Setor de Comercialização ACR são Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa nº 428/2011, Resolução Normativa nº 452/2011, Resolução Normativa nº 456/2011 Resolução Normativa nº 511/2012, Resolução Normativa n° 533/2013, Resolução Normativa nº 533/2012, Resolução Normativa nº 551/2013, Resolução Normativa nº 578/2013, Resolução Normativa nº 601/2013, Resolução Normativa nº 619/2013, Resolução Normativa nº 601/2014, Resolução Normativa n° 611/2014, Resolução Normativa nº 619/2014, Resolução Normativa n° 637/2014, Resolução Normativa nº 683/2015, Resolução Normativa nº 719/2015, Resolução Normativa nº 719/2016, Resolução Normativa nº 755/2016, Resolução Normativa nº 789/2017, Resolução Normativa nº 802/2017, Resolução Normativa nº 829/2018, Resolução Normativa nº 832/2018, Resolução Normativa nº 833/2018, Resolução Normativa nº 850/2019, Resolução Normativa nº 851/2019, Resolução Normativa nº 869/2020, Resolução Normativa nº 879/2020 e Resolução Normativa nº 881/2020.

4.2.3 Setor de geração distribuída

O setor de geração distribuída é o ambiente em que atualmente se gera energia elétrica de forma descentralizada. Compensa-se essa energia gerada por prossumidores na rede da distribuidora, essa forma de compensação é conhecida como *Net metering*. Consideraram-se subsetores com potencial impacto pela tecnologia *blockchain* do setor de geração distribuída na *Net metering*: a geração na própria unidade consumidora, o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Assim como, considerou-se a comercialização P2P, a qual ainda não é aplicada no Brasil. A comercialização P2P é definida como a capacidade de pares, denominados prossumidores e/ou consumidores, comercializarem energia elétrica entre si. Essa comercialização ocorre sem intermediários com a aplicação da tecnologia *blockchain*, por meio de um site ou aplicativo.

4.2.3.1 Net metering

Net metering é o sistema de compensação de energia elétrica, no qual prossumidores conseguem compensar a energia elétrica gerada de forma distribuída na rede do agente distribuidor. Sendo que, prossumidores são os agentes consumidores que geram energia localmente, normalmente a partir de sistemas fotovoltaicos. A geração distribuída, no Brasil, está regulamentada pela Resolução Normativa nº 482/2012.

4.2.3.1.1 Geração na própria unidade consumidora

A geração na própria unidade consumidora contempla os prossumidores que geram energia elétrica em sua residência ou comércio. Consideram-se indicadores para o subsetor de geração distribuída denominado Geração na Própria Unidade Consumidora:

a) **Energia injetada na rede** (kWh): é indicador da dimensão energética. Refere-se à quantidade de energia elétrica injetada nas redes do sistema de distribuição, englobando os montantes de energias supridos pelas redes elétricas de outras concessionárias de transmissão e distribuição e por centrais geradoras com instalações conectadas à rede da distribuidora (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020a). No contexto da geração distribuída, refere-se à quantidade de energia elétrica injetada na rede do agente distribuidor por meio de micro ou minigeradores.
b) **Energia consumida da rede** (kWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica efetivamente consumida da rede de distribuição de energia elétrica por um determinado agente.
c) **Fator de capacidade** (%): é indicador da dimensão energética. O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período de tempo (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.).
d) **Produtividade** (kWh/kW): é indicador da dimensão energética. É definida como a energia convertida em kWh por cada kW_P instalado do sistema fotovoltaico em um determinado período (RAMPINELLI, 2010).

e) **Eficiência do sistema** (%): é indicador da dimensão energética. É a razão entre a energia elétrica em corrente alternada entregue pelo sistema e a energia solar disponível para o arranjo fotovoltaico efetuar a conversão.

f) **Potência nominal de Geração Distribuída (GD)** (MW): é indicador da dimensão elétrica. Potência nominal de GD é a potência elétrica na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b).

g) **Taxa de desempenho** (%): é indicador da dimensão elétrica. A taxa de desempenho de um sistema é a relação entre a produtividade e a quantidade de horas de sol a 1.000 W/m² incidentes no gerador fotovoltaico, normalmente vinculada a um ano de operação (MARION et al., 2005, p. 1601, tradução nossa).

h) **Fator de Forma** (NA): é indicador da dimensão elétrica. O fator de forma é um parâmetro de qualidade das células ou módulos fotovoltaicos. É a relação entre a máxima potência da célula ou módulo fotovoltaico e o produto entre a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito (PINHO; GALDINO, 2014).

i) **Redução de custo/tarifa** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Redução de custo ou da tarifa representa o valor por cada MWh que o consumidor ou prossumidor poderá economizar com a aplicação da tecnologia *blockchain* na comercialização de energia elétrica.

j) **Tempo de retorno do investimento** (meses): é indicador da dimensão econômica. O tempo de retorno de investimento é um dos indicadores analisados para determinar a viabilidade de um projeto, indicando a quantidade de meses após início de operação que determinado investimento necessita para gerar lucro. Nesse contexto, auxilia para determinar a viabilidade de projetos de geração distribuída.

k) **Taxa Interna de Retorno (TIR)** (%): é indicador da dimensão econômica. TIR é a taxa de juros que iguala, em um determinado momento do tempo, o valor presente das entradas com o das saídas previstas de caixa.

l) **Valor Presente Líquido (VPL)** (R$): é indicador da dimensão econômica. O VPL é definido como a diferença de todas as entradas de caixa e todas as saídas de caixa, levados ao valor presente.

m) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes a esse setor de geração distribuída são Resolução Normativa nº 414/2010, Resolução Normativa nº 482/2012, Resolução Normativa nº 687/2015, Resolução Normativa nº 786/2017 e PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO (PRODIST).

4.2.3.1.2 Autoconsumo remoto

O autoconsumo remoto permite que o prossumidor gere ou compense energia elétrica em outra unidade consumidora, desde que ambas estejam na mesma área de concessão da distribuidora, registradas com a mesma titularidade e classificadas como residencial ou comercial. Consideram-se indicadores para o subsetor de geração distribuída denominado Autoconsumo Remoto:

a) **Energia injetada na rede** (kWh): é indicador da dimensão energética. Refere-se à quantidade de energia elétrica injetada nas redes do sistema de distribuição, englobando os montantes de energias supridos pelas redes elétricas de outras concessionárias de transmissão e distribuição e por centrais geradoras com instalações conectadas à rede da distribuidora (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020a). No contexto da geração distribuída, refere-se à quantidade de energia elétrica injetada na rede do agente distribuidor por meio de micro ou minigeradores.

b) **Energia consumida da rede** (kWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica efetivamente consumida da rede de distribuição de energia elétrica por um determinado agente.

c) **Fator de capacidade** (%): é indicador da dimensão energética. O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período de tempo (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.).

d) **Produtividade** (kWh/kW): é indicador da dimensão energética. É definida como a energia convertida em kWh por cada kW_P instalado do sistema fotovoltaico em um determinado período (RAMPINELLI, 2010).

e) **Eficiência do sistema** (%): é indicador da dimensão energética. É a razão entre a energia elétrica em corrente alternada entregue pelo sistema e a energia solar disponível para o arranjo fotovoltaico efetuar a conversão.

f) **Potência nominal de GD** (MW): é indicador da dimensão elétrica. Potência nominal de GD é a potência elétrica na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b).

g) **Taxa de desempenho** (%): é indicador da dimensão elétrica. A taxa de desempenho de um sistema é a relação entre a produtividade e a quantidade de horas de sol a 1.000 W/m² incidentes no gerador fotovoltaico, normalmente vinculada a um ano de operação (MARION et al., 2005, p. 1601, tradução nossa).

h) **Fator de Forma** (NA): é indicador da dimensão elétrica. O fator de forma é um parâmetro de qualidade das células ou módulos fotovoltaicos. É a relação entre a máxima potência da célula ou módulo fotovoltaico e o produto entre a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito (PINHO; GALDINO, 2014).

i) **Redução de custo/tarifa** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Redução de custo ou da tarifa representa o valor por cada MWh que o consumidor ou prossumidor poderá economizar com a aplicação da tecnologia *blockchain* na comercialização de energia elétrica.

j) **Tempo de retorno do investimento** (meses): é indicador da dimensão econômica. O tempo de retorno de investimento é um dos indicadores analisados para determinar a viabilidade de um projeto, indicando a quantidade de meses após início de operação que determinado investimento necessita para gerar lucro. Nesse contexto, auxilia para determinar a viabilidade de projetos de geração distribuída.

k) **TIR** (%): é indicador da dimensão econômica. TIR é a taxa de juros que iguala, em um determinado momento do tempo, o valor presente das entradas com o das saídas previstas de caixa.
l) **VPL** (R$): é indicador da dimensão econômica. O VPL é definido como a diferença de todas as entradas de caixa e todas as saídas de caixa, levados ao valor presente.
m) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes a esse setor de geração distribuída são Resolução Normativa nº 414/2010, Resolução Normativa nº 482/2012, Resolução Normativa nº 687/2015, Resolução Normativa nº 786/2017 e PRODIST.

4.2.3.1.3 Geração compartilhada

A geração compartilhada ocorre quando dois ou mais agentes consumidores de uma mesma área de concessão do agente distribuidor se unem para instalar um micro ou minigerador e compartilhar os créditos. A geração compartilhada é viabilizada a partir da organização de consórcios ou cooperativas com a finalidade específica de geração de energia elétrica a partir de sistemas de geração distribuída. Consideram-se indicadores para o subsetor de geração distribuída denominado Geração Compartilhada:

a) **Energia injetada na rede** (kWh): é indicador da dimensão energética. Refere-se à quantidade de energia elétrica injetada nas redes do sistema de distribuição, englobando os montantes de energias supridos pelas redes elétricas de outras concessionárias de transmissão e distribuição e por centrais geradoras com instalações conectadas à rede da distribuidora (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020a). No contexto da geração distribuída, refere-se à quantidade de energia elétrica injetada na rede do agente distribuidor por meio de micro ou minigeradores.
b) **Energia consumida da rede** (kWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica efetivamente consumida da rede de distribuição de energia elétrica por um determinado agente.
c) **Fator de capacidade** (%): é indicador da dimensão energética. O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período de

tempo (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.).

d) **Produtividade** (kWh/kW): é indicador da dimensão energética. É definida como a energia convertida em kWh por cada kW_P instalado do sistema fotovoltaico em um determinado período (RAMPINELLI, 2010).

e) **Eficiência do sistema** (%): é indicador da dimensão energética. É a razão entre a energia elétrica em corrente alternada entregue pelo sistema e a energia solar disponível para o arranjo fotovoltaico efetuar a conversão.

f) **Potência nominal de GD** (MW): é indicador da dimensão elétrica. Potência nominal de GD é a potência elétrica na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b).

g) **Taxa de desempenho** (%): é indicador da dimensão elétrica. A taxa de desempenho de um sistema é a relação entre a produtividade e a quantidade de horas de sol a 1.000 W/m² incidentes no gerador fotovoltaico, normalmente vinculada a um ano de operação (MARION et al., 2005, p. 1601, tradução nossa).

h) **Fator de Forma** (NA): é indicador da dimensão elétrica. O fator de forma é um parâmetro de qualidade das células ou módulos fotovoltaicos. É a relação entre a máxima potência da célula ou módulo fotovoltaico e o produto entre a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito (PINHO; GALDINO, 2014).

i) **Redução de custo/tarifa** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Redução de custo ou da tarifa representa o valor por cada MWh que o consumidor ou prossumidor poderá economizar com a aplicação da tecnologia *blockchain* na comercialização de energia elétrica.

j) **Tempo de retorno do investimento** (meses): é indicador da dimensão econômica. O tempo de retorno de investimento é um dos indicadores analisados para determinar a viabilidade de um projeto, indicando a quantidade de meses após início de operação que determinado investimento

necessita para gerar lucro. Nesse contexto, auxilia para determinar a viabilidade de projetos de geração distribuída.

k) **TIR** (%): é indicador da dimensão econômica. TIR é a taxa de juros que iguala, em um determinado momento do tempo, o valor presente das entradas com o das saídas previstas de caixa.

l) **VPL** (R$): é indicador da dimensão econômica. O VPL é definido como a diferença de todas as entradas de caixa e todas as saídas de caixa, levados ao valor presente.

m) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes a esse setor de geração distribuída são Resolução Normativa nº 414/2010, Resolução Normativa nº 482/2012, Resolução Normativa nº 687/2015, Resolução Normativa nº 786/2017 e PRODIST.

4.2.3.1.4 Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras

Os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras compreendem os condomínios, onde se pode instalar uma micro ou minigeração distribuída e partilhar a energia gerada entre os condôminos. Consideram-se indicadores para subsetor de geração distribuída denominado Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras:

a) **Energia injetada na rede** (kWh): é indicador da dimensão energética. Refere-se à quantidade de energia elétrica injetada nas redes do sistema de distribuição, englobando os montantes de energias supridos pelas redes elétricas de outras concessionárias de transmissão e distribuição e por centrais geradoras com instalações conectadas à rede da distribuidora (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020a). No contexto da geração distribuída, refere-se à quantidade de energia elétrica injetada na rede do agente distribuidor por meio de micro ou minigeradores.

b) **Energia consumida da rede** (kWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica efetivamente consumida da rede de distribuição de energia elétrica por um determinado agente.

c) **Fator de capacidade** (%): é indicador da dimensão energética. O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período de

tempo (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.).

d) **Produtividade** (kWh/kW): é indicador da dimensão energética. É definida como a energia convertida em kWh por cada kW_P instalado do sistema fotovoltaico em um determinado período (RAMPINELLI, 2010).

e) **Eficiência do sistema** (%): é indicador da dimensão energética. É a razão entre a energia elétrica em corrente alternada entregue pelo sistema e a energia solar disponível para o arranjo fotovoltaico efetuar a conversão.

f) **Potência nominal de GD** (MW): é indicador da dimensão elétrica. Potência nominal de GD é a potência elétrica na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b).

g) **Taxa de desempenho** (%): é indicador da dimensão elétrica. A taxa de desempenho de um sistema é a relação entre a produtividade e a quantidade de horas de sol a 1.000 W/m² incidentes no gerador fotovoltaico, normalmente vinculada a um ano de operação (MARION et al., 2005, p. 1601, tradução nossa).

h) **Fator de Forma** (NA): é indicador da dimensão elétrica. O fator de forma é um parâmetro de qualidade das células ou módulos fotovoltaicos. É a relação entre a máxima potência da célula ou módulo fotovoltaico e o produto entre a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito (PINHO; GALDINO, 2014).

i) **Redução de custo/tarifa** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Redução de custo ou da tarifa representa o valor por cada MWh que o consumidor ou prossumidor poderá economizar com a aplicação da tecnologia *blockchain* na comercialização de energia elétrica.

j) **Tempo de retorno do investimento** (meses): é indicador da dimensão econômica. O tempo de retorno de investimento é um dos indicadores analisados para determinar a viabilidade de um projeto, indicando a quantidade de meses após início de operação que determinado investimento

necessita para gerar lucro. Nesse contexto, auxilia para determinar a viabilidade de projetos de geração distribuída.

k) **TIR** (%): é indicador da dimensão econômica. TIR é a taxa de juros que iguala, em um determinado momento do tempo, o valor presente das entradas com o das saídas previstas de caixa.

l) **VPL** (R$): é indicador da dimensão econômica. O VPL é definido como a diferença de todas as entradas de caixa e todas as saídas de caixa, levados ao valor presente.

m) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes a esse setor de geração distribuída são Resolução Normativa nº 414/2010, Resolução Normativa nº 482/2012, Resolução Normativa nº 687/2015, Resolução Normativa nº 786/2017 e PRODIST.

4.2.3.2 P2P

A comercialização P2P é definida como a capacidade de pares, denominados prossumidores e/ou consumidores, comercializarem energia elétrica entre si. Essa comercialização ocorre sem intermediários com a aplicação da tecnologia *blockchain*, por meio de um site ou aplicativo. Consideram-se indicadores para o P2P:

a) **Fator de capacidade** (%): é indicador da dimensão energética. O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período de tempo (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, n.d.).

b) **Produtividade** (kWh/kW): é indicador da dimensão energética. É definida como a energia convertida em kWh por cada kW_P instalado do sistema fotovoltaico em um determinado período (RAMPINELLI, 2010).

c) **Eficiência do sistema** (%): é indicador da dimensão energética. É a razão entre a energia elétrica em corrente alternada entregue pelo sistema e a energia solar disponível para o arranjo fotovoltaico efetuar a conversão.

d) **P2G (energia do prossumidor para a rede)** (kWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica gerada pelo prossumidor por meio

de geração distribuída e injetada na rede em função do consumo da unidade prossumidora ser menor que a geração.

e) **G2P (energia da rede para o prossumidor)** (kWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica que abastece a unidade prossumidora a partir da rede de distribuição de energia elétrica quando a energia gerada localmente não é suficiente para atender o seu consumo.

f) **P2P (energia do prossumidor para o prossumidor)** (kWh): é indicador da dimensão energética. Caso a regulação permita, será a quantidade de energia elétrica comercializada entre prosumidores, sem intermediários e com a aplicação da tecnologia *blockchain*, por meio de um aplicativo ou site.

g) **P2C (energia do prossumidor para o consumidor)** (kWh): é indicador da dimensão energética. Caso a regulação permita, será a quantidade de energia elétrica comercializada entre prossumidor e consumidor, sem intermediários e com a aplicação da tecnologia *blockchain,* por meio de um aplicativo ou site.

h) **G2C (energia da rede para o consumidor)** (kWh): é indicador da dimensão energética. É a energia elétrica que abastece a unidade consumidora a partir da rede de distribuição de energia elétrica.

i) **Potência nominal de GD** (MW): é indicador da dimensão elétrica. Potência nominal de GD é a potência elétrica na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020b).

j) **Taxa de desempenho** (%): é indicador da dimensão elétrica. A taxa de desempenho de um sistema é a relação entre a produtividade e a quantidade de horas de sol a 1.000 W/m² incidentes no gerador fotovoltaico, normalmente vinculada a um ano de operação (MARION et al., 2005, p. 1601, tradução nossa).

k) **Fator de Forma** (NA): é indicador da dimensão elétrica. O fator de forma é um parâmetro de qualidade das células ou módulos fotovoltaicos. É a relação entre a máxima potência da célula ou módulo fotovoltaico e o produto entre a

tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito (PINHO; GALDINO, 2014).

l) **Redução de custo/tarifa** (R$/MWh): é indicador da dimensão econômica. Redução de custo ou da tarifa representa o valor por cada MWh que o consumidor ou prossumidor poderá economizar com a aplicação da tecnologia *blockchain* na comercialização de energia elétrica.

m) **Tempo de retorno do investimento** (meses): é indicador da dimensão econômica. O tempo de retorno de investimento é um dos indicadores analisados para determinar a viabilidade de um projeto, indicando a quantidade de meses após início de operação que determinado investimento necessita para gerar lucro. Nesse contexto, auxilia para determinar a viabilidade de projetos de geração distribuída.

n) **TIR** (%): é indicador da dimensão econômica. TIR é a taxa de juros que iguala, em um determinado momento do tempo, o valor presente das entradas com o das saídas previstas de caixa.

o) **VPL** (R$): é indicador da dimensão econômica. O VPL é definido como a diferença de todas as entradas de caixa e todas as saídas de caixa, levados ao valor presente.

p) **R$P2G (Preço da energia P2G)** (R$/kWh): é indicador da dimensão contratual. Caso a regulação permita, será o valor ou preço da energia elétrica gerada pelo prossumidor por meio de geração distribuída e injetada na rede em função do consumo da unidade prossumidora ser menor que a geração.

q) **R$G2P (Preço da energia G2P)** (R$/kWh): é indicador da dimensão contratual. É o valor ou preço da energia elétrica que abastece a unidade prossumidora a partir da rede de distribuição de energia elétrica quando a energia gerada localmente não é suficiente para atender o seu consumo. Esse valor é conhecido como tarifa de energia elétrica.

r) **R$P2P (Preço da energia P2P)** (R$/kWh): é indicador da dimensão contratual. Caso a regulação permita, será o valor ou preço da quantidade de energia elétrica comercializada entre prosumidores, sem intermediários e com a aplicação da tecnologia *blockchain*, por meio de um aplicativo ou site.

s) **R$P2C (Preço da energia P2C)** (R$/kWh): é indicador da dimensão contratual. Caso a regulação permita, será o valor ou preço da quantidade de

energia elétrica comercializada entre prossumidor e consumidor, sem intermediários e com a aplicação da tecnologia *blockchain,* por meio de um aplicativo ou site.

t) **R$G2C (Preço da energia G2C)** (R$/kWh): é indicador da dimensão contratual. É o valor ou preço da energia elétrica que abastece a unidade consumidora a partir da rede de distribuição de energia elétrica. Esse valor é conhecido como tarifa de energia elétrica.

u) **TUSD/TUST** (R$/kWh): é indicador da dimensão contratual. TUSD: é um valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). A TUST relativa ao uso de instalações da rede básica é denominada TUST RB e referente ao uso de instalações de fronteira com a rede básica é denominada TUST FR (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

v) **Encargos** (R$): é indicador da dimensão contratual. Os encargos são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020d).

w) **Tributos** (R$): é indicador da dimensão contratual. São todos os impostos, taxas e contribuições, incidentes sobre o objeto de um contrato, excluído qualquer outro existente ou que venha a ser criado sobre o lucro líquido ou resultado de qualquer das partes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020e).

x) **Legislação**: é indicador da dimensão regulatória. As resoluções referentes a esse setor de geração distribuída são Resolução Normativa nº 414/2010, Resolução Normativa nº 482/2012, Resolução Normativa nº 687/2015, Resolução Normativa nº 786/2017 e PRODIST.

4.3 INVESTIGAÇÃO, DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÉTRICAS DOS IMPACTOS E ADAPTAÇÕES NOS DIFERENTES AGENTES E INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO

O objetivo desta etapa é investigar, definir e avaliar as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* nos agentes e instituições do setor elétrico. Para essa avaliação, as atribuições dos agentes e das instituições do setor elétrico foram investigadas a partir de documentos disponíveis em meios eletrônicos: regras de comercialização de energia elétrica da CCEE, cursos de capacitação da CCEE e documentos da ANEEL, do CMSE e do MME.

A metodologia desenvolvida para avaliar o nível de impacto considerou os conceitos da escala de verificação de *Likert*. A escala *Likert* está entre as mais utilizadas em pesquisas. A Escala *Likert* foi criada pelo estudioso Rensis Likert em 1932, sendo um tipo de escala de resposta psicométrica utilizada em pesquisas de opinião. A Escala *Likert* é a somatória total das respostas da escala, isto é, de todos os itens *Likert*, por exemplo: (1) discordo totalmente; (2) discordo; (3) indeciso; (4) concordo e (5) concordo totalmente. Sendo assim, ela mede a distância entre as posições, tendo a função de medir, entre os questionados, o nível de concordância ou discordância da afirmação ou negação, isto é, mede a opinião dos respondentes nas proporções do menos desfavorável (total desacordo) para o mais favorável (total acordo) (GONÇALVES; LEITE, 2005).

No estudo em questão, para a avaliação das métricas dos impactos, dividiu-se em uma escala ordinal tipo *Likert* 3 níveis: (1) de baixo impacto; (2) médio impacto e (3) alto impacto. Organizou-se uma tabela com os agentes e instituições do setor elétrico. Investigou-se o nível de impacto nas atribuições desses agentes e instituições considerando a aplicação da tecnologia *blockchain* nos demais agentes ou setores com alguma relação técnica ou comercial com o agente ou com a instituição inicialmente referida. Vale ressaltar, que esta é uma avaliação preliminar, uma vez que a análise detalhada dos impactos e adaptações dos agentes e instituições do setor elétrico exige variáveis, considerações e premissas que dependem do ambiente, dos objetivos e do cenário de aplicação da arquitetura *blockchain.* A natureza dos impactos pode ser técnica, regulatória, legal e, inclusive, tributária.

4.3.1 Agentes de geração

São classificados como agentes geradores os concessionários de serviço público de geração, produtor independente de energia elétrica e autoprodutor. Esses agentes podem vender energia no ACR e no ACL (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020m).

O agente concessionário de serviço público é um agente titular de serviço público federal delegado pelo poder concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, regulamentado pela Lei nº 8987 de 13 de fevereiro de 1995 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015b).

Os agentes produtores independentes são pessoas jurídicas ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente para gerar energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015b).

O agente autoprodutor é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015b).

O quadro apresenta os níveis de impacto para os agentes de geração em uma escala ordinal tipo *Likert* de nível 1 a 3.

Para os agentes de geração denominados Concessionárias De Serviço Público De Geração, que têm como principal atribuição a exploração de ativos de geração a título de serviço público, apresentam-se os maiores níveis de impacto em três relações técnicas e comerciais: Comercializadoras x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras e Geradoras x Distribuidoras.

Os produtores independentes e autoprodutores, este último na atribuição de comercializar o excedente, possuem os mesmos níveis de impacto nas relações técnicas e comerciais que as Concessionárias De Serviço Público De Geração. Na atribuição de produzir energia com finalidade de consumo próprio, o autoprodutor apresenta níveis de impacto baixos nas suas relações técnicas e comerciais.

Quadro 1- Nível de impacto para os agentes de geração.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
De Geração: concessionárias de serviço público de geração	Exploram ativos de geração a título de serviço público	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
De Geração: produtores independentes	Produzem energia com finalidade de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
De Geração: autoprodutores	Produzem energia com finalidade de consumo próprio	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	1
		Net metering	1
		P2P	1
	Comercializam o excedente mediante autorização da ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

4.3.2 Agentes de distribuição

Os agentes desta categoria são as empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, as quais realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. No atual modelo, todos os distribuidores têm participação obrigatória ACR celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020m).

No quadro 2 é apresentado o nível de impacto para os agentes de distribuição, divididos em duas principais atribuições: comercialização de energia elétrica no ACR e concessão ou permissão de distribuição de energia elétrica. Para ambas as atribuições os maiores níveis de impacto são verificados nas relações técnicas e comerciais:

Comercializadoras x Distribuidoras, Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras, Geradoras x Distribuidoras, *Net metering* e P2P. As relações entre as comercializadoras, Comercializadoras x Geradoras e Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras apresentam baixo impacto com a inserção da tecnologia *blockchain* no setor elétrico.

Quadro 2 - Nível de impacto para os agentes de distribuição.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
De distribuição: concessionárias e permissionárias de distribuição	Comercializam energia no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3
	Possuem a concessão ou permissão de distribuição de EE	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

4.3.3 Agentes de comercialização

Fazem parte da categoria dos agentes de comercialização os agentes comercializadores de energia elétrica, os consumidores livres e dos consumidores especiais e os agentes importadores e exportadores de energia elétrica.

As empresas comercializadoras compram energia elétrica por meio de contratos bilaterais no ACL, podendo revender esta energia aos consumidores livres ou a outros comercializadores. Também podem revender aos distribuidores, neste caso, apenas nos leilões do ambiente regulado (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020m).

No quadro 3 pode ser verificado o nível de impacto da tecnologia *blockchain* nos agentes de comercialização, considerando-se as duas principais modalidades e atribuições.

Verificaram-se nos agentes comercializadores, na atribuição de representar comercialmente outro agente, o nível de impacto mais alto nas relações técnicas e comerciais

entre comercializadoras, Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras; e um nível de impacto médio no P2P. Na avaliação da relação técnica e comercial do P2P com comercializadoras, considerou-se que esse novo setor pode necessitar do agente comercializador como intermediário.

Para os agentes consumidores livres convencionais e especiais, considerados agentes de comercialização de energia elétrica, suas relações técnicas e comerciais que apresentam maior impacto estão entre Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras. Assim como, um médio impacto é atribuído à relação técnica e comercial P2P com os consumidores livre e especiais, considerando-se que se os consumidores que farão parte da rede P2P poderão comprar energia elétrica dos consumidores livre e especiais.

Quadro 3 - Nível de impacto para os agentes de comercialização.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
De comercialização: comercializadoras	Representam comercialmente outro agente	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	1
		Net metering	1
		P2P	2
De comercialização: consumidores livres convencionais e especiais	Adquire energia elétrica no ACL para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	1
		Net metering	1
		P2P	2

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

4.3.4 Consumidores cativos ou regulados

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (2010), o agente consumidor é uma pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicita o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento.

O quadro 4 apresenta o nível de impacto da implementação da tecnologia *blockchain* no setor elétrico para os agentes consumidores cativos ou regulados. Os agentes consumidores, que possuem como principal atribuição a compra da energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante, apresentam relações técnicas e comerciais mais impactadas no *Net metering* e P2P. Uma vez que são consumidores cativos e não negociam a comercialização de energia elétrica, terão relações técnicas e comerciais, além da relação com a distribuidora e *Net metering,* com no sistema P2P.

Quadro 4 - Nível de impacto para os agentes consumidores cativos ou regulados.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
Consumidores: cativos ou regulados	Compram energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	1
		Net metering	3
		P2P	3

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

4.3.5 Agentes institucionais

No ano de 2004 foi elaborado o Novo Modelo do Setor Elétrico através das Leis nº 10.847 e nº 10.848. Esse novo modelo de comercialização proposto pelo MME objetiva a modicidade tarifária, garantia da segurança de suprimento de energia elétrica, estabilização do mercado para a atração de novos investidores e a universalização do fornecimento de energia elétrica (ALMEIDA, 2008). Destacam-se seus agentes institucionais: o CNPE, o MME, o CMSE, a EPE, a ANEEL, a CCEE e o ONS.

4.3.5.1 CNPE

O CNPE foi criado pela Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997, é órgão de assessoramento do presidente da república para a formulação de políticas e diretrizes de energia. As principais atribuições do CNPE são a formulação de políticas e diretrizes de

energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e com difícil acesso. O CNPE é também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, por estabelecer diretrizes para programas específicos como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear; e por estabelecer diretrizes para a importação e a exportação de petróleo e gás natural (BRASIL, 1997).

O quadro 5 apresenta o nível de impacto para o agente institucional CNPE de acordo com sua principal atribuição para cada relação técnica e comercial.

Quadro 5 - Nível de impacto para o agente institucional CNPE.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
Institucionais: CNPE	Formula políticas e diretrizes que asseguram o suprimento de insumos energéticos a todo o país	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

As relações que apresentam maiores impactos com a aplicação da tecnologia *blockchain* no setor elétrico estão entre as Comercializadoras x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Geradoras x Distribuidoras, *Net metering* e P2P. As relações técnicas e comerciais que não envolvem geração possuem baixo impacto com a inserção da nova tecnologia, considerando que essa atribuição não se aplica diretamente a essas relações.

4.3.5.2 MME

O MME é o órgão do governo federal criado pela Lei n° 3.782 de 22 de julho de 1960, é responsável pela condução das políticas energéticas do país (BRASIL, 1960). Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME também é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e por definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020n).

O quadro 6 exibe os níveis de impactos entre as relações técnicas e comerciais para as duas principais atribuições do MME.

Na atribuição de implementar e conduzir políticas energéticas que foram formuladas pela CNPE, os maiores níveis de impacto estão nas relações com a geração de energia elétrica: Comercializadoras x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Geradoras x Distribuidoras, *Net metering* e P2P. Na atribuição de responsabilidade pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico o nível de impacto é alto entre todas as relações técnicas e comerciais considerando que a legislação é indispensável para que se possa aplicar a tecnologia *blockchain* no setor elétrico.

Quadro 6 - Nível de impacto para o agente institucional MME.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
Institucionais: MME	Implementa e conduz as políticas energética que foram formuladas pelo CNPE de acordo com a diretrizes definidas pelo CNPE	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3
	O MME é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

4.3.5.3 EPE

A EPE é uma instituição vinculada ao MME cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético. Entre suas principais atribuições estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas; e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de

energia elétrica (BRASIL, 2004b). A EPE foi instituída pela Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004, e teve sua criação regulamentada pelo Decreto nº 5.184 de 16 de agosto de 2004.

O quadro 7 apresenta os níveis de impacto das relações técnicas e comerciais para as três principais atribuições da EPE.

Na atribuição de responsabilidade pelos estudos de implantações de políticas energéticas as relações que apresentam maiores impactos estão entre Comercializadoras x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Geradoras x Distribuidoras, *Net metering* e P2P. Para a atribuição de subsídio e apoio técnico do planejamento e implementação das ações do MME para expansão e segurança do setor elétrico, os impactos de nível mais alto também estão entre Comercializadoras x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Geradoras x Distribuidoras, *Net metering* e P2P. Para a atribuição de habilitação dos empreendimentos que participam dos leilões conduzidos pela ANEEL os níveis de impactos mais elevados estão entre as relações entre Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras e Geradoras x Distribuidoras, considerando que os consumidores livres e especiais não compram energia elétrica diretamente de leilões.

Quadro 7 - Nível de impacto para o agente institucional EPE.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
Institucionais: EPE	Responsável pelos estudos de implantações da políticas energéticas, que foram formuladas pelo CNPE e conduzidas pelo MME	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3
	Subsidia e apoia tecnicamente o planejamento e implementações das ações do MME para expansão e segurança do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3
	Habilita tecnicamente os empreendimentos que participam de leilões conduzidos pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

4.3.5.4 CMSE

O CMSE é um órgão sob coordenação direta do MME, criado com a função de acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país (COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO, 2005). Suas principais atribuições incluem o acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliação das condições de abastecimento e de atendimento; realização periódica de análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificação de dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor; e elaboração de propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento do setor elétrico (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020n).

O quadro 8 demonstra o nível de impacto para o agente institucional CMSE, de acordo com suas atribuições para cada relação técnica e comercial.

Para a atribuição de acompanhar e avaliar a continuidade e segurança do suprimento energético as relações entre Comercializadoras x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Geradoras x Distribuidoras apresentam os níveis de maior impacto. Ainda nessa atribuição, a inserção da tecnologia *blockchain* no setor elétrico apresenta um médio impacto nas relações entre Comercializadoras x Distribuidoras e Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras.

Quadro 8 - Nível de impacto para o agente institucional CMSE.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
	Acompanha e avalia a continuidade e segurança do suprimento energético	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	2
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	2
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Acompanha as atividades de geração	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3

Institucionais: CMSE	Acompanha as atividades de transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Acompanha as atividades de distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3
	Acompanha as atividades de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3
	Acompanha as atividades de importação e exportação	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Acompanha as atividades de segurança do abastecimento e atendimento	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Identifica as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem ou possam afetar a regularidade e segurança do abastecimento e expansão do setor de energia	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

Na atribuição acompanhar as atividades de geração as relações mais impactadas estão entre Comercializadoras x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Geradoras x Distribuidoras, *Net metering*, P2P.

Na atribuição acompanhar as atividades de transmissão as relações de alto impacto estão entre Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras,

Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras e Geradoras x Distribuidoras.

Na atribuição de acompanhar as atividades de distribuição as relações que envolvem distribuição apresentam um nível de alto impacto entre Comercializadoras x Distribuidoras, Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras, Geradoras x Distribuidoras, *Net metering* e P2P.

Todas as relações técnicas e comerciais apresentam um alto impacto com a inserção da tecnologia *blockchain* na atribuição de acompanhar atividades de comercialização considerando seu elevado potencial de aplicação na comercialização de energia elétrica.

O CMSE também apresenta a função de acompanhar as atividades de importação e exportação. Neste caso, as relações que sofrem impacto com a implementação da tecnologia *blockchain* estão entre as comercializadoras, Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras e Geradoras x Distribuidoras. Considerou-se a exportação e importação entre submercados e países.

Na atribuição de acompanhar as atividades de segurança do abastecimento e atendimento as relações técnicas e comerciais que apresentam um alto impacto estão entre Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras e Geradoras x Distribuidoras. Os agentes geradores e distribuidores foram considerando em relação ao atendimento e à segurança do abastecimento.

Para a função de identificar as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem ou possam afetar a regularidade e segurança do abastecimento e expansão do setor de energia as relações técnicas e comerciais de maior impacto são: Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras e Geradoras x Distribuidoras. Os agentes geradores e distribuidores foram considerando em relação à segurança do abastecimento e expansão do setor elétrico.

4.3.5.5 ANEEL

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996 e teve sua constituição normatizada pelo Decreto nº 2.335 de 06 de outubro de 1997 e tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal (BRASIL, 1996). Assim como, é responsabilidade da ANEEL zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020n).

O quadro 9 apresenta o nível de impacto da inserção da tecnologia *blockchain* no setor elétrico de acordo com as atribuições da ANEEL.

Na atribuição de regular e fiscalizar a geração as relações que envolvem a geração de energia elétrica apresentam um nível de alto impacto: Comercializadoras x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Geradoras x Distribuidoras, *Net metering* e P2P. Para a função de regular e fiscalizar a transmissão e responsabilidade pelo equilíbrio econômico financeiro das concessões, as relações de nível 3 são: Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras e Geradoras x Distribuidoras.

Quadro 9 - Nível de impacto para o agente institucional ANEEL.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
	Regula e fiscaliza a geração	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3
	Regula e fiscaliza a transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Regula e fiscaliza a distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3

Institucionais: ANEEL	Zela pela qualidade dos serviços prestados e pelo estabelecimento de **tarifas** de transporte e consumo para os consumidores **cativos**, considerando a viabilidade econômica e financeira dos agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	1
	Responsável pelas regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	3
		P2P	3
	Responsável pelo equilíbrio econômico financeiro das concessões	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Responsável por licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica pelos agentes do SIN	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Responsável por mediação de conflitos entre agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	1
		Net metering	1
		P2P	1
	Fiscaliza e o regula o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

As relações que envolvem as distribuidoras apresentam um alto impacto na atribuição da ANEEL de regular e fiscalizar a distribuição de energia elétrica. Em relação à rede P2P, espera-se que as regras sejam estabelecidas pela ANEEL, logo se considerou alto impacto na aplicação da tecnologia *blockchain*.

A ANEEL também tem como função zelar pela qualidade dos serviços prestados e pelo estabelecimento de tarifas de transporte e consumo para os consumidores cativos. Para esta atribuição as relações de maior impacto são entre as geradoras e distribuidoras e *Net metering*, pois são as relações que impactam nos consumidores cativos.

A ANEEL é responsável pelas regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica e, neste ponto, todas as relações possuem um alto impacto com a inserção da tecnologia *blockchain* em função do seu elevado potencial de aplicação nesse setor.

Sobre a responsabilidade sobre o equilíbrio econômico financeiro das concessões se considerou alto impacto nas relações técnicas e comerciais que envolvem agentes distribuidores e geradores de energia elétrica, que são os que possuem concessões.

A responsabilidade por licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica pelos agentes do SIN também é uma obrigação da ANEEL. Nessa atribuição, as relações de alto impacto estão entre Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras e Geradoras x Distribuidoras. Considerou-se que esses são os agentes que participam desses leilões.

O impacto é de nível baixo para as relações na atribuição da ANEEL por ser responsável por mediação de conflitos entre agentes. Neste ponto se considerou que a tecnologia *blockchain* não influenciará diretamente.

Na função de fiscalizar e o regular o sistema isolado, todas as relações que envolvem as distribuidoras, apresentam um alto impacto. Considerou-se que no sistema isolado as aplicações da tecnologia *blockchain* serão na distribuição de energia elétrica.

4.3.5.6 ONS

O ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, é autorizado a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN e as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do sistema isolado, sob a fiscalização e regulação da ANEEL (BRASIL, 2017). O ONS tem como objetivos principais o atendimento aos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. Outra responsabilidade da instituição é a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país. O ONS foi criado pela Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655 de 2 de julho de

1998, com alterações do Decreto nº 5.081 de 14 de maio de 2004 (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA,2020).

O quadro 10 exibe o nível de impacto para o agente institucional ONS de acordo com suas 3 principais atribuições.

Para as atribuições de operar, supervisionar, controlar a geração no SIN; e visar o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema as relações de impacto alto são entre Comercializadoras x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras e Geradoras x Distribuidoras. Considerando que essas atribuições estão diretamente ligadas aos agentes geradores.

Para a atribuição de planejar e operar o sistema isolado Comercializadoras x Distribuidoras e Geradoras x Distribuidoras são as relações de alto impacto. Considerou-se que no sistema isolado as aplicações da tecnologia *blockchain* serão na distribuição de energia elétrica.

Quadro 10 - Nível de impacto para o agente institucional ONS.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
Institucionais: ONS	Opera, supervisiona e controla a geração no SIN, ou seja, é responsável por programação, despacho, operação e administração do SIN	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Visa o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema.	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Planeja e opera o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

4.3.5.7 CCEE

A CCEE é uma associação civil sem fins lucrativos mantida pelo conjunto de agentes que atuam no mercado de energia e está sujeita à autorização, fiscalização e regulamentação da ANEEL (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020o).

A CCEE viabiliza as atividades de compra e venda de energia em todo o Brasil. A instituição é responsável pelo cálculo e pela divulgação do PLD. As principais atribuições da entidade são implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização, fazer a gestão de contratos do ACR e do ACL, manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida, realizar leilões de compra e venda de energia no ACR sob delegação da ANEEL, realizar leilões de Energia de Reserva sob delegação da ANEEL, assim como efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões, apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020p).

O quadro 11 apresenta o nível de impacto da implantação da tecnologia *blockchain* para cada uma das atribuições da CCEE.

Quadro 11 - Nível de impacto para o agente institucional CCEE.

Agentes	Atribuições	Relações Técnicas e Comerciais	Nível de Impacto
	Mantém os registros dos contratos no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	2
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Coleta dados de medição e contabilização no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	2
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Efetua contabilização no MCP	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Mantém os registros dos contrato no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	1
		Net metering	1
		P2P	1

Institucionais: CCEE	Coleta dados de medição e contabilização no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	1
		Net metering	1
		P2P	1
	Apuração e divulga o PLD	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	1
		Net metering	1
		P2P	1
	Realiza a liquidação do mercado de curto prazo no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Opera os leilões de energia no ACR, desde que delegados pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	2
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Gere os montantes de energia de reserva	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Desenvolve e aplica as regras de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	3
		Comercializadoras X Geradoras	3
		Comercializadoras X Distribuidoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	3
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	3
		Geradoras X Distribuidoras	3
		Net metering	1
		P2P	1
	Administra contas setoriais como a CDE, do ACR, das Bandeira, do Consumo de Combustíveis e da Reserva Global de Reversão	Comercializadoras X Comercializadoras	1
		Comercializadoras X Geradoras	1
		Comercializadoras X Distribuidoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Geradoras	1
		Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras	1
		Geradoras X Distribuidoras	1
		Net metering	1
		P2P	1

Fonte: Elaborado pela autora (2020).

Para as funções da CCEE de manter os registros dos contratos no ACR, coletar dados de medição e contabilização no ACR e opera os leilões de energia no ACR, as relações técnicas e comerciais de alto impacto estão entre Geradoras x Distribuidoras, considerando-se qu os leilões do ACR ocorrem entre esses agentes. A relação técnica e comerciais Comercializadoras x Distribuidoras apresenta médio impacto, considerando-se que são mais raras essas atividades comerciais no ACR.

A atribuição de efetuar contabilização no MCP, realizar a liquidação do MCP no ACL, gerar os montantes de energia de reserva, desenvolver e aplicar as regras de comercialização apresentam alto impacto na inserção da tecnologia *blockchain* nas seguintes relações técnicas e comerciais: Comercializadoras x Comercializadoras, Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais X Distribuidoras e Geradoras X Distribuidoras, os quais são os agentes envolvidos nas referidas atividades.

A CCEE também possui função de manter os registros dos contrato no ACL e coletar dados de medição e contabilização no ACL. Para essas atribuições os níveis de impacto mais altos são verificados nas relações entre comercializadoras, Comercializadoras x Geradoras, Comercializadoras x Distribuidoras, Consumidores Livres ou Especiais x Geradoras, Consumidores Livres ou Especiais x Distribuidoras.

As funções de apuração e divulgação do PLD e administração de contas setoriais possuem baixo nível de impacto em todas as relações técnicas e comerciais, em função da baixa possibilidade de aplicação da tecnologia *blockchain* nessas atividades.

4.4 ESTUDO DE CASO: TESTES DA POC

Para elaboração desta etapa, realizou-se uma análise a partir das apresentações, documentos e materiais da empresa responsável pelo desenvolvimento da plataforma da PoC. Realizaram-se reuniões com a empresa desenvolvedora da plataforma e foram importantes para a definição de cenários de testes. Além disso, utilizaram-se materiais fornecidos pelas comercializadoras envolvidas no projeto para definição da regra de negócio e entendimento da aplicação da PoC, como *Request for Proposal*. As discussões através de reuniões virtuais entre todos os participantes do projeto e os questionários desenvolvidos pela UFSC também agregaram no entendimento e aplicação de testes na plataforma.

Como forma de verificar se a solução atende as regras de negócio e aos requisitos funcionais realizaram-se análises de cenários com aplicações de testes em períodos distintos e com diferentes dados e variáveis de entrada. A partir do site http://eletrikas.ufsc.orion.tech/ onde está hospedada a PoC, os cenários foram testados e validados na plataforma ou ambiente da PoC.

A próxima seção contempla uma breve apresentação do modelo de negócio demonstrando os agentes participantes e o objetivo principal da PoC.

4.4.1 Modelo de negócio

A PoC desenvolvida é um ambiente para transações de comercialização de energia elétrica no ACL. Neste ambiente, as negociações dos contratos de energia elétrica são feitas de forma livre, e entre os compradores e vendedores, estabelecidos e consolidados a partir de um contrato bilateral. Os contratos de compra e venda de energia elétrica estabelecidos entre os agentes são chamados de propostas de reserva, havendo um agente vendedor e um agente comprador em cada contrato firmado. Mensalmente as liquidações dos contratos são registradas a partir da tecnologia *blockchain*, dessa forma mensalmente ocorre o NET de operações. O NET consiste na realização de um balanço entre os contratos de compra e venda de energia entre cada par de agentes participantes da rede.

Com o objetivo de minimizar os custos com emissões de garantias financeiras que os agentes apresentam entre si, especificamente o custos de seguros, desenvolveu-se uma solução computacional, uma prova de conceito de *software*, que utiliza a tecnologia *blockchain.* A tecnologia *blockchain* é utilizada para consolidar − de forma eficaz, segura e sigilosa − os contratos de energia elétrica firmados entre os agentes da rede, criando uma rede privada e escalável (COMERC; CPFL; ENGIE, 2019). Os agentes comercializadores que participam da rede são a CPFL Energia, a Engie Energia e a Comerc Energia.

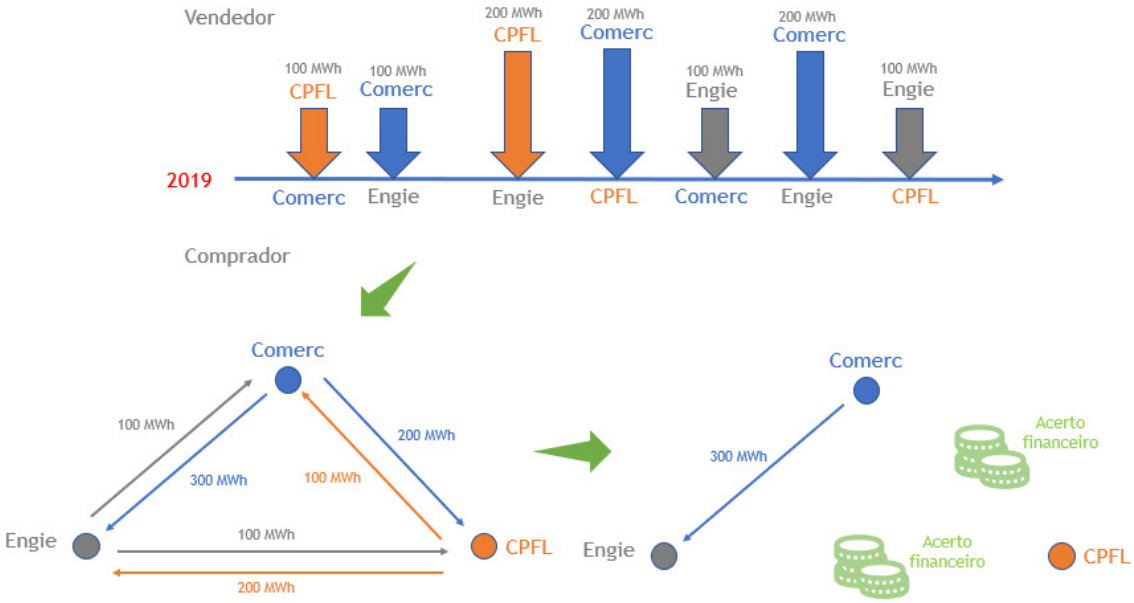
A plataforma *web* modular realiza operações em uma rede *blockchain* privada que oferece transparência, auditabilidade, confiabilidade e segurança. Neste ambiente ocorre o balanço energético a partir do encontro das operações de compra e venda de energia elétrica utilizando contratos bilaterais.

No ambiente da PoC, para lançar uma proposta de reserva o agente proponente deve inserir o tipo de energia elétrica que será comercializada (convencional ou incentivada), o

montante mensal de energia elétrica transacionado em MWh, o preço da energia elétrica comercializada no contrato em R$/MWh, o submercado de entrega da energia elétrica comercializada e o tempo do contrato de compra e venda. O agente aceitante avalia a proposta e, se estiver de acordo, assina a proposta. As propostas de reserva podem ser geradas para vários meses, sendo consolidadas parcialmente mês a mês.

Ao longo do mês são lançadas diversas propostas de compra e venda de energia elétrica entre os agentes comercializadores, sendo que cada agente pode ser comprador ou vendedor. Para cada contrato de compra e venda de energia elétrica sem o ambiente da PoC o agente comprador deve aportar a garantia ou seguro contratual relativo ao mês vigente. No exemplo apresentado na Figura 30 apresenta-se um NET de operações no ambiente da PoC resultando em apenas uma operação de garantia ou seguro contratual (COMERC; CPFL; ENGIE, 2019).

Figura 30– Exemplo do NET de operações entre os agentes.



Fonte: Comerc, CPFL e Engie (2019)

4.4.1 Testes de cenários da PoC

Esta seção discorre sobre a criação dos testes de cenários e a implementação na plataforma *web* modular para verificar se a solução atende as regras de negócio e aos requisitos funcionais do ponto de vista do usuário da PoC. Após o estudo dos documentos e materiais de planejamento disponibilizados pela empresa envolvida no desenvolvimento da

plataforma, os cenários foram criados, desenvolvidos e aplicados. Os resultados serão apresentados nessa seção.

Um planejamento de cenários para aplicação da PoC foi desenvolvido e está apresentado na Tabela 1. Observa-se que variando os dados de entrada (agentes, tipos de energia, submercado) no total existem 192 cenários distintos que podem ser testados na PoC.

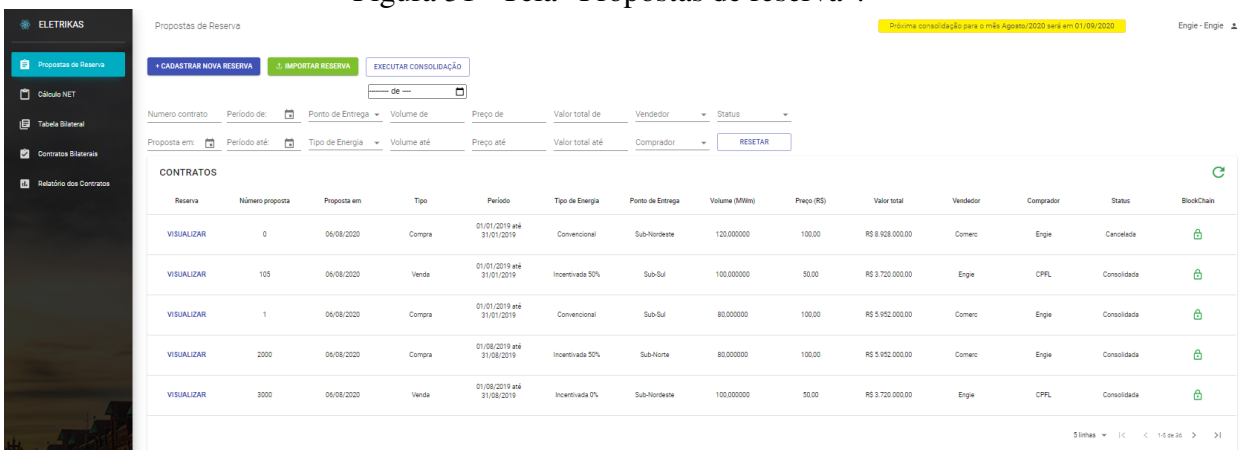
Tabela 1–Cenários para aplicação da PoC

CENÁRIOS	AGENTES	POSSIBILIDADES	TIPOS DE ENERGIA	SUBMERCADO
1	CPFL X ENGIE	32	Convencional	Sul
			Incentivada 50%	Sudeste/Centro Oeste
			Incentivada 80%	Norte
			Incentivada 100%	Nordeste
2	CPFL X COMERC	32	Convencional	Sul
			Incentivada 50%	Sudeste/Centro Oeste
			Incentivada 80%	Norte
			Incentivada 100%	Nordeste
3	ENGIE X COMERC	32	Convencional	Sul
			Incentivada 50%	Sudeste/Centro Oeste
			Incentivada 80%	Norte
			Incentivada 100%	Nordeste
4	CPFL X ENGIE X COMERC	96	Convencional	Sul
			Incentivada 50%	Sudeste/Centro Oeste
			Incentivada 80%	Norte
			Incentivada 100%	Nordeste
TOTAL	192 possibilidades			

Fonte: Elaborada pela autora (2020).

Acessando o site da plataforma *blockchain*, a partir do endereço http://eletrikas.ufsc.orion.tech/, é solicitado o usuário e senha para acesso na tela de apresentação. Cada uma das empresas possui um *login* de e-mail e senha para que possa acessar como administrador. Após efetuar o *login*, a tela inicial denominada Propostas de Reserva é apresentada conforme Figura 31. As propostas de reservas são os documentos previamente negociados entre os agentes comercializadores que utilizarem a plataforma.

Figura 31– Tela “Propostas de reserva”.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

A Figura 31 apresenta alguns dos cenários de testes aplicados, sendo que somente as operações realizadas na qual a empresa logada participa podem ser visualizadas. Nesta mesma tela são cadastradas as novas propostas de reserva. Os dados de entrada para o cadastro de propostas de reserva são número do contrato, vendedor, período de fornecimento, quantidade de energia em MWmédio ou MWh, tipo de fonte de energia, ponto de entrega e o preço contratual por MWh. A apresentação da tela para o cadastro das propostas pode ser vista na Figura 32.

Figura 32 - Tela “Cadastro de Propostas de Reserva”.

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Para o cadastro dos cenários de testes utilizou-se a forma manual (unitária), mas existe a possibilidade de importação de planilhas do *Microsoft Excel*. Após cadastrar os cenários de propostas de reserva, ela passa a ser exibida na lista de propostas de reserva e pode ser assinada ou cancelada pelo agente comprador.

Após o cadastro dos cenários pelo agente vendedor, o próximo passo é o processo de assinatura ou cancelamento de uma proposta de reserva. Essa etapa precisa ser realizada apenas pelo comprador. Foram realizados alguns testes para verificar os status das propostas, podendo apresentar “assinada”, “pendente assinatura”, “cancelada”, “pendente cancelamento” e “consolidada”.

O próximo passo é a consolidação que, de acordo com o manual, é realizada apenas para propostas de reserva que possuam mesmo período mensal, tipo de fonte de energia e ponto de entrega. Os próximos dois painéis da plataforma “Cálculo NET” e “Tabela Bilateral” são interfaces de teste e, de acordo com o manual, são utilizados apenas para verificação dos dados gerados.

A Figura 33 apresenta a tela de visualização do contrato com todos os dados definidos.

Figura 33– Tela de visualização do contrato.

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

A Tabela 2 apresenta três propostas de reservas cadastradas para testes de cenários da plataforma. Realizaram-se testes considerando horas diferentes de cada mês e os valores fecharam. Observa-se que o sistema converte as horas de cada mês de forma automática.

Tabela 2–Contratos bilaterais

Tabela bilateral				31 dias – 744h		30 dias – 720h	
Vende-dor	Compra-dor	MW méd	Volume de energia (MWh)	Preço da energia (R$/MWh)	Comprador pagará (R$)	Volume de energia (MWh)	Comprador pagará (R$)
CPFL	Comerc	80	59.520,00	150	8.928.000,00	57.600,00	8.640.000,00
Comerc	Engie	80	59.520,00	100	5.952.000,00	57.600,00	5.760.000,00
Engie	CPFL	100	74.400,00	50	3.720.000,00	72.000,00	3.600.000,00

Fonte: Elaborada pela autora (2020).

4.4.1.1 Cenário 1

A primeira etapa da consolidação é a separação dos conjuntos de propostas de reserva, com mesmo período de fornecimento, tipo de fonte de energia e ponto de entrega. O cenário 1 é estabelecido para o mês de consolidação de janeiro de 2019 e está apresentado na Tabela 3.

Tabela 3–Cenário de teste 1

jan/19					
Empresa	Fonte de Energia	Ponto de Entrega	NET Valor (R$)	Volume NET (MWh)	Garantia Financeira
CPFL	Convencional	Sub-Sul	-8.928.000,00	-59.520,00	Receber Garantia
Comerc	Convencional	Sub-Sul	2.976.000,00	0	Aportar Garantia
Engie	Convencional	Sub-Sul	5.952.000,00	59.520,00	Aportar Garantia
Engie	Incentivada 50%	Sub-Sul	-3.720.000,00	-74.400,00	Receber Garantia
CPFL	Incentivada 50%	Sub-Sul	3.720.000,00	74.400,00	Aportar Garantia

Fonte: Elaborada pela autora (2020).

Para cada conjunto, é realizada a etapa de cálculo dos valores totais comprados e vendidos por cada agente. O próximo passo do cálculo é subtrair o total de compras pelo total de vendas, obtendo o valor que esta empresa deve pagar ou receber, conhecido como Cálculo NET de Valores e Volumes. No caso do cenário 1, conforme Tabela 3, a CPFL Energia deve receber garantia no valor de R$ 5.208.000,00, a Engie Energia deve aportar garantia ou

seguro referente ao valor R$ 2.232.000,00 e a Comerc Energia deve aportar garantia ou seguro referente ao valor R$ 2.976.000,00.

Os contratos bilaterais do cenário 1 estão apresentados na Figura 34, Figura 35 e Figura 36. Neste passo o sistema demonstra quem deve pagar e quem deve receber, até que a compensação seja zerada. Observa-se na Tabela 3 e na Figura 34, Figura 35 e Figura 36 que os valores de Volume e Garantia Financeira foram "netados". Verificou-se neste cenário que os indicadores de saída conferem com os dados de entrada atendendo as regras de negócio e aos requisitos funcionais.

Observa-se que cada figura apresenta a tela obtida pelo usuário da empresa referida no título.

Figura 34– Contrato bilateral – CPFL.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	1	Janeiro/2019	Engie	CPFL	Venda	Convencional	Sub-Sul	5.952.000,00	39.680,198	Assinada	
VISUALIZAR	2	Janeiro/2019	Comerc	CPFL	Venda	Convencional	Sub-Sul	2.976.000,00	19.839,802	Assinada	
VISUALIZAR	3	Janeiro/2019	CPFL	Engie	Compra	Incentivada 50%	Sub-Sul	3.720.000,00	74.400,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 35– Contrato bilateral – ENGIE.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	1	Janeiro/2019	Engie	CPFL	Compra	Convencional	Sub-Sul	5.952.000,00	39.680,198	Assinada	
VISUALIZAR	3	Janeiro/2019	CPFL	Engie	Venda	Incentivada 50%	Sub-Sul	3.720.000,00	74.400,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 36– Contrato bilateral – COMERC.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	2	Janeiro/2019	Comerc	CPFL	Compra	Convencional	Sub-Sul	2.976.000,00	19.839,802	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

4.4.1.2 Cenário 2

O cenário 2 é estabelecido para o mês de consolidação de dezembro de 2019 e está apresentado na Tabela 4. Da mesma forma que no cenário anterior, é realizado o cálculo dos valores totais e subtraído os totais comprados e vendidos para cada conjunto. As empresas com NET de valor positivo devem aportar garantia financeira.

Tabela 4–Cálculo NET do cenário de teste 2

dez/2019					
Empresa	Fonte de Energia	Ponto de Entrega	NET Valor (R$)	Volume NET (MWh)	Garantia Financeira
Comerc	Incentivada 0%	Sub-Norte	-5.952.000,00	-59.520,00	Receber Garantia
Engie	Incentivada 0%	Sub-Norte	5.952.000,00	59.520,00	Aportar Garantia
Engie	Incentivada 0%	Sub-Nordeste	-3.720.000,00	-74.400,00	Receber Garantia
CPFL	Incentivada 0%	Sub-Nordeste	-5.208.000,00	14.880,00	Receber Garantia
Comerc	Incentivada 0%	Sub-Nordeste	8.928.000,00	59.520,00	Aportar Garantia

Fonte: Elaborada pela autora (2020).

A Figura 37, Figura 38 e Figura 39 apresentam os contratos bilaterais gerados a partir do volume resultado do cálculo NET. Verificando a Tabela 4 e a Figura 37, a Figura 38 e a Figura 39 se observa que os valores de Volume em MWh foram "netados". Verificou-se neste cenário que os indicadores de saída conferem com os dados de entrada atendendo as regras de negócio.

Figura 37– Contrato bilateral – CPFL.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	16	Dezembro/2019	Comerc	CPFL	Venda	Incentivada 0%	Sub-Nordeste	5.208.000,00	43.399,752	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 38– Contrato bilateral – ENGIE.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	15	Dezembro/2019	Engie	Comerc	Compra	Incentivada 0%	Sub-Norte	5.952.000,00	59.520,000	Assinada	
VISUALIZAR	17	Dezembro/2019	Comerc	Engie	Venda	Incentivada 0%	Sub-Nordeste	3.720.000,00	31.000,248	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 39– Contrato bilateral – COMERC.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	15	Dezembro/2019	Engie	Comerc	Venda	Incentivada 0%	Sub-Norte	5.952.000,00	59.520,000	Assinada	
VISUALIZAR	16	Dezembro/2019	Comerc	CPFL	Compra	Incentivada 0%	Sub-Nordeste	5.208.000,00	43.399,752	Assinada	
VISUALIZAR	17	Dezembro/2019	Comerc	Engie	Compra	Incentivada 0%	Sub-Nordeste	3.720.000,00	31.000,248	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

4.4.1.3 Cenário 3

O cenário 3 considerou o mês de consolidação março de 2020 e está apresentado na Tabela 5. Neste cenário, não foi possível obter os dados do cálculo NET após a consolidação então se utilizou os resultados da aba “Relatórios dos contatos bilaterais”.

Tabela 5–Relatório dos contratos bilaterais do cenário de teste 3

mar/20					
Empresa	Fonte de Energia	Ponto de Entrega	Resultados (R$)	Volume garantido (MWh)	Garantia Financeira
Engie	Convencional	Sub-Norte	-818.400,00	7.440,000	Receber garantia
CPFL	Convencional	Sub-Nordeste	744.000,00	7.440,000	Aportar garantia
Comerc	Convencional	Sub-Nordeste	-744.000,00	7.440,000	Receber garantia
Engie	Convencional	Sub-Sudeste	892.800,00	7.440,000	Aportar garantia
Comerc	Convencional	Sub-Norte	818.400,00	7.440,000	Aportar garantia
CPFL	Convencional	Sub-Sudeste	-892.800,00	7.440,000	Receber garantia

Fonte: Elaborada pela autora (2020).

É possível verificar na quarta coluna dos Resultados (R$) que os valores no total zeraram, sendo que as empresas com valores positivos aportam garantia e com os valores negativos recebem garantia. Na Figura 40, Figura 41 e Figura 42, apresentam-se os contratos bilaterais. Verificou-se neste cenário que os indicadores de saída conferem com os dados de entrada atendendo as regras de negócio.

Figura 40– Contrato bilateral – CPFL.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	25	Março/2020	CPFL	Comerc	Compra	Convencional	Sub-Nordeste	744.000,00	7.440,000	Assinada	
VISUALIZAR	26	Março/2020	Engie	CPFL	Venda	Convencional	Sub-Sudeste/CO	892.800,00	7.440,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 41– Contrato bilateral – ENGIE.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	24	Março/2020	Comerc	Engie	Venda	Convencional	Sub-Norte	818.400,00	7.440,000	Assinada	
VISUALIZAR	26	Março/2020	Engie	CPFL	Compra	Convencional	Sub-Sudeste/CO	892.800,00	7.440,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 42– Contrato bilateral – COMERC.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	24	Março/2020	Comerc	Engie	Compra	Convencional	Sub-Norte	818.400,00	7.440,000	Assinada	
VISUALIZAR	25	Março/2020	CPFL	Comerc	Venda	Convencional	Sub-Nordeste	744.000,00	7.440,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

4.4.1.4 Cenário 4

O cenário 4 é referente ao mês de consolidação abril de 2020 e está apresentado na Tabela 6 abaixo. O cálculo dos valores totais é realizado nesta etapa. Verifica-se que os valores de resultado no relatório dos contratos bilaterais zeram entre os agentes que recebem e aportam garantia.

Tabela 6–Relatório dos contratos bilaterais do cenário de teste 4

abr/20					
Empresa	Fonte de Energia	Ponto de Entrega	Resultado (R$)	Volume garantido (MWh)	Garantia Financeira
Comerc	Convencional	Sub-Sudeste	-792.000,00	4.950,000	Receber garantia
CPFL	Convencional	Sub-Sudeste	-360.000,00	2.250,000	Receber garantia
Comerc	Convencional	Sub-Sudeste	936.000,00	7.200,000	Aportar garantia
Engie	Convencional	Sub-Sudeste	360.000,00	2.250,000	Aportar garantia
Engie	Convencional	Sub-Sudeste	792.000,00	4.950,000	Aportar garantia
Engie	Convencional	Sub-Sudeste	-936.000,00	7.200,000	Receber garantia

Fonte: Elaborada pela autora (2020).

Assim como no cenário anterior, não foi possível acessar a aba do cálculo NET para exibi-la neste relatório. A mensagem “Nenhuma consolidação encontrada” apareceu no quadro da janela do cálculo NET. Portanto, utilizaram-se os resultados da aba “Relatórios dos contatos bilaterais”. A Figura 43, Figura 44 e Figura 45 apresentam os contratos bilaterais gerados pela PoC. Neste passo o sistema ou plataforma demonstra quem deve pagar e quem deve receber, até que a compensação seja zerada. Verificou-se neste cenário que os indicadores de saída conferem com os dados de entrada atendendo as regras de negócio.

Figura 43– Contrato bilateral – CPFL.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	28	Abril/2020	Engie	CPFL	Venda	Convencional	Sub-Sudeste/CO	360.000,00	2.250,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 44– Contrato bilateral – ENGIE.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	27	Abril/2020	Engie	Comerc	Compra	Convencional	Sub-Sudeste/CO	792.000,00	4.950,000	Assinada	
VISUALIZAR	28	Abril/2020	Engie	CPFL	Compra	Convencional	Sub-Sudeste/CO	360.000,00	2.250,000	Assinada	
VISUALIZAR	29	Abril/2020	Comerc	Engie	Venda	Convencional	Sub-Sudeste/CO	936.000,00	7.200,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 45– Contrato bilateral – COMERC.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	27	Abril/2020	Engie	Comerc	Venda	Convencional	Sub-Sudeste/CO	792.000,00	4.950,000	Assinada	
VISUALIZAR	29	Abril/2020	Comerc	Engie	Compra	Convencional	Sub-Sudeste/CO	936.000,00	7.200,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

4.4.1.5 Cenário 5

O cenário 5 representa as propostas de reserva referentes ao mês de consolidação maio de 2020 e está apresentado na Tabela 7. Nesta etapa é efetuado o cálculo dos valores totais, subtraindo os totais comprados e vendidos para cada conjunto. Para todos os NETs de valores, as compensações zeram, demonstrando o funcionamento correto da plataforma.

Tabela 7–Cálculo NET do cenário de teste 5

mai/20					
Empresa	Fonte de Energia	Ponto de Entrega	NET Valor (R$)	Volume NET (MWh)	Garantia Financeira
Comerc	Convencional	Sub-Nordeste	-10.713.600,00	-119.040,000	Receber garantia
Engie	Convencional	Sub-Nordeste	10.713.600,00	119.040,000	Aportar garantia
Engie	Incentivada 50%	Sub-Norte	-4.910.400,00	-44.640,000	Receber garantia
CPFL	Incentivada 50%	Sub-Norte	4.910.400,00	44.640,000	Aportar garantia
CPFL	Incentivada 80%	Sub-Norte	-11.904.000,00	-148.800,000	Receber garantia
Comerc	Incentivada 80%	Sub-Norte	11.904.000,00	148.800,000	Aportar garantia

Fonte: Elaborada pela autora (2020).

Na Figura 46, Figura 47 e Figura 48, apresentam-se os contratos bilaterais gerados a partir do volume resultado do cálculo NET anterior. Verificou-se neste cenário que os indicadores de saída conferem com os dados de entrada atendendo as regras de negócio.

Figura 46– Contrato bilateral – CPFL.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	34	Maio/2020	CPFL	Engie	Compra	Incentivada 50%	Sub-Norte	4.910.400,00	44.640,000	Assinada	
VISUALIZAR	35	Maio/2020	Comerc	CPFL	Venda	Incentivada 80%	Sub-Norte	11.904.000,00	148.800,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 47– Contrato bilateral – ENGIE.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	33	Maio/2020	Engie	Comerc	Compra	Convencional	Sub-Nordeste	10.713.600,00	119.040,000	Assinada	
VISUALIZAR	34	Maio/2020	CPFL	Engie	Venda	Incentivada 50%	Sub-Norte	4.910.400,00	44.640,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 48– Contrato bilateral – COMERC.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	33	Maio/2020	Engie	Comerc	Venda	Convencional	Sub-Nordeste	10.713.600,00	119.040,000	Assinada	
VISUALIZAR	35	Maio/2020	Comerc	CPFL	Compra	Incentivada 80%	Sub-Norte	11.904.000,00	148.800,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

4.4.1.6 Cenário 6

O cenário 6 é referente ao mês de consolidação junho de 2020 e está apresentado na Tabela 8. O cálculo dos valores totais é realizado nesta etapa subtraindo os totais comprados e vendidos para cada conjunto.

Tabela 8–Cálculo NET do cenário de teste 6

jun/20					
Empresa	Fonte de Energia	Ponto de Entrega	NET Valor (R$)	Volume NET (MWh)	Garantia Financeira
Comerc	Convencional	Sub-Sudeste	-3.492.000,00	-36.000,00	Receber garantia
CPFL	Convencional	Sub-Sudeste	3.492.000,00	36.000,00	Aportar garantia
CPFL	Incentivada 80%	Sub-Nordeste	-9.792.000,00	-122.400,00	Receber garantia
Engie	Incentivada 80%	Sub-Nordeste	9.792.000,00	122.400,00	Aportar garantia
Engie	Incentivada 80%	Sub-Sul	-16.848.000,00	-187.200,00	Receber garantia
Comerc	Incentivada 80%	Sub-Sul	16.848.000,00	187.200,00	Aportar garantia

Fonte: Elaborada pela autora (2020).

Na Figura 49, Figura 50 e Figura 51, apresentam-se os contratos bilaterais gerados a partir do volume resultado do cálculo NET anterior. Como pode ser analisado nos seis cenários apresentados, as compensações zeraram, ou seja, os indicadores de saída conferem com os dados de entrada. Isso indica que a solução atende as regras de negócio. Assim como nos testes anteriores, aparecem somente as propostas de reserva de energia para a empresa vendedora ou compradora, ou seja, os documentos são restritos à empresa agente logada na plataforma.

Figura 49– Contrato bilateral – CPFL.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	36	Junho/2020	CPFL	Comerc	Compra	Convencional	Sub-Sudeste/CO	3.492.000,00	36.000,000	Assinada	
VISUALIZAR	37	Junho/2020	Engie	CPFL	Venda	Incentivada 80%	Sub-Nordeste	9.792.000,00	122.400,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 50– Contrato bilateral – ENGIE.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	37	Junho/2020	Engie	CPFL	Compra	Incentivada 80%	Sub-Nordeste	9.792.000,00	122.400,000	Assinada	
VISUALIZAR	38	Junho/2020	Comerc	Engie	Venda	Incentivada 80%	Sub-Sul	16.848.000,00	187.200,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

Figura 51– Contrato bilateral – COMERC.

Contrato	Número do contrato	Mês Consolidação/Ano	Comprador	Vendedor	Tipo	Energia	Ponto de Entrega	Garantia Financeira (R$)	Volume Garantido (MWh)	Status	Blockchain
VISUALIZAR	36	Junho/2020	CPFL	Comerc	Venda	Convencional	Sub-Sudeste/CO	3.492.000,00	36.000,000	Assinada	
VISUALIZAR	38	Junho/2020	Comerc	Engie	Compra	Incentivada 80%	Sub-Sul	16.848.000,00	187.200,000	Assinada	

Fonte: Elaborada pela autora (2020)

4.5 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA POC NOS AGENTES, NAS INSTITUIÇÕES E NAS ASSOCIAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO

Este instrumento tem como objetivo a avaliação dos impactos da PoC nos agentes de mercado, instituições e nas associações do setor elétrico brasileiro.

A partir dos processos e indicadores definidos e organizados em etapas anteriores, criou-se um formulário, primeiramente no formato de planilhas, para que o avaliador verifique os impactos da aplicação da tecnologia em todos os agentes e associações do setor elétrico. Nesse estudo as possibilidades de respostas seguem uma escala ordinal tipo *Likert de* três níveis: (1) de baixo impacto, (2) médio impacto e (3) alto impacto. Nesse instrumento também há um espaço para considerações finais do avaliador para cada agente.

A partir das planilhas citadas anteriormente, construiu-se o instrumento nas plataformas *Typeform* e *Google Forms,* a fim de se obter uma interface mais prática e de fácil utilização para o avaliador. A plataforma está disponível para uso gratuito no endereço https://forms.gle/Vsqd4tWkd3zNVDnH6.

Apresenta-se a seguir o instrumento desenvolvido na *Typeform*. Inicialmente se apresenta o instrumento de avaliação dos impactos da PoC nos agentes, nas instituições e nas associações do setor elétrico. Após, apresenta-se a avaliação desses impactos nos agentes, nas instituições e nas associações do setor elétrico. As avaliações são complementares, entretanto, no instrumento o avaliador pode fazer a avaliação completa ou parcial.

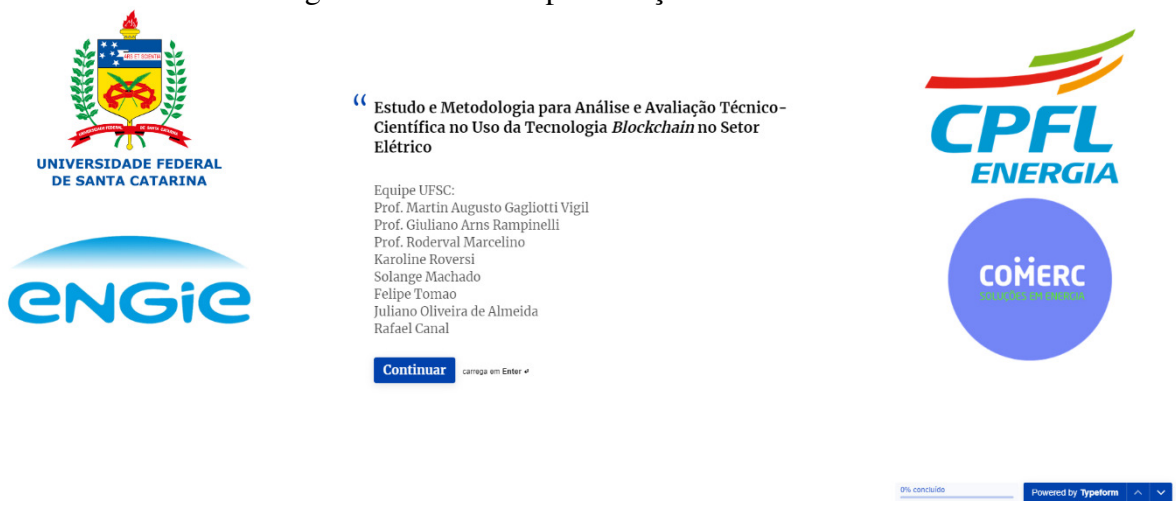
4.5.1 Instrumento de avaliação dos impactos da POC nos agentes e nas instituições do setor elétrico

Este estudo apresenta o instrumento para análise dos impactos da PoC nos agentes consumidores, comercializadores, distribuidores e geradores de energia elétrica; e nas instituições do setor elétrico ANEEL, CCEE, MME, ONS, CNPE, EPE, CMSE com exemplo de aplicação. Desenvolveu-se esse instrumento inicialmente no Excel e esses dados estão disponíveis nos anexos O1 a T1.

Acessando o site do instrumento avaliativo se encontra a tela inicial, a qual está apresentada na Figura 52. Nesta tela se exibe o nome do instrumento “Estudo e Metodologia

para Análise e Avaliação Técnico-Científica no Uso da Tecnologia *Blockchain* no Setor Elétrico" e o nome da equipe responsável pelo seu desenvolvimento.

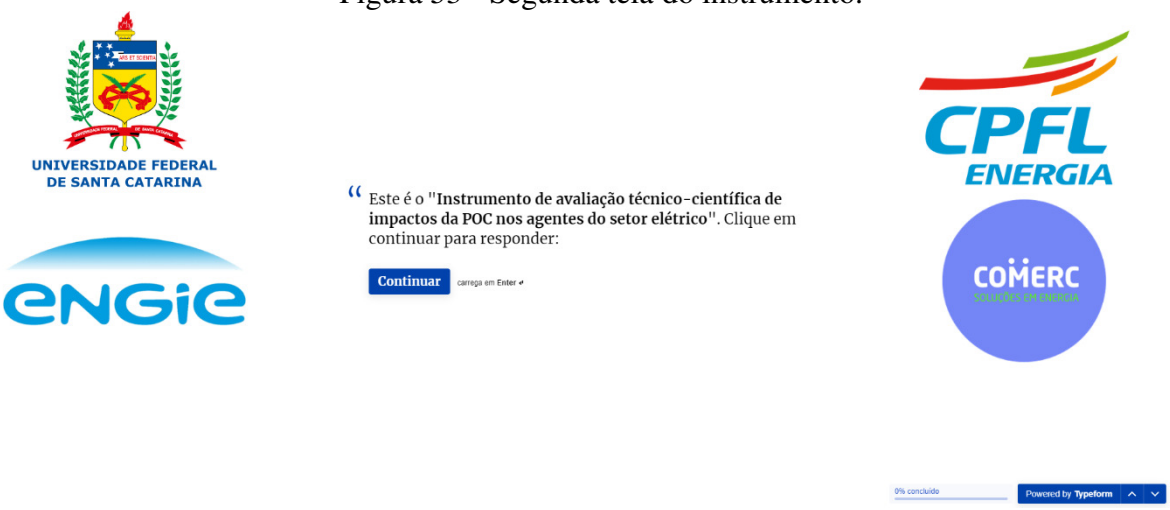
Figura 52 - Tela de apresentação do instrumento.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

A Figura 53 exibe a segunda tela do instrumento de avaliação. Nesta etapa se solicita ao avaliador que clique em continuar para responder o formulário.

Figura 53 - Segunda tela do instrumento.

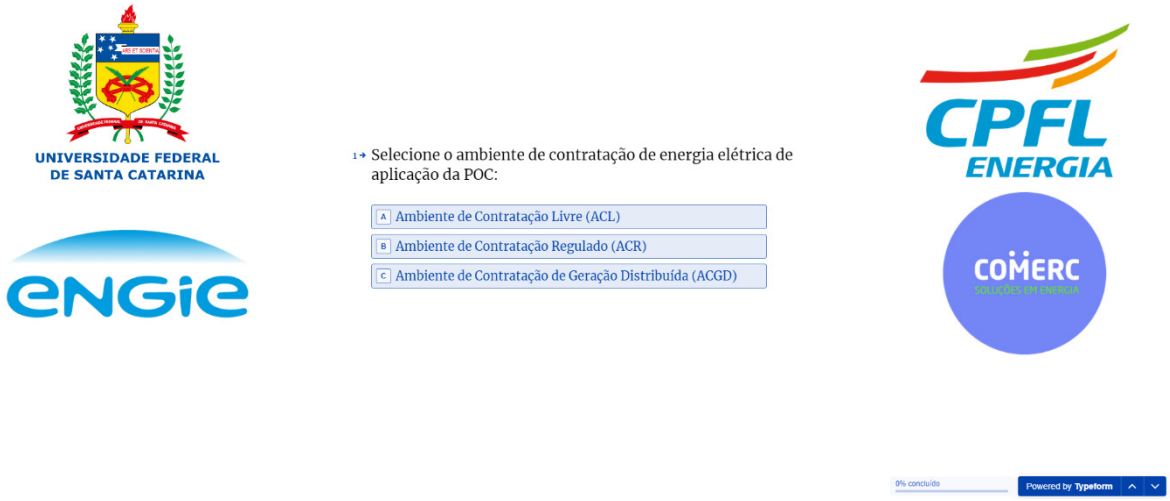


Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Após as telas de apresentação do projeto e do instrumento de avaliação, no próximo passo se inicia a avaliação. A Figura 54 apresenta a tela em que o avaliador seleciona o

ambiente de contratação de energia elétrica de aplicação da PoC. Nessa tela há opção de avaliação no ACL, no ACR e no ACGD.

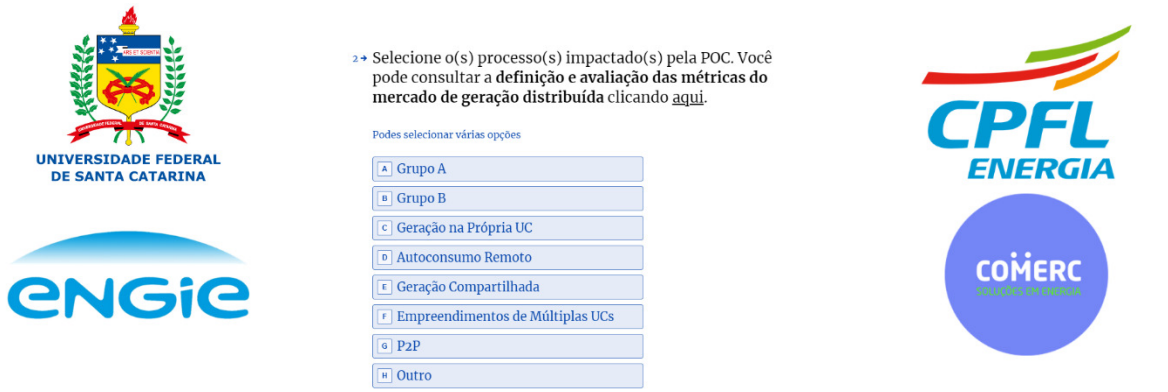
Figura 54 - Tela para seleção do ambiente de contratação de energia elétrica de aplicação da PoC.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Para a demonstração de utilização desse instrumento se utilizou um novo ambiente de comercialização de energia elétrica: o ACGD. O ACGD é um ambiente em que ainda não há regulação, uma vez que a comercialização de energia elétrica na geração distribuída ainda não é permitida no Brasil. Entretanto, considerando aplicações de comercialização P2P de energia elétrica em outros países, considerou-se esse ambiente nesse estudo como ACGD. A Figura 55 apresenta a sequência de avaliação.

Figura 55 - Tela para seleção do(s) processo(s) impactados pela PoC.

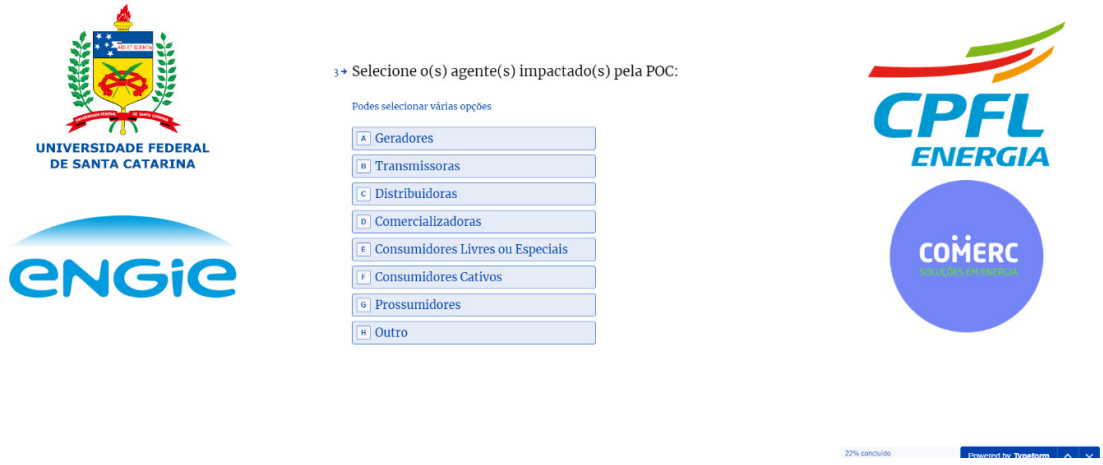


Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Nessa etapa o avaliador seleciona os processos que serão impactos pela implementação da PoC, sendo possível a seleção de mais de um processo. O avaliador também pode consultar por meio do link apresentado na tela, a tabela de definição e avaliação das métricas do mercado de geração distribuída, tanto para o ACGD quanto para o *Net metering*. Desenvolveu-se essa tabela nos anexos M1 e N1.

Após selecionar os processos, o avaliador seleciona o(s) agente(s) impactado(s) pela PoC. A tela para seleção pode ser verificada na Figura 56.

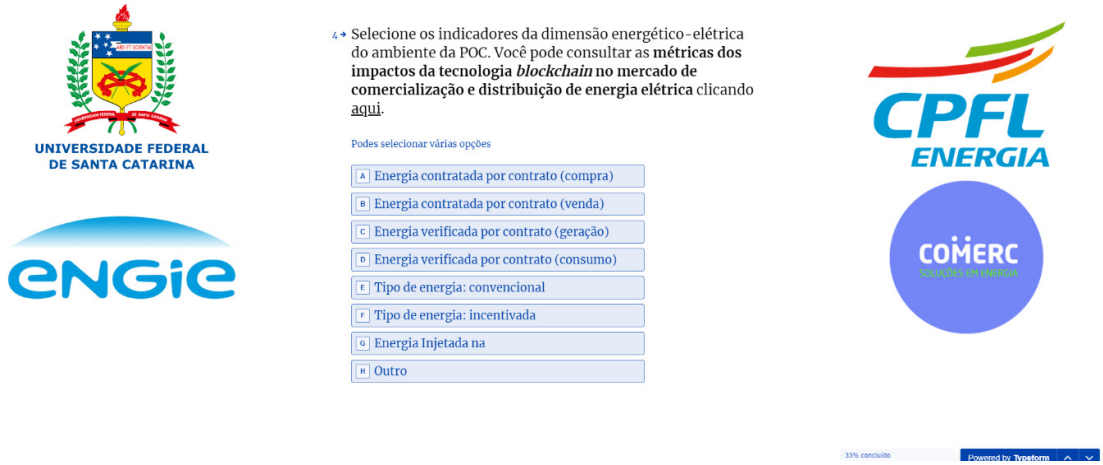
Figura 56 - Tela para seleção do(s) agente(s) impactado(s) pela PoC.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

O próximo passo da avaliação é a seleção do(s) indicador(es) da dimensão energético-elétrica do ambiente da PoC. Apresenta-se essa tela na Figura 57.

Figura 57 - Tela para seleção do(s) indicador(es) da dimensão energético-elétrica do ambiente da PoC.

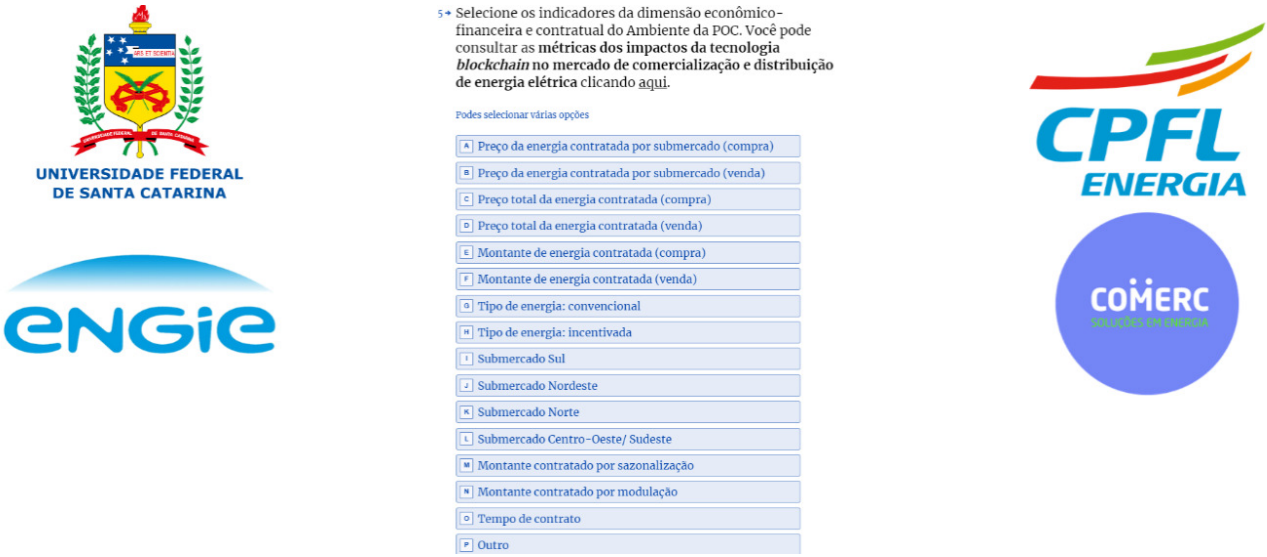


Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Nessa e nas próximas três telas o avaliador pode consultar as métricas dos impactos da tecnologia no mercado de comercialização e distribuição de energia elétrica por meio do link apresentado na tela. Desenvolveu-se essa tabela nos anexos K1, L1, M1 e N1.

Após a seleção dos indicadores da dimensão energético-elétrica do ambiente da PoC, o avaliador seleciona os indicadores da dimensão econômico-financeira e contratual do ambiente da PoC conforme Figura 58.

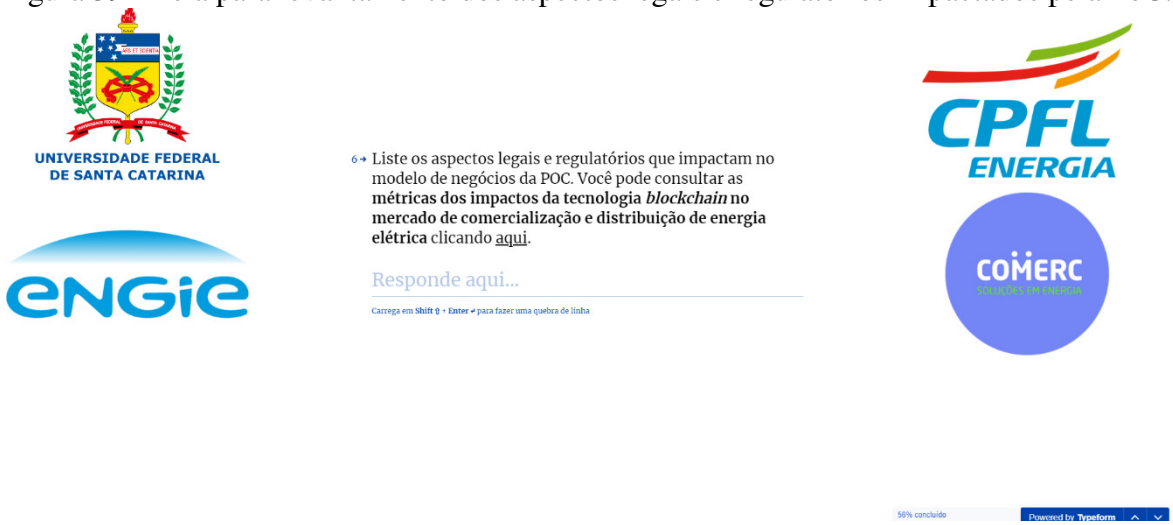
Figura 58 - Tela para seleção do(s) indicador(es) da dimensão econômico-financeira e contratual.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Na sequência é solicitado ao avaliador que liste os aspectos legais e regulatórios que impactam no modelo de negócios da PoC. Apresenta-se essa tela na Figura 59.

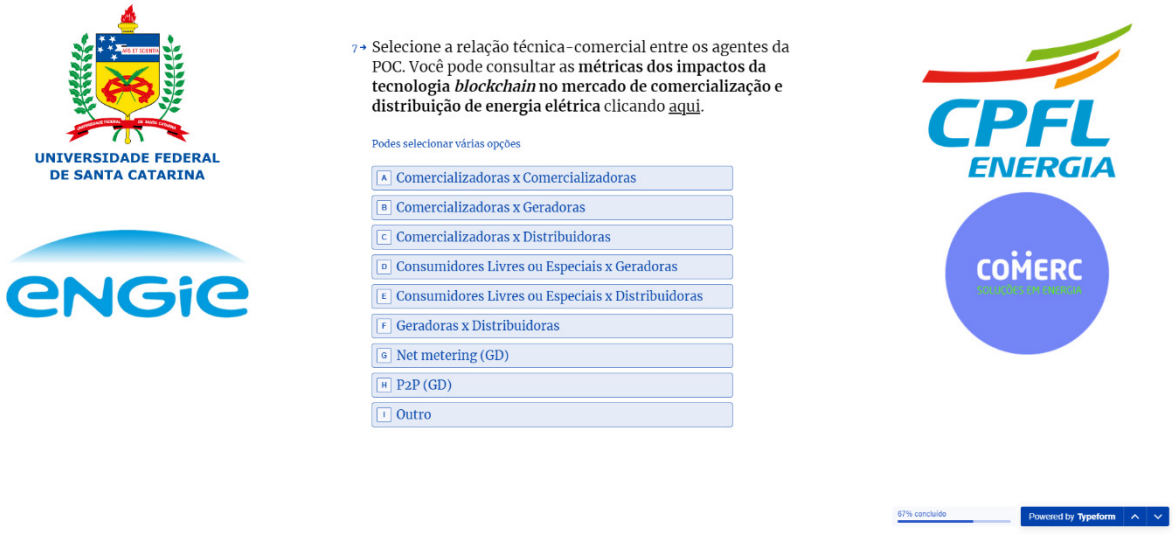
Figura 59 - Tela para levantamento dos aspectos legais e regulatórios impactados pela PoC.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

A próxima etapa do instrumento de avaliação é a seleção da relação técnica-comercial entre os agentes da PoC. A ferramenta de avaliação desenvolvida pode ser utilizada para aplicações da PoC entre qualquer relação técnica, permitindo que sejam selecionadas mais de uma opção. A Figura 60 apresenta a tela desta etapa.

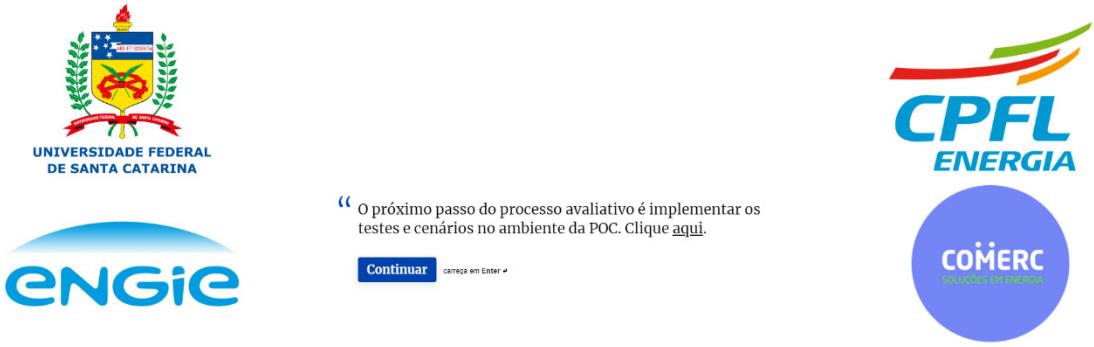
Figura 60 - Tela para seleção da relação técnica-comercial entre os agentes da PoC.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

No próximo passo do formulário o avaliador realizará os testes nos cenários do ambiente da PoC. A tela com o acesso para a PoC está demonstrada na Figura 61.

Figura 61 - Tela para seleção da relação técnica-comercial entre os agentes da PoC.



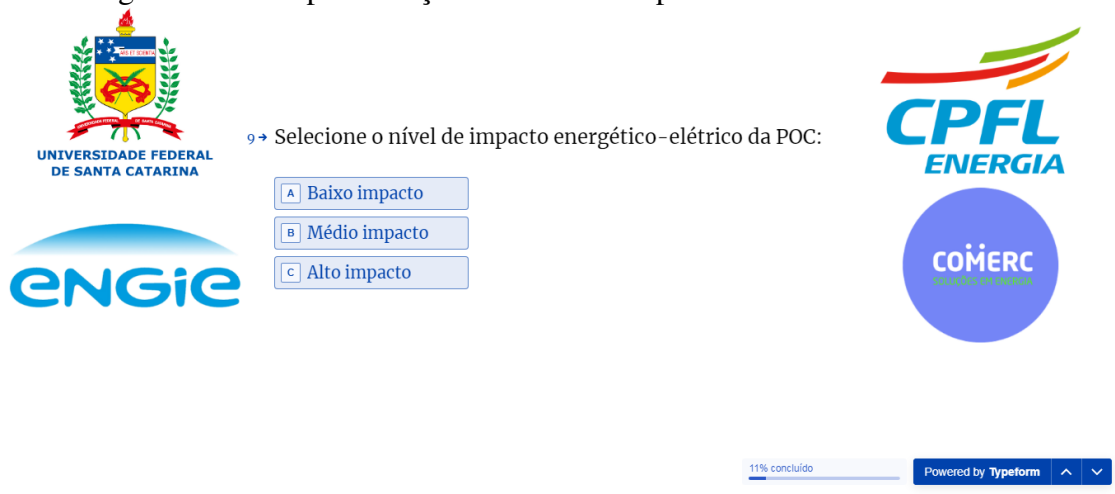
Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Na próxima tela se confirma que os testes de avaliação no ambiente da PoC foram realizados, sendo que para seguir o processo avaliativo esta etapa é necessária. Apresentaram-se na seção 4.4.1 os testes realizados na PoC.

Nas próximas etapas o avaliador atribui o nível de impacto da PoC nos agentes do setor elétrico: agentes de geração, agentes de distribuição, agentes de comercialização, consumidores livres e especiais; e consumidores cativos. Os questionários foram elaborados para cada um dos agentes e para cada dimensão: energético-elétrico, econômico-financeiro, contratual, legal e regulatório; e tributário.

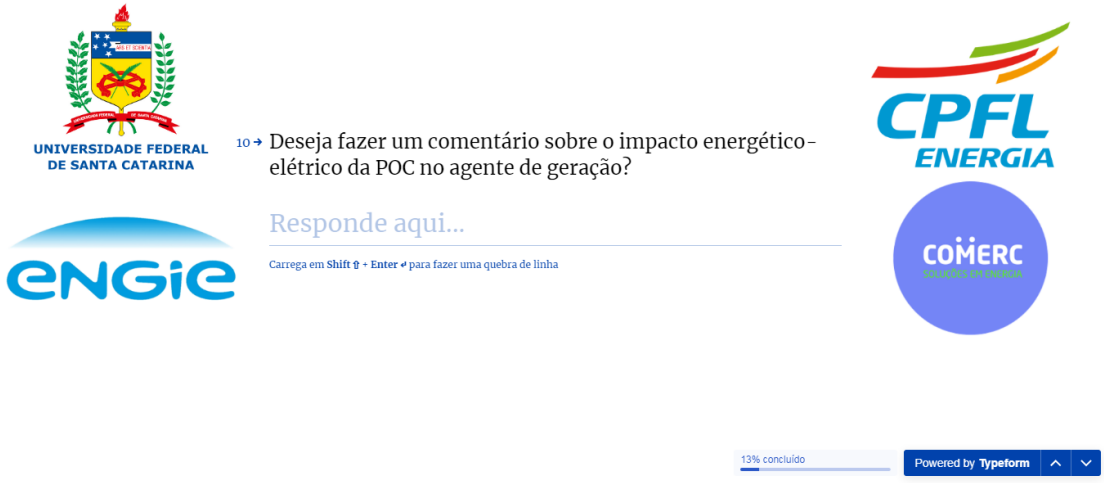
Na Figura 62 e na Figura 63, apresentam-se as telas considerando como exemplo o agente de geração e a dimensão energética-elétrica.

Figura 62 - Tela para seleção do nível de impacto das dimensões da PoC.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

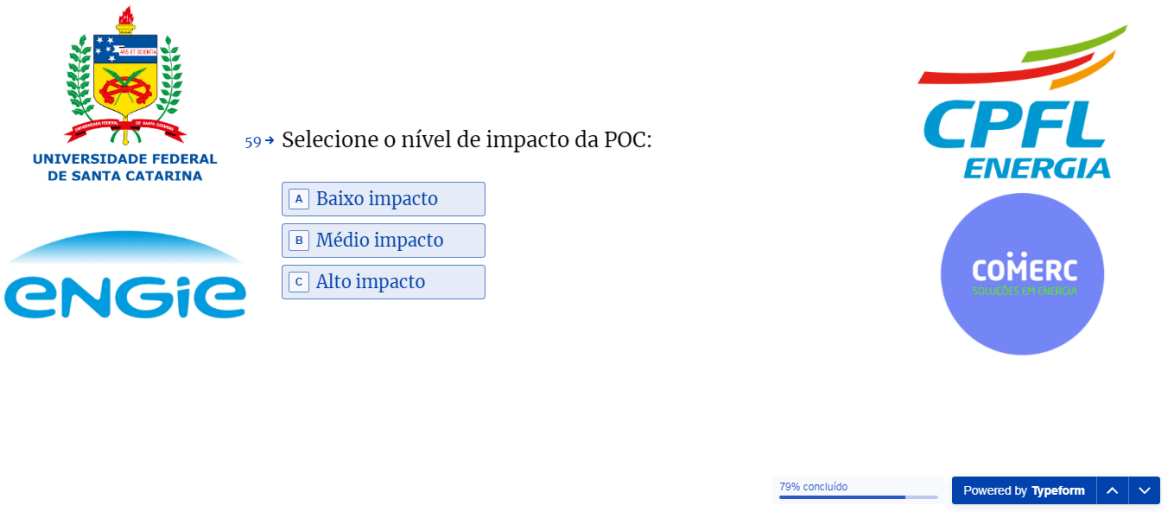
Figura 63 - Tela para comentário sobre o impacto das dimensões da PoC para o agente.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

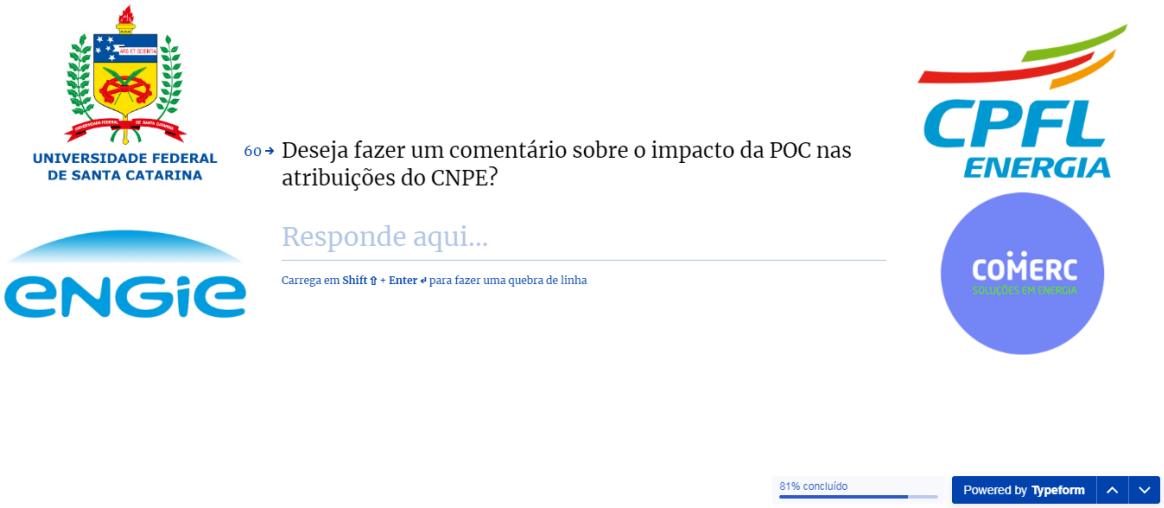
Por fim, o avaliador fornecerá o nível de impacto da PoC nas atribuições das instituições do setor elétrico: CNPE, MME, EPE, CMSE, ANEEL, ONS e CCEE. A Figura 64 e a Figura 65 apresentam os questionamentos utilizando como exemplo a instituição CNPE.

Figura 64 - Tela para seleção do nível de impacto da PoC na instituição.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Figura 65 - Tela para comentário sobre o impacto das dimensões da PoC nas atribuições da instituição.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

O resultado da avaliação de impacto nos agentes e associações será apresentado na seção 4.5.3. em conjunto com o resultado da avaliação das associações.

4.5.2 Instrumento de avaliação dos impactos da POC nas associações do setor elétrico

Esta seção apresenta o complemento do instrumento apresentado na seção 4.5.1. A complementação possibilitará a análise dos impactos da PoC nas associações: Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica (ABCE), Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE), Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE), Associação de Geração Distribuída (ABGD), Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Hidrelétricas (APINE), Associação Brasileira de Normas Técnica (ABNT), Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE), Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA), Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE), Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (ABRAGEL), Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET), Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e

Centrais Geradoras (ABRAPCH) e Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). Aplicaram-se os questionamentos sobre o impacto da PoC nas associações em 16 associações. O instrumento completo apresenta 106 questões para seleção ou comentários.

A Figura 66 exibe a tela inicial da avaliação do nível de impacto da POC nas atribuições das associações do setor elétrico.

Figura 66 – Tela inicial de avaliação do impacto da PoC nas associações do setor elétrico.

Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Utilizando como exemplo a ABCE, a Figura 67 e a Figura 68 apresentam as telas do instrumento em que se solicita ao avaliador para selecionar o nível de impacto da PoC na associação.

Figura 67 - Tela para seleção do nível de impacto da PoC na associação

Fonte: Elaborado pela autora (2020)

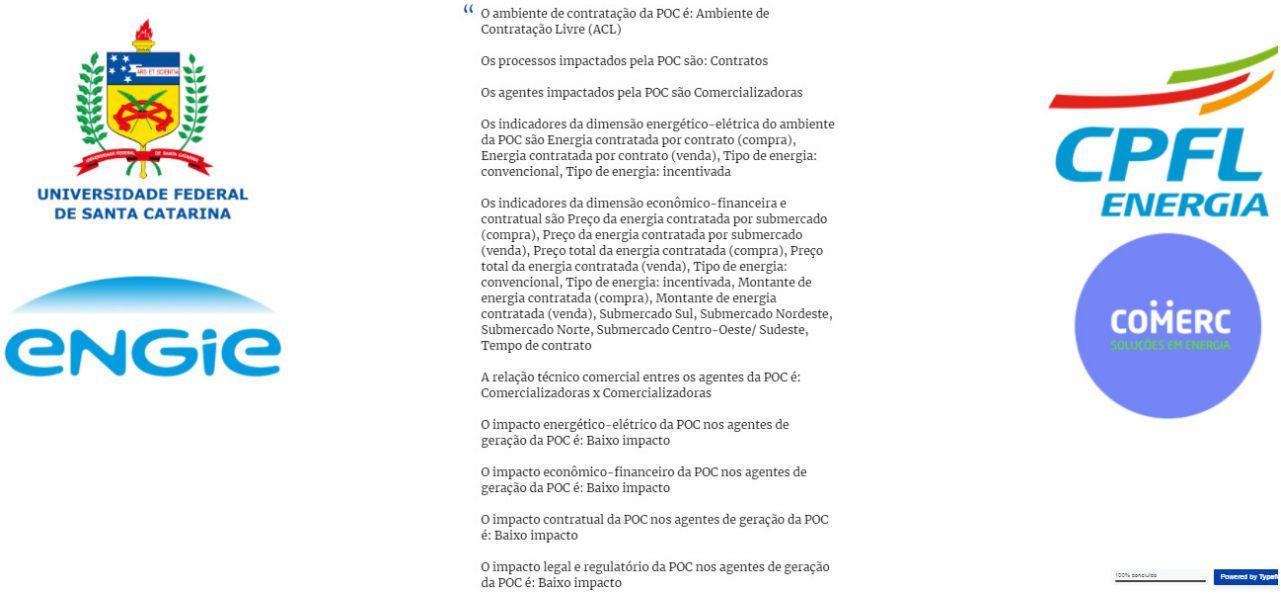
Figura 68- Tela para comentário sobre o impacto das dimensões da PoC nas atribuições da associação.

Fonte: Elaborado pela autora (2020)

4.5.3 Os resultados da avaliação dos impactos da POC nos agentes, nas instituições e nas associações do setor elétrico

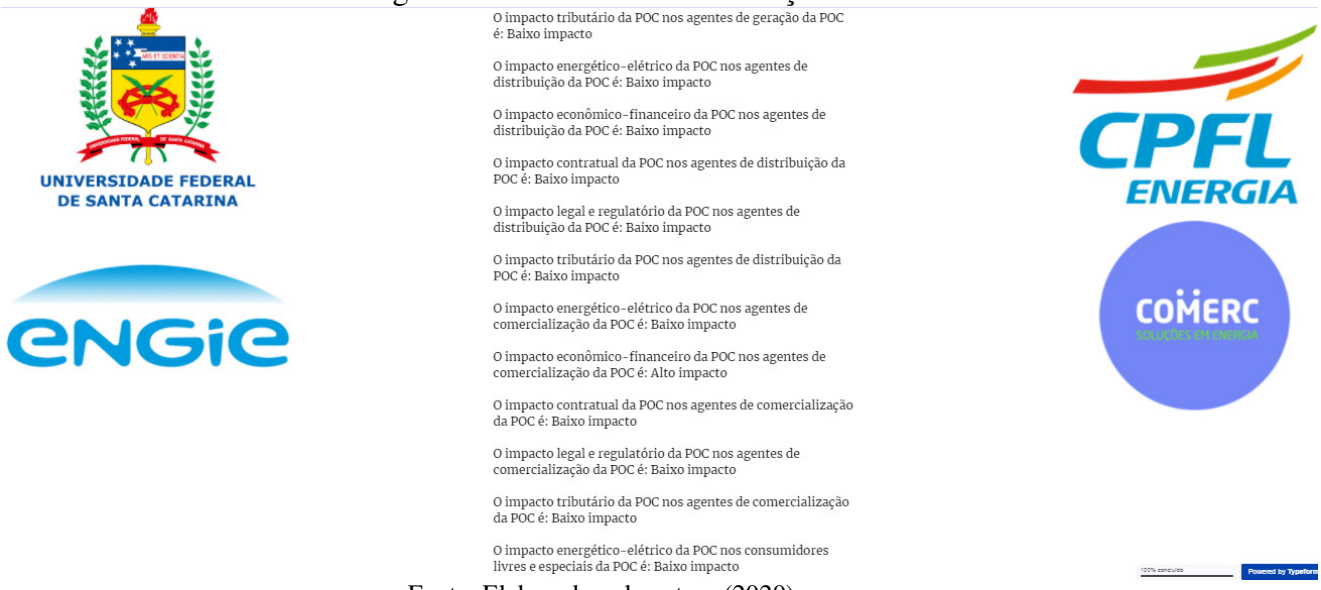
Após o avaliador concluir seu trabalho a plataforma exibirá o relatório conforme Figura 69, Figura 70 e
Figura 71. Neste exemplo, considerou-se a aplicação da PoC no ACL, conforme foi projetada.

Figura 69 - O relatório da avaliação.



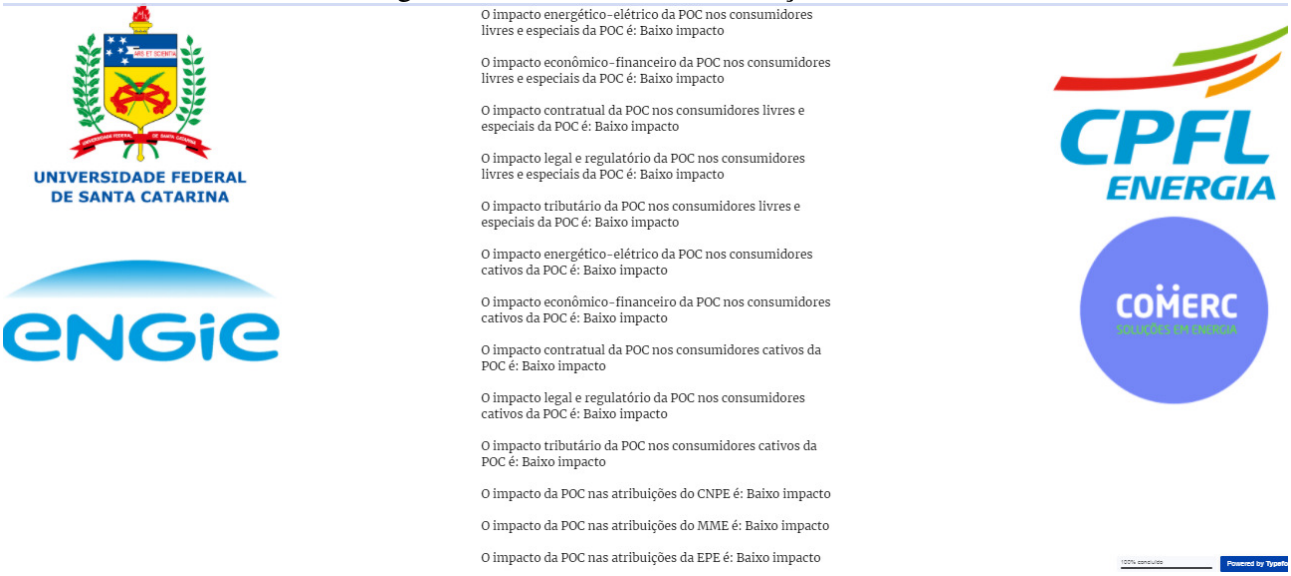
Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Figura 70 – O relatório da avaliação.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

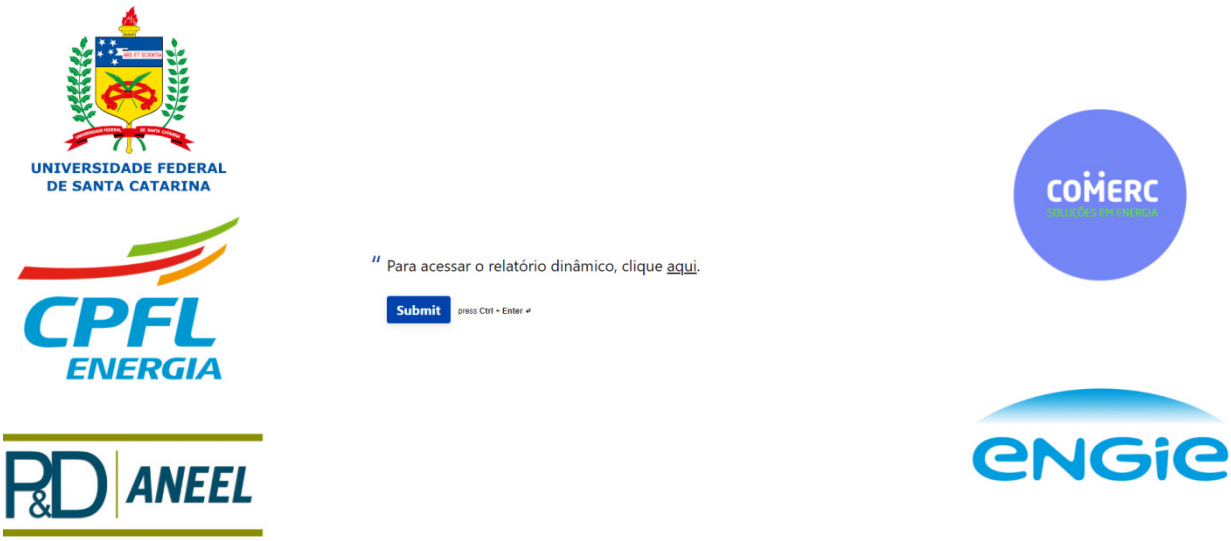
Figura 71 - O relatório da avaliação.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Após visualizar esse relatório a plataforma questiona se o avaliador deseja enviá-lo. Caso clique em sim; uma tela, conforme Figura 72, informará as próximas opções.

Figura 72 - Opção de visualizar o relatório dinâmico.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

O avaliador tem a opção de acessar um relatório dinâmico, caso clique na opção disponibilizada na Figura 72. Esse relatório dinâmico foi desenvolvido por meio do *Microsoft*

Power Business Intelligence com o objetivo de aperfeiçoar a apresentação do relatório apresentado anteriormente na Figura 69, Figura 70 e Figura 71.

O relatório dinâmico da aplicação da PoC no ACL pode ser visualizado na

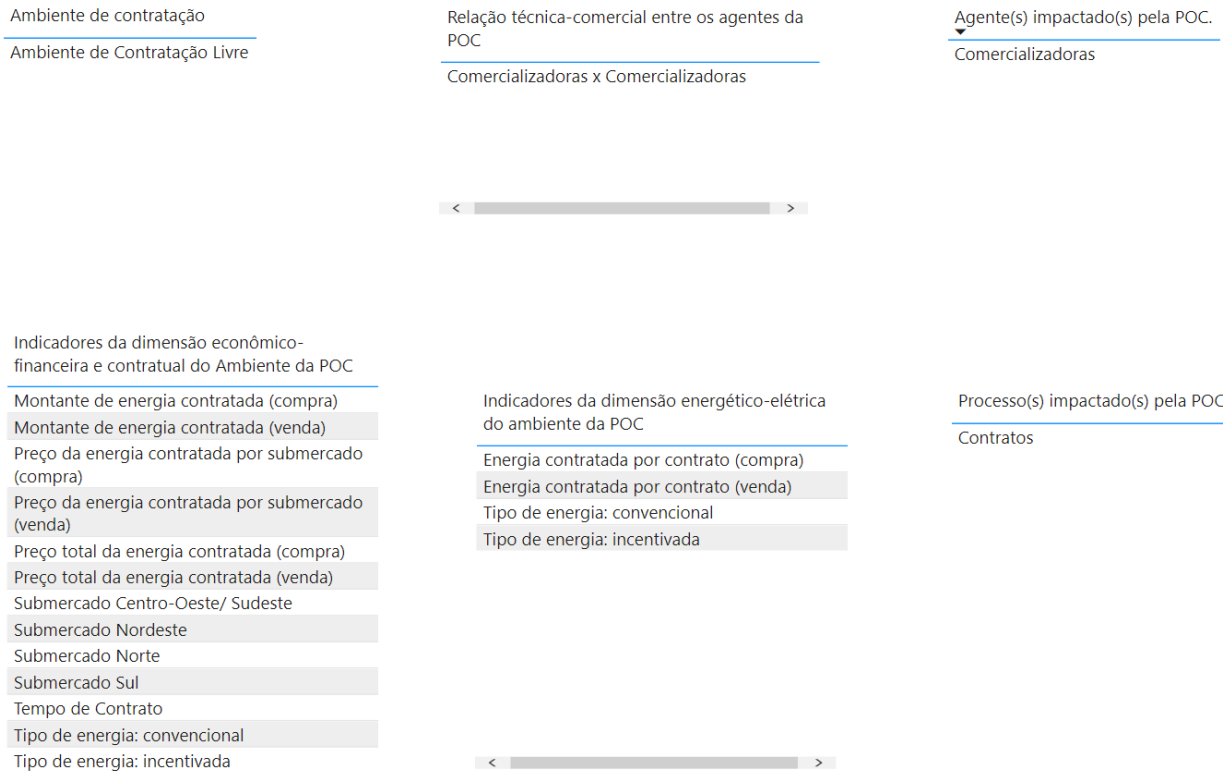
Figura 73, Figura 74 e Figura 75. Inicialmente, apresentam-se o título do estudo e a equipe desenvolvedora do instrumento de avaliação.

Figura 73 - O relatório dinâmico.

Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Na segunda tela se apresentam os dados selecionados pelo avaliador ao responder as questões, conforme Figura 74. Ressaltam-se que a PoC atualmente é aplicada no ACL, por e somente entre comercializadoras; e que se aplica nos basicamente nos contratos.

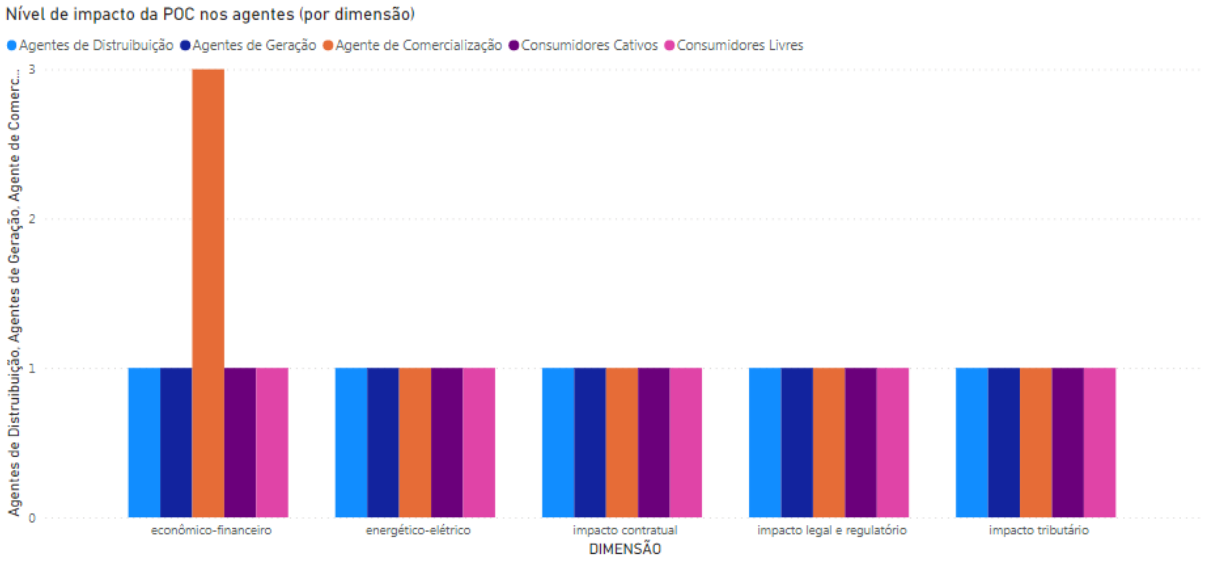
Figura 74 – O relatório dinâmico.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Apresentam-se na Figura 75 os gráficos com os resultados da avaliação.

Figura 75 – O relatório dinâmico.



Fonte: Elaborado pela autora (2020)

Observa-se elevado impacto apenas na relação econômico-financeira dos agentes comercializadores para essa aplicação da PoC. Médio ou elevado impactos não são observados nos agentes institucionais e nas associações do setor elétrico nessa aplicação da PoC.

Por fim, ressalta-se que a avaliação do impacto e adaptações de agentes e instituições do setor elétrico, apresentada nesta seção, é preliminar, sendo indicativa para relações contratuais. Entretanto, a metodologia definida e proposta pode ser aplicada, uma vez que sejam conhecidos e definidos objetivos, em distintos ambientes e cenários para implementação da arquitetura *blockchain*. Em função da aplicação e abrangência, os impactos podem ter distintas escalas e naturezas.

4.6 PROPOSTAS DE APLICAÇÕES DA TECNOLOGIA BOCKCHAIN NO SETOR ELÉTRICO

Neste capítulo, sugerem-se alguns cenários para aplicação da tecnologia *blockchain* no mercado brasileiro de comercialização e distribuição de energia elétrica. O objetivo desta etapa é investigar e propor aplicações da tecnologia *blockchain* no setor elétrico, incluindo os mercados de energia elétrica e a geração distribuída.

Utilizaram-se as contribuições recebidas em um evento de um *brainstorm* realizado com colaboradores da CPFL Energia. Realizou-se um *brainstorm* com duração de aproximadamente 3 horas. Utilizaram-se o Microsoft Teams e Google Jamboard como instrumentos de auxílio ao *brainstorm*. A primeira dinâmica utilizou a técnica SWOT e teve como tema os problemas ou desafios nos processos nos diferentes setores da empresa, não abordando o tema *blockchain*. A segunda dinâmica não utilizou uma técnica específica de *brainstorm*. Nessa segunda etapa, os colaboradores foram convidados, a partir de suas experiências e visões, a compartilhar ideias sobre possíveis aplicações da tecnologia *blockchain* no cotidiano utilizando o Jamboard.

A partir dessas contribuições, elaboraram-se os seguintes cenários para possíveis estudos de pesquisa e desenvolvimento.

4.6.1 Cenários de aplicação da tecnologia no mercado de comercialização e distribuição de energia elétrica

Como resultados de estudos anteriores, amadurecimento de conhecimento técnico e científico e discussões realizadas durante as reuniões, estes cenários de aplicação da tecnologia no mercado de comercialização e distribuição de energia elétrica foram propostos.

4.6.1.1 Proposta 1a

Sistema computacional baseado em tecnologia blockchain aplicado no ambiente de contratação livre - cabeça de série

Este cenário propõe a continuidade deste projeto transformando-o em um cabeça de série. Muitas ressalvas foram feitas na aplicação da metodologia computacional mostrando

que a PoC necessita de novos estudos e desenvolvimento para se tornar um sistema completo e usual. Apesar desta proposta ser um projeto do tipo cabeça de série onde a exigência de originalidade difere dos demais, existem pontos da transformação da PoC em MVP - *Minimum Viable Product* que trazem alto grau de originalidade. A principal mudança seria remover o nodo *overseer* permitindo uma verdadeira descentralização do sistema. Para esta remoção cabe um estudo sobre a tecnologia "prova de conhecimento zero" que já representaria grande originalidade computacional. Neste novo projeto, a consolidação das propostas de reserva poderia ser verificada pelas partes que firmam os contratos bilaterais através da utilização de *smart contract* na *blockchain*. A rastreabilidade das entradas da consolidação também poderia ser disponibilizada e os diversos itens para garantir a segurança da plataforma poderiam ser implementados.

4.6.1.2 Proposta 2a

Tecnologia de contabilidade distribuída aplicada ao registro e certificação de contratos de compra e venda dos agentes do mercado de energia elétrica

A aplicação de uma tecnologia de contabilidade distribuída *blockchain* permitiria a descentralização dos dados até então exclusivos na CCEE, desta forma, todos seriam membros de *blockchain* privada acessariam os dados. Poderia ser um projeto estratégico ANEEL por envolver a CCEE e diversos atores do setor. Seriam necessários estudos para garantir a privacidade e descentralização dos dados simultaneamente.

4.6.1.3 Proposta 3a

Tecnologia blockchain aplicada em contratos (smart contracts) de compra e venda de energia elétrica entre distribuidoras, geradoras e comercializadoras

Este cenário contemplaria a tecnologia *blockchain* para o rastreamento de contratos firmados entre distribuidoras, geradoras e comercializadoras. Esta aplicação estaria relacionada aos leilões de energia elétrica. Pode-se estudar a possibilidade da *blockchain* verificar certas cláusulas dos contratos a partir de dados fornecidos por terceiros. Por exemplo, a tecnologia *blockchain* poderia verificar se a energia contratada foi entregue usando as cláusulas do contrato e dados de sensores inteligentes.

4.6.1.4 Proposta 4a

Nas distribuidoras, todos os dias 5, 10, 15, 20, 25 e 30 pagam-se os contratos de leilão de CCEAR. Todo dia anterior ao pagamento, é necessário aportar uma garantia conforme contrato. Nesse processo, é necessário lançar quatro transações do tipo TED para a conta de aporte e o banco gestor efetiva as movimentações para as respectivas contas de pagamento e devolve essa garantia para a CPFL. Sugestão: tirar o banco gestor desse processo

Esse cenário removeria o banco, que é o intermediário nas operações de aporte financeiro referente à comercialização de energia elétrica. Esse aporte é um seguro exigido pela CCEE para garantir a operacionalidade do mercado de comercialização de energia elétrica. A tecnologia *blockchain* garantiria essa operacionalidade. Esta proposta contempla o desenvolvimento de uma prova de conceito para validar o modelo de negócio permitindo mudar o processo de gerenciamento dos pagamentos dos contratos e possível redução dos aportes de garantias. Em um segundo momento, talvez um projeto cabeça de série, poderia transformar esta PoC em um MVP. Este projeto proporcionaria redução de horas de operacionalização dos pagamentos, redução dos aportes de garantia financeira, redução de despesas com banco gestor e agilidade dos processos, transparência, segurança e privacidade. Adicionalmente, a proposta ajudaria a minimizar eventuais erros de lançamentos de notas e atrasos nos pagamentos, evitando multas e juros. A aplicação da tecnologia *blockchain* poderia, simplesmente, ser implementada para a gestão ágil e eficiente dos pagamentos, desburocratizando o processo.

4.6.1.5 Proposta 5a

Aplicações blockchain para geração e transmissão: Desenvolvimento de uma modelagem com certificação blockchain para o sistema de medição de faturamento visando compartilhamento de informações entre geradoras e transmissoras

Este registro e compartilhamento de dados, de acordo com a colaboradora da CPFL, poderiam eliminar a necessidade dos relatórios da CCEE (de Disponibilidade, Rede Básica, Quantidade...) e ONS. Posteriormente, um(a) colaborador(a) da CPFL Energia explicou que: "*os relatórios de energia (disponibilidade e quantidade) são disponibilizados pela CCEE. Os*

relatórios de Rede Básica, pelo ONS. Na prática, eles fornecem as informações da energia gerada pelos geradores e da energia transmitida pelas transmissoras, ou seja, atuam como intermediários para consolidação e disponibilização destas informações para as distribuidoras".

A tecnologia *blockchain* seria uma ferramenta de acesso a dados e envolveria um sistema computacional com sensores para coleta de dados, que poderia ser a rede já existente. Por exemplo, comparando a energia contratada com a consumida. A relevância seria consolidar as informações e os dados de geração e transmissão de energia elétrica que é imprescindível para as distribuidoras realizarem a gestão ágil e eficiente dos contratos de compra e venda de energia elétrica. Geradoras e transmissoras registrariam dados em uma plataforma *blockchain*, garantindo imutabilidade. A plataforma calcularia a consolidação sem intermediários e garante a verificabilidade pelas distribuidoras. O projeto seria uma prova de conceito para a CPFL e demais agentes do setor elétrico. Recursos financeiros para custear os intermediadores dos dados de geração e transmissão seriam eliminados. Os recursos de homem-hora e tempo para consolidar dados seriam minimizados. Nesta escala, o projeto incluiria mudança de modelo ou forma, também, nas instituições CCEE e ONS.

Uma segunda vertente o projeto contemplaria um modelo ou proposta diferente, onde a partir dos relatórios já existentes e gerados pela CCEE e ONS, a inserção da tecnologia *blockchain* permitiria mudar a forma de reconhecimento fiscal e a execução dos pagamentos. O projeto poderia ser implementado como prova de conceito ou protótipo no âmbito dos contratos da CPFL e resultaria em otimização do recurso humano e do tempo de execução dos pagamentos, agilidade e eficiência do processo. Nesta vertente, o modelo/forma de atuação das instituições CCEE e ONS não necessariamente seria alterado.

4.6.1.6 Proposta 6a

Auditoria fiscal e regulatória poderia ser modificada se houver a adoção da tecnologia blockchain nas relações com fornecedores x clientes

A tecnologia *blockchain* poderia eliminar a auditoria fiscal e regulatória, uma vez que garante os registros de contratos. A tecnologia *blockchain* poderia, por exemplo, verificar se certas cláusulas do contrato foram cumpridas. Seria um projeto bastante inovador. Posteriormente, um(a) colaborador(a) da CPFL Energia explicou que "*entendo que hoje são*

avaliadas todas as informações de compra e venda de cada um dos agentes, havendo um sistema confiável para registro dessas informações não seria necessária a avaliação de todas as documentações (não tenho todas as informações solicitadas, seria uma visão mais macro minha resposta". A aplicação da tecnologia permitiria agilidade e desburocratização do processo, desde que houvesse consenso entre todas as partes. A tecnologia registra e certifica toda a documentação fiscal, inclusive para o processo de auditoria.

4.6.1.7 Proposta 7a

Gestão fiscal, eliminação de emissão de documentos fiscais e emissão de faturas NF

Segundo um(a) colaborador(a) da CPFL Energia, a aplicação da tecnologia *blockchain* não eliminaria a obrigatoriedade dos documentos fiscais. Pensando na emissão da NF pelo *net* negociado entre as partes, não haveria a necessidade de emissão da NF em cada operação de venda pelas partes, somente pela parte que tivesse a resultante a receber naquele mês em questão. A NF eletrônica é emitida nas duas pontas pelos vendedores e passaria a ser emitida apenas para a parte com saldo credor naquele mês, ou simplesmente, a partir da emissão de documentos fiscais, a tecnologia *blockchain* faria o registro e certificação da informação, evitando duplicidade de informação, desburocratizando o processo e com potencial de eliminação de intermediários.

4.6.2 Cenários de aplicação da tecnologia no mercado de geração distribuída

Como resultados de estudos das etapas anteriores, amadurecimento de conhecimento técnico e científico e discussões realizadas durante as reuniões, estes cenários de aplicação da tecnologia no mercado de geração distribuída foram propostos.

4.6.2.1 Proposta 1b

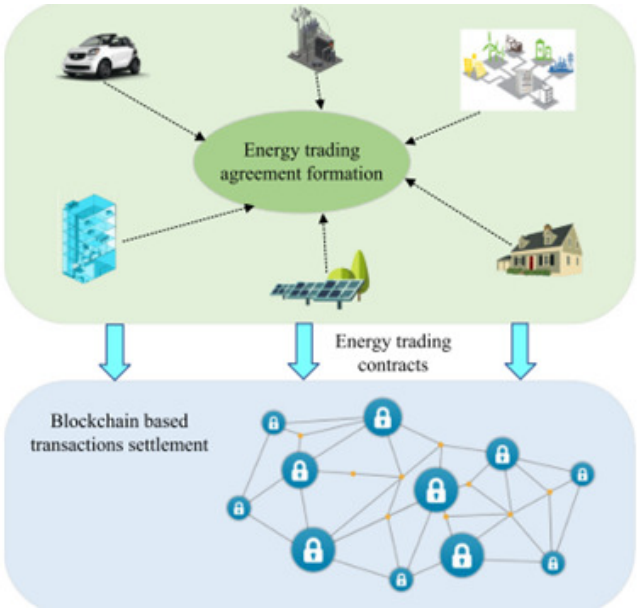
Tecnologias de contabilidade distribuída aplicadas ao mercado de energia elétrica no ambiente de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos para comercialização P2P de energia elétrica. marketplace descentralizado para compra e venda de energia P2P em uma microrrede

O setor elétrico está em transição a partir da inserção de tecnologias de geração distribuída, armazenamento, veículos elétricos e estrutura de recarga, eficiência energética e resposta à demanda. O tema tem a necessidade de estudo de tecnologias para integração e gestão dos recursos energéticos distribuídos. A presente proposta seria um projeto de microrrede, com geração com sistemas fotovoltaicos, medidores inteligentes, e comercialização no futuro mercado P2P. As transações seriam realizadas por meio da tecnologia *blockchain*.

Talvez seja necessário desenvolver a interface de comunicação para os medidores. Os grandes desafios e as inovações seriam a escolha do protocolo de comunicação e o canal de comunicação dos medidores, e a questão da segurança na transmissão de dados coletados a partir de IoT, além do ambiente de comercialização que requer desafios.

A fase 1 do projeto seria um protótipo de bancada. A segunda etapa seria aplicação em campo, em uma microrrede. Os usuários seriam prossumidores, consumidores, distribuidoras, comercializadoras e geradoras do setor elétrico. A relevância da proposta está na inserção dos recursos energéticos distribuídos que exige novas tecnologias computacionais para a gestão ágil e eficiente. Cenário de inserção de ACL para todos consumidores e prossumidores. A inovação seria um *marketplace* descentralizado, baseado em tecnologia *blockchain*, para compra e venda de energia elétrica em ambiente P2P em uma microrrede. Projeto piloto escalável com o desenvolvimento de uma *dashboard* de comercialização. A Figura 76 apresenta um esquema do sistema de comercialização de energia P2P.

Figura 76– Comercialização P2P.



Fonte: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* (2020)

4.6.2.2 *Proposta 2b*

Tecnologias de contabilidade distribuída aplicadas na compensação de energia elétrica em ambiente de geração distribuída. Plataforma de blockchain para compensação de energia elétrica alimentada por dados de medidores inteligentes

Segundo um(a) colaborador(a) da CPFL Energia o setor elétrico está em transição desde a inserção dos recursos energéticos distribuídos. A compensação de energia elétrica em ambiente de geração distribuída não é integrada, ágil e eficiente, exigindo recursos de homem-hora e tempo para faturamento de unidades consumidoras e prossumidoras. A descentralização é um desafio e a tecnologia *blockchain* pode contribuir neste contexto. A proposta seria um projeto considerando a atual regulamentação do setor, com compensação de energia elétrica. A inovação seria a utilização de medidores inteligentes e uma plataforma *blockchain* para efetuar a compensação. Nessa plataforma, a leitura do consumo de energia elétrica seria automática, excluindo os erros de leitura e compensação. A inovação é um sistema computacional com IoT para coleta de dados, com medidores inteligentes, e plataforma *blockchain* para a compensação de energia elétrica em prossumidores e faturamento de energia elétrica. Os grandes desafios seriam a escolha do protocolo de comunicação e o canal de comunicação dos medidores, e a segurança dos dados de

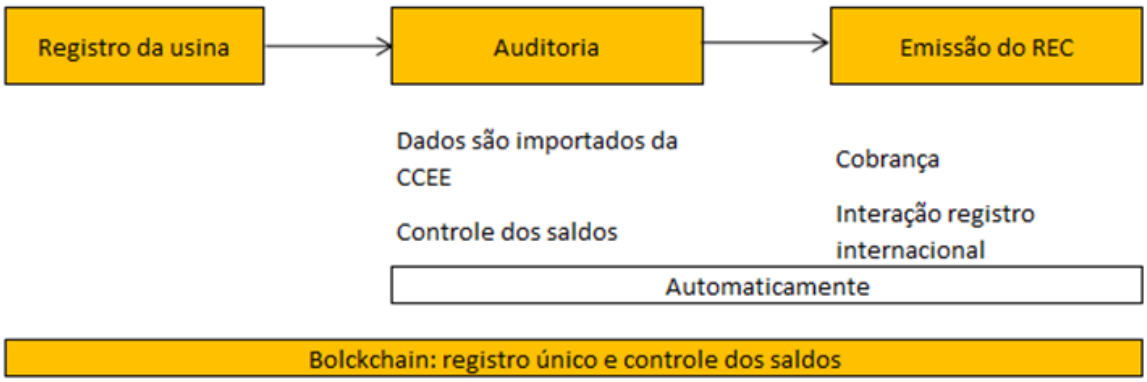
comunicação, além do ambiente de comercialização que requer desafios. Esse projeto estaria relacionado às *smart grids* e cidades inteligentes.

4.6.2.3 Proposta 3b

Tecnologia blockchain aplicada na certificação e no rastreamento de energia elétrica de prossumidores para fomentar um mercado de comercialização de créditos verdes

Esta proposta de projeto de pesquisa e desenvolvimento seria aplicada aos consumidores do grupo B, que atualmente participam do sistema *net metering* e no futuro provavelmente pertencerão ao mercado P2P. A tecnologia *blockchain* certificaria a compra de energia renovável, e o sistema computacional baseado em *blockchain* permitiria o rastreamento e a comercialização de créditos verdes. Essa ideia é bastante inovadora e poderia ser aplicada em um futuro próximo, uma vez que regulado o mercado de energia P2P. A Figura 77 exibe um projeto de certificação de energia renovável aplicado ao Grupo A.

Figura 77– Certificação de Energia Renovável no Grupo A.



Fonte: Elaborada pela autora (2020)

4.6.2.4 Proposta 4b

Desenvolvimento de uma plataforma distribuída blockchain para transações de energia e pagamento de recarga de veículos elétricos

Este projeto permitiria o pagamento de recarga de veículos elétricos, em estações de

carregamento com sistemas fotovoltaicos, por meio de transações de energia elétrica efetuadas em uma plataforma *blockchain*.

4.6.2.5 Proposta 5b

Gestão das energias e valores relacionados ao armazenamento de energia, veículos elétricos, geração distribuída pelos clientes da concessionária

Incluiria além da gestão de recarga para veículos elétricos, gestão de armazenamento e de geração distribuída.

4.6.2.6 Proposta 6b

Com a liberalização do mercado de baixa tensão (assunto ainda em discussão, sem regulamentação definida) a tecnologia blockchain poderia ser uma ferramenta de gestão de contratos entre os consumidores e geradores de energia elétrica

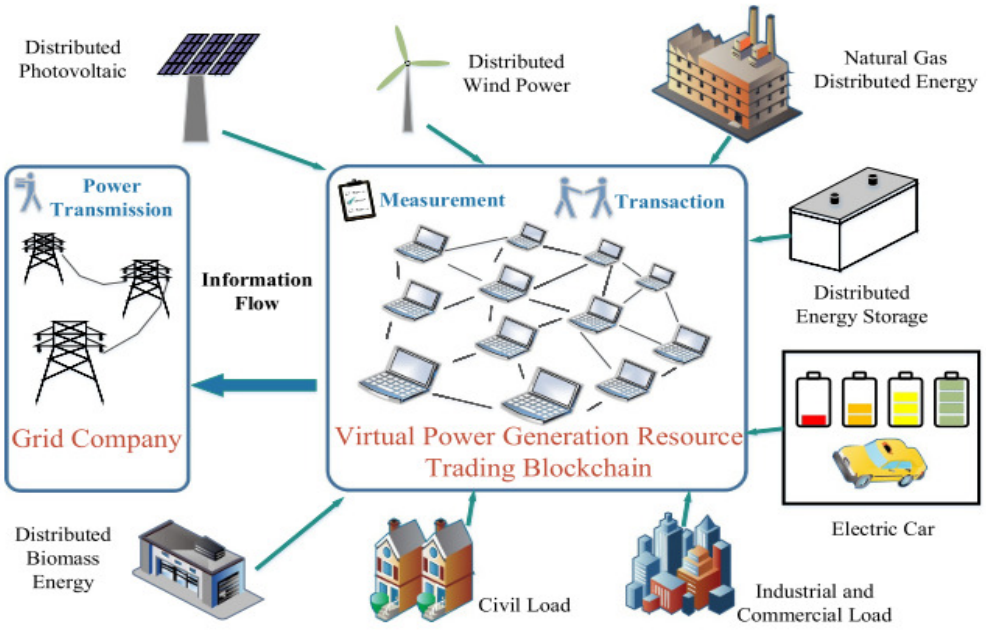
Uma vez regulamentado o mercado P2P a tecnologia *blockchain* seria a ferramenta que permitiria a comercialização de energia elétrica entre esses prossumidores. Esta proposta tem alinhamento com a proposta número 1a.

4.6.2.7 Proposta 7b

Gestão de Virtual Power Plants e Microgrids

Um possível projeto nessa área seria executado em escala piloto. Segundo Wey (2017 apud HOU, WANG E LUO, 2020, p. 13) uma plataforma de baixo custo, aberta e transparente para transferência de recursos de geração de energia virtual pode ser fornecida por *blockchain*. A Figura 78 exibe a plataforma de informação de geração de energia e a plataforma de comercialização de recursos de geração de energia virtual estabelecidas por *blockchain*.

Figura 78– A aplicação de *blockchain* na comercialização de recursos de geração.



Fonte: *Technological Forecasting and Social Change* (2020)

A tecnologia *blockchain* automaticamente gerará os contratos inteligentes para os acordos entre as partes quando os recursos de geração são determinados a participar da planta de geração de energia virtual. Neste caso, as distribuidoras de energia são responsáveis apenas pela transmissão de energia elétrica (HOU et al., 2020).

4.6.2.8 Proposta 8b

Recurso para que consumidores possam administrar a fatura de energia: uma vez que, pela plataforma, os usuários poderiam ter acesso aos dados e às transações em andamento

Um(a) colaborador(a) da CPFL Energia informou que: *"Com o aumento da participação de energias renováveis na matriz de geração acarreta, níveis mais altos de imprevisibilidade e de incerteza nos sistemas elétricos, resultando em maior demanda por flexibilidade nos sistemas. Neste sentido, o sistema precisa se adaptar aos novos padrões de geração e de consumo de eletricidade, com a finalidade de manter o equilíbrio entre oferta e demanda e assegurar a qualidade do serviço com custos adequados ao consumidor final. Uma possível solução para resolver a questão da flexibilidade seria investir em tecnologias capazes de conferir maior flexibilidade ao sistema e que integrem as fontes renováveis de*

forma mais eficiente. A tecnologia blockchain, por exemplo, poderia tornar possível o controle das redes de energia por meio de contratos inteligentes (smart contracts), sinalizando ao sistema quando as transações devem ser iniciadas. Isso se basearia em regras predefinidas, destinadas a garantir que os fluxos de energia e de armazenamento sejam controlados automaticamente, de modo a equilibrar a oferta e a demanda.

No contexto da digitalização, as tecnologias de smart grids, inteligência artificial e sistemas de monitoramento de energia oferecem um controle cada vez maior, mas trazem novos desafios, como a coordenação das informações, a interpretação das informações e a segurança dos dados. A tecnologia blockchain mostra-se como uma alternativa, ao permitir resolver a questão da coordenação das informações dos diferentes aparelhos, sistemas e instrumentos, além de prover segurança dos dados, devido à criptografia. No cenário de difusão da micro e minigeração distribuída, a tecnologia blockchain auxiliará as empresas do setor com um conjunto cada vez mais complexo de transações entre pequenos e grandes produtores e os consumidores. Além disso, com esta tecnologia, as empresas de energia poderão ter uma série de benefícios para suas atividades e consumidores, como (i) redução de riscos, (ii) melhoria de processos de backoffice, (iii) redução de custos, (iv) proteção contra possíveis ataques cibernéticos e (v) coordenação de dados entre diferentes aparelhos nas residências. A tecnologia blockchain pode oferecer às empresas uma maneira mais eficaz de registrar e processar dados, além de permitir aos consumidores um modo mais eficiente de administrar suas faturas de energia elétrica, uma vez que, pela plataforma, os usuários poderiam ter acesso aos dados e às transações em andamento.

Quanto às trocas de energia P2P, a tecnologia blockchain constituiria uma plataforma para a realização de compra e venda de energia. O objetivo destas trocas seria balancear a oferta e a demanda, em tempo real, de forma autônoma e descentralizada. Para isso ocorrer, contudo, são necessários alguns requisitos básicos, como, obrigatoriamente, um medidor inteligente e, preferivelmente, uma bateria.

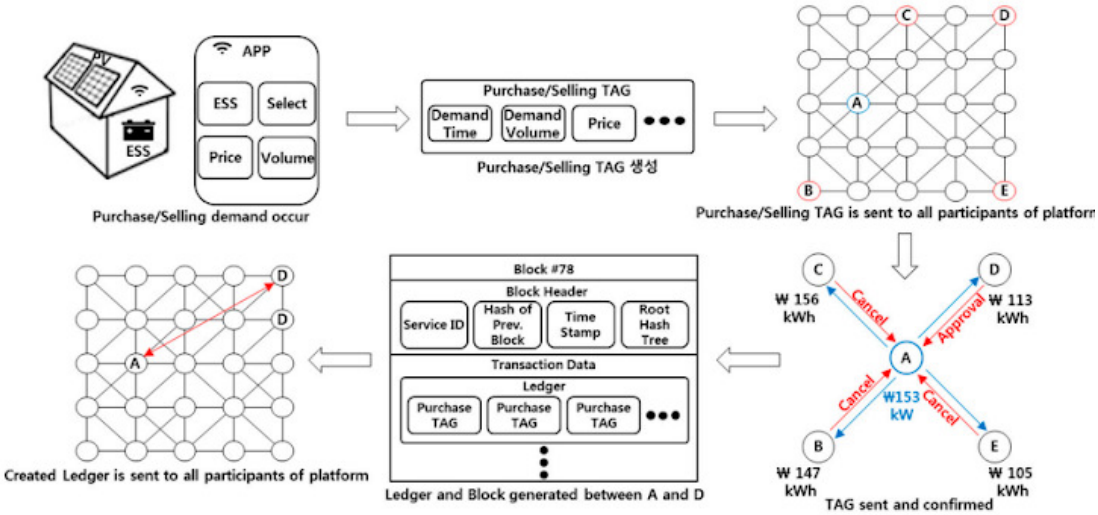
Com a tecnologia blockchain, pode-se saber quanto um usuário poderia contribuir em termos de energia, uma vez que, na rede, haveria informações sobre quanto ele produziu e quanto deseja consumir, em kWh. A tecnologia blockchain seria, portanto, um mecanismo de definição das preferências de consumo e de geração dos prossumidores, operacionalizando regras preestabelecidas; por meio de contratos inteligentes, em função da variação de preço, de hora, de fluxo e de estoque de energia".

4.6.2.9 *Proposta 9b*

Tecnologia blockchain aplicada a transações de energia entre produtores/consumidores de energia e consumidores de smart home ou para armazenar e acessar os dados gerados por casas inteligentes

Um exemplo de aplicação da tecnologia *blockchain* para *smart home* é apresentado por Park, Lee e Chang (2018), em que as aplicações de IoT coletam dados de balanço de energia da *smart home* e definem a necessidade de compra ou venda de energia. Baseando-se nessa necessidade, um pedido de compra ou venda é publicado e enviado a outros participantes na plataforma. Então, o participante que se interessa em participar da transação confirma o pedido e assim, a transação é validada e gerada no bloco da *blockchain. A* Figura 79 demonstra o projeto de dados de transação de energia inteligente com a tecnologia *blockchain.*

Figura 79 - Projeto de dados de transação de energia inteligente com *blockchain*.



Fonte: Park, Lee e Chang (2018)

5 CONCLUSÃO

Inicialmente este estudo apresentou experiências similares e os impactos da tecnologia *blockchain* no setor elétrico no âmbito mundial, além do estudo da legislação e a regulamentação do setor elétrico brasileiro, especificamente sobre mercados de energia e geração distribuída.

Em relação às experiências similares e aos impactos da tecnologia. Os estudos dos casos de aplicações de *blockchain* no setor elétrico forneceram informações importantes de possíveis desafios e soluções no mercado de energia. Os estudos indicam que a tecnologia *blockchain* pode trazer inúmeras vantagens aos mercados, consumidores e operações dos sistemas de energia, habilitando novos modelos de negócios, possibilitando redução de custos, aumentando a transparência e gerando segurança de dados.

Consideraram-se para o estudo todas as leis, resoluções do CNPE e do CMSE encontradas até março de 2020 sobre setor elétrico. São 78 leis, 62 resoluções do CNPE, 2 resoluções do CMSE. Ainda, consideraram-se todas as resoluções do GCE encontradas até março de 2020 sobre comercialização de energia elétrica. São 6 resoluções do GCE. Consideraram-se todos os decretos, resoluções da ANEEL e resoluções normativas da ANEEL sobre comercialização de energia elétrica e geração distribuída disponíveis até março de 2020, adicionaram-se os demais decretos, resoluções da ANEEL e resoluções normativas da ANEEL sobre o setor elétrico disponíveis em Tumenas (2009). São 59 decretos, 21 resoluções da ANEEL e 157 resoluções normativas da ANEEL. O total de leis, decretos e resoluções consideradas é 385.

O estudo aponta como possibilidades de alteração para aplicação da tecnologia *blockchain* em geração distribuída 6 leis, decretos e resoluções. Encontraram-se outras 19 leis, decretos e resoluções que mencionam geração distribuída e que possivelmente não serão alteradas. O total de leis, decretos e resoluções sobre mercado de comercialização de energia elétrica e geração distribuída que possivelmente serão alteradas é 76, e que possivelmente não serão alteradas é 73. Estas 149 leis, decretos e resoluções serão consideradas para elaboração dos capítulos seguintes.

Na primeira etapa, no capítulo 4.1, definiram-se e avaliaram-se os indicadores do ACL. Após o estudo do processo de comercialização de energia elétrica no ACL, os indicadores avaliados foram organizados em cinco dimensões para facilitar a organização e

entendimento dos mesmos. Listaram-se no total 108 indicadores, sendo 35 na dimensão energética, 14 na elétrica, 32 avaliados na dimensão econômica, 12 na dimensão contratual e 15 indicadores na dimensão regulatória. Estes indicadores também foram divididas nos 15 principais processos de comercialização de energia no ACL, sendo eles, PLD, Medição Física, Medição Contábil, Garantia Física, MRE, Contratos, Desconto na TUSD/TUST, Balanço Energético, Tratamento das Exposições, Encargos, Penalidades, Consolidação dos Resultados, Ajustes de Contabilização e Recontabilização, Liquidação Financeira e Energia de Reserva.

Ainda no capítulo 4.1, definiram-se e avaliaram-se os indicadores do ACR e do mercado de geração distribuída. Após o estudo do processo de comercialização de energia elétrica no ACR e no ACGD, os indicadores avaliados foram organizados em cinco dimensões para facilitar a organização e entendimento dos mesmos. No ACR, foram listados no total 173 indicadores, sendo 51 indicadores apresentados na dimensão energética, 15 indicadores discutidos na dimensão elétrica, 45 indicadores avaliados na dimensão econômica, 45 indicadores analisados na dimensão contratual e 17 indicadores listados na dimensão regulatória. O ACGD foi um ambiente desenvolvido nesse trabalho, considerando a atual comercialização de geração distribuída *Net metering* e o futuro P2P. Para o ACGD, outra tabela foi estabelecida a partir de indicadores organizados nos dois grupamentos tarifários de unidades consumidoras: grupo A e B. Além da divisão por grupo, para melhor análise, os indicadores nesse ambiente também foram organizados nas cinco dimensões. Foram listados no total 44 indicadores, sendo 6 indicadores apresentados na dimensão energética, 12 indicadores discutidos na dimensão elétrica, 12 indicadores avaliados na dimensão econômica, 12 indicadores analisados na dimensão contratual e 2 indicadores listados na dimensão regulatória. Ressalta-se, por fim, que a comercialização de energia elétrica em ambiente de geração distribuída é um mercado potencial e promissor, mas que ainda necessita de regulação, uma vez que, atualmente, a operacionalidade da geração distribuída é mediada pelo sistema de compensação de energia elétrica. Entretanto, o cenário de geração distribuída, no Brasil, encontra-se em fase de crescimento exponencial e se apresenta como um futuro e importante mercado para garantir descentralização, diversificação e descarbonização da matriz elétrica. Estima-se que muitos modelos de negócios surgirão para o ambiente de geração distribuída. Além da organização da tabela e do fluxo dos processos para compilação dos resultados, definiram-se brevemente todos os indicadores a fim de

esclarecer e facilitar o estudo nas etapas seguintes. Esses indicadores organizados por dimensões e processos de comercialização de energia elétrica foram importantes para o desenvolvimento da metodologia de análise da tecnologia *blockchain* no âmbito dos ambientes de contratação de energia elétrica, bem como na prospecção de aplicações da tecnologia no setor elétrico e, especificamente, no desenvolvimento da metodologia de avaliação da prova de conceito.

Na segunda etapa, no capítulo 4.2, definiram-se e a avaliaram-se as métricas de impacto da tecnologia *blockchain* no mercado de comercialização e distribuição de energia elétrica. Definiram-se 163 indicadores organizados nos setores em que se comercializa energia elétrica: o ACL, o ACR e o setor de geração distribuída. Na tabela referente ao ACL, conforme anexo K1, listaram-se no total 43 indicadores. Na tabela referente ao ACR, conforme anexo L1, listaram-se no total 44 indicadores. Para a geração distribuída outra tabela foi estabelecida a partir de indicadores organizados em dois grupamentos: *Net metering* e P2P, conforme anexos M1 e N1. Foram listados 52 indicadores para o *Net metering* e para o P2P foram listados 24 indicadores, totalizando 76 indicadores para o setor de geração distribuída. Além da organização da tabela para a compilação dos resultados, definiram-se brevemente todos os indicadores a fim de esclarecer e facilitar o estudo nas etapas seguintes. Esses indicadores organizados por dimensões e setores de comercialização de energia elétrica serão importantes para o desenvolvimento da metodologia de avaliação da prova de conceito, bem como para a prospecção de aplicações da tecnologia *blockchain* no setor elétrico.

Na terceira etapa, no capítulo 4.3, definiram-se e avaliaram-se as métricas de impacto e adaptações dos diferentes agentes e instituições do setor elétrico. Para desenvolver a avaliação do impacto da tecnologia *blockchain* nos diferentes agentes e instituições, organizou-se uma tabela com as atribuições de cada agente e o nível de impacto para cada relação técnica e comercial. A escala ordinal tipo *Likert* de 3 níveis foi escolhida para avaliação dos impactos, esses se classificaram em: (1) de baixo impacto; (2) médio impacto e (3) alto impacto. Além da organização da tabela, estudaram-se os agentes do setor elétrico a fim de esclarecer e facilitar o estudo nas etapas seguintes. Esse método de avaliação de impacto organizado por agentes, atribuições, relação técnica comercial e níveis de impacto serão importantes para o desenvolvimento da metodologia de análise da tecnologia *blockchain*, na prospecção de aplicações da tecnologia no setor elétrico e, especificamente, no desenvolvimento da metodologia de avaliação da prova de conceito.

Na quarta etapa, no capítulo 4.4, definiram-se as atividades realizadas na PoC uma vez que o projeto "Desenvolvimento de uma Metodologia para Análise e Avaliação Técnico-Científica da Tecnologia *Blockchain* no Setor Elétrico" destaca o desenvolvimento de cenários para avaliação do modelo de negócio e dos requisitos funcionais do ponto de vista do mercado. Além das atividades realizadas na PoC, a partir da definição de cenários, estes também foram implementados, testados e validados na plataforma ou ambiente da PoC. Para realização dessa etapa, utilizaram-se como base as apresentações, documentos e materiais da empresa responsável pelo desenvolvimento da plataforma da PoC, os materiais fornecidos pelas comercializadoras responsáveis pelo projeto para definição da regra de negócio e entendimento da aplicação da PoC, como *Request for Proposal*. As discussões através de reuniões virtuais entre todos os participantes do projeto e os questionários desenvolvidos pela UFSC também agregaram no entendimento para aplicação de testes na plataforma.

Como forma de verificar se a solução atende as regras de negócio e aos requisitos funcionais, realizaram-se análises de cenários, com aplicação de testes em períodos distintos e com diferentes dados e variáveis de entrada, investigando se ocorriam diferenças entre indicadores de saída e entrada. Nos testes de cenários avaliou-se que os indicadores de saída conferem com os dados de entrada, confirmando que a plataforma se mostra eficaz em relação à proposta de aplicação. Verificou-se que a PoC atende as determinações das regras de negócio.

Na quinta etapa, no capítulo 4.5, desenvolveu-se o instrumento de avaliação técnico-científica referente aos impactos da PoC nos agentes, nas instituições e nas associações do setor elétrico nas plataformas *Typeform* e *Google Forms*. Abordou-se o desenvolvimento desse instrumento de forma que o avaliador possa verificar o impacto da tecnologia nos processos e/ ou atribuições de todos os agentes, instituições e associações do setor elétrico. De uma forma geral, o instrumento poderá ser utilizado nas relações técnicas elétrica, energética, econômica, contratual, regulatória e tributária de todos os agentes, instituições e associações do setor elétrico em que a tecnologia *blockchain* venha a ser aplicada.

Na atual aplicação da PoC, observou-se elevado impacto apenas na relação econômico-financeira dos agentes comercializadores para essa aplicação da PoC. O que é aceitável, uma vez que o objetivo dessa aplicação da PoC é reduzir os custos com seguros de garantias financeira nas operações de comercialização de energia entre os agentes comercializadores. Entretanto, melhorias podem ser adicionadas na PoC, por exemplo, a

execução de atividades pontuais da CCEE. Essa ação teria impactos regulatórios, elétricos, energéticos, tributários, contratuais e econômicos nos agentes comercializadores, consumidores livres e especiais, distribuidores e nas instituições CCEE, ANEEL– por ter que regular e supervisionar os agentes nessa nova situação – e MME por ter que planejar, desenvolver e gerir uma nova regulação. Essa melhoria também pode impactar as associações ABRACEEL, ABRACE e ANACE por potencialmente impactar os agentes consumidores livres e especiais de energia elétrica e os agentes comercializadores.

Finalmente, no capítulo 4.6, apresentaram-se sete cenários de aplicação da tecnologia *blockchain* em comercialização de energia elétrica, sendo que um entre esses considera também as demais tecnologias de contabilidade distribuídas no mercado de comercialização e distribuição de energia elétrica. Ainda, apresentaram-se nove cenários de aplicação da tecnologia *blockchain* no mercado de geração distribuída. Esses cenários propostos são possibilidades de futuros projetos de pesquisa e desenvolvimento. É importante ficar explícito que a aplicação da tecnologia *blockchain* em um futuro projeto P&D deve ser desenvolvido caso os cenários analisados tenham sido regulamentados, como no caso das ideias 1b, 6b, 7b e 9b. Dessa forma, seria desenvolvido um projeto aplicável.

Essa pesquisa foi desenvolvida por meio do projeto de pesquisa "Desenvolvimento de uma Metodologia para Análise e Avaliação Técnico-Científica da Tecnologia *Blockchain* no Setor Elétrico". Seus resultados serão aplicados diretamente pela patrocinadora do referido projeto, CPFL Energia. Existe previsão de expansão da PoC, o que permitiria a participação de outros agentes.

Nesse trabalho a hipótese foi confirmada nos seguintes aspectos:

Uma PoC, desenvolvida com arquitetura *blockchain,* aplicada aos mercados de energia elétrica impacta positivamente *apenas nos agentes comercializadores* do setor elétrico brasileiro reduzindo custos por otimizar seus processos. Além disso, promove a sustentabilidade por facilitar os mercados de energias renováveis.

Uma metodologia técnico-científica pode ser desenvolvida para avaliar e analisar os impactos de uma solução computacional baseada em *blockchain* aplicada nos ambientes de contratação de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ABDELLA, Juhar; SHUAIB, Khaled. Peer to peer distributed energy trading in smart grids: A survey. **Energies**, [s. l.], v. 11, p. 1–22, 2018. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/11/6/1560. Acesso em: 22 mar. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2002). **Resolução normativa nº 667, de 29 de novembro de 2002**. Estabelece procedimentos para a determinação dos preços dos contratos de compra de energia elétrica dos consumidores finais das concessionárias de serviço público de geração, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2002. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2002667.pdf. Acesso em: 16 jun 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2004). **Resolução normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004**. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf. Acesso em: 08 julho 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2005). **Resolução normativa nº 205, de de 22 de dezembro de 2005**. Estabelece os procedimentos e as condições gerais para o enquadramento de cooperativas de eletrificação rural como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como para operação de instalações de distribuição de energia elétrica de uso privativo, em área rural, aprova o modelo de Contrato de Permissão, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2005. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005205.pdf. Acesso em: 16 jun 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2006a). **Resolução normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006.** Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2006. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2006247.pdf/00a08734-65b0-434f-8e1f-9d55a8160199?version=1.0. Acesso em: 11 jun. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2006b). **Resolução normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006**. Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Brasília, DF: Presidência da República, 2006. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf. Acesso em: 16 jun 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2007). **Resolução normativa nº 269, de 19 de junho de 2007**. Altera os arts. 2º, 5º e 6º da Resolução Normativa nº 62, de 5 de maio de 2004, que estabelece os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência das usinas participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, e dá outras providências. Brasília, DF:

Presidência da República, 2007. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2007269.pdf. Acesso em: 13 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2010). **Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF: Presidência da República, 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf. Acesso em: 30 maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2012a). **Resolução normativa nº 514, de 30 de outubro de 2012**. Estabelece as condições para a contratação de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência, em observância ao disposto no Decreto nº 7.805, de 2012. Brasília, DF: Presidência da República, 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012514.pdf. Acesso em: 13 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2012b). **Resolução normativa nº 479, de de 3 de abril de 2012**. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF: Presidência da República, 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf. Acesso em: 16 jun 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2014). **Resolução normativa nº 622, de 19 de agosto de 2014**. Dispõe sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2014. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/067/resultado/ren2014622.pdf. Acesso em: 13 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2015a). **Resolução Normativa Nº 658, De 14 De Abril De 2015**. Estabelece a obrigação de entrega de energia dos CCEARs por disponibilidade proveniente de Leilões de Energia Nova e o critério de alocação dos custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, cujo Custo Variável Unitário seja superior ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças. Brasília, DF: Presidência da República, 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015658.pdf. Acesso em: 10 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadastro de Agentes**: definição dos agentes. Brasília, 2015b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/para-publicos-institucionais/-/asset_publisher/3nMk0IEh7fay/content/cadastro-de-agentes?inheritRedirect=false. Acesso em: 16 jul 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2017). **Resolução normativa nº 775, de 27 de junho de 2017**. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, publicado no Diário Oficial da União de 15/09/2010, seção 1, p. 115 o Módulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET e institui o Módulo 11 – Informações na Fatura de Energia Elétrica dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF: Presidência da República, 2007. Disponível

em:http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017775.pdf. Acesso em: 14 julho 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2018). **Resolução normativa nº 817, de 5 de junho de 2018**. Estabelece os critérios para tratamento do Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Brasília, DF: Presidência da República, 2018. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018817.pdf. Acesso em: 13 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2019). **Resolução normativa nº 858, de 1 de outubro de 2019**. Estabelece os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEOItaipu). Brasília, DF: Presidência da República, 2019. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019858.pdf. Acesso em: 13 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Biblioteca virtual**. Brasília, 2020. Disponível em: http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html. Acesso em: 11 mai. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Energia Elétrica Injetada**. Brasília, 2020a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15848524&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=energia-eletrica-injetada&inheritRedirect=true#:~:text=Quantidade%20de%20energia%20el%C3%A9trica%20injetada,distribuidora%2C%20incluindo%20a%20gera%C3%A7%C3%A3o%20pr%C3%B3pria. Acesso em: 16 jun 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2020b). **Resolução normativan° 876, de 10 de março de 2020**. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas e outras fontes alternativas e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Brasília, DF: Presidência da República, 2002. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf. Acesso em: 16 jun 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Distorção harmônica total**. Brasília, 2020c. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca&_101_assetEntryId=15048215&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=distorcao-harmonica-total&inheritRedirect=true. Acesso em: 16 jun 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações para Empreendedores**. Brasília, 2020d. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/espaco-do-empreendedor/-/asset_publisher/uPv0Vn1PiOn9/content/encargos/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 16 jun 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tributos**. Brasília, 2020e. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Farea.cfm%3FidArea%3D739&_101_assetEntryId=15057851&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=tributos&inheritRedirect=true. Acesso em: 16 jun 2020.

AHL, Amanda et al. Review of blockchain-based distributed energy: Implications for institutional development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 107, p. 200–211, 2019. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032119301352. Acesso em: 26 set. 2019.

AHL, Amanda et al. Exploring blockchain for the energy transition: Opportunities and challenges based on a case study in Japan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 117, p. 1-11, 2020. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032119306963. Acesso em: 23 out. 2019.

ALMEIDA, José Álvaro Jardim de. **P&D no setor elétrico brasileiro: um estudo de caso na companhia hidroelétrica do São Francisco**. 2008. 99f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós Graduação em Economia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

ANDONI, Merlinda; ROBU, Valentin; FLYNN, David. Crypto-control your own energy supply. **Nature**, [s. l.], v. 548, n. 7666, p. 158–158, 2017. Disponível em: http://www.nature.com/articles/548158b. Acesso em: 3 out. 2019.

ANDONI, Merlinda et al. Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 100, p. 143–174, 2019. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118307184. Acesso em: 26 set. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Mercado Livre de Energia Elétrica: Guia Básico**. Brasília, 2019. Disponível em: http://www.abraceel.com.br/archives/doc/Cartilha_Mercado_Livre_Digital.pdf. Acesso em: 28 jun. 2019.

BRASIL. **Lei n° 3.782, de 22 de julho de 1960**. Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia, e dá outras providências Brasília, DF: Presidência da República, 1960. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/1950-1969/L3782.htm#:~:text=LEI%20No%203.782%2C%20DE%2022%20DE%20JULHO%20DE%201960.&text=Cria%20os%20Minist%C3%A9rios%20da%20Ind%C3%BAstria,Art. Acesso em: 20 jul. 2020.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

Brasília, DF: Presidência da República, 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 11 jun. 2019.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1996. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm. Acesso em: 11 jun. 2019.

BRASIL**. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm#art73. Acesso em: 20 jul. 2020.

BRASIL. **Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998**. Institui Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm. Acesso em: 11 jun. 2019.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1998b. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm. Acesso em: 11 jun. 2019.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004a. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em: 11 jun. 2019.

BRASIL. **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004**. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004b. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm Acesso em: 28 jun. 2019.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004c. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm. Acesso em: 28 jun. 2019.

BRASIL**. Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017**. Dispõe sobre a Conta de Desenvolvimento Energético, a Reserva Global de Reversão e o Operador Nacional do

Sistema Elétrico e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Decreto/D9022.htm#art36. Acesso em: 20 jul. 2020.

BRILLIANTOVA, Vlada.; THURNER, Thomas Wolfgang. *Blockchain* and the future of energy. **Technology in Society**, [s. l.], v. 57, p. 38–45, 2019. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0160791X1830188X?via%3Dihub. Acesso em: 20 jan. 2020.

BÜRER, Mary Jen et al. Use cases for Blockchain in the Energy Industry Opportunities of emerging business models and related risks. **Computers & Industrial Engineering**, [s. l.], v. 137, p. 1-9, 2019. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360835219304607?via%3Dihub. Acesso em: 28 mar. 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (n.d.). **Glossário de Termos / Interpretações e Relação de Acrônimos**. Disponível em: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_059062. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2008a). **Regras de comercialização**: liquidação**.** Disponível em: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_DOC_014947. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2008b). **Regras Para Contratos CCEAR Por Disponibilidade**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/040/contribuicao/contribuicao_ccee_ap_40.pdf. Acesso em: 11 jun. 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Preços**. São Paulo, 2019. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_afrLoop=1857515236668703&_adf.ctrl-state=17e2dki7j4_59#!%40%40%3F_afrLoop%3D1857515236668703%26_adf.ctrl-state%3D17e2dki7j4_63. Acesso em: 28 jun. 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Leilões**. São Paulo, 2020. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_adf.ctrl-state=mvrsy5ezo_1&_afrLoop=81438907863089#!%40%40%3F_afrLoop%3D81438907863089%26_adf.ctrl-state%3Dmvrsy5ezo_5. Acesso em: 13 abr. 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020a). **Regras de comercialização**: Ajuste de Contabilização e Recontabilização. Disponível em: CCEE website: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020b). **Regras de comercialização**: Balanço Energético. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020c). **Regras de comercialização**: Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD / TUST. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020d). **Regras de comercialização**: Consolidação de Resultados. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020e). **Regras de comercialização**: Contratos (CCEE, ed.). Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020f). **Regras de comercialização**: Encargos. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020g). **Regras de comercialização**: Garantia Física. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020h). **Regras de comercialização**: Mecanismo de Realocação de Energia. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020i). **Regras de comercialização**: Medição Contábil. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020j). **Regras de comercialização**: Penalidades de Energia. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020k). **Regras de comercialização**: Preço de Liquidação das Diferenças. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2020l). **Regras de comercialização**: Tratamento das Exposições. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_adf.ctrl-state=ejaejfbdk_74&_afrLoop=2548173813516612#!. Acesso em: 11 maio 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Conheça as modalidades de agentes**. 2020m. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/participe/conheca_modalidades?_afrLoop=115373761949963&_adf.ctrl-state=ocgyey83u_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D115373761949963%26_adf.ctrl-state%3Docgyey83u_5. Acesso em: 20 jul. 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Com quem se relaciona**. 2020n. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_afrLoop=131810946018527&_adf.ctrl-state=i2qbls6e3_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D131810946018527%26_adf.ctrl-state%3Di2qbls6e3_5. Acesso em: 20 jul. 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Governança**. 2020o. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/estrutura_e_pessoas/governanca?_afrLoop=118287617708581&_adf.ctrl-state=heyn4pz41_112#!%40%40%3F_afrLoop%3D118287617708581%26_adf.ctrl-state%3Dheyn4pz41_116. Acesso em: 20 jul. 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Razão de ser**. 2020p. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_afrLoop=117362145774636&_adf.ctrl-state=heyn4pz41_56#!%40%40%3F_afrLoop%3D117362145774636%26_adf.ctrl-state%3Dheyn4pz41_60. Acesso em: 20 jul. 2020.

CHAPRON, Guillaume. The environment needs cryptogovernance. **Nature**, [s. l.], v. 545, n. 7655, p. 403–405, 2017. Disponível em: http://www.nature.com/articles/545403a. Acesso em: 3 out. 2019.

CHE, Zheng et al. A distributed energy trading authentication mechanism based on a consortium blockchain. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 15, p. 1-21, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/15/2878. Acesso em: 22 mar. 2020.

COMERC; CPFL; ENGIE**. Request for Proposal: Blockchain nas operações entre Comerc, CPFL e Engie**. 2019. 13 p. Acesso em: 01 maio 2020.

COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO (2005). **Resolução nº 1, de 25 de janeiro de 2005.** Estabelece diretrizes para que o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS proponha medidas especiais de segurança a fim de garantir o suprimento eletroenergético em situações decorrentes de eventos de grande relevância. Brasília, DF: Presidência da República, 2010. Disponível em:http://www.mme.gov.br/documents/239673/239886/Resolu%C3%A7%C3%A3o+CMSE

+n%C2%BA1-2005_Medidas+Especiais+de+Seguran%C3%A7a.pdf/0599006f-26a6-4c2a-53ff-9b4047d1260d. Acesso em: 16 jun 2020.

DAAR, Abdallah S. et al. Grand challenges in humanitarian aid. **Nature**, [s. l.], v. 559, n. 7713, p. 169–173, 2018. Disponível em: http://www.nature.com/articles/d41586-018-05642-8. Acesso em: 3 out. 2019.

DI SILVESTRE, Maria Luisa et al. How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 93, p. 483–498, 2018. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118304283. Acesso em: 26 set. 2019.

DI SILVESTRE, Maria Luisa et al. *Blockchain* for power systems: Current trends and future applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 119, p. 1-17, 2020. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119307932?via%3Dihub. Acesso em: 22 mar. 2020.

DICK, Carol Inoue.; PRAKTIKNJO, Aaron. Blockchain technology and electricity wholesale markets: Expert insights on potentials and challenges for OTC trading in Europe. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 5, p. 1-25, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/5/832. Acesso em: 20 jan. 2020.

DIESTELMEIER, Lea. Changing power: Shifting the role of electricity consumers with blockchain technology – Policy implications for EU electricity law. **Energy Policy**, [s. l.], v. 128, p. 189–196, 2019. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421518308711. Acesso em: 24 set. 2019.

DONG, Zhaoyang; LUO, Fengji; LIANG, Gaoqi. Blockchain: a secure, decentralized, trusted cyber infrastructure solution for future energy systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, [s. l.], v. 6, n. 5, p. 958–967, 2018. Disponível em: http://link.springer.com/10.1007/s40565-018-0418-0. Acesso em: 19 set. 2019.

DORNELLAS, Carlos. Gestão de risco na comercialização de energia é essencial para a liquidez do mercado. **Clipping de Mercado Livre de Energia**, Brasília, 17 maio 2018. Disponível em: http://www.abraceel.com.br/zpublisher/materias/clipping_txtn.asp?id=22842. Acesso em: 04 jul. 2019.

DORRI, Ali et al. SPB: A Secure Private *Blockchain*-Based Solution for Distributed Energy Trading. **IEEE Communications Magazine**, [s. l.], v. 57, n. 7, p. 120–126, 2019. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8767089/. Acesso em: 20 jan. 2020.

EFEITOS dos contratos por disponibilidade. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2020. Son., color. Portal de Aprendizado. Disponível em: https://ccee.micropower.com.br/Performa/WebCds/cds.aspx?action=launch&ERL=F820DF56-0386-46ED-BBA5-C95A8AD419B4&SID=r34rx5zst4zsl1gycoq4jk1m&AL=True&ResumeMode=HO&DCM=ALL&TzOffSet=-3&ServerID=1&LID=00000000-0000-0000-0000-000000000000. Acesso

em: 8 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2016). **Expansão da geração 2º leilão de energia de reserva de 2015. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral.** Rio de Janeiro, RJ: EPE, 2016. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-77/NT_EPE-DEE-NT-023_2016-r0_completo.pdf. Acesso em: 12 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018). **Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia. Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018.** Rio de Janeiro, RJ: EPE, 2018. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-110/topico-418/EPE-DEE-NT-091_2018-r0.pdf. Acesso em: 12 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019). **Leilões de Energia Elétrica de 2019.** Rio de Janeiro, RJ: EPE, 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-451/Informe%20Leil%C3%B5es%202019_v3.pdf. Acesso em: 12 out. 2020.

FACCHINI, Angelo. Distributed energy resources: Planning for the future. **Nature Energy**, [s. l.], v. 2, n. 8, p. 1–2, 2017. Disponível em: http://www.nature.com/articles/nenergy2017129. Acesso em: 3 out. 2019.

FAN, Kai et al. Blockchain-based secure time protection scheme in IoT. **IEEE Internet of Things Journal**, [s. l.], v. 6, n. 3, p. 4671–4679, 2019. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8482304. Acesso em: 12 set. 2019.

FELL, Michael J.; SCHNEIDERS, Alexandra.; SHIPWORTH, David. Consumer Demand for Blockchain-Enabled Peer-to-Peer Electricity Trading in the United Kingdom: An Online Survey Experiment. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 20, p. 1-25, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/20/3913. Acesso em: 22 jan. 2020.

FERRAG, Mohamed Amine et al. Blockchain technologies for the internet of things: Research issues and challenges. **IEEE Internet of Things Journal**, [s. l.], v. 6, n. 2, p. 2188–2204, 2019. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8543246. Acesso em: 12 set. 2019.

GIL, Antonio Carlos. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 4ª ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GONÇALVES, Vera Lúcia Mira; LEITE, Maria Madalena Januário. Instrumento para mensuração de atitudes frente ao processo de avaliação de desempenho. **Revista Brasileira de Enfermagem**, Brasília, v. 58, n. 5, p. 563-567, 2005. Disponível em: https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0034-71672005000500012&script=sci_abstract&tlng=pt. Acesso em: 16 jul. 2020.

GUHA ROY, Deepsubhra et al. QoS-aware secure transaction framework for internet of things using blockchain mechanism. **Journal of Network and Computer Applications**, [s. l.], v. 144, p. 59–78, 2019. Disponível em:

https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S108480451930219X. Acesso em: 24 set. 2019.

HASSAN, Muneeb Ul; REHMANI, Mubashir Husain; CHEN, Jinjun. Privacy preservation in blockchain based IoT systems: Integration issues, prospects, challenges, and future research directions. **Future Generation Computer Systems**, [s. l.], v. 97, p. 512–529, 2019. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0167739X18326542. Acesso em: 24 set. 2019.

HOU, Jianchao; WANG, Che; LUO, Sai. How to improve the competiveness of distributed energy resources in China with blockchain technology. **Technological Forecasting and Social Change**, [s. l.], v. 151, n. 119744, p. 1–15, 2020. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0040162518314318. Acesso em: 28 jan. 2020.

IMBAULT, Fabien et al. The green *blockchain*: Managing decentralized energy production and consumption. 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS EUROPE), **Anais: IEEE, 2017**, p. 1-5, 2017. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/document/7977613. Acesso em: 27 mar. 2020.

JIANG, Wenbo et al. PTAS: Privacy-preserving Thin-client Authentication Scheme in blockchain-based PKI. **Future Generation Computer Systems**, [s. l.], v. 96, p. 185–195, 2019. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0167739X18315097. Acesso em: 24 set. 2019.

KHATOON, Asma. et al. Blockchain in Energy Efficiency: Potential Applications and Benefits. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 17, p. 1-14, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/17/3317. Acesso em: 20 jan. 2020.

KOSOWATZ, John. Blockchain Enables New Power Markets. **Mechanical Engineering**, [s. l.], v. 141, n. 06, p. 1–31, 2019. Disponível em: http://memagazineselect.asmedigitalcollection.asme.org/article.aspx?doi=10.1115/1.2019-JUN1. Acesso em: 4 out. 2019.

KOSTMANN, Michael; HÄRDLE, Wolfgang K. Forecasting in Blockchain-Based Local Energy Markets. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 14, p. 1- 27, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/14/2718. Acesso em: 20 jan. 2020.

KUMAR, Nallapaneni Manoj. *Blockchain* : Enabling wide range of services in distributed energy system. **Beni-Suef University Journal of Basic and Applied Sciences**, [s. l.], v. 7, n. 4, p. 701–704, 2018. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2314853518303202?via%3Dihub. Acesso em: 20 jan. 2020.

LI, Yinan et al. Design and management of a distributed hybrid energy system through smart contract and blockchain. **Applied Energy**, [s. l.], v. 248, p. 390–405, 2019. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261919307755. Acesso em: 19 mar. 2020.

LI, Zhetao et al. Consortium blockchain for secure energy trading in industrial internet of things. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, [s. l.], v. 14, n. 8, p. 3690–3700, 2018. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8234700. Acesso em: 27 mar. 2020.

LIKERT, Rensis. A technique for the measurement of attitudes. **Archives of Psychology**, [s. l.], v. 22, n. 140, p. 5–55, 1932. Disponível em: https://legacy.voteview.com/pdf/Likert_1932.pdf. Acesso em: 16 jul. 2020.

LU, Xin et al. Blockchain-Based Distributed Energy Trading in Energy Internet: An SDN Approach. **IEEE Access**, [s. l.], v. 7, p. 173817–173826, 2019. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8918395/. Acesso em: 22 mar. 2020.

MAYO, Roberto. **Mercados de Eletricidade.** Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

MANNARO, Katiuscia.; PINNA, Andrea; MARCHESI, Michele. Crypto-trading: Blockchain-oriented energy market. 2017 International Annual Conference, **Anais**: **IEEE, 2017**, p. 1-5, 2017. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8240547/authors#authors. Acesso em: 20 jan. 2020.

MARION, B. et al. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. **Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, Lake Buena Vista, p. 1601-1606, 2005. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf. Acesso em: 17 jul. 2019.

MCSD- Mecanismo de compensação de sobras e déficits. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019a. Son., color. Portal de Aprendizado. https://ccee.micropower.com.br/Performa/WebCds/cds.aspx?action=launch&ERL=7F0D1223-ECA9-4F08-A85C-263C3DFC18CC&SID=20kl5vhvcmlhnqzqoymxgqnl&AL=True&ResumeMode=CP&DCM=ALL&TzOffSet=-3&ServerID=1&LID=00000000-0000-0000-0000-000000000000. Acesso em: 8 jun. 2020.

MCSD- Energia nova. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019b. Son., color. Portal de Aprendizado. https://ccee.micropower.com.br/Performa/WebCds/cds.aspx?action=launch&ERL=A4FAC1F1-C8E0-4621-9E0B-EF1FE7EC9768&SID=20kl5vhvcmlhnqzqoymxgqnl&AL=True&ResumeMode=CP&DCM=ALL&TzOffSet=-3&ServerID=1&LID=00000000-0000-0000-0000-000000000000. Acesso em: 8 jun. 2020.

MENGELKAMP, Esther et al. Designing microgrid energy markets. **Applied Energy**, [s. l.], v. 210, p. 870–880, 2018. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191730805X. Acesso em: 24 set. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2018). **Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018**. Diário Oficial da União. Brasília, ano 2018, edição: 249, seção: 1, 28 de dezembro de 2018. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia/Gabinete do Ministro, 2018. Disponível

em: http://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754. Acesso em: 11 jun. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2019). **Portaria nº 455, de 6 de dezembro de 2019**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia/Gabinete do Ministro, 2019. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2019455mme.pdf. Acesso em: 13 maio 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2020). **Resoluções do CNPE**. Brasília, 2020. Disponível em: http:// http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2020). **Resoluções do CMSE**. Brasília, 2020. Disponível em: http:// http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/resolucoes.

MOTTA-ROTH, Désirée; RABUSKE HENDGES, Graciela. **Produção Textual na Universidade**. São Paulo: Parábola Editorial, 2010.

NAKAMOTO, Satoshi. **Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash SystemBitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System**, 2008. Disponível em: www.bitcoin.org. Acesso em: 21 nov. 2019.

NATURE ENERGY. The many faces of resilience. **Nature Energy**, [s. l.], v. 3, n. 2, p. 83–83, 2018. Disponível em: http://www.nature.com/articles/s41560-018-0102-7. Acesso em: 3 out. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Sumário do Programa Mensal de Operação:** PMO de julho, semana 29 a 05 de julh**o.** Brasília: ONS, 2019. Disponível em: http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/SUMARIO_PMO_201907_RV0.pdf#search=cmo. Acesso em: 29 jun. 2019.

ORION. **POC Eletrikas Software**. Disponível em: https://docs.google.com/document/d/1B_K1jR9MxpTJBOzxe-WQTQdrhsCJqvpm/edit. Acesso em: 19 ago. 2020

PARK, Lee Won; LEE, Sanghoon; CHANG, Hangbae. A sustainable home energy prosumer-chain methodology with energy tags over the *blockchain*. **Sustainability (Switzerland)**, [s. l.], v. 10, n. 3, p. 1-18, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.bjbas.2018.08.003. Acesso em: 22 mar. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Orgs). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica - CRESESB, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 17 jul. 2020.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Estudo De Características Elétricas E Térmicas De Inversores Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede**. 2010. 285 f. Tese

(Doutorado) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

REGIME de cotas de garantia física. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2017. Son., color. Portal de Aprendizado. Disponível em: https://ccee.micropower.com.br/Performa/WebCds/cds.aspx?action=launch&ERL=5884DC39-6238-4464-ABF0-A75BE30BAB4D&SID=20kl5vhvcmlhnqzqoymxgqnl&AL=True&ResumeMode=HO&DCM=ALL&TzOffSet=-3&ServerID=1&LID=00000000-0000-0000-0000-000000000000. Acesso em: 8 jun. 2020.

REGIME de cotas de Angra. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2014. Son., color. Portal de Aprendizado. Disponível em: https://ccee.micropower.com.br/Performa/WebCds/cds.aspx?action=launch&ERL=23956F22-26B8-4B9A-8639-77867413D1AE&SID=20kl5vhvcmlhnqzqoymxgqnl&AL=True&ResumeMode=CP&DCM=ALL&TzOffSet=-3&ServerID=1&LID=00000000-0000-0000-0000-000000000000. Acesso em: 8 jun. 2020.

STRÜKER, Jens; ALBRECHT, Simon; REICHERT, Stefan. Blockchain in the Energy Sector. In: **Business Transformation through Blockchain**. Cham: Springer International Publishing, 2019. p. 23–51.

TAN, Shengmin; WANG, Xu; JIANG, Chuanwen. Privacy-Preserving Energy Scheduling for ESCOs Based on Energy Blockchain Network. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 8, p. 1-16, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/8/1530. Acesso em: 20 jan. 2020.

TANAKA, Kenji; NAGAKUBO, Kosuke; ABE, Rikiya. Blockchain-based electricity trading with Digitalgrid router. 2017 IEEE International Conference On Consumer Electronics - Taiwan (ICCE-TW). **Anais IEEE, 2017**, p. 201-202, 2017. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/document/7991065. Acesso em: 20 jan. 2020.

THOMAS, Lee et al. A general form of smart contract for decentralized energy systems management. **Nature Energy**, [s. l.], v. 4, n. 2, p. 140–149, 2019. Disponível em: http://www.nature.com/articles/s41560-018-0317-7. Acesso em: 3 out. 2019.

TRONCIA, Matteo et al. Distributed Ledger Technologies for Peer-to-Peer Local Markets in Distribution Networks. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 17, p. 1-19, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/17/3249. Acesso em: 20 jan. 2020.

TUMENAS, Thainan. **Coletânea de Legislação**: Setor Elétrico Brasileiro. São Paulo: CCEE, 2009. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/bibpublic_juridicoregulatorio/documents/conteudoccee/ccee_031561.pdf. Acesso em: 12 fev. 2020.

VERMA, Piyush et al. EnerPort: Irish Blockchain project for peer- to-peer energy trading. **Energy Informatics**, [s. l.], v. 1, n. 1, p. 1-9, 2018. Disponível em: https://energyinformatics.springeropen.com/articles/10.1186/s42162-018-0057-8. Acesso em:

19 set. 2019.

WANG, Jian et al. A novel electricity transaction mode of microgrids based on *blockchain* and continuous double auction. **Energies**, [s. l.], v. 10, n. 12, p. 1–22, 2017. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/1971. Acesso em: 22 mar. 2020.

WANG, Ning et al. Peer-to-Peer Energy Trading among Microgrids with Multidimensional Willingness. **Energies**, [s. l.], v. 11, n. 12, p. 1-22, 2018. Disponível em: http://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3312. Acesso em: 23 mar. 2020.

WANG, Naiyu. et al. When Energy Trading Meets *Blockchain* in Electrical Power System: The State of the Art. **Applied Sciences**, [s. l.], v. 9, n. 8, p. 1-31, 2019a. Disponível em: https://www.mdpi.com/2076-3417/9/8/1561. Acesso em: 20 jan. 2020.

WANG, Xiaonan et al. Blockchain-based smart contract for energy demand management. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 158, p. 2719-2724, 2019b. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610219311063. Acesso em: 22 mar. 2020.

XU, Zixiao; YANG, Dechang; LI, Weilin. Microgrid group trading model and solving algorithm based on *blockchain*. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 7, p. 1-19, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/7/1292. Acesso em: 20 jan. 2020.

YANG, Mengmeng et al. A blockchain-based location privacy-preserving crowdsensing system. **Future Generation Computer Systems**, [s. l.], v. 94, p. 408–418, 2019. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0167739X18320909. Acesso em: 24 set. 2019.

YU, Yunjun et al. Trusted transactions inmicro-grid based on *blockchain*. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 10, p. 1-16, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/10/1952. Acesso em: 20 jan. 2020.

ZHAO, Shengnan et al. Integrated energy transaction mechanisms based on *blockchain* technology. **Energies**, [s. l.], v. 11, n. 9, p. 1-19, 2018. Disponível em: http://www.mdpi.com/1996-1073/11/9/2412. Acesso em: 22 mar. 2020.

ZHAO, Wenting et al. Consortium Blockchain-Based Microgrid Market Transaction Research. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 20, p. 1-22, 2019a. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/20/3812. Acesso em: 20 jan. 2020.

ZHAO, Yuehao. et al. Applied engineering programs of energy *blockchain* in US. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 158, p. 2787–2793, 2019b. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610219311178?via%3Dihub. Acesso em: 22 mar. 2020.

ZHU, X Xingxiong Zhu. Research on Key Technologies and Applications of Energy Internet *Blockchain*. **E3S Web of Conferences**, [s. l.], v. 118, p. 1-6, 2019. Disponível em: https://www.e3s-conferences.org/10.1051/e3sconf/201911801003. Acesso em: 22 mar. 2020.

ANEXO A – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo PLD - ACL

PROCESSO			
	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
PLD	CMO (Previsão de vazões, disponibilidade das térmicas, previsão de carga, custo imediato e custo futuro)	R$/MWh	Instrumento de aprovação: Resolução Normativa nº 511/2012 - Motivo de revisão: Original
	PLD min (TE/TEO)	R$/MWh	Resolução Normativa nº 551/2013 - Resolução n° 03/2013 - CNPE
	PLD máximo estrutural	R$/MWh	Resolução Normativa nº 601/2014 - Retirada da Metodologia Transitóriade Preço da Resolução nº 03/2013 - CNPE
	PLD máximo horário	R$/MWh	Resolução Normativa nº 719/2016 - Permissão para que restrições elétricas entre reservatórios equivalentes de energia sejam mantidas para formação de preço
			Resolução Normativa nº 802/2017 - Resolução Normativa nº 764/2017
			Resolução Normativa nº 832/2018 - Aprimoramentos
			Resolução Normativa nº 869/2020 - Implementação DESSEM

ANEXO B – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Medição Física - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	REGULATÓRIA
Medição física	Dados de medição (Energia gerada)	MWh	Perdas Técnicas	MWh	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Dados de medição (Energia consumida)	MWh			Resolução Normativa n° 533/2013 - Nota Técnica n° 002/2013– SEM/ANEEL
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Portaria nº 101/2016 PLD
					Resolução Normativa nº 869/2020 - sem alteração

ANEXO C – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Medição Contábil - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Medição Contábil	Dados de medição (Energia gerada)	MWh	Fator de Rateio de Perdas	NA	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Dados de medição (Energia consumida)	MWh			Resolução Normativa nº 578/2013 - Resolução Normativa nº 487/2012
					Resolução Normativa nº601/2013 - Audiência Pública 124/2013
					Despacho n° 2.989/2014 - Ofício nº 107/2014
					Resolução Normativa nº 619/2013 - Resolução Normativa nº 566/2013
					Despacho nº 3.751/2014 - Despacho nº 2.922/2014
					Despacho nº 4.606/2014 - Nota Técnica nº 119/2014-SEM/ANEEL
					Resolução Normativa n° 637/2014 - Audiência Pública 56/2014
					Despacho nº 654/2015 Despacho nº 686/2015 - Nota Técnica nº 35/2015- SRM/ANEEL Nota Técnica nº 38/2015 - SRMSRG/ANEEL
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 275/2015–SRM/ANEEL Audiência Pública nº 084/2015
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 261/2015–SRM/ANEEL Audiência Pública nº 084/2015
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 262/2015–SRM/ANEEL Audiência Pública nº 084/2015
					Resolução Normativa nº 755/2016 - Tratamento dos Limites de Ultrapassagem da Potência Injetada Prevista nas Leis nº 13.203/2015 e 13.299/2016.
					Despacho nº381/2017 - Tratamento da Reincidência de Ultrapassagem da Potência Injetada
					Resolução Normativa nº 802/2017 - Lei 13.182/2015 Simplificação Algébrica REN 756/ 2016
					Resolução Normativa nº 832/2018- Portaria nº 101/2016
					Resolução Normativa nº 869/2020 - PMI

ANEXO D – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Garantia Física - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	REGULATÓRIA
Garantia Física	Montante de energia	MWh	Capacidade Instalada	MW	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
					Resolução Normativa nº 533/2012 - Medida Provisória nº579/2012 Decreto nº 7.805/2012
					Resolução Normativa nº 578/2013 - Resolução Normativa nº 487.2012 Audiência Pública 94/2013
					Resolução Normativa nº 601/2014 - Resolução Normativa nº 584/2013 Audiência Pública 124/2013
					Despacho nº 2989.2014 - Ofício nº 107/2014
					Resolução Normativa nº 619/2014 - Nota Técnica nº 003/2014 da AP nº 124/2013
					Resolução Normativa nº 637/2014 - Audiência Pública 56/2014
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 262/2015– SRM/ANEEL Nota Técnica nº 275/2015– SRM/ANEEL Audiência Pública nº 084/2015
					Resolução Normativa nº 802/2017 - REN 756/ 2016
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Portaria nº 101/2016 e PLD horário
					Resolução Normativa nº 879/2020 - Nota Técnica nº 120/2019 SRG/ANEEL

ANEXO E – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo MRE - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
MRE	Energia consolidada	MWh	Tarifa de energia de otimização (TEO)	R$/MWh	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Garantia física	MWh	Compensação do MRE (Risco hidrológico)	R$	Resolução Normativa nº 533/2013 - Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 7.805/2012
	Superavit de geração	MWh			Resolução Normativa nº 755/2016 - Resolução Normativa nº 684/2015
	Déficit de geração	MWh			Resolução Normativa nº 802/2017 - Lei nº 13.360/2016 REN 756/2016
	Excedente Total	MWh			Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
					Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem alteração

ANEXO F – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Contratos - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
Contratos	Quantidade contratada	MWmédio	Perdas	MWh	Período contrado	NA	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Montante contratado por sazonalização	MWmédio			Tipo de contrato (CCEAL, CCEI e contratos de cessão)	anos/meses	Resolução Normativa nº 533/2012 - Medida Provisória n°579/2012 Decreto n° 7.805/2012
	Montante contratado por modulação	MWmédio			**Quantidade contratada**	MWmédio	Resolução Normativa nº 578/2013 - Portaria 47/2013 12ºLEN e 11ºLEE
	Montante contratado por vigência de contrato	MWmédio			**Montante contratado por sazonalização**	MWmédio	Resolução Normativa nº 601/2014 - Resolução Normativa nº 584/2013 Audiência Pública 124/2013
					Montante contratado por modulação	MWmédio	Despacho nº 1.666/2014 - Aprovação dos relatórios de auditoria de certificação
					Montante contratado por vigência de contrato	MWmédio	Despacho nº 3.656/2014 - Adequação dos Fatores de Efetivação Contratual em Função de Garantias Financeiras
					Perdas	MWh	Resolução Normativa n° 611/2014 - Portaria MME n° 185/2013
					Lastro	MWmédio	Despacho nº 4.606/2014 - Nota Técnica nº 119/2014-SEM/ANEEL
							Resolução Normativa n° 637/2014 - Potência Associada aos Contratos Regulados Resolucao Normativa nº 622/2014
							Despacho nº 2996/2014 - Nota Técnica nº 182/2015–SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 275/2015– SRM/ANEEL Audiência Pública nº 84/2015
							Resolução Normativa nº 683/2015 - Aprimoramento de regra
							Resolução Normativa nº 789/2017 - MCSD de Energia Nova
							Resolução Normativa nº 829/2018 - Nota Técnica nº 148/2018–SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 755/2016 - Lei nº 13.203/2015
							Despacho nº 3.074/2017 - Decreto nº 9.143/2017 e Nota
							Resolução Normativa nº789/2017 - MCSD de Energia Nova
							Resolução Normativa nº 829/2018 - Nota Técnica nº 148/2018– SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº802/2017 - Lei 13.182/2015 Decreto nº 9.143/2017
							Resolução Normativa nº 832/2018 - Nota Técnica nº 148/2018– SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 833/2018 - Resolução Normativa nº 824/2018
							Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - Atualização das Regras aprovadas após AP 20/18

ANEXO G – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Desconto na TUSD/TUST - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA		REGULATÓRIA
Desconto na TUSD/TUST	Energia incentivada especial	MWh	Potência conectada à rede	MW	Resolução Normativa nº 456/2011 - Original
	Energia Incentivada não especial	MWh			Resolução Normativa nº 452/2011 - Mecanismo de Cessão
	Montante de energia convencional contratada pelo gerador	MW			Resolução Normativa nº 601/2014 - Utilização de Saldo Passado de Energia Incentivada Desconsideração do Comprometimento Regulado Desconsideração da Garantia Física com Ultrapassagem de Potência Injetada Agente Varejista
	Suficiência de lastro	MWh			Despacho nº 1.269/2014 - Nota Técnica nº 41/2014-SEM/ANEEL
					Resolução Normativa nº 619/2014 - Lastro de Venda Declarado para o Primeiro Ano de Usinas sem Garantia Física Resolução Normativa nº 595/2013
					Resolução Normativa nº 637/2014 - Exclusão do Limite Mínimo de Sazonalização de Garantia Física
					Resolução Normativa nº 683/2015 - Inserção dos Contratos de Chamada Pública e Geração Distribuída
					Resolução Normativa nº 755/2016 - Tratamento da Reincidência de Ultrapassagem da Potência Injetada Art. 2º Lei 13.299 Repasse de desconto de autoprodução
					Despacho nº 381/2017 - Correções Algébricas
					Resolução Normativa nº 802/2017 - Lei nº 13.299 Aprimoramentos
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Tratamento de Ampliação de Usinas
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Introdução do PLD Horário
					Resolução Normativa nº 869/2020 - Tratamento do autoprodutor

ANEXO H – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Balanço Energético - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO		
	ENERGÉTICA	Unidade	REGULATÓRIA
Balanço Energético	MRE	MWh	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Energia verificada	MWh	Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
	Energia contratada	MWmédio	Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem Alteração
	Exposição positiva	MWh	
	Exposição negativa	MWh	
	Exposição nula	NA	

ANEXO I – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Tratamento de Exposições - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
Tratamento de exposições	Montante de energia importada	MWh	Exposição financeira (positiva e negativa)	R$	Montante de energia medido	MWh	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Montante de energia exportada	MWh	Excedente financeiro	R$	Montante de energia contratado	MWh	Resolução Normativa nº 533/2013 - Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 7.805/2012
							Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 e REN Nº 530/2012
							Resolução Normativa nº 683/2015 - Aprimoramento de regra
							Resolução Normativa nº 789/2017 - MCSD de Energia Nova
							Resolução Normativa nº 850/2019 - Resolução Normativa nº 817/2018
							Resolução Normativa nº 833/2018 - Resolução Normativa nº 789/2017
							Resolução Normativa nº 850/2019 - Resolução Normativa nº 817/2018 Despacho nº 1.400/2018
							Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - Atualização das Regras aprovadas após
							Resolução Normativa nº 881/2020 - Aprimoramento do processo de Recontabilização do Mercado de Curto

ANEXO J – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Encargos - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Encargos	Geração por segurança energética	MWh	Compensação síncrona	KVArh	Encargos de serviço do sistema elétricos (Encargos de serviços ancilares, encargos por restrição de operação e DH elétrico).	R$	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Energia importada	MWh	Controle automático da geração	MWh	Encargos energéticos (Encargo de segurança energética e DH energético).	R$	Resolução Normativa nº 533/2013 - Medida Provisória n°579/2012 Decreto n° 7.805/2012
			Reserva de potência operativa	MWh	Encargos por exposição residual	R$	Resolução Normativa nº 551/2013 - Resolução n° 03/2013 - CNPE
			Sistema especial de proteção	MWh			Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 Resolução Normativa nº 530/2012 Comercializador Varejista Despacho 3.172/2013
			Black start	MWh			Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 275/2015- SRM/ANEEL
			Custos fixos de usinas emergênciais	MWh			Resolução Normativa nº 802/2017 - Tratamento de usinas com recuperação de custos fixos via ESS Nota Técnica 029/2017 SRG–SRM/ANEEL Resolução Normativa nº 764/2017
			Investimentos para prestação de serv. ancilares	MWh			Resolução normativa nº 850/2019 - Resolução Normativa nº 822/2018
			Constrained-on	MWh			Resolução Normativa nº 851/2019 - Resolução Normativa nº 822/2018
			Constrained-off	MWh			Resolução Normativa nº 832/2018 - Decreto 9.143/2017 Aprimoramentos Gerais
			Unit commitment	MWh			Despacho n° 1635/2019 - Consulta Pública 010/2019 Nota Técnica nº 038/2019- SRG-SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 850/2019 - Resolução Normativa nº 817/2018 (AP 05/2019)
							Resolução Normativa nº 851/2019 - Resolução Normativa nº 822/2018 (AP 02/2019)
							Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - Atualização das Regras aprovadas após AP 20/18 Implementação DESSEM
							Resolução Normativa nº 881/2020 - Aprimoramento do processo de Recontabilização do Mercado de Curto Prazo
							Resolução Normativa nº 879/2020 - Nota Técnica

ANEXO K – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Penalidades - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Penalidades	Exposição nula	MWh	Penalidade por insuficiencia de lastro	R$	Resolução Normativa nº 456/2011 - Original
	Exposição negativa	MWh	Valor de Referência (ref. penalidade por ins. de lastro)	R$/MWh	Resolução Normativa nº 533/2013 - Lei nº 12.783/2013, Decreto nº 7.805/2012 e Resolução Normativa nº 452/2011
	Exposição positiva	MWh	Penalidade por falta de combustivel	R$	Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 Resolução Normativa nº 530/2012 Geração de Teste para Abatimento do Requisito de Consumo Agente Varejista
	Geração programada	MWh	Rampa gradual de preços	R$/MWh	Resolução Normativa nº 619/2014 - Lastro de Venda Declarado para o Primeiro Ano de Usinas sem Garantia Física
	Geração verificada	MWh			Resolução Normativa nº 637/2014 - Exclusão do Limite Mínimo de Sazonalização de Garantia Física Resolução Normativa nº 622/2014
					Resolução Normativa nº 719/2015 - Repasse da exposição de CCEAR-Q de usinas atestadas como “aptas” - Ofício nº 154/2015
					Resolução Normativa nº 683/2015 - Tratamento do Lastro para Alocação de Geração Própria Inserção dos Contratos de Chamada Pública e Geração Distribuída
					Resolução Normativa nº 719/2015 - Adequações geradas pela versão 2015.1.4 e atualizadas na versão 2016.1.0
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Audiência Pública nº 084/2015
					Resolução Normativa nº 755/2016 - Tratamento da Reincidência da Ultrapassagem da Potência Injetada Prevista nas Leis nº 13.203/2015 e 13.299/2016 Nova proposta AGP Alteração na valoração da pen. de lastro especial (PREÇO_ESP) e apuração global de lastro Exclusão Penalidade de Potência
					Resolução Normativa nº 802/2017 - Inclusão do 16º, 18º, 20º e 22º Leilões de Energia Nova Lei 13.182/2015
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Portaria nº 101/2016
					Resolução Normativa nº 833/2018 - Resolução Normativa nº 824/2018
					Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
					Resolução Normativa nº 869/2020 - Atualização das Regras aprovadas após AP 20/18
					Resolução Normativa nº 879/2020 - Nota Técnica

ANEXO L – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Consolidação dos Resultados - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO		
	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Consolidação dos resultados	Contabilização	R$	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	ver ACR	R$	Resolução Normativa nº 533/2013 - Lei nº 12.783/2013 - Decreto nº 7.805/2012
	Ajuste decorrente dos resultados de Itaipu	R$	Despacho nº 578/2013 - Nota Técnica nº 025/2013- SEM/ANEEL
	ver ACR	R$	Despacho nº 1.630/2013 - Nota Técnica nº 071/2013- SEM/ANEEL
	Ajuste decorrente de restituição de excedentes da CONER	R$	Resolução Normativa nº 551/2013 - Resolução n° 03/2013 - CNPE
	ver ACR	R$	Resolução Normativa nº 578/2013 - 12° Leilão de Energia Nova
	Ajuste do alívio retroativo	R$	Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 Resolução Normativa nº 530/2012 Demais aprimoramentos
	Ajuste mensal de disputas	R$	Despacho nº 1.743/2014 - Nota Técnica nº 054/2014- SEM/ANEEL
	Fator de ajuste Penalidades	R$	Resolução Normativa nº 637/2014 - REN nº 606/2014 Nota Técnica nº 103/2014- SEM/ANEEL Demais aprimoramentos
	ver ACR	R$	Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 275/2015- SRM/ANEEL Audiência Pública nº 84/2015
	ver ACR	R$	Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 262/2015- SRM/ANEEL Audiência Pública nº 84/2015
	ver ACR	R$	Resolução Normativa nº 755/2016 - Lei nº 13.203/2015 Resolução Normativa nº 711/2016 Demais aprimoramentos
	Encargos	R$	Despacho nº 564/2017 - Nota Técnica nº 38/2017- SRM/ANEEL
	Ajustes de exposições	R$	Despacho nº 1.619/2017 - Nota Técnica nº 095/2017- SRM/ANEE
	Compensação do MRE	R$	Resolução Normativa nº 802/2017 - Nota Técnica nº 391/2016 – SGT/ANEEL
	MCP	R$	Resolução Normativa nº 832/2018 - Resolução Normativa nº 697/2015 Aprimoramentos e PLD horário
	Recontabilização	R$	Resolução Normativa nº 869/2020 - Implementação DESSEM
			Resolução Normativa nº 881/2020 - Aprimoramento do processo de Recontabilização do Mercado de Curto Prazo

ANEXO M – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Ajuste de Contabilização e Recontabilização - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO		
	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Ajustes de contabilização e recontabilização	Diferenças apuradas de contabilização	R$	Resolução Normativa nº 456.2011 - Original
	Diferenças apuradas de recontabilização	R$	Resolução Normativa nº 551/2013 - Resolução n° 03/2013 - CNPE
			Resolução Normativa nº 601/2014 - Exclusão do PLD Final das Regras
			Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem alteração
			Resolução Normativa nº 881/2020 - Aprimoramento do processo de Recontabilização do Mercado de Curto Prazo

ANEXO N – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Liquidação Financeira - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO		
	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Liquidação Financeira (liquidez do mercado)	Contabilização (débitos e créditos)	R$	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Aporte de garantia financeira	R$	Resolução Normativa nº 637/2014 - REN 606/2014
			Resolução Normativa nº 601/2014 - Rateio da Inadimplência em Casos de desligamento Sem Sucessão
			Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem Alteração
			Resolução Normativa nº 879/2020 - Nota Técnica n°120/2019 SRG/ANEEL

ANEXO O – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Energia de Reserva - ACL

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
Energia de reserva	Garantia física das usinas	MWh	EER (Receitas fixas mensais para os vendedores (+), Fundo de garantia CONER (+), Custos administrativos CONER (+), Valor do volume de energia liquidado no MCP(-), Penalidades relativas ao uso da EER (-) e Inadimplência do agentes (-)	R$	Contratos (CER e CONUER)	NA	Resolução Normativa nº 456/2011 - Original
	Garantia física total do sistema	MWh					Resolução Normativa nº 533/2013 -3º e 4ºLER, Mecanismo de Cessão e multa anemométrica
							Despacho nº 354/2013 - Nota Técnica nº 019/2013
							Resolução Normativa nº 551/2013 - Resolução n° 03/2013 - CNPE
							Resolução Normativa nº 578/2013 - Aprimoramentos
							Despacho nº 4.403/2013 - Nota Técnica nº 164/2013 - SEM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 619/2014 - 4º LER Alteração no 2º LER conforme Portarias do MME Resolução Normativa nº 600/2014
							Despacho nº 4.606/2013 - Nota Técnica nº 119/2014-SEM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 637/2014 - 5º LER Resolução Normativa nº 606/2014 Despacho nº 2.178/2014 Aprimoramentos
							Despacho nº 2996/2015 - Nota Técnica nº 182/2015–SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 262/2015- SRM/ANEEL Nota Técnica nº 275/2015-
							Resolução Normativa nº 755/2016 - 6º 7º e 8º LER Resolução Normativa nº 734/2016 Aprimoramentos
							Resolução Normativa nº 802/2017 - REN 756/2016 Aprimoramentos
							Resolução Normativa nº 829/2018 - Nota Técnica nº 124/2018-SRMSGT/ANEEL
							Resolução Normativa nº 832/2018 - Aprimoramentos e PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - 10º LER e Reapuração de Energia de Reserva

ANEXO P – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Medição Física - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	REGULATÓRIA
Medição física	Dados de medição (Energia gerada)	MWh	Perdas Técnicas	MWh	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Dados de medição (Energia consumida)	MWh			Resolução Normativa n° 533/2013 - Nota Técnica n° 002/2013– SEM/ANEEL
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Portaria nº 101/2016 PLD horário
					Resolução Normativa nº 869/2020 - sem alteração

ANEXO Q – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Medição Contábil - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Medição Contábil	Dados de medição (Energia gerada)	MWh	Fator de Rateio de Perdas	NA	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Dados de medição (Energia consumida)	MWh			Resolução Normativa nº 578/2013 - Resolução Normativa nº 487/2012
					Resolução Normativa nº601/2013 - Audiência Pública 124/2013
					Despacho n° 2.989/2014 - Ofício nº 107/2014
					Resolução Normativa nº 619/2013 - Resolução Normativa nº 566/2013
					Despacho nº 3.751/2014 - Despacho nº 2.922/2014
					Despacho nº 4.606/2014 - Nota Técnica nº 119/2014-SEM/ANEEL
					Resolução Normativa n° 637/2014 - Audiência Pública 56/2014
					Despacho nº 654/2015 Despacho nº 686/2015 - Nota Técnica nº 35/2015- SRM/ANEEL Nota Técnica nº 38/2015 - SRMSRG/ANEEL
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 275/2015–SRM/ANEEL Audiência Pública nº 084/2015
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 261/2015–SRM/ANEEL Audiência Pública nº 084/2015
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 262/2015–SRM/ANEEL Audiência Pública nº 084/2015
					Resolução Normativa nº 755/2016 - Tratamento dos Limites de Ultrapassagem da Potência Injetada Prevista nas Leis nº 13.203/2015 e 13.299/2016.
					Despacho nº381/2017 - Tratamento da Reincidência de Ultrapassagem da Potência Injetada
					Resolução Normativa nº 802/2017 - Lei 13.182/2015 Simplificação Algébrica REN 756/ 2016
					Resolução Normativa nº 832/2018- Portaria nº 101/2016
					Resolução Normativa nº 869/2020 - PMI

ANEXO R – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Garantia Física - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	REGULATÓRIA
Garantia Física	Montante de energia	MWh	Capacidade Instalada	MW	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
					Resolução Normativa nº 533/2012 - Medida Provisória nº579/2012 Decreto nº 7.805/2012
					Resolução Normativa nº 578/2013 - Resolução Normativa nº 487.2012 Audiência Pública 94/2013
					Resolução Normativa nº 601/2014 - Resolução Normativa nº 584/2013 Audiência Pública 124/2013
					Despacho nº 2989.2014 - Ofício nº 107/2014
					Resolução Normativa nº 619/2014 - Nota Técnica nº 003/2014 da AP nº 124/2013
					Resolução Normativa nº 637/2014 - Audiência Pública 56/2014
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 262/2015– SRM/ANEEL Nota Técnica nº 275/2015–SRM/ANEEL Audiência Pública nº 084/2015
					Resolução Normativa nº 802/2017 - REN 756/ 2016
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Portaria nº 101/2016 e PLD horário
					Resolução Normativa nº 879/2020 - Nota Técnica nº 120/2019 SRG/ANEEL

ANEXO S – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo MRE - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
MRE	Energia consolidada	MWh	Tarifa de energia de otimização (TEO)	R$/MWh	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Garantia física	MWh	Compensação do MRE (Risco hidrológico)	R$	Resolução Normativa nº 533/2013 - Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 7.805/2012
	Superavit de geração	MWh			Resolução Normativa nº 755/2016 - Resolução Normativa nº 684/2015
	Déficit de geração	MWh			Resolução Normativa nº 802/2017 - Lei nº 13.360/2016 REN 756/2016
	Excedente Total	MWh			Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
					Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem alteração

ANEXO T – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Contratos - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
Contratos	**Quantidade contratada**	MWmédio	Perdas	MWh	Tipo de contrato (CCEAR, de Ajuste, CER, CCGF, CCEN, de Itaipu, do PROINFA e CBR)	anos/meses	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Montante contratado por sazonalização	MWmédio			Período contratado	NA	Resolução Normativa nº 533/2012 - Medida Provisória n°579/2012 Decreto n° 7.805/2012
	Montante contratado por modulação	MWmédio			**Quantidade contratada**	MWmédio	Resolução Normativa nº 578/2013 - Portaria 47/2013 12ºLEN e 11ºLEE
	Montante contratado por vigência de contrato	MWmédio			**Montante contratado por sazonalização**	MWmédio	Resolução Normativa nº 601/2014 - Resolução Normativa nº 584/2013 Audiência Pública 124/2013
					Montante contratado por modulação	MWmédio	Despacho nº 1.666/2014 - Aprovação dos relatórios de auditoria de certificação
					Montante contratado por vigência de contrato	MWmédio	Despacho nº 3.656/2014 - Adequação dos Fatores de Efetivação Contratual em Função de Garantias Financeiras
					Perdas	MWh	Resolução Normativa n° 611/2014 - Portaria MME n° 185/2013
					Lastro	MWmédio	Despacho nº 4.606/2014 - Nota Técnica nº 119/2014- SEM/ANEEL
							Resolução Normativa n° 637/2014 - Potência Associada aos Contratos Regulados Resolucao Normativa nº 622/2014
							Despacho nº 2996/2014 - Nota Técnica nº 182/2015– SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 275/2015– SRM/ANEEL Audiência Pública nº 84/2015
							Resolução Normativa nº 683/2015 - Aprimoramento de regra
							Resolução Normativa nº 789/2017 - MCSD de Energia Nova
							Resolução Normativa nº 829/2018 - Nota Técnica nº 148/2018–SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 755/2016 - Lei nº 13.203/2015
							Despacho nº 3.074/2017 - Decreto nº 9.143/2017 e Nota Técnica nº 159/2017 –
							Resolução Normativa nº789/2017 - MCSD de Energia Nova
							Resolução Normativa nº 829/2018 - Nota Técnica nº 148/2018– SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº802/2017 - Lei 13.182/2015 Decreto nº 9.143/2017
							Resolução Normativa nº 832/2018 - Nota Técnica nº 148/2018– SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 833/2018 - Resolução Normativa nº 824/2018
							Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - Atualização das Regras aprovadas após AP 20/18

ANEXO U – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Efeito dos Contratos por Disponibilidade - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO							
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade
Contratos: Efeitos dos contratos por disponibilidade	**Obrigação de entrega**	MWh	Manutenção da disponibilidade da usina	MW	Diferença de preços entre submercados	R$/MWh	Tipo de usina (biomassa s/ CVU − IB, IIB e III, demais térmicas e eólicas)	NA
	Montante contratado	MWmédio			Custo ref. à obrigação de entrega	R$	**Obrigação de entrega**	MWh
	Geração verificada	MWh			Custo ref. ao risco hidrológico	R$	**Montante contratado**	MWmédio
	Despacho programado	MWh			**Receita fixa mensal**	R$/Mês	Risco de diferença de preços entre submercados	NA
	Inflexibilidade contratual	MWmédio			Custo do combustível	R$/MWh	**Receita fixa mensal**	R$/Mês
	Disponibilidade máxima contratual	MWmédio			Exposição no MCP	R$/MWh	Disponibilidade da usina	MWh
	Geração inflexível	MWh					Energia indisponível	MWh
	Limite anual de geração	MWh					**Inflexibilidade contratual**	MWmédio
	Montante mínimo contratado	MWmédio					**Disponibilidade máxima contratual**	MWmédio
	Energia não entregue	MWh					**Montante mínimo contratado**	MWmédio
							Energia não entregue	MWh
							Medições anemométricas e climatológicas	NA

ANEXO V – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Desconto na TUSD/TUST - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO				
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA		REGULATÓRIA
Desconto na TUSD/TUST	Energia incentivada especial	MWh	Potência conectada à rede	MW	Resolução Normativa nº 456/2011 - Original
	Energia Incentivada não especial	MWh			Resolução Normativa nº 452/2011 - Mecanismo de Cessão
	Montante de energia convencional contratada pelo gerador	MW			Resolução Normativa nº 601/2014 - Utilização de Saldo Passado de Energia Incentivada Desconsideração do Comprometimento Regulado Desconsideração da Garantia Física com Ultrapassagem de Potência Injetada Agente Varejista
	Suficiência de lastro	MWh			Despacho nº 1.269/2014 - Nota Técnica nº 41/2014-SEM/ANEEL
					Resolução Normativa nº 619/2014 - Lastro de Venda Declarado para o Primeiro Ano de Usinas sem Garantia Física Resolução Normativa nº 595/2013
					Resolução Normativa nº 637/2014 - Exclusão do Limite Mínimo de Sazonalização de Garantia Física
					Resolução Normativa nº 683/2015 - Inserção dos Contratos de Chamada Pública e Geração Distribuída
					Resolução Normativa nº 755/2016 - Tratamento da Reincidência de Ultrapassagem da Potência Injetada Art. 2º Lei 13.299 Repasse de desconto de autoprodução
					Despacho nº 381/2017 - Correções Algébricas
					Resolução Normativa nº 802/2017 - Lei nº 13.299 Aprimoramentos
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Tratamento de Ampliação de Usinas
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Introdução do PLD Horário
					Resolução Normativa nº 869/2020 - Tratamento do autoprodutor

ANEXO W – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo MCSD - ACR

DIMENSÃO					
PROCESSO	ENERGÉTICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
MCSD	Déficit de energia	MWh	Declaração de sobra (de outros desvios e da saída de consumidores)	MWh	Resolução Normativa nº 869/2020 - Tratamento do autoprodutor
	Sobra de energia	MWh	Declaração de décifit	MWh	Resolução Normativa nº 456/2011 - Original
			CCEAR (Constrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado)	NA	Despacho nº 1630/2013 - Nota Técnica nº 071/2013- SEM/ANEEL
					Resolução Normativa nº 578/2013 - 11º Leilão de Energia Existente
					Despacho nº 654/2015 - Nota Técnica nº 35/2015- SRM/ANEEL
					Despacho nº 2996/2015 - Nota Técnica nº 180/2015- SRM/ANEEL
					Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 275/2015– SRM/ANEEL
					Resolução Normativa nº 789/2017 - MCSD de Energia Nova
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Nota Técnica nº 148/2018– SRM/ANEEL
					Resolução Normativa nº 755/2016 - Resolução Normativa nº 726/2016
					Resolução Normativa nº 832/2018 - Nota Técnica nº 148/2018– SRM/ANEEL

ANEXO X – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo MCSD de Energia Nova - ACR

DIMENSÃO					
PROCESSO	ENERGÉTICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
MCSD - Energia Nova	Déficit de energia nova	MWmédio	Declaração de sobra (de outros devios e da saída de consumidores)	MWmédio	Resolução Normativa nº 789/2017 - MCSD de Energia Nova
	Sobra de energia nova	MWmédio	Declaração de déficit	MWmédio	Resolução Normativa nº 802/2017 - Aprimoramentos
			Declaração de oferta de redução	%	Resolução Normativa nº 832/2018 - Nota Técnica nº 234/2016– SRM/ANEEL
			Energia contratada (cota parte)	MWh	Resolução Normativa nº 833/2018 - Resolução Normativa nº 824/2018
			CCGF (contratos de cota de garantia física)	NA	Despacho nº 2.628/2019 - Despacho nº 1395/2019
			CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado)	NA	Resolução Normativa nº832/2018 - PLD Horário
			Montantes contratuais geradores	MWmédio	Resolução Normativa nº869/2020 - Atualização das Regras aprovadas após AP 20/18
			CCEARC (Contrato de Cessão de CCEAR)	NA	

ANEXO Y – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Balanço Energético - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO		
	ENERGÉTICA	Unidade	REGULATÓRIA
Balanço Energético	MRE	MWh	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Energia verificada	MWh	Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
	Energia contratada	MWmédio	Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem Alteração
	Exposição positiva	MWh	
	Exposição negativa	MWh	
	Exposição nula	NA	

ANEXO Z – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Tratamento de Exposições - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
Tratamento de exposições	Montante de energia importada	MWh	Exposição financeira (positiva e negativa)	R$	Montante de energia medido	MWh	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Montante de energia exportada	MWh	Excedente financeiro	R$	Montante de energia contratado	MWh	Resolução Normativa nº 533/2013 - Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 7.805/2012
							Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 e REN Nº 530/2012
							Resolução Normativa nº 683/2015 - Aprimoramento de regra
							Resolução Normativa nº 789/2017 - MCSD de Energia Nova
							Resolução Normativa nº 850/2019 - Resolução Normativa nº 817/2018
							Resolução Normativa nº 833/2018 - Resolução Normativa nº 789/2017
							Resolução Normativa nº 850/2019 - Resolução Normativa nº 817/2018 Despacho nº 1.400/2018
							Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - Atualização das Regras aprovadas após
							Resolução Normativa nº 881/2020 - Aprimoramento do processo de Recontabilização do Mercado de Curto

ANEXO A1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Encargos - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Encargos	Geração por segurança energética	MWh	Compensação síncrona	KVArh	Encargos de serviço do sistema elétricos (Encargos de serviços ancilares, encargos por restrição de operação e DH elétrico).	R$	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Energia importada	MWh	Controle automático da geração	MWh	Encargos energéticos (Encargo de segurança energética e DH energético).	R$	Resolução Normativa nº 533/2013 - Medida Provisória n°579/2012 Decreto n° 7.805/2012
			Reserva de potência operativa	MWh	Encargos por exposição residual	R$	Resolução Normativa nº 551/2013 - Resolução n° 03/2013 - CNPE
			Sistema especial de proteção	MWh			Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 Resolução Normativa nº 530/2012 Comercializador Varejista Despacho 3.172/2013
			Black start	MWh			Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 275/2015- SRM/ANEEL
			Custos fixos de usinas emergênciais	MWh			Resolução Normativa nº 802/2017 - Tratamento de usinas com recuperação de custos fixos via ESS Nota Técnica 029/2017 SRG– SRM/ANEEL Resolução Normativa nº 764/2017
			Investimentos para prestação de serv. ancilares	MWh			Resolução normativa nº 850/2019 - Resolução Normativa nº 822/2018
			Constrained-on	MWh			Resolução Normativa nº 851/2019 - Resolução Normativa nº 822/2018
			Constrained-off	MWh			Resolução Normativa nº 832/2018 - Decreto 9.143/2017 Aprimoramentos Gerais
			Unit commitment	MWh			Despacho n° 1635/2019 - Consulta Pública 010/2019 Nota Técnica nº 038/2019- SRG-SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 850/2019 - Resolução Normativa nº 817/2018 (AP 05/2019)
							Resolução Normativa nº 851/2019 - Resolução Normativa nº 822/2018 (AP 02/2019)
							Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - Atualização das Regras aprovadas após AP 20/18 Implementação DESSEM
							Resolução Normativa nº 881/2020 - Aprimoramento do processo de Recontabilização do Mercado de Curto Prazo
							Resolução Normativa nº 879/2020 - Nota Técnica

ANEXO B1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Penalidades - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
Penalidades	Exposição nula	MWh	Penalidade por insuficiência de lastro	R$	Lastro	MWh	Resolução Normativa nº 456/2011 - Original
	Exposição negativa	MWh	Valor de Referência (ref. penalidade por ins. de lastro)	R$/MWh			Resolução Normativa nº 533/2013 - Lei nº 12.783/2013, Decreto nº 7.805/2012 e Resolução Normativa nº 452/2011
	Exposição positiva	MWh	Penalidade por falta de combustivel	R$			Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 Resolução Normativa nº 530/2012 Geração de Teste para Abatimento do Requisito de Consumo Agente Varejista
	Geração programada	MWh	Rampa gradual de preços	R$/MWh			Resolução Normativa nº 619/2014 - Lastro de Venda Declarado para o Primeiro Ano de Usinas sem Garantia Física
	Geração verificada	MWh					Resolução Normativa nº 637/2014 - Exclusão do Limite Mínimo de Sazonalização de Garantia Física Resolução Normativa nº 622/2014
							Resolução Normativa nº 719/2015 - Repasse da exposição de CCEAR-Q de usinas atestadas como “aptas” - Ofício nº 154/2015
							Resolução Normativa nº 683/2015 - Tratamento do Lastro para Alocação de Geração Própria Inserção dos Contratos de Chamada Pública e Geração Distribuída
							Resolução Normativa nº 719/2015 - Adequações geradas pela versão 2015.1.4 e atualizadas na versão 2016.1.0
							Resolução Normativa nº 719/2016 - Audiência Pública nº 084/2015
							Resolução Normativa nº 755/2016 - Tratamento da Reincidência da Ultrapassagem da Potência Injetada Prevista nas Leis nº 13.203/2015 e 13.299/2016 Nova proposta AGP Alteração na valoração da pen. de lastro especial (PREÇO_ESP) e apuração global de lastro Exclusão Penalidade de Potência
							Resolução Normativa nº 802/2017 - Inclusão do 16º, 18º, 20º e 22º Leilões de Energia Nova Lei 13.182/2015
							Resolução Normativa nº 832/2018 - Portaria nº 101/2016
							Resolução Normativa nº 833/2018 - Resolução Normativa nº 824/2018
							Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - Atualização das Regras aprovadas após AP 20/18
							Resolução Normativa nº 879/2020 - Nota Técnica

ANEXO C1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Consolidação dos Resultados - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO		
	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Consolidação dos resultados	Contabilização	R$	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Ajuste decorrente do repasse de risco hidrológico do ACR	R$	Resolução Normativa nº 533/2013 - Lei nº 12.783/2013 - Decreto nº 7.805/2012
	Ajuste decorrente dos resultados de Itaipu	R$	Despacho nº 578/2013 - Nota Técnica nº 025/2013- SEM/ANEEL
	Ajuste decorrente de contratação de CCEAR por quantidade de usinas aptas	R$	Despacho nº 1.630/2013 - Nota Técnica nº 071/2013- SEM/ANEEL
	Ajuste decorrente de restituição de excedentes da CONER	R$	Resolução Normativa nº 551/2013 - Resolução n° 03/2013 - CNPE
	Ajuste decorrente do processamento do MCSD ex-post	R$	Resolução Normativa nº 578/2013 - 12° Leilão de Energia Nova
	Ajuste do alívio retroativo	R$	Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 Resolução Normativa nº 530/2012 Demais aprimoramentos
	Ajuste mensal de disputas	R$	Despacho nº 1.743/2014 - Nota Técnica nº 054/2014- SEM/ANEEL
	Fator de ajuste Penalidades	R$	Resolução Normativa nº 637/2014 - REN nº 606/2014 Nota Técnica nº 103/2014- SEM/ANEEL Demais aprimoramentos
	Efeitos da contratação de energia nuclear	R$	Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 275/2015-SRM/ANEEL Audiência Pública nº 84/2015
	Efeitos da contratação por regime de cotas da garantia física	R$	Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 262/2015-SRM/ANEEL Audiência Pública nº 84/2015
	Efeitos da contratação por disponibilidade	R$	Resolução Normativa nº 755/2016 - Lei nº 13.203/2015 Resolução Normativa nº 711/2016 Demais aprimoramentos
	Encargos	R$	Despacho nº 564/2017 - Nota Técnica nº 38/2017- SRM/ANEEL
	Ajustes de exposições	R$	Despacho nº 1.619/2017 - Nota Técnica nº 095/2017- SRM/ANEE
	Compensação do MRE	R$	Resolução Normativa nº 802/2017 - Nota Técnica nº 391/2016 – SGT/ANEEL
	MCP	R$	Resolução Normativa nº 832/2018 - Resolução Normativa nº 697/2015 Aprimoramentos e PLD horário
	Recontabilização	R$	Resolução Normativa nº 869/2020 - Implementação DESSEM
			Resolução Normativa nº 881/2020 - Aprimoramento do processo de Recontabilização do Mercado de Curto Prazo

ANEXO D1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Ajuste de Contabilização e Recontabilização - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO		
	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Ajustes de contabilização e recontabilização	Diferenças apuradas de contabilização	R$	Resolução Normativa nº 456.2011 - Original
	Diferenças apuradas de recontabilização	R$	Resolução Normativa nº 551/2013 - Resolução n° 03/2013 - CNPE
			Resolução Normativa nº 601/2014 - Exclusão do PLD Final das Regras
			Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem alteração
			Resolução Normativa nº 881/2020 - Aprimoramento do processo de Recontabilização do Mercado de Curto Prazo

ANEXO E1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Liquidação Financeira - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO		
	ECONÔMICA	Unidade	REGULATÓRIA
Liquidação Financeira (liquidez do mercado)	Contabilização (débitos e créditos)	R$	Resolução Normativa nº 428/2011 - Original
	Aporte de garantia financeira	R$	Resolução Normativa nº 637/2014 - REN 606/2014
			Resolução Normativa nº 601/2014 - Rateio da Inadimplência em Casos de desligamento Sem Sucessão
			Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem Alteração
			Resolução Normativa nº 879/2020 - Nota Técnica n°120/2019 SRG/ANEEL

ANEXO F1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Energia de reserva - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
Energia de reserva	Garantia física das usinas	MWh	EER (Receitas fixas mensais para os vendedores (+), Fundo de garantia CONER (+), Custos administrativos CONER (+), Valor do volume de energia liquidado no MCP(-), Penalidades relativas ao uso da EER (-) e Inadimplência do agentes (-)	R$	Contratos (CER e CONUER)	NA	Resolução Normativa nº 456/2011 - Original
	Garantia física total do sistema	MWh					Resolução Normativa nº 533/2013 -3º e 4ºLER, Mecanismo de Cessão e multa anemométrica
							Despacho nº 354/2013 - Nota Técnica nº 019/2013
							Resolução Normativa nº 551/2013 - Resolução n° 03/2013 - CNPE
							Resolução Normativa nº 578/2013 - Aprimoramentos
							Despacho nº 4.403/2013 - Nota Técnica nº 164/2013 - SEM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 619/2014 - 4º LER Alteração no 2º LER conforme Portarias do MME Resolução Normativa nº 600/2014
							Despacho nº 4.606/2013 - Nota Técnica nº 119/2014-SEM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 637/2014 - 5º LER Resolução Normativa nº 606/2014 Despacho nº 2.178/2014 Aprimoramentos
							Despacho nº 2996/2015 - Nota Técnica nº 182/2015–SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 719/2016 - Nota Técnica nº 262/2015- SRM/ANEEL Nota Técnica nº 275/2015-SRM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 755/2016 - 6º 7º e 8º LER Resolução Normativa nº 734/2016 Aprimoramentos
							Resolução Normativa nº 802/2017 - REN 756/2016 Aprimoramentos
							Resolução Normativa nº 829/2018 - Nota Técnica nº 124/2018-SRMSGT/ANEEL
							Resolução Normativa nº 832/2018 - Aprimoramentos e PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - 10º LER e Reapuração de Energia de Reserva

ANEXO G1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Regime de Cotas de Angra - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
Regime de cotas de Angra	Regime de cotas	MWh	Receita fixa da usina	R$	CCEN (contratos de cota de energia nuclear)	NA	Resolução Normativa nº 533/2013 - Original
			Receita variável da usina	R$	**Energia contratada**	MWmédio	Despacho nº 354/2013 - Homologação do módulo no CliqCCEE
					Cota parte	%	Resolução Normativa nº 578/2013 - Aprimoramentos
					Sazonalização de cotas	NA	Despacho nº 3.762/2013 - Nota Técnica nº 142/2013-SEM/ANEEL
					Modulação de cotas	NA	Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 REN Nº 530/2012
							Despacho nº 478 /2014 - Nota Técnica nº 17/2014-SEM/ANEEL
							Despacho nº 3.080 /2014 - Nota Técnica nº 78/2014-SEM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 637/2014 - Nota Técnica nº 123/2014-SEM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 755/2016 - Art. 3º da Lei nº 13.203/2015 Nota Técnica nº 210/2015- SRM/SRG/SGT/ANEEL
							Resolução Normativa nº 802/2017 - Aprimoramentos
							Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem alteração

ANEXO H1 – Definição e avaliação dos indicadores do mercado de comercialização de energia elétrica do processo Regime de Cotas de Garantia Física - ACR

PROCESSO	DIMENSÃO						
	ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
Regime de cotas de Garantia Física	Regime de cotas	MWh	Receita de venda	R$	CCGF (contratos de cota de garantia física)	NA	Resolução Normativa nº 533/2013 - Original
					Energia contratada	MWmédio	Despacho nº 354/2013 - Homologação do módulo no CliqCCEE
					Cota parte	%	Resolução Normativa nº 578/2013 - Aprimoramentos
					Sazonalização de cotas	NA	Despacho nº 3.762/2013 - Nota Técnica nº 142/2013-SEM/ANEEL
					Modulação de cotas	NA	Resolução Normativa nº 601/2014 - Art. 10 da Lei nº 12.111/2009 REN Nº
							Despacho nº 478 /2014 - Nota Técnica nº 17/2014-SEM/ANEEL
							Despacho nº 3.080 /2014 - Nota Técnica nº 78/2014-SEM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 637/2014 - Nota Técnica nº 123/2014-SEM/ANEEL
							Resolução Normativa nº 755/2016 - Art. 3º da Lei nº 13.203/2015 Nota Técnica nº 210/2015- SRM/SRG/SGT/ANEEL
							Resolução Normativa nº 802/2017 - Aprimoramentos
							Resolução Normativa nº 832/2018 - PLD Horário
							Resolução Normativa nº 869/2020 - Sem alteração

ANEXO I1 – Definição e avaliação dos indicadores do Ambiente de Comercialização de Geração Distribuída do Grupo A - ACGD

	Dimensão								
	ENERGÉTICA	Unidade	**ELÉTRICA**	Unidade	**ECONÔMICA**	Unidade	**CONTRATUAL**	Unidade	**REGULATÓRIA**
GRUPO A	Dados de Medição (Energia elétrica injetada Ponta)	kWh	**Potência Nominal (micro ou mini)**	kW	**Preço de venda de energia elétrica**	R$	**Contrato de venda de energia elétrica**	kWh	Resolução Normativa 482/2012 - ANEEL
	Dados de Medição (Energia elétrica injetada Fora Ponta)	kWh	**Nível de Tensão Elétrica**	V	**Preço de compra de energia elétrica**	R$	**Contrato de compra de energia elétrica**	kWh	Resolução Normativa 687/2015 - ANEEL
	Dados de Medição (Energia elétrica consumida Ponta)	kWh	Demanda Contratada	kW	**TE**	R$/kWh	Tarifa Horária Azul	kWh	Resolução Normativa 786/2017 - ANEEL
	Dados de Medição (Energia elétrica consumida Fora Ponta)	kWh	**Distorção Harmônica Total**	%	**TUSD/TUST**	R$/kWh	Tarifa Horária Verde	kWh	Resolução Normativa 414/2010 - ANEEL
			Fator de Potência	%	**Encargos**	R$/kWh	**Encargos**	R$	Prodist
			Perdas Elétricas	%	**Tributos**	RS	**Tributos**	R$	

ANEXO J1 – Definição e avaliação dos indicadores do Ambiente de Comercialização de Geração Distribuída do Grupo B- ACGD

	Dimensão								
	ENERGÉTICA	Unidade	**ELÉTRICA**	Unidade	**ECONÔMICA**	Unidade	**CONTRATUAL**	Unidade	**REGULATÓRIA**
GRUPO B	Dados de Medição (Energia elétrica injetada)	kWh	**Potência Nominal (micro ou mini)**	kW	**Preço de venda de energia elétrica**	R$	**Contrato de venda de energia elétrica**	kWh	Resolução Normativa 482/2012 - ANEEL
	Dados de Medição (Energia elétrica consumida)	kWh	**Nível de Tensão Elétrica**	V	**Preço de compra de energia elétrica**	R$	**Contrato de compra de energia elétrica**	kWh	Resolução Normativa 687/2015 - ANEEL
			Custo de Disponibilidade	kWh	**TE**	R$/kWh	Tarifa Única	kWh	Resolução Normativa 786/2017 - ANEEL
			Distorção Harmônica Total	%	**TUSD/TUST**	R$/kWh	Tarifa Binômia	kWh	Resolução Normativa 414/2010 - ANEEL
			Fator de Potência	%	**Encargos**	R$	**Encargos**	R$	Prodist
			Perdas Elétricas	%	**Tributos**	R$	**Tributos**	R$	

ANEXO K1 – Definir e avaliar métricas dos impactos da tecnologia *blockchain* no setor de comercialização - ACL

SETOR		DIMENSÃO						
		ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
De Comercialização (ACL)	Agentes Comercializadores	Energia contratada por contrato (compra)	MWmédio ou MWh	Preço da energia contratada por submercado (compra)	R$/MWh	Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Resolução Normativa nº 511/2012
		Energia contratada por contrato (venda)	MWmédio ou MWh	Preço da energia contratada por submercado (venda)	R$/MWh	Montante de energia contratada (compra)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa nº 428/2011
		Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Preço total da energia contratada (compra)	R$	Montante de energia contratada (venda)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa nº 452/2011
				Preço total da energia contratada (venda)	R$	Submercado	SE/CO-NE-N-Sul	Resolução Normativa nº 456/2011
								Resolução Normativa nº 511/2012
	Agentes Geradores	Energia verificada por contrato (geração)	MWh	Preço da energia contratada por submercado (venda)	R$/MWh	Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Resolução Normativa n° 533/2013
		Energia contratada por contrato (venda)	MWmédio ou MWh	Preço total da energia contratada (venda)	R$	Montante de energia contratada (venda)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa nº 533/2012
		Tipo de energia	Convencional ou Incentivada			Submercado	SE/CO-NE-N-Sul	Resolução Normativa nº 551/2013
								Resolução Normativa nº 578/2013
								Resolução Normativa nº 601/2013
								Resolução Normativa nº 619/2013
	Agentes Distribuidores (Contratos com comercializadoras)	Energia verificada (consumo)	MWh	Preço da energia contratada por submercado (compra)	R$/MWh	Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Resolução Normativa nº 601/2014
		Energia contratada por contrato (compra)	MWmédio ou MWh	Preço da energia contratada por submercado (venda)	R$/MWh	Montante de energia contratada (compra)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa n° 611/2014
		Energia contratada por contrato (venda)	MWmédio ou MWh	Preço total da energia contratada (compra)	R$	Montante de energia contratada (venda)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa nº 619/2014
		Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Preço total da energia contratada venda)	R$	Submercado	SE/CO- NE-N-Sul	Resolução Normativa n° 637/2014
	Agentes Consumidores Livres e Especiais	Energia verificada (consumo)	MWh	Preço da energia contratada por submercado (compra)	R$/MWh	Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Resolução Normativa nº 683/2015
		Energia contratada (compra)	MWmédio ou MWh	Preço total da energia contratada (compra)	R$	Montante de energia contratada (compra)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa nº 719/2015
		Tipo de energia	Convencional ou Incentivada			Submercado	SE/CO-NE-N-Sul	Resolução Normativa nº 719/2016
								Resolução Normativa nº 755/2016
								Resolução Normativa nº 789/2017
								Resolução Normativa nº 802/2017
								Resolução Normativa nº 829/2018
								Resolução Normativa nº 832/2018
								Resolução Normativa nº 833/2018
								Resolução Normativa nº 850/2019
								Resolução Normativa nº 851/2019
								Resolução Normativa nº 869/2020
								Resolução Normativa nº 879/2020
								Resolução Normativa nº 881/2020

ANEXO L1 – Definir e avaliar métricas dos impactos da tecnologia *blockchain* no setor de comercialização - ACR

SETOR		DIMENSÃO						
		ENERGÉTICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
De Comercialização (ACR)	Agentes Comercializadores (Contratos com distribuidoras)	Energia contratada por contrato (compra)	MWmédio ou MWh	Preço da energia contratada por submercado (compra)	R$/MWh	Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Resolução Normativa nº 511/2012
		Energia contratada por contrato (venda)	MWmédio ou MWh	Preço da energia contratada por submercado (venda)	R$/MWh	Montante de energia contratada (compra)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa nº 428/2011
		Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Preço total da energia contratada (compra)	R$	Montante de energia contratada (venda)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa nº 452/2011
				Preço total da energia contratada venda)	R$	Submercado	SE/CO-NE-N-Sul	Resolução Normativa nº 456/2011
	Agentes Geradores	Energia verificada (geração)	MWh	Preço da energia contratada por submercado (venda)	R$/MWh	Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Resolução Normativa nº 511/2012
		Energia contratada (venda)	MWmédio ou MWh	Preço total da energia contratada (venda)	R$	Montante de energia contratada (venda)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa n° 533/2013
		Tipo de energia	Convencional ou Incentivada			Submercado	SE/CO-NE-N-Sul	Resolução Normativa nº 533/2012
								Resolução Normativa nº 551/2013
								Resolução Normativa nº 578/2013
								Resolução Normativa nº 601/2013
	Agentes Distribuidores	Energia verificada (consumo distribuidora)	MWh	Preço da energia contratada por submercado (compra)	R$/MWh	Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Resolução Normativa nº 619/2013
		Energia contratada (compra)	MWmédio ou MWh	Preço da energia contratada por submercado (venda)	R$/MWh	Montante de energia contratada (compra)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa nº 601/2014
		Energia contratada (venda)	MWmédio ou MWh	Preço total da energia contratada (compra)	R$	Montante de energia contratada (venda)	MWmédio ou MWh	Resolução Normativa n° 611/2014
		Tipo de energia	Convencional ou Incentivada	Preço total da energia contratada venda)	R$	Submercado	SE/CO-NE-N-Sul	Resolução Normativa nº 619/2014
	Agentes Consumidores Cativos	Energia verificada (consumo)	kWh	Tarifa de Energia Elétrica	R$/kWh	Grupo tarifário	A ou B	Resolução Normativa n° 637/2014
		Taxa de disponibilidade	kWh	TUSD/TUST	R$/kWh	Nível de tensão	KV	Resolução Normativa nº 683/2015
		Demanda contratada	kW			Encargos	R$	Resolução Normativa nº 719/2015
						Tributos	R$	Resolução Normativa nº 719/2016
								Resolução Normativa nº 755/2016
								Resolução Normativa nº 789/2017
								Resolução Normativa nº 802/2017
								Resolução Normativa nº 829/2018
								Resolução Normativa nº 832/2018
								Resolução Normativa nº 833/2018
								Resolução Normativa nº 850/2019
								Resolução Normativa nº 851/2019
								Resolução Normativa nº 869/2020
								Resolução Normativa nº 879/2020
								Resolução Normativa nº 881/2020

ANEXO M1 – Definir e avaliar métricas dos impactos da tecnologia *blockchain* no setor de geração distribuída *Net metering - ACGD*

SETOR			DIMENSÃO								
			ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
De Geração Distribuída	Net Metering (Sistema de compensação de energia elétrica)	Geração na Própria Unidade Consumidora	Energia injetada na rede	kWh	Potência nominal de GD	MW	Redução de custo/tarifa	R$/MWh			Resolução Normativa nº 414/2010
			Energia consumida da rede	kWh	Taxa de desempenho	%	Tempo de retorno do investimento	Meses			Resolução Normativa nº 482/2012
			Fator de capacidade	%	Fator de Forma	NA	Taxa Interna de Retorno (TIR)	%			Resolução Normativa nº 687/2015
			Produtividade	kWh/kW			Valor Presente Líquido (VPL)	R$			Resolução Normativa nº 786/2017
			Eficiência do sistema	%							PRODIST
		Autoconsumo Remoto	Energia injetada na rede	kWh	Potência nominal de GD	MW	Redução de custo/tarifa	R$/MWh			Resolução Normativa nº 414/2010
			Energia consumida da rede	kWh	Taxa de desempenho	%	Tempo de retorno do investimento	Meses			Resolução Normativa nº 482/2012
			Fator de capacidade	%	Fator de Forma	NA	Taxa Interna de Retorno (TIR)	%			Resolução Normativa nº 687/2015
			Produtividade	kWh/kW			Valor Presente Líquido (VPL)	R$			Resolução Normativa nº 786/2017
			Eficiência do sistema	%							PRODIST
		Geração Compartilhada	Energia injetada na rede	kWh	Potência nominal de GD	MW	Redução de custo/tarifa	R$/MWh			Resolução Normativa nº 414/2010
			Energia consumida da rede	kWh	Taxa de desempenho	%	Tempo de retorno do investimento	Meses			Resolução Normativa nº 482/2012
			Fator de capacidade	%	Fator de Forma	NA	Taxa Interna de Retorno (TIR)	%			Resolução Normativa nº 687/2015
			Produtividade	kWh/kW			Valor Presente Líquido (VPL)	R$			Resolução Normativa nº 786/2017
			Eficiência do sistema	%							PRODIST
		Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras	Energia injetada na rede	kWh	Potência nominal de GD	MW	Redução de custo/tarifa	R$/MWh			Resolução Normativa nº 414/2010
			Energia consumida da rede	kWh	Taxa de desempenho	%	Tempo de retorno do investimento	Meses			Resolução Normativa nº 482/2012
			Fator de capacidade	%	Fator de Forma	NA	Taxa Interna de Retorno (TIR)	%			Resolução Normativa nº 687/2015
			Produtividade	kWh/kW			Valor Presente Líquido (VPL)	R$			Resolução Normativa nº 786/2017
			Eficiência do sistema	%							PRODIST

ANEXO N1 – Definir e avaliar métricas dos impactos da tecnologia *blockchain* no setor de geração distribuída P2P - ACGD

SETOR		DIMENSÃO								
		ENERGÉTICA	Unidade	ELÉTRICA	Unidade	ECONÔMICA	Unidade	CONTRATUAL	Unidade	REGULATÓRIA
De Geração Distribuída	P2P	Fator de capacidade	%	Potência nominal de GD	MW	Redução de custo/tarifa	R$/MWh	R$P2G (preço da energia P2G)	R$/kWh	Resolução Normativa nº 414/2010
		Produtividade	kWh/kW	Taxa de desempenho	%	Tempo de retorno do investimento	Meses	R$G2P (preço da energia G2P)	R$/kWh	Resolução Normativa nº 482/2012
		Eficiência do sistema	%	Fator de Forma	NA	Taxa Interna de Retorno (TIR)	%	R$P2P (preço da energia P2P)	R$/kWh	Resolução Normativa nº 687/2015
		P2G (energia do prossumidor para a rede)	kWh			Valor Presente Líquido (VPL)	R$	R$P2C (preço da energia P2C)	R$/kWh	Resolução Normativa nº 786/2017
		G2P (energia da rede para o prossumidor)	kWh					R$G2C (preço das energia G2C)	R$/kWh	PRODIST
		P2P (energia do prossumidor para o prossumidor)	kWh					TUSD/TUST	R$/kWh	
		P2C (energia do prossumidor para o consumidor)	KWh					Encargos	R$	
		G2C (energia da rede para o consumidor)	KWh					Tributos	R$	

ANEXO O1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Energética

Agentes	Atribuições	Relação Técnica Energética	Nível de Impacto
De Geração: concessionárias de serviço público de geração	Exploram ativos de geração a título de serviço público	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: produtores independentes	Produzem energia com finalidade de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: autoprodutores	Produzem energia com finalidade de consumo próprio	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Comercializam o excedente mediante autorização da ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
De distribuição: concessionárias e permissionárias de distribuição	Comercializam energia no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Possuem a concessão ou permissão de distribuição de EE	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: comercializadoras	Representam comercialmente outro agente	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: consumidores livres convencionais e especiais	Adquire energia elétrica no ACL para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995	Comercializadoras X Comercializadoras	
Consumidores: cativos ou regulados	Compram energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CNPE	Formula políticas e diretrizes que asseguram o suprimento de insumos energéticos a todo o país	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: MME	Implementa e conduz as políticas energética que foram formuladas pelo CNPE de acordo com a diretrizes definidas pelo CNPE	Comercializadoras X Comercializadoras	
	O MME é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: EPE	Responsável pelos estudos de implantações da políticas energéticas, que foram formuladas pelo CNPE e conduzidas pelo MME	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Subsidia e apoia tecnicamente o planejamento e implementações das ações do MME para expansão e segurança do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Habilita tecnicamente os empreendimentos que participam de leilões conduzidos pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CMSE	Acompanha e avalia a continuidade e segurança do suprimento energético	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de importação e exportação	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de segurança do abastecimento e atendimento	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Identifica as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem ou possam afetar a regularidade e segurança do abastecimento e expansão do setor de energia	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ANEEL	Regula e fiscaliza a geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Zela pela qualidade dos serviços prestados e pelo estabelecimento de tarifas de transporte e consumo para os consumidores cativos, considerando a viabilidade econômica e financeira dos agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelas regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelo equilíbrio econômico financeiro das concessões	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica pelos agentes do SIN	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por mediação de conflitos entre agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Fiscaliza e o regula o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ONS	Opera, supervisiona e controla a geração no SIN (programação, despacho, operação e administração)	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Visa o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Planeja e opera o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CCEE	Mantém os registros dos contratos no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Efetua contabilização no MCP	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Mantém os registros dos contrato no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Apuração e divulga o PLD	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Realiza a liquidação do mercado de curto prazo no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Opera os leilões de energia no ACR, desde que delegados pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Gere os montantes de energia de reserva	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Desenvolve e aplica as regras de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Administra contas setoriais como a CDE, do ACR, das Bandeira, do Consumo de Combustíveis e da Reserva Global de Reversão	Comercializadoras X Comercializadoras	

ANEXO P1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Elétrica

Agentes	Atribuições	Relação Técnica Elétrica	Nível de Impacto
De Geração: concessionárias de serviço público de geração	Exploram ativos de geração a título de serviço público	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: produtores independentes	Produzem energia com finalidade de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: autoprodutores	Produzem energia com finalidade de consumo próprio	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Comercializam o excedente mediante autorização da ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
De distribuição: concessionárias e permissionárias de distribuição	Comercializam energia no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Possuem a concessão ou permissão de distribuição de EE	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: comercializadoras	Representam comercialmente outro agente	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: consumidores livres convencionais e especiais	Adquire energia elétrica no ACL para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995	Comercializadoras X Comercializadoras	
Consumidores: cativos ou regulados	Compram energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CNPE	Formula políticas e diretrizes que asseguram o suprimento de insumos energéticos a todo o país	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: MME	Implementa e conduz as políticas energética que foram formuladas pelo CNPE de acordo com a diretrizes definidas pelo CNPE	Comercializadoras X Comercializadoras	
	O MME é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: EPE	Responsável pelos estudos de implantações da políticas energéticas, que foram formuladas pelo CNPE e conduzidas pelo MME	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Subsidia e apoia tecnicamente o planejamento e implementações das ações do MME para expansão e segurança do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Habilita tecnicamente os empreendimentos que participam de leilões conduzidos pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CMSE	Acompanha e avalia a continuidade e segurança do suprimento energético	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de importação e exportação	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de segurança do abastecimento e atendimento	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Identifica as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem ou possam afetar a regularidade e segurança do abastecimento e expansão do setor de energia	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ANEEL	Regula e fiscaliza a geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Zela pela qualidade dos serviços prestados e pelo estabelecimento de tarifas de transporte e consumo para os consumidores cativos, considerando a viabilidade econômica e financeira dos agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelas regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelo equilíbrio econômico financeiro das concessões	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica pelos agentes do SIN	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por mediação de conflitos entre agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Fiscaliza e o regula o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ONS	Opera, supervisiona e controla a geração no SIN (programação, despacho, operação e administração)	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Visa o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Planeja e opera o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CCEE	Mantém os registros dos contratos no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Efetua contabilização no MCP	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Mantém os registros dos contrato no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Apuração e divulga o PLD	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Realiza a liquidação do mercado de curto prazo no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Opera os leilões de energia no ACR, desde que delegados pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Gere os montantes de energia de reserva	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Desenvolve e aplica as regras de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Administra contas setoriais como a CDE, do ACR, das Bandeira, do Consumo de Combustíveis e da Reserva Global de Reversão	Comercializadoras X Comercializadoras	

ANEXO Q1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Econômica

Agentes	Atribuições	Relação Técnica Econômica	Nível de Impacto
De Geração: concessionárias de serviço público de geração	Exploram ativos de geração a título de serviço público	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: produtores independentes	Produzem energia com finalidade de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: autoprodutores	Produzem energia com finalidade de consumo próprio	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Comercializam o excedente mediante autorização da ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
De distribuição: concessionárias e permissionárias de distribuição	Comercializam energia no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Possuem a concessão ou permissão de distribuição de EE	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: comercializadoras	Representam comercialmente outro agente	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: consumidores livres convencionais e especiais	Adquire energia elétrica no ACL para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995	Comercializadoras X Comercializadoras	
Consumidores: cativos ou regulados	Compram energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CNPE	Formula políticas e diretrizes que asseguram o suprimento de insumos energéticos a todo o país	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: MME	Implementa e conduz as políticas energética que foram formuladas pelo CNPE de acordo com a diretrizes definidas pelo CNPE	Comercializadoras X Comercializadoras	
	O MME é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: EPE	Responsável pelos estudos de implantações da políticas energéticas, que foram formuladas pelo CNPE e conduzidas pelo MME	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Subsidia e apoia tecnicamente o planejamento e implementações das ações do MME para expansão e segurança do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Habilita tecnicamente os empreendimentos que participam de leilões conduzidos pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CMSE	Acompanha e avalia a continuidade e segurança do suprimento energético	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de importação e exportação	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de segurança do abastecimento e atendimento	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Identifica as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem ou possam afetar a regularidade e segurança do abastecimento e expansão do setor de energia	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ANEEL	Regula e fiscaliza a geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Zela pela qualidade dos serviços prestados e pelo estabelecimento de tarifas de transporte e consumo para os consumidores cativos, considerando a viabilidade econômica e financeira dos agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelas regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelo equilíbrio econômico financeiro das concessões	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica pelos agentes do SIN	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por mediação de conflitos entre agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Fiscaliza e o regula o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ONS	Opera, supervisiona e controla a geração no SIN (programação, despacho, operação e administração)	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Visa o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Planeja e opera o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CCEE	Mantém os registros dos contratos no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Efetua contabilização no MCP	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Mantém os registros dos contrato no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Apuração e divulga o PLD	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Realiza a liquidação do mercado de curto prazo no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Opera os leilões de energia no ACR, desde que delegados pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Gere os montantes de energia de reserva	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Desenvolve e aplica as regras de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Administra contas setoriais como a CDE, do ACR, das Bandeira, do Consumo de Combustíveis e da Reserva Global de Reversão	Comercializadoras X Comercializadoras	

ANEXO R1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Contratual

Agentes	Atribuições	Relação Técnica Contratual	Nível de Impacto
De Geração: concessionárias de serviço público de geração	Exploram ativos de geração a título de serviço público	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: produtores independentes	Produzem energia com finalidade de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: autoprodutores	Produzem energia com finalidade de consumo próprio	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Comercializam o excedente mediante autorização da ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
De distribuição: concessionárias e permissionárias de distribuição	Comercializam energia no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Possuem a concessão ou permissão de distribuição de EE	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: comercializadoras	Representam comercialmente outro agente	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: consumidores livres convencionais e especiais	Adquire energia elétrica no ACL para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995	Comercializadoras X Comercializadoras	
Consumidores: cativos ou regulados	Compram energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CNPE	Formula políticas e diretrizes que asseguram o suprimento de insumos energéticos a todo o país	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: MME	Implementa e conduz as políticas energética que foram formuladas pelo CNPE de acordo com a diretrizes definidas pelo CNPE	Comercializadoras X Comercializadoras	
	O MME é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: EPE	Responsável pelos estudos de implantações da políticas energéticas, que foram formuladas pelo CNPE e conduzidas pelo MME	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Subsidia e apoia tecnicamente o planejamento e implementações das ações do MME para expansão e segurança do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Habilita tecnicamente os empreendimentos que participam de leilões conduzidos pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CMSE	Acompanha e avalia a continuidade e segurança do suprimento energético	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de importação e exportação	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de segurança do abastecimento e atendimento	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Identifica as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem ou possam afetar a regularidade e segurança do abastecimento e expansão do setor de energia	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ANEEL	Regula e fiscaliza a geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Zela pela qualidade dos serviços prestados e pelo estabelecimento de tarifas de transporte e consumo para os consumidores cativos, considerando a viabilidade econômica e financeira dos agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelas regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelo equilíbrio econômico financeiro das concessões	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica pelos agentes do SIN	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por mediação de conflitos entre agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Fiscaliza e o regula o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ONS	Opera, supervisiona e controla a geração no SIN (programação, despacho, operação e administração)	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Visa o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Planeja e opera o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CCEE	Mantém os registros dos contratos no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Efetua contabilização no MCP	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Mantém os registros dos contrato no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Apuração e divulga o PLD	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Realiza a liquidação do mercado de curto prazo no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Opera os leilões de energia no ACR, desde que delegados pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Gere os montantes de energia de reserva	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Desenvolve e aplica as regras de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Administra contas setoriais como a CDE, do ACR, das Bandeira, do Consumo de Combustíveis e da Reserva Global de Reversão	Comercializadoras X Comercializadoras	

ANEXO S1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Regulatória

Agentes	Atribuições	Relação Técnica Regulatória	Nível de Impacto
De Geração: concessionárias de serviço público de geração	Exploram ativos de geração a título de serviço público	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: produtores independentes	Produzem energia com finalidade de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
De Geração: autoprodutores	Produzem energia com finalidade de consumo próprio	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Comercializam o excedente mediante autorização da ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
De distribuição: concessionárias e permissionárias de distribuição	Comercializam energia no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Possuem a concessão ou permissão de distribuição de EE	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: comercializadoras	Representam comercialmente outro agente	Comercializadoras X Comercializadoras	
De comercialização: consumidores livres convencionais e especiais	Adquire energia elétrica no ACL para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995	Comercializadoras X Comercializadoras	
Consumidores: cativos ou regulados	Compram energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CNPE	Formula políticas e diretrizes que asseguram o suprimento de insumos energéticos a todo o país	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: MME	Implementa e conduz as políticas energética que foram formuladas pelo CNPE de acordo com a diretrizes definidas pelo CNPE	Comercializadoras X Comercializadoras	
	O MME é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: EPE	Responsável pelos estudos de implantações da políticas energéticas, que foram formuladas pelo CNPE e conduzidas pelo MME	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Subsidia e apoia tecnicamente o planejamento e implementações das ações do MME para expansão e segurança do setor elétrico	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Habilita tecnicamente os empreendimentos que participam de leilões conduzidos pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CMSE	Acompanha e avalia a continuidade e segurança do suprimento energético	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de importação e exportação	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Acompanha as atividades de segurança do abastecimento e atendimento	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Identifica as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem ou possam afetar a regularidade e segurança do abastecimento e expansão do setor de energia	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ANEEL	Regula e fiscaliza a geração	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a transmissão	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Regula e fiscaliza a distribuição	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Zela pela qualidade dos serviços prestados e pelo estabelecimento de tarifas de transporte e consumo para os consumidores cativos, considerando a viabilidade econômica e financeira dos agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelas regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável pelo equilíbrio econômico financeiro das concessões	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica pelos agentes do SIN	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Responsável por mediação de conflitos entre agentes	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Fiscaliza e o regula o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: ONS	Opera, supervisiona e controla a geração no SIN (programação, despacho, operação e administração)	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Visa o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Planeja e opera o sistema isolado	Comercializadoras X Comercializadoras	
Institucionais: CCEE	Mantém os registros dos contratos no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Efetua contabilização no MCP	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Mantém os registros dos contrato no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Coleta dados de medição e contabilização no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Apuração e divulga o PLD	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Realiza a liquidação do mercado de curto prazo no ACL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Opera os leilões de energia no ACR, desde que delegados pela ANEEL	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Gere os montantes de energia de reserva	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Desenvolve e aplica as regras de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras	
	Administra contas setoriais como a CDE, do ACR, das Bandeira, do Consumo de Combustíveis e da Reserva Global de Reversão	Comercializadoras X Comercializadoras	

ANEXO T1 – Instrumento de avaliação do impacto da PoC nos agentes do setor elétrico para relação Técnica Tributária

Agentes	Atribuições	Relação Técnica Tributária	Nível de Impacto	Parecer Técnico
De Geração: concessionárias de	Exploram ativos de geração a título de serviço público	Comercializadoras X Comercializadoras		
De Geração: produtores	Produzem energia com finalidade de comercialização	Comercializadoras X Comercializadoras		
De Geração: autoprodutores	Produzem energia com finalidade de consumo próprio	Comercializadoras X Comercializadoras		
	Comercializam o excedente mediante autorização da ANEEL			
De distribuição: concessionárias e permissionárias	Comercializam energia no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras		
	Possuem a concessão ou permissão de distribuição de EE			
De comercialização:	Representam comercialmente outro agente	Comercializadoras X Comercializadoras		
De comercialização: consumidores livres convencionais	Adquire energia elétrica no ACL para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995	Comercializadoras X Comercializadoras		
Consumidores: cativos ou regulados	Compram energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante	Comercializadoras X Comercializadoras		
Institucionais: CNPE	Formula políticas e diretrizes que asseguram o suprimento de insumos energéticos a todo o país	Comercializadoras X Comercializadoras		
Institucionais: MME	Implementa e conduz as políticas energética que foram formuladas pelo CNPE de acordo com a diretrizes definidas pelo CNPE	Comercializadoras X Comercializadoras		
	O MME é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico			
Institucionais: EPE	Responsável pelos estudos de implantações das políticas energéticas, que foram formuladas pelo CNPE e conduzidas pelo MME	Comercializadoras X Comercializadoras		
	Subsidia e apoia tecnicamente o planejamento e implementações das ações do MME para expansão e segurança do setor elétrico			
	Habilita tecnicamente os empreendimentos que participam de leilões conduzidos pela ANEEL			
Institucionais: CMSE	Acompanha e avalia a continuidade e segurança do suprimento energético	Comercializadoras X Comercializadoras		
	Acompanha as atividades de geração			
	Acompanha as atividades de transmissão			
	Acompanha as atividades de distribuição			
	Acompanha as atividades de comercialização			
	Acompanha as atividades de importação e exportação			
	Acompanha as atividades de segurança do abastecimento e atendimento			
	Identifica as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem ou possam afetar a regularidade e segurança do abastecimento e			
Institucionais: ANEEL	Regula e fiscaliza a geração	Comercializadoras X Comercializadoras		
	Regula e fiscaliza a transmissão			
	Regula e fiscaliza a distribuição			
	Zela pela qualidade dos serviços prestados e pelo estabelecimento de tarifas de transporte e consumo para os consumidores cativos, considerando a viabilidade econômica e financeira dos agentes			
	Responsável pelas regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica			
	Responsável pelo equilíbrio econômico financeiro das concessões			
	Responsável por licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica			
	Responsável por mediação de conflitos entre agentes			
	Fiscaliza e o regula o sistema isolado			
Institucionais: ONS	Opera, supervisiona e controla a geração no SIN, ou seja, é responsável por programação, despacho, operação e administração do SIN	Comercializadoras X Comercializadoras		
	Visa o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema			
	Planeja e opera o sistema isolado			
Institucionais: CCEE	Mantém os registros dos contratos no ACR	Comercializadoras X Comercializadoras		
	Coleta dados de medição e contabilização no ACR			
	Efetua contabilização no MCP			
	Mantém os registros dos contratos no ACL			
	Coleta dados de medição e contabilização no ACL			
	Apuração e divulga o PLD			
	Realiza a liquidação do mercado de curto prazo no ACL			
	Opera os leilões de energia no ACR, desde que delegados pela ANEEL			
	Gere os montantes de energia de reserva			
	Desenvolve e aplica as regras de comercialização			
	Administra contas setoriais como a CDE, do ACR, das Bandeira, do Consumo de Combustíveis e da Reserva Global de Reversão			

APÊNDICE A – A LEGISLAÇÃO E A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Este estudo é dedicado à apresentação da legislação e da regulamentação vigentes até maio de 2020 sobre o setor elétrico brasileiro.

5.1.1.1 As leis

Realizou-se o levantamento da legislação vigente do setor elétrico brasileiro considerando as leis disponíveis até março de 2020 nos sites da ANEEL e da CCEE, inclusive as leis citadas nos Procedimentos de Comercialização e nas Regras de Comercialização da CCEE; nos sites do CNPE, do MME, do CMSE, da EPE e do ONS. Encontraram-se as seguintes leis:

a) Lei nº 2.308, de 31 de agosto de 1954 – Institui o Fundo Federal de Eletrificação, cria o imposto único sobre energia elétrica, altera a legislação do imposto de consumo, e dá outras providências.
b) Lei nº 2.944, de 8 de novembro de 1956 – Dispõe sobre a distribuição e aplicação do imposto único sobre energia elétrica pertencente aos estados, Distrito Federal e municípios.
c) Lei nº 3.119, de 31 de março de 1957 – Autoriza a União a constituir uma sociedade por ações, que se denominará Sociedade Termoelétrica de Capivari, e dá outras providências.
d) Lei nº 3.890-a, de 25 de abril de 1961 – Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS), e dá outras providências.
e) Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962 – Altera a legislação sobre o Fundo Federal de Eletrificação e dá outras providências.
f) Lei nº 4.428, de 14 de outubro de 1964 – Autoriza a ELETROBRAS a adquirir, por compra, ações de empresas concessionárias de serviços públicos que menciona e dá outras providências.
g) Lei nº 4.454, de 6 de novembro de 1964 – Dispõe sobre a unificação de freqüência da corrente elétrica no País.

h) Lei nº 4.676, de 16 de junho de 1965 – Modifica, em parte, as Leis n^{os} 2.308, de 31 de agosto de 1954, 2.944, de 8 de novembro de 1956, 4.156, de 28 de novembro de 1962, e 4.364, de 22 de junho de 1964, que dispõem sobre o Fundo Federal de Eletrificação e sobre a distribuição e aplicação do Imposto Único sobre Energia Elétrica, e dá outras providências.

i) Lei nº 4.908, de 17 de dezembro de 1965 – Modifica dispositivo da Lei nº 3.119, de 31 de março de 1957, que autorizou a União a constituir uma sociedade por ações, denominada Sociedade Termoelétrica de Capivari e que passa a denominar-se Sociedade Termoelétrica de Capivari S.A..

j) Lei nº 5.228, de 18 de janeiro de 1967 – Autoriza o Poder Executivo a abrir, ao Ministério das Minas e Energia, o crédito especial de quarenta bilhões de cruzeiros, em reforço do Fundo Federal de Eletrificação.

k) Lei nº 5.372, de 6 de dezembro de 1967 – Estende às sociedades concessionárias de serviço público de energia elétrica cujo controle acionário tiver sido ou vier a ser adquirido pela ELETROBRAS, o disposto no artigo 16 da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, e dá outras providências.

l) Decreto-lei nº 644, de 23 de junho de 1969 – Altera a legislação do imposto único sobre energia elétrica e do empréstimo compulsório em favor da ELETROBRAS.

m) Decreto-lei nº 689, de 18 de julho de 1969 – Extingue o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, do Ministério das Minas e Energia, e dá outras providências.

n) Decreto-lei nº 765, de 15 de agosto de 1969 – Dispõe sobre a aplicação do Fundo Nacional de Mineração e de recursos destinados ao Departamento Nacional da Produção Mineral e ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, e dá outras providências.

o) Decreto-lei nº 804, de 29 de agosto de 1969 – Declara de utilidade pública para fins de desapropriação, os imóveis necessários à construção de uma estação receptora de energia elétrica, na cidade do Rio de Janeiro, Estado da Guanabara.

p) Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 – Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.

q) Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973 – Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu e dá outras providências.
r) Decreto-lei nº 1.512, de 28 de dezembro de 1976 – Altera a legislação do empréstimo compulsório instituído em favor da ELETROBRAS e dá outras providências.
s) Decreto-lei nº 1.513, de 29 de dezembro de 1976 – Dispõe sobre a incidência do empréstimo compulsório em favor da ELETROBRAS.
t) Lei nº 7.181, de 20 de dezembro de 1983 – Prorroga a vigência do empréstimo compulsório instituído em favor da ELETROBRAS e dá outras providências.
u) Decreto-lei nº 2.359, de 16 de setembro de 1987 – Estende benefícios fiscais ao empreendimento integrante do Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica.
v) Decreto-lei nº 2.432, de 17 de maio de 1988 – Institui a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração, estabelece normas relativas ao equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.
w) Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989 – Institui, para os estados, Distrito Federal e municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências.
x) Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990 – Define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências.
y) Lei nº 8.013, de 6 de abril de 1990 – Altera os artigos 7º, 8º e 9º do Decreto-Lei nº 2.432, de 17 de maio de 1988, aprovado pelo Decreto Legislativo nº 35, de 13 de junho de 1989, que instituiu a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração.
z) Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993 – Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

aa) Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993 – Regulamenta o artigo 37, inciso XXI, da Constituição Federal, institui normas para licitações e contratos da administração pública e dá outras providências.

bb) Lei nº 8.724, de 28 de outubro de 1993 – Altera a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, estabelecendo novos procedimentos nas compensações de conta de resultados a compensar das concessionárias de serviços públicos de eletricidade.

cc) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 – Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

dd) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 – Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

ee) Lei nº 9.143, de 8 de dezembro de 1995 – Dispõe sobre a assunção, pela União, de operações de crédito contratadas pela Companhia Estadual de Energia Elétrica junto a bancos franceses, bem como de obrigações previstas nos respectivos contratos comerciais, firmados para o financiamento da construção da Usina Termelétrica de Candiota III - Unidade 1.

ff) Lei nº 9.163, de 15 de dezembro de 1995 – Autoriza a criação de subsidiária da ELETROBRAS, e dá outras providências.

gg) Lei complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996 – Dispõe sobre o imposto dos estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, e dá outras providências.

hh) Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996 – Dispõe sobre a arbitragem.

ii) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 – Institui a ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

jj) Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997 – Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do artigo 21 da Constituição Federal, e altera o artigo 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

kk) Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 – Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o CNPE e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

ll) Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997 – Altera procedimentos relativos ao Programa Nacional de Desestatização, revoga a Lei n° 8.031, de 12 de abril de 1990, e dá outras providências.

mm) Lei nº 9.496, de 11 de setembro de 1997 – Estabelece critérios para a consolidação, a assunção e o refinanciamento, pela União, da dívida pública mobiliária e outras que especifica, de responsabilidade dos estados e do Distrito Federal.

nn) Lei nº 9.619, de 2 de abril de 1998 – Autoriza a ELETROBRAS e a União adquirirem ações da Companhia Energética de Alagoas, da Companhia Energética do Piauí, da Centrais Elétricas de Rondônia S.A. e da Companhia de Eletricidade do Acre, para efeito de inclusão dessas empresas no Programa Nacional de Desestatização, bem como o aumento do capital social das Companhias Docas do Rio de Janeiro e Docas do Estado de São Paulo, e dá outras providências.

oo) Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 – Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da ELETROBRAS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

pp) Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999 – Regula o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal.

qq) Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 – Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências.

rr) Lei nº 9.993, de 24 de julho de 2000 – Destina recursos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e pela exploração de recursos minerais para o setor de ciência e tecnologia.

ss) Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 – Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o PROINFA, a CDE, dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

tt) Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002 – Dispõe sobre recursos para subvenção aos consumidores de energia elétrica da subclasse baixa renda, dá nova redação aos artigos 27 e 28 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

uu) Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002 – Dispõe sobre a não cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências.

vv) Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 – Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis n^{os} 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

ww) Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003 – Altera a legislação tributária federal e dá outras providências.

xx) Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 – Autoriza a criação da EPE e dá outras providências.

yy) Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 – Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n^{os} 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

zz) Lei nº 10.996, de 15 de dezembro de 2004 – Altera a legislação tributária federal e as Leis n^{os} 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e 10.833, de 29 de dezembro de 2003.

aaa)Lei nº 11.480, de 30 de maio de 2007 – Autoriza a renegociação dos créditos da União e da ELETROBRAS junto à Itaipu Binacional, e dá outras providências.

bbb)Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007 – Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura; reduz para vinte e quatro meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições; altera a Medida Provisória nº 2.158-35, de 24 de agosto de 2001, e as Leis n^{os} 9.779, de 19 de janeiro de 1999, 8.212, de 24 de julho de 1991, 10.666, de 8 de maio de 2003, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.892, de 13 de julho de 2004, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.865, de 30 de abril de 2004, 10.925, de 23 de julho de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005; revoga dispositivos das Leis n^{os} 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e do Decreto-Lei nº 1.593, de 21 de dezembro de 1977; e dá outras providências.

ccc)Lei nº 11.934, de 5 de maio de 2009 – Dispõe sobre limites à exposição humana a campos elétricos, magnéticos e eletromagnéticos; altera a Lei nº 4.771, de 15 de setembro de 1965; e dá outras providências.

ddd)Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009 – Autoriza a União a participar de Fundo de Garantia a Empreendimentos de Energia Elétrica; altera o § 4º do artigo 1º da Lei nº 11.805, de 6 de novembro de 2008; dispõe sobre a utilização do excesso de arrecadação e do superávit financeiro das fontes de recursos existentes no Tesouro Nacional; altera o artigo 1º da Lei nº 10.841, de 18 de fevereiro de 2004, as Leis n^{os} 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.848, de 15 de março de 2004, 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 10.847, de 15 de março de 2004, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e autoriza a União a

repassar ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social recursos captados junto ao Banco Internacional para a Reconstrução e o Desenvolvimento.

eee) Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009 – Dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados; altera as Leis nos 9.991, de 24 de julho de 2000, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivos das Leis nos 8.631, de 4 de março de 1993, 9.648, de 27 de maio de 1998, e 10.833, de 29 de dezembro de 2003; e dá outras providências.

fff) Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 – Dispõe sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica; altera as Leis nos 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.925, de 23 de julho de 2004, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e dá outras providências.

ggg) Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010 – Estabelece a Política Nacional de Segurança de Barragens destinadas à acumulação de água para quaisquer usos, à disposição final ou temporária de rejeitos e à acumulação de resíduos industriais, cria o Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens e altera a redação do artigo 35 da Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, e do artigo 4º da Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000.

hhh) Lei nº 12.385, de 3 de março de 2011 – Dispõe sobre a prestação de auxílio financeiro pela União aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios, no exercício de 2010, com o objetivo de fomentar as exportações do País; altera as Leis nos 12.087, de 11 de novembro de 2009, 10.260, de 12 de julho de 2001, 8.685, de 20 de julho de 1993, 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 10.848, de 15 de março de 2004, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e 12.249, de 11 de junho de 2010; modifica condições para a concessão da subvenção em operações de financiamento de que trata o artigo 1º da Lei nº 12.096, de 24 de novembro de 2009; revoga dispositivo da Lei nº 12.096, de 24 de novembro de 2009; e dá outras providências.

iii) Lei nº 12.688, de 18 de julho de 2012 – Autoriza a ELETROBRAS a adquirir o controle acionário da Celg Distribuição S.A.; institui o Programa de Estímulo à Reestruturação e ao Fortalecimento das Instituições de Ensino Superior; altera as Leis nos 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 9.718, de 27 de novembro de 1998,

10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.887, de 18 de junho de 2004, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, 11.128, de 28 de junho de 2005, 11.651, de 7 de abril de 2008, 12.024, de 27 de agosto de 2009, 12.101, de 27 de novembro de 2009, 12.429, de 20 de junho de 2011, 12.462, de 4 de agosto de 2011, e 12.546, de 14 de dezembro de 2011; e dá outras providências.

jjj) Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 – Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis n^{os} 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências.

kkk) Lei nº 13.081, de 2 de janeiro de 2015 – Dispõe sobre a construção e a operação de eclusas ou de outros dispositivos de transposição hidroviária de níveis em vias navegáveis e potencialmente navegáveis; altera as Leis nº 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.984, de 17 de julho de 2000, 10.233, de 5 de junho de 2001, e 12.712, de 30 de agosto de 2012; e dá outras providências.

lll) Lei nº 13.097, de 19 de janeiro de 2015 – Reduz a zero as alíquotas da contribuição para o PIS/PASEP, da COFINS, da contribuição para o PIS/PASEP- Importação e da COFINS- Importação incidentes sobre a receita de vendas e na importação de partes utilizadas em aerogeradores; prorroga os benefícios previstos nas Leis nº 9.250, de 26 de dezembro de 1995, 9.440, de 14 de março de 1997, 10.931, de 2 de agosto de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005, 12.024, de 27 de agosto de 2009, e 12.375, de 30 de dezembro de 2010; altera o artigo 46 da Lei nº 12.715, de 17 de setembro de 2012, que dispõe sobre a devolução ao exterior ou a destruição de mercadoria estrangeira cuja importação não seja autorizada; altera as Leis nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 12.546, de 14 de dezembro de 2011, 12.973, de 13 de maio de 2014, 9.826, de 23 de agosto de 1999, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.865, de 30 de abril de 2004, 11.051, de 29 de dezembro de 2004, 11.774, de 17 de setembro de 2008, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 12.249, de 11 de junho

de 2010, 10.522, de 19 de julho de 2002, 12.865, de 9 de outubro de 2013, 10.820, de 17 de dezembro de 2003, 6.634, de 2 de maio de 1979, 7.433, de 18 de dezembro de 1985, 11.977, de 7 de julho de 2009, 10.931, de 2 de agosto de 2004, 11.076, de 30 de dezembro de 2004, 9.514, de 20 de novembro de 1997, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.074, de 7 de julho de 1995, 12.783, de 11 de janeiro de 2013, 11.943, de 28 de maio de 2009, 10.848, de 15 de março de 2004, 7.565, de 19 de dezembro de 1986, 12.462, de 4 de agosto de 2011, 9.503, de 23 de setembro de 1997, 11.442, de 5 de janeiro de 2007, 8.666, de 21 de junho de 1993, 9.782, de 26 de janeiro de 1999, 6.360, de 23 de setembro de 1976, 5.991, de 17 de dezembro de 1973, 12.850, de 2 de agosto de 2013, 5.070, de 7 de julho de 1966, 9.472, de 16 de julho de 1997, 10.480, de 2 de julho de 2002, 8.112, de 11 de dezembro de 1990, 6.530, de 12 de maio de 1978, 5.764, de 16 de dezembro de 1971, 8.080, de 19 de setembro de 1990, 11.079, de 30 de dezembro de 2004, 13.043, de 13 de novembro de 2014, 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 10.925, de 23 de julho de 2004, 12.096, de 24 de novembro de 2009, 11.482, de 31 de maio de 2007, 7.713, de 22 de dezembro de 1988, a Lei Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006, o Decreto-Lei nº 745, de 7 de agosto de 1969, e o Decreto nº 70.235, de 6 de março de 1972; revoga dispositivos das Leis nº 4.380, de 21 de agosto de 1964, 6.360, de 23 de setembro de 1976, 7.789, de 23 de novembro de 1989, 8.666, de 21 de junho de 1993, 9.782, de 26 de janeiro de 1999, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 12.973, de 13 de maio de 2014, 8.177, de 1º de março de 1991, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.865, de 30 de abril de 2004, 11.051, de 29 de dezembro de 2004 e 9.514, de 20 de novembro de 1997, e do Decreto-Lei nº 3.365, de 21 de junho de 1941; e dá outras providências.

mmm)Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015 – Altera a Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para elevar a alíquota da contribuição social sobre o lucro líquido em relação às pessoas jurídicas de seguros privados e de capitalização, e às referidas nos incisos I a VII, IX e X do § 1º do artigo 1º da Lei Complementar nº 105, de 10 de janeiro de 2001; altera as Leis nºs 9.808, de 20 de julho de 1999, 8.402, de 8 de janeiro de 1992, 10.637, de 30 de dezembro de 2002,

10.833, de 29 de dezembro de 2003, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, 12.715, de 17 de setembro de 2012, 9.249, de 26 de dezembro de 1995, 11.484, de 31 de maio de 2007, 12.973, de 13 de maio de 2014, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, e 10.865, de 30 de abril de 2004; e dá outras providências.

nnn)Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015 – Autoriza a Companhia Hidrelétrica do São Francisco e a Furnas Centrais Elétricas a participar, respectivamente, do Fundo de Energia do Nordeste e do Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste, com o objetivo de prover recursos para a implementação de empreendimentos de energia elétrica; altera as Leis nº 11.943, de 28 de maio de 2009, 9.491, de 9 de setembro de 1997, 10.522, de 19 de julho de 2002, e 12.111, de 9 de dezembro de 2009; e dá outras providências.

ooo)Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 – Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o CNPE, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica.

ppp)Lei nº 13.280, de 3 de maio de 2016 – Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, para disciplinar a aplicação dos recursos destinados a programas de eficiência energética.

qqq)Lei nº 13.299, de 21 de junho de 2016 – Altera a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e a Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015; e dá outras providências.

rrr) Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016 – Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências.

sss) Lei complementar nº 158, de 23 de fevereiro de 2017 – Acrescenta § 14 ao artigo 3º da Lei Complementar nº 63, de 11 de janeiro de 1990, para dispor sobre o cálculo do valor adicionado de energia hidrelétrica para fins de repartição do produto da arrecadação do imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços pertencente aos municípios.

ttt) Lei nº 13.477, de 30 de agosto de 2017 – Dispõe sobre a instalação de cerca eletrificada ou energizada em zonas urbana e rural.

uuu) Lei nº 13.494, de 24 de outubro de 2017 – Institui o Programa de Regularização de Débitos não Tributários nas autarquias e fundações públicas federais e na Procuradoria-Geral Federal; altera as Leis nº 10.522, de 19 de julho de 2002, e 8.213, de 24 de julho de 1991; e dá outras providências.

vvv) Lei nº 13.501, de 30 de outubro de 2017 – Altera o artigo 2º da Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, que institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, para incluir o aproveitamento de águas pluviais como um de seus objetivos.

www) Lei nº 13.661, de 8 de maio de 2018 – Altera a Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, para definir as parcelas pertencentes aos estados e aos municípios do produto da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos.

xxx) Lei nº 13.673, de 5 de junho de 2018 – Altera as Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 9.472, de 16 de julho de 1997, para tornar obrigatória a divulgação de tabela com a evolução do valor da tarifa e do preço praticados pelas concessionárias e prestadoras de serviços públicos.

yyy) Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019 – Dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras, altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999, a Lei nº 9.961, de 28 de janeiro de 2000, a Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, a Lei nº 9.986, de 18 de julho de 2000, a Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001, a Medida Provisória nº 2.228-1, de 6 de setembro de 2001, a Lei nº 11.182, de 27 de setembro de 2005, e a Lei nº 10.180, de 6 de fevereiro de 2001.

zzz) Lei nº 13.823, de 9 de maio de 2019 – Altera o § 3º do artigo 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências.

5.1.1.2 Os decretos

Realizou-se o levantamento dos decretos do setor elétrico brasileiro. Consideraram-se os decretos vigentes sobre comercialização de energia elétrica e geração distribuída disponíveis até março de 2020 na biblioteca virtual da ANEEL, nos Procedimentos de Comercialização e nas Regras de Comercialização da CCEE e os decretos do CNPE disponíveis no site do MME. Assim como, os demais decretos sobre o setor elétrico citados por Tumenas (2009) no site da CCEE. Pesquisaram-se decretos nos sites do CMSE, EPE e ONS. Encontraram-se os seguintes decretos:

a) Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934 – Decreta o Código de Águas.
b) Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 – Regulamenta os serviços de energia elétrica.
c) Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968 – Estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.
d) Decreto nº 68.419, de 25 de março de 1971 – Aprova o Regulamento do Imposto Único sobre Energia Elétrica, Fundo Federal de Eletrificação, Empréstimo Compulsório em favor da ELETROBRAS, Contribuição dos Novos Consumidores e Coordenação dos Recursos Federais vinculados a

obras e serviços de energia elétrica, e altera o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957.

e) Decreto nº 75.887, de 20 de junho de 1975 – Altera dispositivos dos Decretos números 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, 62.724, de 17 de maio de 1968, e do Regulamento aprovado pelo Decreto nº 68.419, de 25 de março de 1971, relativos a tarifação e serviços de energia elétrica.
f) Decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981 – Altera o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.
g) Decreto nº 89.313, de 24 de janeiro 1984 – Altera o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, e o Regulamento a que se refere o Decreto nº 68.419, de 25 de março de 1971 que dispõem, respectivamente, sobre normas gerais de tarifação para os Concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e o Imposto Único sobre Energia Elétrica, e dá outras providências.
h) Decreto nº 1.586, de 7 de agosto de 1995 – Acrescenta parágrafo único ao artigo 13 do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, e dá outras providências.
i) Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996 – Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.
j) Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 – Constitui a ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.
k) Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998 – Regulamenta o MAE, define as regras de organização do ONS, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.
l) Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000 – Institui, no âmbito do MME, o Programa Prioritário de Termeletricidade, e dá outras providências.

m) Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000 – Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do CNPE e dá outras providências.

n) Decreto nº 3.653, de 7 de novembro de 2000 – Altera dispositivos do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamenta o MAE, define as regras de organização do ONS, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

o) Decreto nº 4.067, de 27 de dezembro de 2001 – Acresce parágrafo único ao artigo 2º do Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que institui, no âmbito do MME, o Programa Prioritário de Termeletricidade.

p) Decreto nº 4.413, de 7 de outubro de 2002 – Acrescenta dispositivos ao artigo 9º do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.

q) Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002 – Regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela ELETROBRAS Termonuclear S.A. (ELETRONUCLEAR), por Itaipu Binacional e dá outras providências.

r) Decreto nº 4.559, de 30 de dezembro de 2002 – Aprova a reforma do Estatuto Social da ELETROBRAS, e dá outras providências.

s) Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002 – Estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das TUSTs e dá outras providências.

t) Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003 – Altera o Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, que estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das

concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das TUST; o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.

u) Decreto nº 4.767, de 26 de junho de 2003 – Regulamenta o § 7º do artigo 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, altera o inciso VI do artigo 6º do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, e dá outras providências.

v) Decreto nº 4.855, de 9 de outubro de 2003 – Acrescenta parágrafo ao artigo 1º do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, estabelece prazo para o enquadramento jurídico das cooperativas de eletrificação rural e dá outras providências.

w) Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004 – Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do artigo 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências.

x) Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004 – Regulamenta os artigos 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e o artigo 23 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do ONS.

y) Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 – Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

z) Decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004 – Constitui o CMSE de que trata o artigo 14 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

aa) Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004 – Regulamenta os artigos 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da CCEE.

bb) Decreto nº 5.184 de 16 de agosto de 2004 – Cria a EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências.

cc) Decreto nº 5.271 de 16 de novembro de 2004 – Altera dispositivos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização

de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

dd)Decreto nº 5.287 de 26 de novembro de 2004 – Altera dispositivos dos Decretos n^{os} 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e 4.550, de 27 de dezembro de 2002, que regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela ELETRONUCLEAR e por Itaipu Binacional, e dá outras providências.

ee)Decreto nº 5.381 de 28 de fevereiro de 2005 – Dá nova redação ao artigo 2º do Decreto nº 4.855, de 9 de outubro de 2003, que estabelece prazo para o enquadramento jurídico das cooperativas de eletrificação rural.

ff) Decreto nº 5.499, de 25 de julho de 2005 – Dá nova redação aos artigos 18, 19, 27 e 41 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

gg)Decreto nº 5.597, de 28 de novembro de 2005 – Regulamenta o acesso de consumidores livres às redes de transmissão de energia elétrica e dá outras providências.

hh)Decreto nº 5.882, de 31 de agosto de 2006 – Modifica os artigos 5º, 12 e 16 do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, que regulamenta o PROINFA, e dá outras providências.

ii) Decreto nº 5.668, de 10 de janeiro de 2006 – Determina que a ANEEL seja o órgão anuente no Sistema Integrado do Comércio Exterior nas operações de importação e exportação de energia elétrica no Sistema Isolado e no SIN, e dá outras providências.

jj) Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006 – Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões de uso do bem público dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que trata o artigo 17 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e dá outras providências.

kk)Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007 – Altera os artigos 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a

comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

ll) Decreto nº 6.160, de 20 de julho de 2007 – Regulamenta os §§ 1º e 2º do artigo 23 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com vistas à regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, e dá outras providências.

mm)Decreto nº 6.210, de 18 de setembro de 2007 – Altera dispositivos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, define demanda mínima por unidade de consumo para a equiparação de consumidor a autoprodutor, e dá outras providências.

nn)Decreto nº 6.265, de 22 de novembro de 2007 – Altera e acresce dispositivos ao Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, que regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela ELETRONUCLEAR, por Itaipu Binacional.

oo)Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008 – Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do artigo 3º e o artigo 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o artigo 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o artigo 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências.

pp)Decreto nº 6.460, de 19 de maio de 2008 – Acresce parágrafos ao artigo 6º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamenta o MAE, define as regras de organização do ONS, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

qq)Decreto nº 7.129, de 11 de março de 2010 – Dá nova redação ao artigo 54 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

rr) Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010 – Regulamenta a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos Sistemas Isolados, as instalações de transmissão de interligações internacionais no SIN, e dá outras providências.

ss) Decreto nº 7.317, de 28 de setembro de 2010 – Dá nova redação aos artigos 3º, 18, 24 e 27 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outra providência.

tt) Decreto nº 7.377, de 1º de dezembro de 2010 – Promulga o Acordo Quadro sobre Complementação Energética Regional entre os Estados Partes do Mercado Comum do Sul e Estados Associados, protocolizado ao amparo do Tratado de Montevidéu de 1980 como Acordo de Alcance Parcial de Promoção do Comércio no 19, celebrado em Montevidéu, em 9 de dezembro de 2005, entre a República Federativa do Brasil, a República Argentina, a República do Paraguai, a República Oriental do Uruguai, a República da Colômbia, a República do Chile, a República do Equador e a República Bolivariana da Venezuela.

uu) Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 – Regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

vv) Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012 – Regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária.

ww) Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 – Regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e a Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, que altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

xx) Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013 – Altera os Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

yy) Decreto nº 8.203, de 7 de março de 2014 – Altera o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, que regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição

de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária.

zz)Decreto nº 8.221, de 1º de abril de 2014 – Dispõe sobre a criação da Conta no ACR e dá outras providências.

aaa)Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 – Dispõe sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias e altera o Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, e o Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.

bbb)Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016 – Altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

ccc)Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017 – Dispõe sobre a CDE, a Reserva Global de Reversão e o ONS e dá outras providências.

ddd)Decreto nº 9.047, de 10 de maio de 2017 – Altera o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, que regulamenta a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos Sistemas Isolados, as instalações de transmissão de interligações internacionais no SIN, e dá outras providências.

eee)Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017 – Regulamenta o § 4º do artigo 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e o § 13 do artigo 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, altera o Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, o Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, para dispor sobre a concessão e a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências.

fff)Decreto nº 9.158, de 21 de setembro de 2017 – Regulamenta a prorrogação das concessões e das autorizações de geração de energia hidrelétrica abrangidas pelo artigo 2º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e dá outras providências.

ggg)Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019 – Aprova a Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e das Funções de

Confiança do MME, remaneja cargos em comissão e funções de confiança e substitui cargos em comissão do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores por Funções Comissionadas do Poder Executivo e transforma cargos em comissão do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores.

5.1.1.3 As resoluções da ANEEL

Realizou-se o levantamento das resoluções da ANEEL do setor elétrico brasileiro. Consideraram-se as resoluções vigentes encontradas sobre comercialização de energia elétrica e geração distribuída disponíveis até março de 2020 na biblioteca virtual da ANEEL. Assim como, todas as resoluções referidas nos Procedimentos de Comercialização e nas Regras de Comercialização da CCEE. Consideraram-se as demais resoluções sobre o setor elétrico citadas por Tumenas (2009) no site da CCEE. Encontraram-se as seguintes resoluções da ANEEL:

a) Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998 – Estabelece as condições de participação dos agentes no MAE e diretrizes para estabelecimento do MRE.
b) Resolução n° 271, de 19 de agosto de 1998 – Dá nova redação aos artigos 2º e 7º da Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998.
c) Resolução nº 281, de 1 de outubro de 1999 – Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão de energia elétrica.
d) Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000 – Homologa as Regras do MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual.
e) Resolução nº 208, de 7 de junho de 2001 – Alterações na Resolução ANEEL nº 281, de 1 de outubro de 1999, com prazo para republicação integral.
f) Resolução nº 271, de 17 de julho de 2001 – Estabelece os critérios de aplicação de recursos em ações de combate ao desperdício de energia elétrica e pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico brasileiro.
g) Resolução nº 444, de 26 de outubro de 2001 – Institui o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, englobando o Plano de Contas revisado, com instruções contábeis e roteiro para elaboração e divulgação de informações econômicas e financeiras.

h) Resolução nº 102, de 1º de março de 2002 – Institui a Convenção do MAE.

i) Resolução nº 103, de 1º de março de 2002 – Autoriza o MAE - Pessoa Jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, a atuar segundo Regras e Procedimentos de Mercado estabelecidos pela ANEEL.

j) Resolução n° 248, de 6 de maio de 2002 – Atualiza procedimentos para o cálculo dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento.

k) Resolução nº 446, de 22 de agosto de 2002 – Estabelece ajustes nas etapas e no cronograma para implantação das Regras do Mercado e consolidação do MAE.

l) Resolução nº 447, de 23 de agosto de 2002 – Estabelece as condições gerais para implementação do que dispõe o artigo 2º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

m) Resolução nº 552, de 14 de outubro de 2002 – Estabelece os procedimentos relativos à liquidação das operações de compra e venda de energia elétrica, no MCP, no âmbito do MAE e trata das garantias financeiras e penalidades.

n) Resolução n° 763, de 20 de dezembro de 2002 – Autoriza o MAE a realizar, de forma condicionada, a liquidação financeira de que dispõe o artigo 11 da Resolução 552, de 14 de outubro de 2002.

o) Resolução n° 40, de 30 de janeiro de 2003 – Aprova as Regras de Mercado, componentes da versão 3.1, que estabelecem a modulação ex ante de Contratos Iniciais, para fins de contabilização e liquidação das transações no período de 1º de janeiro até 30 de junho de 2003.

p) Resolução nº 91, de 27 de fevereiro de 2003 – Estabelece as condições para implementação do limite de contratação de energia elétrica para agentes participantes do MAE, conforme definido no Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002.

q) Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003 – Estabelece as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras com carga instalada de até 50 kW, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, alterada pelas Leis nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e

nº 10.848, de 25 de março de 2004, e fixa as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

r) Resolução n° 237, de 21 de maio de 2003 – Determina ajustes no cronograma para implantação das Regras do MAE, estabelecido por meio da Resolução nº 446, de 22 de agosto de 2002.
s) Resolução nº 352, de 22 de julho de 2003 – Estabelece as condições para implementação da sistemática de verificação do lastro de contratos de venda de energia elétrica, registrados no MAE, conforme diretriz estabelecida no artigo 5º da Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998.
t) Resolução nº 462, de 9 de setembro de 2003 – Aprova as Regras do Mercado, componentes da versão 3.1.b, que considera a alteração da sistemática de estabelecimento do Preço Mínimo do MCP, de que trata a Resolução nº 377, de 30 de julho de 2003.
u) Resolução nº 688, de 24 de dezembro de 2003 – Aprova as Regras do Mercado, componentes da versão 3.5, que incorpora incentivo à eficiência de usinas participantes do MRE.

5.1.1.4 As resoluções normativas da ANEEL

Realizou-se o levantamento das resoluções normativas da ANEEL do setor elétrico brasileiro. Consideraram-se as resoluções normativas vigentes sobre comercialização de energia elétrica e geração distribuída disponíveis até março de 2020 na biblioteca virtual da ANEEL. Assim como, todas as resoluções normativas referidas nos Procedimentos de Comercialização e nas Regras de Comercialização da CCEE. Consideraram-se as demais resoluções normativas sobre o setor elétrico citadas por Tumenas (2009) no site da CCEE.

a) Resolução normativa nº 62, de 5 de maio de 2004 – Estabelece os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência de empreendimento de geração de energia elétrica, para fins de participação no PROINFA, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, e dá outras providências.
b) Resolução normativa n° 67, de 8 de junho de 2004 – Estabelece critérios para

a composição da Rede Básica do SIN, e dá outras providências.

c) Resolução normativa n° 68, de 8 de junho de 2004 – Estabelece os procedimentos para acesso e implementação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão, não integrantes da Rede Básica, e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição, e dá outras providências.
d) Resolução normativa n° 77, de 18 de agosto de 2004 – Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.
e) Resolução normativa nº 78, de 25 de agosto de 2004 – Determina ao MAE, a responsabilidade pela elaboração de documentos pertinentes à realização do leilão de compra de energia previsto no artigo 25 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.
f) Resolução normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004 – Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.
g) Resolução normativa nº 149, de 28 de fevereiro de 2005 – Estabelece os procedimentos para solicitação de anuência, pelos agentes prestadores de serviço de energia elétrica, para alteração de atos constitutivos, e indica os casos previamente autorizados.
h) Resolução normativa nº 150, de 28 de fevereiro de 2005 – Altera a forma de cálculo de garantias financeiras das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro de 2005, aprovadas pela Resolução Normativa nº 145, de 1º de fevereiro de 2005.
i) Resolução normativa nº 152, de 9 de março de 2005 – Autoriza alterações em um subconjunto de expressões algébricas das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro de 2005, aprovadas pela Resolução Normativa nº 145, de 1º de fevereiro de 2005.
j) Resolução normativa n° 155, de 31 de março de 2005 – Estabelece critérios para a determinação dos limites de disponibilidade de geração e de garantia física de energia da UTE Uruguaiana e das Interconexões de Garabi.

k) Resolução normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005 – Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída.

l) Resolução normativa nº 168, de 10 de outubro de 2005 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, referentes aos módulos de Penalidades e ao de Cálculo das Garantias Financeiras e Rateio de Inadimplência.

m) Resolução normativa nº 173, de 28 de novembro de 2005 – Estabelece a previsão do custo do ESS, a ser contemplado nos reajustes ou revisões das tarifas, em 2006, das concessionárias de distribuição do SIN.

n) Resolução normativa nº 176, de 28 de novembro de 2005 – Estabelece critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética.

o) Resolução normativa nº 205, de 22 de dezembro de 2005 – Estabelece os procedimentos e as condições gerais para o enquadramento de cooperativas de eletrificação rural como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como para operação de instalações de distribuição de energia elétrica de uso privativo, em área rural, aprova o modelo de Contrato de Permissão, e dá outras providências.

p) Resolução normativa nº 210, de 13 de fevereiro de 2006 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro de 2006, de que trata a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica instituída pela Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004.

q) Resolução normativa nº 213, de 6 de março de 2006 – Altera a redação de dispositivos da Resolução Normativa nº 205, de 22 de dezembro de 2005.

r) Resolução normativa nº 218, de 11 de abril de 2006 – Estabelece os critérios para definição das cotas-parte anuais referentes à compra de energia e potência de Itaipu pelas distribuidoras de energia elétrica.

s) Resolução normativa nº 225, de 18 de julho de 2006 – Estabelece as condições para a anuência, no âmbito do Sistema Integrado do Comércio Exterior, às operações de importação e de exportação de energia elétrica realizadas no SIN e no Sistema Isolado.

t) Resolução normativa nº 228, de 25 de julho de 2006 – Estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na

modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no ACR, na forma do artigo 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

u) Resolução normativa n° 229, de 8 de agosto de 2006 – Estabelece as condições gerais para a incorporação de redes particulares, conectadas aos sistemas elétricos de distribuição, ao ativo imobilizado em serviço das concessionárias ou permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, e dá outras providências.

v) Resolução normativa nº 238, de 28 de novembro de 2006 – Altera os critérios de aplicação de penalidades, estabelecidos pelo artigo 14 da Resolução no 223, de 29 de abril de 2003, referentes ao não cumprimento, por parte das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, das metas estabelecidas para o Programa de Universalização.

w) Resolução normativa nº 243, de 19 de dezembro de 2006 – Altera a metodologia de cálculo das TUSD e das tarifas de energia elétrica aplicáveis às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição do SIN, com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, nos termos do Decreto n° 4.541, de 23 de dezembro de 2002.

x) Resolução normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006 – Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências.

y) Resolução normativa n° 248, de 23 de janeiro de 2007 – Altera dispositivos da Resolução Normativa n° 67, de 8 de junho de 2004, bem como da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, e dá outras providências.

z) Resolução normativa nº 260, de 03 de abril de 2007 – Altera dispositivos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL 109 de 26 de outubro de 2004, que estabeleceu a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE.

aa) Resolução normativa nº 262, de 17 de abril de 2007 – Dispõe sobre os procedimentos para assegurar a prorrogação das concessões de uso do bem

público dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que trata o Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006.

bb)Resolução normativa nº 263, de 17 de abril de 2007 – Altera o parágrafo único do artigo 1º da Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, que institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, bem como o artigo 22 do seu Anexo.

cc)Resolução normativa n° 271, de 3 de julho de 2007 – Altera a redação dos artigos 1º e 3º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004.

dd)Resolução normativa nº 273, de 10 de julho de 2007 – Aprova a revisão da Norma de Organização ANEEL 001, que dispõe sobre os procedimentos para o funcionamento, a ordem dos trabalhos e os processos decisórios da ANEEL nas matérias relativas à regulação e à fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica.

ee)Resolução normativa nº 274, de 7 de agosto de 2007 – Acrescenta inciso no artigo 7º da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, que aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

ff) Resolução normativa nº 275, de 7 de agosto de 2007 – Aprova a alteração das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2007, em face da consideração dos efeitos do Termo de Compromisso firmado entre ANEEL e PETROBRAS, e dá outras providências.

gg)Resolução normativa nº 278, de 11 de setembro de 2007 – Acrescenta inciso no artigo 5º da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, que aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

hh)Resolução normativa nº 281, de 25 de setembro de 2007 – Retifica as Regras

de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2007.

ii) Resolução normativa nº 284, de 16 de outubro de 2007 – Altera os artigos 3º e 4º da Resolução Normativa nº 228, de 25 de julho de 2006, que estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no ACR, na forma do artigo 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

jj) Resolução normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007 – Estabelece a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos.

kk)Resolução normativa nº 298, de 8 de janeiro de 2008 – Altera o artigo 5º da Resolução Normativa nº 205, de 22 de dezembro de 2005, que estabelece os procedimentos e as condições gerais para o enquadramento de cooperativas de eletrificação rural como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como para operação de instalações de distribuição de energia elétrica de uso privativo, em área rural, e aprova o modelo de Contrato de Permissão.

ll) Resolução normativa n° 302, de 26 de fevereiro de 2008 – Altera a Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, que estabelece critérios para a composição da Rede Básica do SIN.

mm)Resolução normativa n° 304, de 4 de março de 2008 – Altera dispositivos da Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, que regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração, e dá outras providências.

nn)Resolução normativa n° 305, de 18 de março de 2008 – Aprova as Regras de Comercialização referentes ao repasse do custo de sobrecontratação de energia elétrica e altera dispositivos da Resolução Normativa nº 255, de 6 de março de 2007.

oo)Resolução normativa n° 312, de 6 de maio de 2008 – Altera a Resolução Normativa nº 68, de 8 de junho de 2004, que estabelece os procedimentos

para implementação de reforços nas demais instalações de transmissão, e dá outras providências.

pp) Resolução normativa nº 316, de 13 de maio de 2008 – Aprova o Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, e dá outras providências.

qq) Resolução normativa n° 320, de 10 de junho de 2008 – Estabelece critérios para classificação de instalação de transmissão como de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada para o acesso à Rede Básica do SIN de centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas.

rr) Resolução normativa nº 322, de 8 de julho de 2008 – Aprova o modelo de termo aditivo ao CCEAR por disponibilidade, decorrente de alterações contratuais relativas à forma de pagamento da receita de venda do agente de geração e estabelece prazo para celebração.

ss) Resolução normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008 – Estabelece as disposições relativas à contratação de energia de reserva e aprova o modelo do CONUER.

tt) Resolução normativa nº 348, de 6 de janeiro de 2009 – Altera a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004.

uu) Resolução normativa nº 374, de 27 de outubro de 2009 – Estabelece prazos e procedimentos transitórios que possibilitem a interligação do Sistema Isolado Acre Rondônia ao SIN.

vv) Resolução normativa nº 376, de 25 de agosto de 2009 – Estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do SIN, por consumidor livre, e dá outras providências.

ww) Resolução normativa nº 378, de 10 de novembro de 2009 – Estabelece procedimentos para análise de atos de concentração e infrações à ordem econômica no setor de energia elétrica.

xx) Resolução normativa nº 380, de 24 de novembro de 2009 – Estabelece os critérios para aplicação do MCSD de energia elétrica de que trata o § 5º do artigo 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

yy)Resolução normativa nº 386, de 15 de dezembro de 2009 – Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização do Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

zz)Resolução normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009 – Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), e dá outras providências.

aaa)Resolução normativa nº 411, de 28 de setembro de 2010 – Aprova o modelo de edital dos leilões de ajuste para compra de energia elétrica, delega a execução à CCEE e dá outras providências.

bbb)Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 – Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.

ccc)Resolução normativa nº 417, de 23 de novembro de 2010 – Estabelece os procedimentos para a delegação de competências da ANEEL aos estados e ao Distrito Federal, para a execução de atividades descentralizadas em regime de gestão associada de serviços públicos.

ddd)Resolução normativa nº 418, de 23 de novembro de 2010 – Retifica a Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 2010.

eee)Resolução normativa nº 421, de 30 de novembro de 2010 – Estabelece os critérios para cálculo do montante de reposição e contratações adicionais dos agentes de distribuição do SIN.

fff)Resolução normativa nº 424, de 17 de dezembro de 2010 – Aprova a Revisão 2 dos Módulos 1, 2, 3, 5, 6, e 8 dos PRODIST, e dá outras providências.

ggg)Resolução normativa nº 435, de 24 de maio de 2011 – Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários.

hhh)Resolução normativa nº 447, de 13 de setembro de 2011 – Estabelece os procedimentos para adequação das instalações físicas, contratos comerciais e rotinas de operação, necessários à interligação de sistemas isolados ao SIN.

iii)Resolução normativa nº 451, de 27 de setembro de 2011 – Estabelece as condições gerais para a criação, organização e funcionamento dos Conselhos

de Consumidores de Energia Elétrica, no âmbito das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, e dá outras providências.

jjj)Resolução normativa nº 452, de 11 de outubro de 2011 – Estabelece as diretrizes para a cessão de energia e lastro entre usinas à biomassa comprometidas com CERs e regulamenta a penalidade de que trata o artigo 7º do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.

kkk)Resolução normativa nº 453, de 18 de outubro de 2011 – Estabelece os critérios para cálculo dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária em atendimento aos artigos 2º, 3º e 18 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

lll)Resolução normativa nº 460, de 9 de novembro de 2011 – Inclui dispositivo na Resolução Normativa n° 447, de 13 de setembro de 2011, que estabelece os procedimentos para adequação das instalações físicas, contratos comerciais e rotinas de operação, necessários à interligação de sistemas isolados ao SIN.

mmm)Resolução normativa nº 467, de 6 de dezembro de 2011 – Estabelece os requisitos e critérios para modificação do regime de exploração das concessões de aproveitamentos hidrelétricos para geração de energia elétrica destinada a serviço público, nos termos dos §§ 3º, 4º e 5º, artigo 20 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com a redação dada pelas Leis nº 11.488, de 15 de junho de 2007 e nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

nnn)Resolução normativa nº 470, de 13 de dezembro de 2011 – Estabelece as disposições relativas às Ouvidorias das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica e dá outras providências.

ooo)Resolução normativa nº 479, de 3 de abril de 2012 – Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.

ppp)Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 – Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

qqq)Resolução normativa nº 484, de 17 de abril de 2012 – Estabelece os

procedimentos a serem adotados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica para obtenção de anuência à transferência de controle societário, e dá outras providências.

rrr)Resolução normativa n° 503, de 7 de agosto de 2012 – Modifica a estrutura organizacional da ANEEL e altera o Regimento Interno aprovado pela Portaria MME n. 349, de 28 de novembro de 1997.

sss)Resolução normativa nº 505, de 28 de agosto de 2012 – Altera as Resoluções Normativas 421, de 30 de novembro de 2010 e 453, de 18 de outubro de 2011.

ttt)Resolução normativa nº 506, de 4 de setembro de 2012 – Estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade de distribuidora e dá outras providências.

uuu)Resolução normativa nº 507, de 4 de setembro de 2012 – Altera a Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, a Resolução ANEEL nº 371, de 29 de dezembro de 1999, e a Resolução Normativa n° 68, de 8 de junho de 2004, e revoga a Resolução Normativa ANEEL nº 400, de 13 de abril de 2010.

vvv)Resolução normativa nº 514, de 30 de outubro de 2012 – Estabelece as condições para a contratação de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência, em observância ao disposto no Decreto nº 7.805, de 2012.

www)Resolução normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012 – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos PRODIST.

xxx)Resolução normativa n° 519, de 11 de dezembro de 2012 – Altera a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída por meio da Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, incluindo as atribuições de que trata o inciso XI, do artigo 2º, do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, estabelece a periodicidade de envio, pela CCEE, de informações de custos de demonstrativos de gastos efetivos, e aprova a estimativa dos custos administrativos, financeiros e tributários a serem incorridos nos anos de 2012 e 2013 pela CCEE na liquidação relativa às cotas de que trata o Decreto n^{os} 7.805, de 14 de setembro de 2012.

yyy)Resolução normativa nº 521, de 11 de dezembro de 2012 – Dispõe sobre o

cálculo da alocação inicial de cotas de garantia física e potência, da definição dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado sujeitos à cessão compulsória e redução de montantes, e da revisão extraordinária das tarifas de distribuição, nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

zzz)Resolução normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012 – Estabelece as condições para a comercialização da energia proveniente das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 pertencentes à ELETRONUCLEAR, em observância ao disposto na Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

aaaa)Resolução normativa nº 538, de 5 de março de 2013 – Estabelece procedimentos relativos ao cadastro de inadimplentes com obrigações intra setoriais, bem como disciplina a solicitação e a emissão eletrônica do Certificado de Adimplemento.

bbbb)Resolução normativa nº 541 de 12 de março de 2013 – Estabelece as disposições relativas ao padrão de qualidade do serviço de geração de energia elétrica prestado por concessionárias de UHEs alcançadas pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.

cccc)Resolução normativa nº 545, de 16 de abril de 2013 – Estabelece disciplina atinente ao desligamento de agentes e à impugnação de atos praticados na CCEE e dá outras providências.

dddd)Resolução normativa nº 548, de 7 de maio de 2013 – Altera a Resolução Normativa nº 467, de 6 de dezembro de 2011, que estabelece os requisitos e critérios para modificação do regime de exploração das concessões de aproveitamentos hidrelétricos para geração de energia elétrica destinada a serviço público.

eeee)Resolução normativa nº 549, de 7 de maio de 2013 – Dispõe sobre o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição nos termos do artigo 4º-A do Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

ffff)Resolução normativa nº 570, de 23 de julho de 2013 – Estabelece os requisitos e procedimentos atinentes à comercialização varejista de energia elétrica no SIN.

gggg)Resolução normativa nº 571, de 23 de julho de 2013 – Estabelece critérios

e condições para o credenciamento de instituições financeiras no âmbito da CCEE e altera a Resolução Normativa nº 531, de 2012.

hhhh)Resolução normativa nº 576, de 27 de agosto de 2013 – Revoga todas as disposições normativas atinentes a CAR de Racionamento e a Procedimentos Operativos de Curto Prazo.

iiii)Resolução normativa nº 583, de 22 de outubro de 2013 – Estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica.

jjjj)Resolução normativa nº 584, de 29 de outubro de 2013 – Estabelece prazos e condições para sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica, bem como para sazonalização da energia vinculada referente à UHE Itaipu.

kkkk)Resolução normativa nº 586, de 19 de novembro de 2013 – Estabelece os critérios para considerar o sistema Manaus integrado ao SIN e define as diretrizes para a operação daquele sistema e para a contabilização da energia transacionada com o SIN.

llll)Resolução normativa nº 595 de 17 de dezembro de 2013 – Estabelece as condições para contratação de energia elétrica em caso de atraso do início da operação comercial de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia.

mmmm)Resolução normativa nº 599, de 28 de janeiro de 2014 – Revoga a Cláusula 14 dos CCEARs por disponibilidade referentes aos Leilões de Energia Nova realizados entre 2005 e 2009.

nnnn)Resolução normativa nº 600, de 4 de fevereiro de 2014 – Estabelece alterações na Cláusula 14 dos CERs dos 1º e 3º Leilões de Energia de Reserva.

oooo)Resolução normativa n° 606, de 18 de março de 2014 – Altera a Resolução Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008, estabelecendo critérios para a destinação dos excedentes de recursos financeiros da CONER.

pppp)Resolução normativa nº 607, de 18 de março de 2014 – Altera os Submódulos 7.1, 7.2, 7.3 e 8.3, aprova o Submódulo 11.1 dos PRORET e dá

outras providências.

qqqq)Resolução normativa nº 609, de 1º de abril de 2014 – Altera o Submódulo 3.1 dos PRORET, que estabelece os Procedimentos Gerais do Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição, e a Resolução Normativa nº 255, de 6 de março de 2007.

rrrr)Resolução normativa nº 610, de 1º de abril de 2014 – Regulamenta as modalidades de pré pagamento e pós-pagamento eletrônico de energia elétrica

ssss)Resolução normativa nº 612, de 16 de abril de 2014 – Dispõe sobre o encargo tarifário da CDE e a Conta do ACR, nos termos do Decreto 8.221, de 2 de abril de 2014.

tttt)Resolução normativa nº 614, de 3 de junho de 2014 – Consolida as normas referentes à apuração de indisponibilidade de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia conectados ao SIN, estabelece novos critérios de apuração e de verificação de lastro e dá outras providências.

uuuu)Resolução normativa nº 622, de 19 de agosto de 2014 – Dispõe sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da CCEE e dá outras providências.

vvvv)Resolução normativa nº 631, de 25 de novembro de 2014 – Estabelece os critérios e procedimentos para revisão da alocação de cotas de garantia física e de potência das UHEs enquadradas na Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, às concessionárias de distribuição.

wwww)Resolução normativa nº 638, de 9 de dezembro de 2014 – Altera a Resolução Normativa nº 584, de 29 de outubro de 2013, que estabelece prazos e condições para sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica, bem como para sazonalização da energia vinculada referente à UHE Itaipu.

xxxx)Resolução normativa nº 644, de 16 de dezembro de 2014 – Altera a Resolução Normativa nº 411, de 28 de setembro de 2010, a qual aprova o modelo de edital dos leilões de ajuste para compra de energia elétrica, delega a execução à CCEE e dá outras providências.

yyyy)Resolução normativa n° 645, de 19 de dezembro de 2014 – Modifica a estrutura organizacional da ANEEL e altera o Regimento Interno aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997.

zzzz)Resolução normativa n° 647, de 3 de fevereiro de 2015 – Altera a Resolução Normativa n° 545, de 16 de abril de 2013 e dá outras providências.

aaaaa)Resolução normativa nº 649, de 27 de fevereiro de 2015 – Aprova o Submódulo 6.8 dos PRORET, que trata das bandeiras tarifárias e dá outras providências.

bbbbb)Resolução normativa nº 654, de 24 de março de 2015 – Altera a Resolução Normativa nº 570, de 23 de julho de 2013, que trata da comercialização varejista de energia elétrica no SIN.

ccccc)Resolução normativa nº 658, de 14 de abril de 2015 – Estabelece a possibilidade de alteração da obrigação de entrega de energia dos CCEARs por disponibilidade proveniente de Leilões de Energia Nova e o critério de alocação dos custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, cujo CVU seja superior ao valor do PLD.

ddddd)Resolução normativa nº 659, de 14 de abril de 2015 – Estabelece critérios e procedimentos para definição e ressarcimento dos custos fixos e variáveis das usinas termelétricas de que trata a Portaria MME nº 41, de 26 de fevereiro de 2015, que reconheceu, de forma excepcional e temporária, a necessidade de permanência da geração atualmente disponível do Parque de Usinas Termelétricas, localizadas na Região de Manaus, Estado do Amazonas, inclusive as provenientes de contratos de locação, pelo prazo de até doze meses.

eeeee)Resolução normativa nº 661, de 5 de maio de 2015 – Aprova alteração do módulo de Encargos das Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Novo Sistema de Contabilização e Liquidação.

fffff)Resolução normativa n° 666, de 23 de junho 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.

ggggg)Resolução normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015 – Aprova a revisão

do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, instituído pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009.

hhhhh)Resolução normativa nº 678, de 1º de setembro de 2015 – Estabelece os requisitos e os procedimentos atinentes à obtenção e à manutenção de autorização para comercializar energia elétrica no SIN.

iiiii)Resolução normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015 – Estabelece os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

jjjjj)Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos PRODIST.

kkkkk)Resolução normativa nº 690, de 8 de dezembro de 2015 – Regula o disposto na Portaria MME nº 44/2015 e aprova o Edital de Chamada Pública para Incentivo à Geração Própria e seu Anexo.

lllll)Resolução normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015 – Estabelece os critérios para aplicação do MCSD de energia elétrica e de potência de contrato de comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

mmmmm)Resolução normativa nº 696, de 15 de dezembro de 2015 – Estabelece critérios para classificação, formulação do Plano de Segurança e realização da Revisão Periódica de Segurança em barragens fiscalizadas pela ANEEL de acordo com o que determina a Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010.

nnnnn)Resolução normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015 – Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico.

ooooo)Resolução normativa nº 699, de 26 de janeiro de 2016 – Regulamenta o inciso XIII do artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que trata dos controles prévio e a *posteriori* sobre atos e negócios jurídicos entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas, revoga a Resolução Normativa nº 334, de 21 de outubro de 2008, e dá outras providências.

ppppp)Resolução normativa nº 701, de 2 de fevereiro de 2016 – Estabelece as condições e os procedimentos para o monitoramento do mercado de energia elétrica e dá outras providências.

qqqqq)Resolução normativa nº 702 de 1º de março de 2016 – Altera a Resolução Normativa nº 631, que dispõe sobre os critérios e procedimentos para revisão da alocação de cotas de garantia física e de potência às concessionárias de distribuição.

rrrrr)Resolução normativa nº 703, de 15 de março de 2016 – Aprova o Módulo 4 e Submódulo 6.1 do PRORET, e dá outras providências.

sssss)Resolução normativa nº 711, de 19 de abril de 2016 – Estabelece critérios e condições para celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de CCEARs. Aprova a nova versão do Submódulo 4.4 dos PRORET, que trata dos demais componentes financeiros. Revoga a Resolução Normativa nº 508, de 4 de setembro de 2012.

ttttt)Resolução normativa n° 720, de 17 de maio 2016 – Altera o Regimento Interno aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997.

uuuuu)Resolução normativa nº 721, de 24 de maio de 2016 – Altera os módulos 7 e 11 dos PRORET, que tratam da Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica e da Comercialização de Energia Elétrica por parte das distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, e dá outras providências.

vvvvv)Resolução normativa nº 723, de 31 de maio de 2016 – Aprova a primeira revisão do Submódulo 5.5 dos PRORET, que define os conceitos gerais, metodologias e procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.

wwwww)Resolução normativa nº 724, de 31 de maio de 2016 – Aprova revisões dos Módulos 3 e 5 dos PRODIST e altera as Resoluções Normativas nº 395/2009, nº 414/2010 e nº 506/2012.

xxxxx)Resolução normativa nº 739, de 4 de outubro de 2016 – Estabelece critérios e procedimentos para definição e ressarcimento dos custos fixos e variáveis das usinas termelétricas de que trata a Portaria MME nº 179, de 11 de maio de 2016, que reconheceu a necessidade de contratação de geração

termelétrica em locais eletricamente equivalentes aos das atuais usinas de Flores de 80 MW, Iranduba de 25 MW e São José de 50 MW na Região Metropolitana de Manaus, Estado do Amazonas, assim como a permanência da geração atualmente disponível no Bloco IV da Usina Termelétrica de Mauá, pertencente à ELETROBRAS Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A.

yyyyy)Resolução normativa n° 745 de 22 de novembro de 2016 – Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que estabelece procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, e dá outras providências.

zzzzz)Resolução normativa nº 748, de 29 de novembro de 2016 – Estabelece os termos e condições para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica por distribuidora designada, nos termos do artigo 9º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e da Portaria nº 388, de 26 de julho de 2016-MME e dá outras providências.

aaaaaa)Resolução normativa nº 751, de 13 de dezembro de 2016 – Regula os procedimentos de homologação e fiscalização dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela CCEE na gestão de contas setoriais.

bbbbbb)Resolução normativa n° 756, de 16 de dezembro de 2016 – Aprova a revisão 2016.12 dos Módulos 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25 e 26 e dos Submódulos 10.1 a 10.17 dos Procedimentos de Rede e dá outras providências.

cccccc)Resolução normativa nº 759, de 7 de fevereiro de 2017 – Estabelece procedimentos e requisitos atinentes ao Sistema de Medição para Faturamento - SMF para instalações conectadas ao sistema de distribuição.

dddddd)Resolução normativa nº 764, de 18 de abril de 2017 – Estabelece o montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física.

eeeeee)Resolução normativa nº 783, de 26 de setembro de 2017 – Estabelece os critérios e procedimentos para controle dos contratos de comercialização de

energia elétrica.

ffffff)Resolução normativa nº 792, de 28 novembro de 2017 – Estabelece os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda.

gggggg)Resolução normativa nº 795 de 5 de dezembro de 2017 – Estabelece critérios e procedimentos para atualização do valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica, de que trata a Resolução do CNPE nº 7, de 14 de dezembro de 2016.

hhhhhh)Resolução normativa nº 800 de 19 de dezembro de 2017 – Regulamentação da CDE Decreto nº 9022/2017.

iiiiii)Resolução normativa nº 803, de 23 de janeiro de 2018 – Altera os módulos 3, 4 e 11 dos PRORET.

jjjjjj)Resolução normativa nº 807, de 06 de março de 2018 – Altera o Submódulo 2.4 dos PRORET, que estabelece a metodologia para a definição da estrutura ótima de capital e do custo de capital a serem utilizados para cálculo das revisões tarifárias periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

kkkkkk)Resolução normativa nº 809, de 13 de março de 2018 – Estabelece critérios e procedimentos para definição e ressarcimento dos custos fixos e variáveis das usinas termelétricas de que trata a Portaria MME nº 492, de 19 de dezembro de 2017.

llllll)Resolução normativa nº 813 de 3 de maio de 2018 – Definição dos procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo das tarifas iniciais para cooperativas de eletrificação rural a serem enquadradas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

mmmmmm)Resolução normativa nº 817, de 5 de junho de 2018 – Estabelece os critérios para tratamento do Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

nnnnnn)Resolução normativa nº 822, de 26 de junho de 2018 – Altera a Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015.

oooooo)Resolução normativa nº 823, de 10 de julho de 2018 – Altera a Resolução Normativa no 414/2010 para adequação à Lei nº 13.465, de 11 de julho de 2017.

pppppp)Resolução normativa nº 824, de 10 de julho de 2018 – Regulamenta o § 13 do artigo 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que dispõe sobre a venda de excedentes, altera as Resoluções Normativas nº 693, de 15 de dezembro de 2015 e nº 711, de 21 de dezembro de 2016.

qqqqqq)Resolução normativa nº 827, de 21 de agosto de 2018 – Altera a Resolução Normativa nº 583, de 22 de outubro de 2013, e dá outras providências.

rrrrrr)Resolução normativa nº 834, de 4 de dezembro de 2018 – Altera o Anexo I da Resolução Normativa nº 748/2016 para adequar a remuneração realizada por meio da exclusão da Receita do Ativo Regulatório do Empréstimo do Fundo da Reserva Global de Reversão.

ssssss)Resolução normativa nº 836, de 11 de dezembro de 2018 – Aprova o Submódulo 12.6 dos PRORET, que define a metodologia de cálculo das cotas-partes das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e da UHE Itaipu e dá outras providências.

tttttt)Resolução normativa nº 843, de 2 de abril de 2019 – Estabelece critérios e procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética e para a formação do PLD.

uuuuuu)Resolução normativa nº 846, de 11 de junho de 2019 – Aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência.

vvvvvv)Resolução normativa nº 848, de 2 de julho de 2019 – Aprova a versão 2018.1.2 do caderno Receita de Venda de CCEAR das Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

wwwwww)Resolução normativa nº 850, de 2 de julho de 2019 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

xxxxxx)Resolução normativa nº 851, de 16 de julho de 2019 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

yyyyyy)Resolução normativa nº 858, de 1 de outubro de 2019 – Estabelece os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do PLD e do valor da TEO referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da UHE Itaipu.

zzzzzz)Resolução normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

aaaaaaa)Resolução normativa nº 870, de 11 de fevereiro de 2020 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

5.1.1.5 As resoluções do CNPE

Realizou-se o levantamento das resoluções do CNPE considerando as resoluções vigentes referentes ao setor elétrico disponíveis no site do MME até março de 2020. Encontraram-se as seguintes resoluções:

a) Resolução nº 1, 17 de setembro 2001 – Criar grupo de trabalho com o objetivo de realizar estudos sobre a política de integração energética, importações de gás natural e energia elétrica.
b) Resolução nº 2, 17 de setembro 2001 – Dispõe sobre o reconhecimento do interesse estratégico da UHE Belo Monte, e dá outras providências.
c) Resolução nº 03, 17 de setembro 2001 – Propõe medidas governamentais de fomento a programas de eficiência energética, e dá outras providências.
d) Resolução nº 05, 05 de dezembro 2001 – Autoriza a ELETRONUCLEAR a retomar ações relativas ao empreendimento de geração termonuclear da Usina de ANGRA III, e dá outras providências.
e) Resolução nº 07, 05 de dezembro 2001 – Reestrutura os comitês técnicos que compõem o CNPE, e dá outras providências.
f) Resolução nº 1, 04 de março de 2002 – Cria grupo de trabalho com o objetivo de estudar e apresentar plano de viabilização para a implantação do empreendimento UHE Belo Monte.
g) Resolução nº 2, 06 de agosto de 2002 – Prorroga o prazo para apresentação

do plano de viabilização do empreendimento UHE Belo Monte.

h) Resolução nº 03, 06 de agosto de 2002 – Cria o Comitê Técnico 8, que terá como objetivo propor políticas para nortear as negociações com países vizinhos na área energética.
i) Resolução nº 05, 21 de agosto de 2002 – Propõe diretrizes para a proteção do consumidor quanto a preços, qualidade e oferta de energia nos leilões públicos de energia elétrica.
j) Resolução nº 07, 21 de agosto de 2002 – Propõe a aplicação dos Valores Normativos vigentes até a data da edição da Resolução ANEEL nº 248, de 6 de maio de 2002, para a energia gerada pelos empreendimentos que especifica, e dá outras providências.
k) Resolução nº 08, 17 de setembro 2002 – Estabelece condições para a retomada do empreendimento de Angra III pela ELETRONUCLEAR.
l) Resolução nº 09, 17 de setembro 2002 – Cria grupo de trabalho, com o objetivo de analisar os reflexos da aplicação da metodologia da revisão tarifária periódica nas tarifas de fornecimento de energia elétrica e os seus impactos na capacidade de investimento e de prestação de serviço por parte das concessionárias de distribuição.
m) Resolução nº 10, 17 de setembro 2002 – Cria Comitê Interministerial com a finalidade de estabelecer as diretrizes e prioridades para a concessão da subvenção econômica às tarifas de fornecimento de energia elétrica.
n) Resolução nº 12, 17 de setembro 2002 – Estabelece diretrizes para celebração, substituição e aditamento de contratos de fornecimento de energia e para política tarifária e de preços da energia vendida pelas concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica.
o) Resolução nº 14, 22 de novembro de 2002 – Estabelece diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das TUST.
p) Resolução nº 15, 22 de novembro de 2002 – Cria grupo de trabalho para propor procedimentos e mecanismos visando assegurar que todos os empreendimentos destinados à expansão da oferta de energia elétrica disponham da Licença Prévia Ambiental, como condição para serem

autorizados ou licitados, a partir de janeiro de 2004.

q) Resolução nº 16, 22 de novembro de 2002 – Propõe a criação da Câmara de Gestão do Setor Energético e do Centro de Estudos e Planejamento Energético, e dá outras providências.

r) Resolução nº 18, 17 de dezembro 2002 – Determina a continuidade das providências para o desenvolvimento e a viabilização do Complexo Hidrelétrico Belo Monte - CHE Belo Monte.

s) Resolução nº 19, 17 de dezembro 2002 – Determina a continuidade na análise dos reflexos da aplicação da metodologia de revisão tarifária periódica nas tarifas de fornecimento de energia elétrica e os seus impactos na capacidade de investimento e de prestação de serviço por parte das concessionárias de distribuição.

t) Resolução nº 20, 17 de dezembro 2002 – Altera as Resoluções nºs 5, de 21 de agosto de 2002, 12, de 17 de setembro de 2002 e revoga a Resolução nº 11, de 17 de setembro de 2002, por força das alterações efetuadas na Medida Provisória nº 64, de 26 de agosto de 2002, quando de sua conversão na Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

u) Resolução nº 1, 04 de abril de 2003 – Estabelece diretrizes para a ação da ANEEL na definição de critérios para cálculo do fator "X", quando da revisão tarifária periódica, a ser aplicado nos reajustes tarifários anuais dos Contratos de Concessão de distribuição de energia elétrica, na forma estabelecida nas Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos Contratos firmados entre o Poder Concedente e as Concessionárias.

v) Resolução nº 2, 22 de maio de 2003 – Estabelece diretrizes para o suprimento emergencial de energia elétrica para atendimento dos Sistemas Isolados do Norte do Brasil, em especial na região metropolitana de Manaus - AM.

w) Resolução nº 03, 22 de maio de 2003 – Define diretriz para a realização de leilões de excedentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração, a serem realizados exclusivamente com consumidores finais, nos termos do inciso I, § 5º do artigo 27 da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pelo artigo 6º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de

2002.

x) Resolução nº 04, 03 de julho de 2003 – Cria grupo de trabalho com o objetivo de analisar e apresentar proposta de políticas para a atividade termonuclear, estabelece diretrizes para a fixação da tarifa da ELETRONUCLEAR e dá outras providências.

y) Resolução nº 05, 21 de julho de 2003 – Aprova as diretrizes básicas para a implementação do novo modelo do Setor Elétrico.

z) Resolução nº 06, 21 de julho de 2003 – Altera a Resolução CNPE nº 4, de 3 de julho de 2003, que cria grupo de trabalho com o objetivo de analisar e apresentar proposta de políticas para a atividade termonuclear, estabelece diretrizes para a fixação da tarifa da ELETRONUCLEAR, e dá outras providências.

aa) Resolução nº 07, 21 de julho de 2003 – Cria grupo de trabalho com o intuito de analisar o empreendimento Angra III.

bb) Resolução nº 09, 10 de dezembro 2003 – Aprova o relatório e proposta de encaminhamento das medidas legais pertinentes e necessárias para a implementação do novo modelo do Setor Elétrico.

cc) Resolução nº 10, 16 de dezembro 2003 – Dispõe sobre os procedimentos e critérios para a fixação do Mecanismo de Representação de Aversão a Risco de Racionamento, previsto na Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) nº 109, de 24 de janeiro de 2002, e dá outras providências.

dd) Resolução nº 1, 25 de abril de 2007 – Estabelece diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE.

ee) Resolução nº 3, 25 de junho de 2007 – Determina a retomada da construção da Usina Termonuclear - UTN Angra 3, para entrada em operação comercial em 2013.

ff) Resolução nº 4, 28 de setembro 2007 – Indica a UHE Santo Antônio, localizada no Rio Madeira, no Estado de Rondônia, como projeto de geração com prioridade de licitação, e dá outras providências.

gg) Resolução nº 8, 20 de dezembro 2007 – Estabelece diretrizes para a

utilização da CAR, e dá outras providências.

hh)Resolução nº 1, 11 de fevereiro de 2008 – Indica a UHE Jirau, localizada no Rio Madeira, no Estado de Rondônia, como projeto de geração com prioridade de licitação, e dá outras providências.

ii) Resolução nº 3, 24 de abril de 2008 – Estabelece diretrizes para o suprimento, em caráter excepcional, de energia elétrica interruptível à República Argentina, no ano de 2008, com obrigatoriedade de devolução de energia no mesmo ano.

jj) Resolução nº 4, 13 de maio de 2008 – Determina a criação de grupo de trabalho com o objetivo de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios aplicáveis à situação das Centrais de Geração Hidrelétricas amortizadas ou depreciadas.

kk)Resolução nº 5, 17 de junho de 2008 – Estabelece diretrizes para o suprimento, em caráter excepcional, de energia elétrica interruptível à República Oriental do Uruguai, no ano de 2008, com obrigatoriedade de devolução de energia no mesmo ano.

ll) Resolução nº 6, 03 de julho de 2008 – Dispõe sobre o aproveitamento do potencial hidráulico para fins energéticos do rio Xingu, e dá outras providências.

mm)Resolução nº 7, 22 de julho de 2008 – Determina que as instalações de transmissão integrantes da Rede Básica do SIN e de distribuição de energia elétrica, amortizadas ou depreciadas, sejam incluídas nos estudos do grupo de trabalho criado pela Resolução CNPE nº 4, de 13 de maio de 2008, e dá outras providências.

nn)Resolução nº 1, 21 de março de 2009 – Estabelece diretrizes para o suprimento, em caráter excepcional, de energia elétrica interruptível à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, no ano de 2009, com obrigatoriedade de devolução de energia no mesmo ano e dá outras providências.

oo)Resolução nº 3, 03 de agosto de 2009 – Cria grupo de trabalho denominado GT Energia de Itaipu, com o objetivo de avaliar os efeitos das mudanças na comercialização da energia da UHE Itaipu, previstas na Declaração Conjunta

dos Presidentes da República do Paraguai e da República Federativa do Brasil - Construindo Uma Nova Etapa na Relação Bilateral, firmada na cidade de Assunção em 25 de julho de 2009, e dá outras providências.

pp) Resolução nº 4, 31 de agosto de 2009 – Dá nova redação ao artigo 2º da Resolução CNPE nº 1, de 20 de março de 2009, que estabelece diretrizes para o suprimento, em caráter excepcional, de energia elétrica interruptível à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, no ano de 2009, com obrigatoriedade de devolução de energia no mesmo ano.

qq) Resolução nº 5, 03 de setembro 2009 – Indica o projeto de geração de energia elétrica denominado Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte, localizado no rio Xingu, no Estado do Pará, prioritário para efeito de licitação e implantação, e dá outras providências.

rr) Resolução nº 1, 26 de abril de 2010 – Estabelece diretrizes para o suprimento, em caráter excepcional, de energia elétrica interruptível à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, no ano de 2010, com obrigatoriedade de devolução de energia no mesmo ano, e dá outras providências.

ss) Resolução nº 3, de 13 de dezembro de 2010 – Estabelece diretrizes para o suprimento, em caráter excepcional, de energia elétrica interruptível à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, no ano de 2011.

tt) Resolução nº 1, 25 de março de 2011 – Estabelece o número de submercados de energia elétrica do SIN.

uu) Resolução nº 3, 03 de maio de 2011 – Indica os projetos de geração de energia elétrica denominados Aproveitamentos Hidrelétricos São Luiz do Tapajós, Jatobá, Jardim do Ouro e Chacorão como projetos estratégicos de interesse público, estruturantes e prioritários para efeito de licitação e implantação, e dá outras providências.

vv) Resolução nº 1, 28 de março de 2012 – Autoriza a inclusão da modalidade de suprimento de energia elétrica interruptível, com necessidade de devolução da energia suprida, para a República Argentina e a República Oriental do Uruguai, e estabelece diretrizes específicas para seu fornecimento.

ww) Resolução nº 3, de 6 de março de 2013 – Estabelece diretrizes para a

internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências.

xx)Resolução nº 2, 18 de setembro 2015 – Estabelece os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração de energia elétrica.

yy)Resolução nº 4, 08 de dezembro 2015 – Cria o Comitê Técnico para Eficiência Energética com o objetivo de propor estratégias para a promoção da eficiência energética, bem como sua inserção no conjunto de políticas e ações para o desenvolvimento sustentável do País.

zz)Resolução nº 7, de 14 de dezembro de 2016 – Dispõe sobre as competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico, e dá outras providências.

aaa)Resolução nº 1, de 11 de janeiro de 2017 – Instituir o Comitê Gestor de Informações Energéticas, com a finalidade de garantir a integração, coerência, qualidade e oportunidade de informações e estatísticas energéticas, necessárias à formulação de políticas e ações para o desenvolvimento sustentável do País.

bbb)Resolução nº 12, 12 de maio de 2017 – Estabelece os parâmetros técnicos e econômicos de licitação de concessões de geração de energia elétrica.

ccc)Resolução nº 18, 08 de junho de 2017 – Estabelece diretrizes relativas à aplicação de penalidades por falta de combustível para agentes de geração de energia elétrica e supridores de combustível.

ddd)Resolução nº 19, 22 de agosto de 2017 – Altera a Resolução nº 12, de 12 de maio de 2017, que estabelece os parâmetros técnicos e econômicos de licitação de concessões de geração de energia elétrica.

eee)Resolução nº 7, 05 de junho de 2018 – Institui grupo de trabalho com a finalidade de realizar estudos, análises e apresentar proposições acerca de novo valor para o preço da energia a ser gerada pela Usina Nuclear Angra 3, bem como sugestões de outras medidas necessárias para a viabilização do empreendimento.

fff)Resolução nº 14, 09 de outubro de 2018 – Estabelece condições iniciais para

a viabilização da usina nuclear Angra 3, e dá outras providências.

ggg)Resolução nº 14, 24 de junho de 2019 – Aprova o Regimento Interno do CNPE, e dá outras providências.

hhh)Resolução nº 15, 24 de junho de 2019 – Define as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis.

iii)Resolução nº 28, 12 de dezembro 2019 – Altera o anexo da Resolução nº 14, de 24 de junho de 2019, que aprova o Regimento Interno do CNPE.

jjj)Resolução nº 29, 12 de dezembro 2019 – Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

5.1.1.6 As resoluções do CMSE

Realizou-se o levantamento das resoluções do CMSE considerando as resoluções vigentes referentes ao setor elétrico disponíveis no site do MME disponíveis até março de 2020. Encontraram-se as seguintes resoluções:

a) Resolução nº 1, de 25 de janeiro de 2005 – Estabelece diretrizes para que o ONS proponha medidas especiais de segurança a fim de garantir o suprimento eletroenergético em situações decorrentes de eventos de grande relevância.
b) Resolução nº 1, de 1º de setembro de 2016 – Aprova o Regimento Interno do CMSE.

5.1.1.7 As resoluções da GCE

Consideraram-se as resoluções vigentes sobre comercialização de energia elétrica e geração distribuída, disponíveis na biblioteca virtual da ANEEL disponíveis até março de 2020. Encontraram-se as seguintes resoluções:

a) Resolução nº 23, de 5 de julho de 2001 – Assegura as prerrogativas do Programa Prioritário de Termeletricidade - PPT, instituído pelo Decreto 3.371

de 24.02.2000, aos empreendimentos de geração termelétrica que cumprirem as condições especificadas.

b) Resolução nº 49, de 20 de setembro de 2001 – Estabelece o preço a ser praticado no MAE nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

c) Resolução nº 54, de 5 de outubro de 2001 – Estabelece o preço a ser praticado nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, e dá outras providências.

d) Resolução nº 77, de 29 de novembro de 2001 – Estabelece os preços da energia elétrica a serem praticados no MAE, entre os agentes participantes dos submercados, afetados pelas medidas de racionamento.

e) Resolução nº 91, de 21 de dezembro de 2001 – Estabelece os parâmetros gerais da metodologia de cálculo da recomposição tarifária extraordinária e dá outras providências.

f) Resolução nº 115, de 6 de fevereiro de 2002 – Estabelece diretrizes para o repasse de parcela das despesas com compra de energia elétrica no âmbito do MAE, pela distribuidoras, e que será rateada pelos consumidores finais, de forma proporcional ao consumo individual.

APÊNDICE B – A LEGISLAÇÃO E A REGULAMENTAÇÃO SOBRE MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA

As seguintes leis, decretos e resoluções discorrem sobre comercialização de energia elétrica.

5.1.1.8 As leis sobre comercialização de energia elétrica

Estas leis se referem à comercialização de energia elétrica. Deve-se estudá-las e possivelmente as alterar para possibilitar a aplicação da tecnologia *blockchain* nesse mercado.

a) Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 – Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n^{os} 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.
b) Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007 – Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições; altera a Medida Provisória nº 2.158-35, de 24 de agosto de 2001, e as Leis n^{os} 9.779, de 19 de janeiro de 1999, 8.212, de 24 de julho de 1991, 10.666, de 8 de maio de 2003, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.892, de 13 de julho de 2004, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.865, de 30 de abril de 2004, 10.925, de 23 de julho de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005; revoga dispositivos das Leis n^{os} 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e do Decreto-Lei nº 1.593, de 21 de dezembro de 1977; e dá outras providências.
c) Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009 – Autoriza a União a participar de

Fundo de Garantia a Empreendimentos de Energia Elétrica; altera o § 4º do artigo 1º da Lei nº 11.805, de 6 de novembro de 2008; dispõe sobre a utilização do excesso de arrecadação e do superávit financeiro das fontes de recursos existentes no Tesouro Nacional; altera o artigo 1º da Lei nº 10.841, de 18 de fevereiro de 2004, as Leis nºs 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.848, de 15 de março de 2004, 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 10.847, de 15 de março de 2004, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e autoriza a União a repassar ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social recursos captados junto ao Banco Internacional para a Reconstrução e o Desenvolvimento.

d) Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009 – Dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados; altera as Leis nºs 9.991, de 24 de julho de 2000, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivos das Leis nºs 8.631, de 4 de março de 1993, 9.648, de 27 de maio de 1998, e 10.833, de 29 de dezembro de 2003; e dá outras providências.
e) Lei nº 12.385, de 3 de março de 2011 – Dispõe sobre a prestação de auxílio financeiro pela União aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios, no exercício de 2010, com o objetivo de fomentar as exportações do País; altera as Leis nºs 12.087, de 11 de novembro de 2009, 10.260, de 12 de julho de 2001, 8.685, de 20 de julho de 1993, 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 10.848, de 15 de março de 2004, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e 12.249, de 11 de junho de 2010; modifica condições para a concessão da subvenção em operações de financiamento de que trata o artigo 1º da Lei nº 12.096, de 24 de novembro de 2009; revoga dispositivo da Lei nº 12.096, de 24 de novembro de 2009; e dá outras providências.
f) Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 – Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras

providências.

g) Lei nº 13.097, de 19 de janeiro de 2015 – Reduz a zero as alíquotas da contribuição para o PIS/PASEP, da COFINS, da contribuição para o PIS/PASEP- Importação e da COFINS- Importação incidentes sobre a receita de vendas e na importação de partes utilizadas em aerogeradores; prorroga os benefícios previstos nas Leis nº 9.250, de 26 de dezembro de 1995, 9.440, de 14 de março de 1997, 10.931, de 2 de agosto de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005, 12.024, de 27 de agosto de 2009, e 12.375, de 30 de dezembro de 2010; altera o artigo 46 da Lei nº 12.715, de 17 de setembro de 2012, que dispõe sobre a devolução ao exterior ou a destruição de mercadoria estrangeira cuja importação não seja autorizada; altera as Leis nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 12.546, de 14 de dezembro de 2011, 12.973, de 13 de maio de 2014, 9.826, de 23 de agosto de 1999, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.865, de 30 de abril de 2004, 11.051, de 29 de dezembro de 2004, 11.774, de 17 de setembro de 2008, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 12.249, de 11 de junho de 2010, 10.522, de 19 de julho de 2002, 12.865, de 9 de outubro de 2013, 10.820, de 17 de dezembro de 2003, 6.634, de 2 de maio de 1979, 7.433, de 18 de dezembro de 1985, 11.977, de 7 de julho de 2009, 10.931, de 2 de agosto de 2004, 11.076, de 30 de dezembro de 2004, 9.514, de 20 de novembro de 1997, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.074, de 7 de julho de 1995, 12.783, de 11 de janeiro de 2013, 11.943, de 28 de maio de 2009, 10.848, de 15 de março de 2004, 7.565, de 19 de dezembro de 1986, 12.462, de 4 de agosto de 2011, 9.503, de 23 de setembro de 1997, 11.442, de 5 de janeiro de 2007, 8.666, de 21 de junho de 1993, 9.782, de 26 de janeiro de 1999, 6.360, de 23 de setembro de 1976, 5.991, de 17 de dezembro de 1973, 12.850, de 2 de agosto de 2013, 5.070, de 7 de julho de 1966, 9.472, de 16 de julho de 1997, 10.480, de 2 de julho de 2002, 8.112, de 11 de dezembro de 1990, 6.530, de 12 de maio de 1978, 5.764, de 16 de dezembro de 1971, 8.080, de 19 de setembro de 1990, 11.079, de 30 de dezembro de 2004, 13.043, de 13 de novembro de 2014, 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 10.925, de 23 de julho de 2004, 12.096, de 24 de novembro de 2009, 11.482, de 31 de maio de 2007, 7.713, de 22 de dezembro de 1988, a Lei

Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006, o Decreto-Lei nº 745, de 7 de agosto de 1969, e o Decreto nº 70.235, de 6 de março de 1972; revoga dispositivos das Leis nº 4.380, de 21 de agosto de 1964, 6.360, de 23 de setembro de 1976, 7.789, de 23 de novembro de 1989, 8.666, de 21 de junho de 1993, 9.782, de 26 de janeiro de 1999, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 12.973, de 13 de maio de 2014, 8.177, de 1º de março de 1991, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.865, de 30 de abril de 2004, 11.051, de 29 de dezembro de 2004 e 9.514, de 20 de novembro de 1997, e do Decreto-Lei nº 3.365, de 21 de junho de 1941; e dá outras providências.

h) Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015 – Autoriza a Companhia Hidrelétrica do São Francisco e a Furnas Centrais Elétricas a participar, respectivamente, do Fundo de Energia do Nordeste e do Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste, com o objetivo de prover recursos para a implementação de empreendimentos de energia elétrica; altera as Leis nº 11.943, de 28 de maio de 2009, 9.491, de 9 de setembro de 1997, 10.522, de 19 de julho de 2002, e 12.111, de 9 de dezembro de 2009; e dá outras providências.

i) Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 – Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o CNPE, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica.

j) Lei nº 13.299, de 21 de junho de 2016 – Altera a Lei nº 9.074, de 7 de julho

de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e a Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015; e dá outras providências.

k) Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016 – Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências.

5.1.1.9 Os decretos sobre comercialização de energia elétrica

Estes decretos se referem à comercialização de energia elétrica. Deve-se estudá-los e possivelmente os alterar para possibilitar a aplicação da tecnologia *blockchain* nesse mercado.

a) Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998 – Regulamenta o MAE, define as regras de organização do ONS, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.
b) Decreto nº 3.653, de 7 de novembro de 2000 – Altera dispositivos do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamenta o MAE, define as regras de organização do ONS, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.
c) Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002 – Regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela ELETRONUCLEAR, por Itaipu Binacional e dá outras providências.

d) Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 – Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
e) Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004 – Regulamenta os artigos 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da CCEE.
f) Decreto nº 5.271 de 16 de novembro de 2004 – Altera dispositivos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
g) Decreto nº 5.287 de 26 de novembro de 2004 – Altera dispositivos dos Decretos nºs 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e 4.550, de 27 de dezembro de 2002, que regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela ELETRONUCLEAR e por Itaipu Binacional, e dá outras providências.
h) Decreto nº 5.499, de 25 de julho de 2005 – Dá nova redação aos artigos 18, 19, 27 e 41 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.
i) Decreto nº 5.597, de 28 de novembro de 2005 – Regulamenta o acesso de consumidores livres às redes de transmissão de energia elétrica e dá outras providências.
j) Decreto nº 5.668, de 10 de janeiro de 2006 – Determina que a ANEEL seja o órgão anuente no Sistema Integrado do Comércio Exterior nas operações de importação e exportação de energia elétrica no Sistema Isolado e no SIN, e dá outras providências.
k) Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006 – Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões de uso do bem público dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que trata o artigo 17 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e dá outras providências.

l) Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007 – Altera os artigos 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

m) Decreto nº 6.210, de 18 de setembro de 2007 – Altera dispositivos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, define demanda mínima por unidade de consumo para a equiparação de consumidor a autoprodutor, e dá outras providências.

n) Decreto nº 6.265, de 22 de novembro de 2007 – Altera e acresce dispositivos ao Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, que regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela ELETRONUCLEAR, por Itaipu Binacional.

o) Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008 – Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do artigo 3º e o artigo 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o artigo 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o artigo 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências.

p) Decreto nº 6.460, de 19 de maio de 2008 – Acresce parágrafos ao artigo 6º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamenta o MAE, define as regras de organização do ONS, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

q) Decreto nº 7.129, de 11 de março de 2010 – Dá nova redação ao artigo 54 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

r) Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010 – Regulamenta a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos Sistemas Isolados, as instalações de transmissão de interligações internacionais no SIN, e dá outras providências.

s) Decreto nº 7.317, de 28 de setembro de 2010 – Dá nova redação aos artigos 3º, 18, 24 e 27 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta

a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outra providência.

t) Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013 – Altera os Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.
u) Decreto nº 8.221, de 1º de abril de 2014 – Dispõe sobre a criação da Conta no ACR e dá outras providências.
v) Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 – Dispõe sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias e altera o Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, e o Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.
w) Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016 – Altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.
x) Decreto nº 9.047, de 10 de maio de 2017 – Altera o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, que regulamenta a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos Sistemas Isolados, as instalações de transmissão de interligações internacionais no SIN, e dá outras providências.
y) Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017 – Regulamenta o § 4º do artigo 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e o § 13 do artigo 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, altera o Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, o Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, para dispor sobre a concessão e a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências.

5.1.1.10 As resoluções da ANEEL sobre comercialização de energia elétrica

Estas resoluções se referem à comercialização de energia elétrica. Deve-se estudá-las e possivelmente as alterar para possibilitar a aplicação da tecnologia *blockchain* nesse mercado.

a) Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998 – Estabelece as condições de participação dos agentes no MAE e diretrizes para estabelecimento do MRE.
b) Resolução n° 271, de 19 de agosto de 1998 – Dá nova redação aos artigos 2º e 7º da Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998.
c) Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000 – Homologa as Regras do MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual.
d) Resolução nº 102, de 1º de março de 2002 – Institui a Convenção do MAE.
e) Resolução nº 103, de 1º de março de 2002 – Autoriza o MAE - Pessoa Jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, a atuar segundo Regras e Procedimentos de mercado estabelecidos pela ANEEL.
f) Resolução nº 446, de 22 de agosto de 2002 – Estabelece ajustes nas etapas e no cronograma para implantação das Regras do Mercado e consolidação do MAE.
g) Resolução nº 552, de 14 de outubro de 2002 – Estabelece os procedimentos relativos à liquidação das operações de compra e venda de energia elétrica, no MCP, no âmbito do MAE e trata das garantias financeiras e penalidades.
h) Resolução n° 763, de 20 de dezembro de 2002 – Autoriza o MAE a realizar, de forma condicionada, a liquidação financeira de que dispõe o artigo 11 da Resolução 552, de 14 de outubro de 2002.
i) Resolução n° 40, de 30 de janeiro de 2003 – Aprova as Regras de Mercado, componentes da versão 3.1, que estabelecem a modulação ex ante de Contratos Iniciais, para fins de contabilização e liquidação das transações no período de 1º de janeiro até 30 de junho de 2003.
j) Resolução nº 91, de 27 de fevereiro de 2003 – Estabelece as condições para implementação do limite de contratação de energia elétrica para agentes participantes do MAE, conforme definido no Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002.
k) Resolução n° 237, de 21 de maio de 2003 – Determina ajustes no cronograma para implantação das Regras do MAE, estabelecido por meio da Resolução n o 446, de 22 de agosto de 2002.
l) Resolução nº 352, de 22 de julho de 2003 – Estabelece as condições para implementação da sistemática de verificação do lastro de contratos de venda

de energia elétrica, registrados no MAE, conforme diretriz estabelecida no artigo 5º da Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998.

m) Resolução nº 462, de 9 de setembro de 2003 – Aprova as Regras do Mercado, componentes da versão 3.1.b, que considera a alteração da sistemática de estabelecimento do Preço Mínimo do MCP, de que trata a Resolução nº 377, de 30 de julho de 2003.

n) Resolução nº 688, de 24 de dezembro de 2003 – Aprova as Regras do Mercado, componentes da versão 3.5, que incorpora incentivo à eficiência de usinas participantes do MRE.

5.1.1.11 As resoluções normativas da ANEEL sobre comercialização de energia elétrica

Estas resoluções normativas se referem à comercialização de energia elétrica. Deve-se estudá-las e possivelmente as alterar para possibilitar a aplicação da tecnologia *blockchain* nesse mercado.

a) Resolução normativa nº 78, de 25 de agosto de 2004 – Determina ao MAE, a responsabilidade pela elaboração de documentos pertinentes à realização do leilão de compra de energia previsto no artigo 25 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

b) Resolução normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004 – Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

c) Resolução normativa nº 150, de 28 de fevereiro de 2005 – Altera a forma de cálculo de garantias financeiras das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro de 2005, aprovadas pela Resolução Normativa nº 145, de 1º de fevereiro de 2005.

d) Resolução normativa nº 152, de 9 de março de 2005 – Autoriza alterações em um subconjunto de expressões algébricas das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro de 2005, aprovadas pela Resolução Normativa nº 145, de 1º de fevereiro de 2005.

e) Resolução normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005 – Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída.

f) Resolução normativa nº 168, de 10 de outubro de 2005 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, referentes aos módulos de Penalidades e ao de Cálculo das Garantias Financeiras e Rateio de Inadimplência.
g) Resolução normativa nº 173, de 28 de novembro de 2005 – Estabelece a previsão do custo do ESS, a ser contemplado nos reajustes ou revisões das tarifas, em 2006, das concessionárias de distribuição do SIN.
h) Resolução normativa nº 210, de 13 de fevereiro de 2006 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro de 2006, de que trata a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica instituída pela Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004.
i) Resolução normativa nº 225, de 18 de julho de 2006 – Estabelece as condições para a anuência, no âmbito do Sistema Integrado do Comércio Exterior, às operações de importação e de exportação de energia elétrica realizadas no SIN e no Sistema Isolado.
j) Resolução normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006 – Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências.
k) Resolução normativa nº 260, de 03 de abril de 2007 – Altera dispositivos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL 109 de 26.10.2004, que estabeleceu a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE.
l) Resolução normativa nº 263, de 17 de abril de 2007 – Altera o parágrafo único do artigo 1º da Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, que institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, bem como o artigo 22 do seu Anexo.
m) Resolução normativa nº 274, de 7 de agosto de 2007 – Acrescenta inciso no artigo 7º da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, que aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do

sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

n) Resolução normativa nº 275, de 7 de agosto de 2007 – Aprova a alteração das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2007, em face da consideração dos efeitos do Termo de Compromisso firmado entre ANEEL e PETROBRAS, e dá outras providências.

o) Resolução normativa nº 278, de 11 de setembro de 2007 – Acrescenta inciso no artigo 5º da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, que aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

p) Resolução normativa nº 281, de 25 de setembro de 2007 – Retifica as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2007.

q) Resolução normativa n° 304, de 4 de março de 2008 – Altera dispositivos da Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, que regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração, e dá outras providências.

r) Resolução normativa n° 305, de 18 de março de 2008 – Aprova as Regras de Comercialização referentes ao repasse do custo de sobrecontratação de energia elétrica e altera dispositivos da Resolução Normativa nº 255, de 6 de março de 2007.

s) Resolução normativa nº 322, de 8 de julho de 2008 – Aprova o modelo de Termo Aditivo ao CCEAR por disponibilidade, decorrente de alterações contratuais relativas à forma de pagamento da receita de venda do agente de geração e estabelece prazo para celebração.

t) Resolução normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008 – Estabelece as disposições relativas à contratação de energia de reserva e aprova o modelo do CONUER.

u) Resolução normativa nº 348, de 6 de janeiro de 2009 – Altera a Convenção de

Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004.

v) Resolução normativa nº 376, de 25 de agosto de 2009 – Estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do SIN, por Consumidor Livre, e dá outras providências.

w) Resolução normativa nº 380, de 24 de novembro de 2009 – Estabelece os critérios para aplicação do MCSD de energia elétrica de que trata o § 5º do artigo 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

x) Resolução normativa nº 411, de 28 de setembro de 2010 – Aprova o modelo de edital dos leilões de ajuste para compra de energia elétrica, delega a execução à CCEE e dá outras providências.

y) Resolução normativa nº 452, de 11 de outubro de 2011 – Estabelece as diretrizes para a cessão de energia e lastro entre usinas à biomassa comprometidas com CERs e regulamenta a penalidade de que trata o artigo 7º do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.

z) Resolução normativa nº 453, de 18 de outubro de 2011 – Estabelece os critérios para cálculo dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária em atendimento aos artigos 2º, 3º e 18 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

aa) Resolução normativa nº 505, de 28 de agosto de 2012 – Altera as Resoluções Normativas 421, de 30 de novembro de 2010 e 453, de 18 de outubro de 2011.

bb) Resolução normativa n° 519, de 11 de dezembro de 2012 – Altera a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída por meio da Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, incluindo as atribuições de que trata o inciso XI, do artigo 2º, do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, estabelece a periodicidade de envio, pela CCEE, de informações de custos de demonstrativos de gastos efetivos, e aprova a estimativa dos custos administrativos, financeiros e tributários a serem incorridos nos anos de 2012 e 2013 pela CCEE na liquidação relativa às cotas de que trata o Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.

cc) Resolução normativa nº 521, de 11 de dezembro de 2012 – Dispõe sobre o

cálculo da alocação inicial de cotas de garantia física e potência, da definição dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado sujeitos à cessão compulsória e redução de montantes, e da revisão extraordinária das tarifas de distribuição, nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

dd)Resolução normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012 – Estabelece as condições para a comercialização da energia proveniente das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 pertencentes à ELETRONUCLEAR, em observância ao disposto na Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

ee)Resolução normativa nº 545, de 16 de abril de 2013 – Estabelece disciplina atinente ao desligamento de agentes e à impugnação de atos praticados na CCEE e dá outras providências.

ff) Resolução normativa nº 570, de 23 de julho de 2013 – Estabelece os requisitos e procedimentos atinentes à comercialização varejista de energia elétrica no SIN.

gg)Resolução normativa nº 571, de 23 de julho de 2013 – Estabelece critérios e condições para o credenciamento de instituições financeiras no âmbito da CCEE e altera a Resolução Normativa nº 531, de 2012.

hh)Resolução normativa nº 576, de 27 de agosto de 2013 – Revoga todas as disposições normativas atinentes a CAR de Racionamento e a Procedimentos Operativos de Curto Prazo.

ii) Resolução normativa nº 595 de 17 de dezembro de 2013 – Estabelece as condições para contratação de energia elétrica em caso de atraso do início da operação comercial de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia.

jj) Resolução normativa nº 599, de 28 de janeiro de 2014 – Revoga a Cláusula 14 dos CCEARs por disponibilidade referentes aos Leilões de Energia Nova realizados entre 2005 e 2009.

kk)Resolução normativa nº 600, de 4 de fevereiro de 2014 – Estabelece alterações na Cláusula 14 dos CERs dos 1º e 3º Leilões de Energia de Reserva.

ll) Resolução normativa n° 606, de 18 de março de 2014 – Altera a Resolução

Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008, estabelecendo critérios para a destinação dos excedentes de recursos financeiros da CONER.

mm)Resolução normativa nº 612, de 16 de abril de 2014 – Dispõe sobre o encargo tarifário da CDE e a CONTA-ACR, nos termos do Decreto 8.221, de 2 de abril de 2014.

nn)Resolução normativa nº 614, de 3 de junho de 2014 – Consolida as normas referentes à apuração de indisponibilidade de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia conectados ao SIN, estabelece novos critérios de apuração e de verificação de lastro e dá outras providências.

oo)Resolução normativa nº 622, de 19 de agosto de 2014 – Dispõe sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da CCEE e dá outras providências.

pp)Resolução normativa nº 644, de 16 de dezembro de 2014 – Altera a Resolução Normativa nº 411, de 28 de setembro de 2010, a qual aprova o modelo de edital dos leilões de ajuste para compra de energia elétrica, delega a execução à CCEE e dá outras providências.

qq)Resolução normativa n° 647, de 3 de fevereiro de 2015 – Altera a Resolução Normativa n° 545, de 16 de abril de 2013 e dá outras providências.

rr) Resolução normativa nº 654, de 24 de março de 2015 – Altera a Resolução Normativa nº 570, de 23 de julho de 2013, que trata da comercialização varejista de energia elétrica no SIN.

ss)Resolução normativa nº 658, de 14 de abril de 2015 – Estabelece a possibilidade de alteração da obrigação de entrega de energia dos CCEARs por disponibilidade proveniente de Leilões de Energia Nova e o critério de alocação dos custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, cujo CVU seja superior ao valor do PLD.

tt) Resolução normativa nº 661, de 5 de maio de 2015 – Aprova alteração do módulo de Encargos das Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Novo Sistema de Contabilização e Liquidação.

uu)Resolução normativa nº 678, de 1º de setembro de 2015 – Estabelece os

requisitos e os procedimentos atinentes à obtenção e à manutenção de autorização para comercializar energia elétrica no SIN.

vv)Resolução normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015 – Estabelece os critérios para aplicação do MCSD de energia elétrica e de potência de contrato de comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

ww)Resolução normativa nº 701, de 2 de fevereiro de 2016 – Estabelece as condições e os procedimentos para o monitoramento do mercado de energia elétrica e dá outras providências.

xx)Resolução normativa n° 720, de 17 de maio 2016 – Altera o Regimento Interno aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997.

yy)Resolução normativa nº 721, de 24 de maio de 2016 – Altera os módulos 7 e 11 dos PRORET, que tratam da Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica e da Comercialização de Energia Elétrica por parte das distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, e dá outras providências.

zz)Resolução normativa nº 751, de 13 de dezembro de 2016 – Regula os procedimentos de homologação e fiscalização dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela CCEE na gestão de contas setoriais.

aaa)Resolução normativa nº 783, de 26 de setembro de 2017 – Estabelece os critérios e procedimentos para controle dos contratos de comercialização de energia elétrica.

bbb)Resolução normativa nº 792, de 28 novembro de 2017 – Estabelece os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda.

ccc)Resolução normativa nº 817, de 5 de junho de 2018 – Estabelece os critérios para tratamento do Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

ddd)Resolução normativa nº 824, de 10 de julho de 2018 – Regulamenta o § 13 do artigo 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que dispõe sobre a venda de excedentes, altera as Resoluções Normativas nº 693, de 15 de dezembro de 2015 e nº 711, de 21 de dezembro de 2016.

eee)Resolução normativa nº 843, de 2 de abril de 2019 – Estabelece critérios e

procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética e para a formação do PLD.

fff)Resolução normativa nº 848, de 2 de julho de 2019 – Aprova a versão 2018.1.2 do caderno Receita de Venda de CCEAR das Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

ggg)Resolução normativa nº 850, de 2 de julho de 2019 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

hhh)Resolução normativa nº 851, de 16 de julho de 2019 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

iii)Resolução normativa nº 858, de 1 de outubro de 2019 – Estabelece os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do PLD e do valor da TEO referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da UHE Itaipu.

jjj)Resolução normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

kkk)Resolução normativa nº 870, de 11 de fevereiro de 2020 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação.

5.1.1.12 As resoluções do CNPE sobre comercialização de energia elétrica

Estas resoluções se referem à comercialização de energia elétrica. Deve-se estudá-las a fim de verificar a necessidade de as alterar para aplicar a tecnologia *blockchain* no mercado de comercialização de energia elétrica.

a) Resolução nº 05, 21 de agosto de 2002 – Propõe diretrizes para a proteção do consumidor quanto à preços, qualidade e oferta de energia nos leilões públicos de energia elétrica.

b) Resolução nº 03, 22 de maio de 2003 – Define diretriz para a realização de

leilões de excedentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração, a serem realizados exclusivamente com consumidores finais, nos termos do inciso I, § 5º do artigo 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pelo artigo 6º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

c) Resolução nº 10, 16 de dezembro 2003 – Dispõe sobre os procedimentos e critérios para a fixação do Mecanismo de Representação de Aversão a Risco de Racionamento, previsto na Resolução da GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002, e dá outras providências.
d) Resolução nº 1, 25 de abril de 2007 – Estabelece diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE.
e) Resolução nº 8, 20 de dezembro 2007 – Estabelece diretrizes para a utilização da CAR, e dá outras providências.
f) Resolução nº 1, 25 de março de 2011 – Estabelece o número de submercados de energia elétrica do SIN.
g) Resolução nº 3, de 6 de março de 2013 – Estabelece diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências.

5.1.1.13 As resoluções da GCE sobre comercialização de energia elétrica

Estas resoluções se referem à comercialização de energia elétrica, deve-se estudá-las a fim de verificar a necessidade de as alterar para aplicar a tecnologia *blockchain* nesse mercado.

a) Resolução nº 49, de 20 de setembro de 2001 – Estabelece o preço a ser praticado no MAE nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.
b) Resolução nº 54, de 5 de outubro de 2001 – Estabelece o preço a ser praticado nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, e dá outras providências.
c) Resolução nº 77, de 29 de novembro de 2001 – Estabelece os preços da

energia elétrica a serem praticados no MAE, entre os agentes participantes dos submercados, afetados pelas medidas de racionamento.

d) Resolução nº 115, de 6 de fevereiro de 2002 – Estabelece diretrizes para o repasse de parcela das despesas com compra de energia elétrica no âmbito do MAE, pela distribuidoras, e que será rateada pelos consumidores finais, de forma proporcional ao consumo individual.

APÊNDICE C – A LEGISLAÇÃO E A REGULAMENTAÇÃO SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As seguintes leis, decretos e resoluções discorrem sobre geração distribuída.

5.1.1.14 As leis sobre geração distribuída

Estas leis se referem à geração distribuída. Deve-se estudá-las a fim de verificar a necessidade de as alterar para aplicar a tecnologia *blockchain* nesse mercado.

a) Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 – Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n^{os} 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.
b) Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 – Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o CNPE, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica.

5.1.1.15 Os decretos sobre geração distribuída

Estes decretos se referem à geração distribuída. Deve-se estudá-los a fim de verificar a necessidade de os alterar para aplicar a tecnologia *blockchain* nesse mercado.

a) Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 – Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
b) Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010 – Regulamenta a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos Sistemas Isolados, as instalações de transmissão de interligações internacionais no SIN, e dá outras providências.
c) Decreto nº 9.047, de 10 de maio de 2017 – Altera o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, que regulamenta a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos Sistemas Isolados, as instalações de transmissão de interligações internacionais no SIN, e dá outras providências.

5.1.1.16 As resoluções normativas da ANEEL sobre geração distribuída

Estas resoluções normativas se referem à geração distribuída. Deve-se estudá-las a fim de verificar a necessidade de as alterar para aplicar a tecnologia *blockchain* nesse mercado.

a) Resolução normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005 – Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída.
b) Resolução normativa nº 205, de 22 de dezembro de 2005 – Estabelece os procedimentos e as condições gerais para o enquadramento de cooperativas de eletrificação rural como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como para operação de instalações de distribuição de energia elétrica de uso privativo, em área rural, aprova o modelo de Contrato de Permissão, e dá outras providências.
c) Resolução normativa nº 213, de 6 de março de 2006 – Altera a redação de dispositivos da Resolução Normativa nº 205, de 22 de dezembro de 2005.
d) Resolução normativa nº 228, de 25 de julho de 2006 – Estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no ACR, na forma do artigo 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30

de julho de 2004.

e) Resolução normativa nº 284, de 16 de outubro de 2007 – Altera os artigos 3º e 4º da Resolução Normativa nº 228, de 25 de julho de 2006, que estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no ACR, na forma do artigo 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

f) Resolução normativa nº 298, de 8 de janeiro de 2008 – Altera o artigo 5º da Resolução Normativa nº 205, de 22 de dezembro de 2005, que estabelece os procedimentos e as condições gerais para o enquadramento de cooperativas de eletrificação rural como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como para operação de instalações de distribuição de energia elétrica de uso privativo, em área rural, e aprova o modelo de Contrato de Permissão.

g) Resolução normativa n° 304, de 4 de março de 2008 – Altera dispositivos da Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, que regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração, e dá outras providências.

h) Resolução normativa nº 421, de 30 de novembro de 2010 – Estabelece os critérios para cálculo do Montante de Reposição e contratações adicionais dos agentes de distribuição do SIN.

i) Resolução normativa nº 467, de 6 de dezembro de 2011 –Estabelece os requisitos e critérios para modificação do regime de exploração das concessões de aproveitamentos hidrelétricos para geração de energia elétrica destinada a serviço público, nos termos dos §§ 3º, 4º e 5º, artigo 20 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com a redação dada pelas Leis nº 11.488, de 15 de junho de 2007 e nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

j) Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 – Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

k) Resolução normativa nº 505, de 28 de agosto de 2012 – Altera as Resoluções Normativas 421, de 30 de novembro de 2010 e 453, de 18 de outubro de 2011.

l) Resolução normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012 – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos PRODIST.

m) Resolução normativa nº 548, de 7 de maio de 2013 – Altera a Resolução Normativa nº 467, de 6 de dezembro de 2011, que estabelece os requisitos e critérios para modificação do regime de exploração das concessões de aproveitamentos hidrelétricos para geração de energia elétrica destinada a serviço público.

n) Resolução normativa nº 595 de 17 de dezembro de 2013 – Estabelece as condições para contratação de energia elétrica em caso de atraso do início da operação comercial de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia.

o) Resolução normativa nº 607, de 18 de março de 2014 – Altera os Submódulos 7.1, 7.2, 7.3 e 8.3, aprova o Submódulo 11.1 dos PRORET e dá outras providências.

p) Resolução normativa nº 610, de 1º de abril de 2014 – Regulamenta as modalidades de pré-pagamento e pós-pagamento eletrônico de energia elétrica

q) Resolução normativa nº 614, de 3 de junho de 2014 – Consolida as normas referentes à apuração de indisponibilidade de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia conectados ao SIN, estabelece novos critérios de apuração e de verificação de lastro e dá outras providências.

r) Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos PRODIST.

s) Resolução normativa nº 690, de 8 de dezembro de 2015 – Regula o disposto na Portaria MME nº 44/2015 e aprova o Edital de Chamada Pública para Incentivo à Geração Própria e seu Anexo.

t) Resolução normativa nº 783, de 26 de setembro de 2017 – Estabelece os critérios e procedimentos para controle dos contratos de comercialização de energia elétrica.