

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

PAULO SÉRGIO ESTÁCIO MOREIRA

**REVISÃO LEGAL E REGULATÓRIA PARA VIABILIZAÇÃO DE UM
AUTOPRODUTOR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA NO AMBIENTE LIVRE
DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA**

FLORIANÓPOLIS, 2021.

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PAULO SÉRGIO ESTÁCIO MOREIRA

REVISÃO LEGAL E REGULATÓRIA PARA VIABILIZAÇÃO DE UM AUTOPRODUTOR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA NO AMBIENTE LIVRE DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Rubiara Cavalcante Fernandes, Doutor em Engenharia Elétrica

FLORIANÓPOLIS, 2021.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Moreira, Paulo
REVISÃO LEGAL E REGULATÓRIA PARA VIABILIZAÇÃO DE UM
AUTOPRODUTOR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA NO AMBIENTE LIVRE
DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA / Paulo Moreira; orientação
de Rubiara Fernandes. - Florianópolis, SC,
2021.

67 p.
Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Autoprodutor. 2. Mercado Livre. 3. Geração. 4.
Fotovoltaica. I. Fernandes, Rubiara. II. Instituto
Federal de Santa Catarina. III. REVISÃO LEGAL E REGULATÓRIA
PARA VIABILIZAÇÃO DE UM AUTOPRODUTOR DE FONTE
SOLAR FOTOVOLTAICA NO AMBIENTE LIVRE DE CONTRATAÇÃO DE
ENERGIA.

REVISÃO LEGAL E REGULATÓRIA PARA VIABILIZAÇÃO DE UM AUTOPRODUTOR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA NO AMBIENTE LIVRE DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

PAULO SÉRGIO ESTÁCIO MOREIRA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 17 de setembro, 2021.

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Rubipiara Cavalcante Fernandes
Data: 23/09/2021 18:28:55-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Rubipiara Cavalcante Fernandes, Dr. Eng.
IFSC



Documento assinado digitalmente
GUSTAVO CARDOSO ORSI
Data: 23/09/2021 18:10:20-0300
CPF: 072.766.949-41

Prof. Gustavo Cardoso Orsi, M. Eng.
IFSC

LUIS BERNARDO
TIMBONI
BARAN:07433863966

Assinado de forma digital por
LUIS BERNARDO TIMBONI
BARAN:07433863966
Dados: 2021.09.23 14:25:52
-03'00'

Luis Bernardo Timboni Baran, M. Eng.
CELESC

Dedico este trabalho a minha família, que sempre me apoiou durante esse processo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, aos meus pais, Adriano e Ângela, por terem me apoiado integralmente no decorrer dessa graduação.

Aos meus colegas de curso, Luís, Henrique, Leonardo e Arthur, com quem dividi diversos momentos difíceis, buscando a aprovação nas disciplinas, e aos momentos de descontração, que facilitaram a passagem por todo esse processo.

Aos professores, Murilo Scuzziato e Everthon Sica pelos ensinamentos de resiliência por meio de suas rigorosas metodologias de cobrança.

Aos meus colegas de trabalho durante a graduação, Jhony, Sidinei e André, pelos aprendizados transmitidos relacionados às competências técnicas e formação pessoal.

Agradeço ao meu professor orientador, Rubiara Fernandes pelo amparo no desenvolvimento deste trabalho.

“O sucesso é ir de fracasso em fracasso sem perder entusiasmo.”
(Winston Churchill)

RESUMO

Este trabalho apresenta uma avaliação do arcabouço regulatório vigente referente ao do agente autoprodutor de energia elétrica, buscando identificar os principais pontos legais para promover o entendimento regulatório atual sobre esse, na tentativa do acréscimo no número de agentes autoprodutores presentes no Brasil.

Para isso, desenvolve-se uma análise histórica do Setor Elétrico Brasileiro, apresentando as principais leis, decretos e normativas que compõem a figura desse agente e todos órgãos, que constituem esse ecossistema do setor.

Além disso, trata-se especificamente da viabilização de um agente autoprodutor com fonte de geração solar fotovoltaica. Dessa forma, apresenta-se os procedimentos para adesão ao ambiente de contratação livre - Mercado livre de Energia, os requisitos ambientais para implantação de uma usina solar fotovoltaica em solo, e as exigências para conexão elétrica desses sistemas.

Em adição a essa análise, são apresentados os benefícios financeiros referente à Autoprodução no Mercado Livre, advindos de benefícios tributários e de descontos em Encargos Setoriais. Ademais, são abordados os motivos para a provável migração futura em grande escala, devido à diminuição dos requisitos para ingresso no Mercado Livre de Energia, e com isso, o foco do agente autoprodutor no Mercado Livre como protagonista da Geração Descentralizada.

Palavras-chave: autoprodutor. Mercado Livre de Energia. Encargo. Geração Distribuída. CCC. CDE. PROINFA. ACL.

ABSTRACT

This paper presents a regulatory assessment of the self-producer agent of electricity, seeking to identify the main legal points to disperse the current regulatory understanding about it, in an attempt to increase the number of self-producer agents present in Brazil.

For this, a historical analysis of the energy sector is developed, presenting the main laws, decrees and regulations that make up the figure of this agent and all the bodies that make up this sector's ecosystem.

Furthermore, it is specifically the feasibility of a Self-Producing agent with a source of photovoltaic solar generation. Therefore, the procedures for adhesion to the Free Energy Market are presented, the environmental requirements for the implementation of a photovoltaic solar power plant on land, and the requirements for its electrical connection.

Simultaneously, the financial benefits related to Self-Production in the Free Energy Market, arising from tax benefits and discounts on Sector Charges are presented. Furthermore, the reasons for the likely high future migration are addressed, due to the decrease in the requirements for entry into the Free Energy Market, and with that, the focus of the Self-Producer agent in the Free Energy Market as a protagonist of the Decentralized Generation.

Keywords: Self-Production. Decentralized Generation. Free Energy Market.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Número de agentes autoprodutores.....	16
Figura 2 - Estrutura tarifária das concessionárias.....	27
Figura 3 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.....	28
Figura 4 - Composição da TUSD excluindo encargos.....	28
Figura 5 - TUSD R\$/MWh APE X Consumidor Padrão.....	29
Figura 6 - TUSDg R\$/MW APE X Consumidor Padrão.....	30
Figura 7 - Modelagem SPE x APE.....	34
Figura 8 - Modelagem APE.....	35
Figura 9 - Geração Passível de Alocação.....	35
Figura 10 - Periodicidade da modelagem.....	36
Figura 11 - Componentes da Energia Verificada de cada agente da CCEE.....	37
Figura 12 - Exposições energéticas considerando consumo e geração idênticos.....	39
Figura 13 - Apuração da insuficiência de lastro de energia.....	40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AGP - Alocação de Geração Própria

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

APE - Autoprodutor de Energia Elétrica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CCC - Conta Consumo de Combustíveis

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCER - Contrato de Compra de Energia Regulada

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

CNPE - Conselho Nacional de Pesquisas Energéticas

CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

DIT - Demais Instalações de Transmissão

DRO - Despacho de Registro de Outorga

EIA - Estudo de Impacto Ambiental

EER - Encargo de Energia de Reserva

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ESS - Encargos de Serviços do Sistema

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MCP - Mercado de Curto Prazo

ML - Mercado Livre

MME - Ministério de Minas e Energia

MUSD - Montante de Uso do Sistema de Distribuição

ONS - Operador Nacional do Sistema

PIE - Produtor Independente de Energia

PLD - Preço Líquido das Diferença

PRODIST - Procedimentos de Distribuição

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PEE - Programa de Eficiência Energética

RESEB - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RICMS - Regulamento do ICMS

RIMA - Relatório de Impacto Ambiental

RGR - Reserva Global de Reversão

SIN - Sistema Integrado Nacional

SEFAZ - Secretaria da Fazenda

SMF - Sistema de Medição e Faturamento

SPE - Sociedade de Propósito Específico

TE - Tarifa de Energia

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

CAPEX - Capital Expenditure

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Justificativa	15
1.2 Definição do Problema	17
1.3 Objetivo Geral	18
1.4 Objetivos Específicos	18
1.5 Estrutura do trabalho	18
2 REVISÃO LEGAL	20
2.1 Criação do AutoProdutor	20
2.2 Desconto na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	21
2.3 Comercialização do Excedente	21
2.4 Desconto do CCC e Proinfa	22
2.5 Autoprodutor por meio de Sociedade de Propósito Específico (SPE)	22
3 ENCARGOS SETORIAIS E ESTRUTURA TARIFÁRIA	24
3.1 Encargos Setoriais	24
3.1.1 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	24
3.1.2 Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	25
3.1.3 Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	25
3.1.4 Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e Energia de Reserva (EER)	26
3.1.5 Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	26
3.1.6 Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (PEE)	26
3.1.7 Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS)	26
3.2 Estrutura Tarifária	27
3.2.1 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) na Autoprodução	28
3.2.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) com geração local	29
4 COMERCIALIZAÇÃO	31
4.1 Requisitos para Adesão à CCEE	31
4.2 Adesão	31
4.3 Alocação de Geração Própria (AGP)	34
4.4 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)	36
4.5 Mercado de Curto Prazo (MCP)	37
5 ESTRUTURA SOCIETÁRIA E TRIBUTAÇÃO	41
6 CONEXÃO ELÉTRICA	43
6.1 Capacidade Reduzida	43
6.2 Usinas Centralizadas	45

7 REQUISITOS AMBIENTAIS	50
7.1 Reservas Legais, Área de Preservação Permanente (APP) e Área de Proteção Ambiental (APA).	50
7.2 Licenciamento Ambiental	52
7.2.1 Rio Grande do Sul	54
7.2.2 Paraná	55
7.2.3 Santa Catarina	56
8 CONSIDERAÇÕES FINAIS	58

1 INTRODUÇÃO

A figura do autoprodutor foi concebido por meio do Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Nele, define-se o autoprodutor de Energia Elétrica como a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Atualmente, esse agente opera no Mercado Livre de Energia, e é associado à CCEE, organização que atua para operacionalizar a comercialização de energia no Ambiente Livre. Além disso, está exposto aos dispositivos regulatórios da ANEEL e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo ONS. Contudo, para assimilar integralmente o papel desse agente no setor elétrico no presente, é preciso compreender a evolução regulatória do setor elétrico como um todo.

Nesse sentido, pode-se destacar o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB, no começo de 1995, como a primeira proposta em direção à estruturação do Setor Elétrico como é constituído atualmente. Antes disso, o setor era basicamente constituído por um monopólio estatal de geração e transmissão no âmbito federal, e de distribuição no estadual. A partir desse projeto, iniciava-se o primeiro aceno à privatização do setor, que já estava esgotado apenas com o investimento estatal, visando a desverticalização, e competição entre os agentes de geração e comercialização, mas reforçando a regulação da distribuição e transmissão (BANDEIRA, 2003).

Posteriormente em 1995, inicia-se a reformulação do setor elétrico por meio da Lei 9.074 de 07 de julho de 1995, que cria a figura do Consumidor Livre de Energia e o Produtor independente de Energia - PIE. Essas medidas estabeleceram as regras para a geração e a comercialização de energia livre entre consumidores e PIE no SIN. Além disso, essa lei regula os dispositivos de concessão de geração e transmissão, determinando os métodos e prazos. Ainda nessa época, para compra de energia livre os consumidores tinham o requisito de carga igual ou maior que 10.000 kW e atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV (BRASIL, 1995).

No ano seguinte, em 1996, por meios da Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996 cria-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é formalmente constituída pelo Decreto Nº 2.335, de 6 de outubro de 1997. A partir da origem da Agência Nacional de Energia Elétrica, responsável pela regulação do setor de elétrico,

a segurança jurídica do setor passa por um maior desenvolvimento de forma mais fundamentada e técnica através da regulação. Destaca-se que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi a primeira agência reguladora constituída no Brasil (LOPES, 2015).

Em 1997, criou-se o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Lei 9.478 de 6 de agosto. Esse conselho teria o objetivo de assessorar o presidente nas políticas setoriais. A partir dos estudos realizados pelo Ministério Minas e Energia junto a esse conselho, criou-se o Operador Nacional do Sistema (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE) por meio da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 (JUNIOR, 2004).

Em 2003, com as Medidas Provisórias nº 144 e 145, em seguida convertidas na Lei nº 10.848 de 2004 é que concebe-se o que entende-se atualmente como Ambiente Livre de Contratação de energia elétrica. Essa lei institui diversos elementos que formam o mercado atual como: Autoriza a criação da EPE, depois, criada pelo Decreto 5.184 de 16 de Agosto de 2004; e autoriza a criação da CCEE, depois, regulamentada pelo Decreto 5.177 de 12 de Agosto de 2004 (LOPES, 2015).

Em vista dessa série de leis, decretos e normativas que norteiam a figura do agente autoprodutor e o ambiente em que este está inserido, comumente denominado de Ambiente de Contratação Livre. Evidencia-se a dimensão regulatória que é necessário assimilar, para a total compreensão desse agente.

1.1 Justificativa

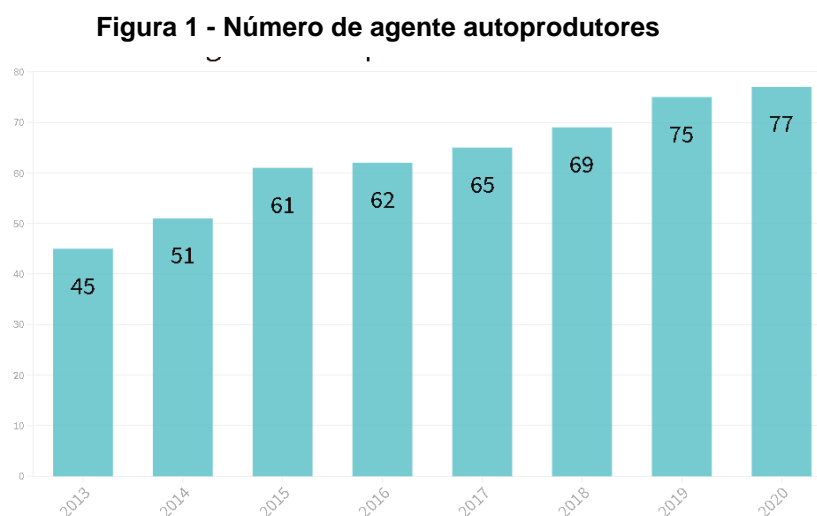
Atualmente, a figura do autoprodutor é formada majoritariamente por indústrias de uso energético intensivo (Mendes, 2011), que optaram por gerar sua própria energia, em razão de benefícios fiscais e de encargos setoriais, que perduram para os agentes que geram e consomem sua energia nessa modalidade.

A modelagem de um consumidor como um agente autoprodutor é muito restrita devido à necessidade de grande consumo de energia para a viabilização econômica, pelo alto Capital Expenditure (CAPEX) necessário para construção desses empreendimentos e, principalmente, a falta de entendimento sobre agente pelo setor de energia.

Até pouco tempo, os empreendimentos de autoprodução eram quase exclusivamente compostos por usinas centralizadas. Com a recente revolução das

energias renováveis é que foi possível a diversificação das fontes energéticas, e, além disso, a viabilização econômica de empreendimentos menos concentrados.

Nesse sentido, observa-se o crescente aumento desse agente no setor, principalmente, através das fontes solar e eólica. Em janeiro de 2015 existiam 51 autoprodutores no ACL (CCEE, 2015), 5 anos depois, em 2020, o número de agentes aumentou para 77 (CCEE, 2021a). Na figura 1, é exibido a evolução da quantidade dos agentes que compõem o ACL do ano de 2013 até 2020.



Fonte: Adaptado de CCEE (2006), CCEE (2009), CCEE (2015), CCEE(2021a).

Apesar de o número de autoprodutores representar apenas 0,89% do número de agentes consumidores, considerando os Consumidores Livres, Consumidores Especiais, totalizando 8656 agentes no ano de 2020, por exemplo, os autoprodutores consumiram cerca de 10,68% de toda a energia do Mercado Livre de Energia. Esse valor comparado aos 70,21% de consumo dos consumidores livres, formado por 1023 agentes, demonstra a dimensão de consumo dos autoprodutores (CCEE, 2021a).

Ademais, atos jurídicos reiteradamente estão reforçando o panorama expansionista do Mercado Livre de Energia, destaca-se a Portaria nº 465 de 12 de dezembro de 2019, que reduziu para 500 kW o requisito mínimo para entrada no ACL a partir de janeiro de 2023 (MME, 2019).

Esses fatores contribuem para o entendimento que a autoprodução no ACL será amplificada rapidamente, assim como, a Geração Distribuída pelo regime de compensação, regulada pela Resolução Normativa nº 482 de 2012, foi nos últimos

anos. Posto que, os empreendimentos em questão não precisam despende um capital tão intensivo, uma vez que progressivamente agentes com menor consumo entrarão no ML e implantarão usinas para autoconsumo de energia.

No entanto, destaca-se que essa nova transformação será mais fundamentada que a anterior, uma vez que o mercado de geração distribuída já está bastante consolidado. No Brasil, até o fim de 2020 já soma-se mais de 370 mil sistemas de geração distribuída, somando uma capacidade instalada de mais de 6,4 GW (ABGD, 2021).

1.2 Definição do Problema

Diferentemente da Geração distribuída no sistema de compensação, que é regulado preponderantemente pela Resolução nº 482/2012, o autoprodutor no mercado livre é instituído pelo Decreto Nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, e também, outras leis e decretos posteriores, que trouxeram mais especificações para esse tipo de agente.

Além dessas diretrizes mais particulares, o autoprodutor também está sujeito aos procedimentos e às regras de comercialização. Dentre essas, o caderno de regras número 21, sobre alocação geral de energia própria, é o mais particular para esse tipo de agente dentro da comercialização de energia no Mercado Livre.

Essa diversidade de regras esparsas em inúmeros atos normativos distintos são responsáveis pela dificuldade de dominação integral regulatória desse agente pelo setor de energia. Esse pode ser considerado um dos motivos para a dificuldade de estabelecer um agente desse tipo no mercado, além do principal motivo, que seria a necessidade de capital intensivo para a implantação de uma usina para geração de energia própria e a competição direta com o valor da energia do Mercado Livre.

No entanto, verifica-se que progressivamente o custo para implantação de usinas fotovoltaicas decresce. Assim como, os requisitos para entrada de um consumidor no Mercado Livre são facilitados. Portanto, conjectura-se que brevemente o número de agente autoprodutores no ACL aumentará excepcionalmente, tanto em relação aos já geradores de energia na modalidade de Geração Distribuída regulada pela 482/2012 que poderão migrar para o Ambiente Livre, quanto novos ou já

consumidores livres que implantaram geração fotovoltaica. Desta forma surge a pergunta: - Quais os dispositivos legais e regulatórios é preciso compreender para a viabilização de um autoprodutor com geração fotovoltaica?

1.3 Objetivo Geral

Contribuir para o desenvolvimento da AutoProdução no Mercado Livre de Energia, através da revisão regulatória do setor sobre o tema, com análise da matéria focada principalmente sob a ótica da viabilização do agente com geração fotovoltaica.

1.4 Objetivos Específicos

Para especificar o escopo relativamente amplo, os seguintes objetivos específicos do trabalho são:

- a) Analisar as legislações e normas da concepção da Autoprodução;
- b) Discutir os benefícios financeiros referentes aos encargos e tributos da Autoprodução;
- c) Analisar a viabilização do autoprodutor do ponto de vista de adesão à CCEE, questões ambientais e de conexão elétrica;
- d) Analisar os procedimentos de comercialização específicos que tangem a Autoprodução;

1.5 Estrutura do trabalho

O Capítulo 1 é composto pela introdução, justificativa e objetivos, os quais serão alcançados no decorrer do trabalho. No Capítulo 2 é apresentado e discutido as principais normas e legislações referente a autoprodução no Mercado Livre, que nos dão substância jurídica para existência do agente autoprodutor. O Capítulo 3 define os encargos setoriais e o impacto desses na composição da TUSD, e a vantagem econômica subsidiada ao tornar-se um autoprodutor. O quarto capítulo apresenta os requisitos e tratativas para a adesão de um agente na CCEE, além dos desafios do autoprodutor referente ao MCP e o Lastro de Energia. No quinto capítulo apresenta-se as diferenças tributárias relacionadas à estrutura societária do empreendimento. O sexto capítulo expõe os procedimentos para conexão elétrica da geração de um autoprodutor considerando a possibilidade da Geração Centralizada ou Capacidade

Reduzida. O capítulo 7 traz à tona os possíveis obstáculos referente à questão ambiental para implantação de uma usina fotovoltaica em solo. Por fim, o Capítulo 8 sintetiza a discussão, revisitando os principais pontos do trabalho.

2 REVISÃO LEGAL

Apresenta-se a seguir, as principais leis, decretos e resoluções normativas e sua contribuição para a caracterização do agente autoprodutor.

2.1 Criação do AutoProdutor

O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996 é um marco regulatório para a geração privada de energia elétrica no Brasil que antes era restrito ao monopólio estatal de geração. Nesse sentido, este decreto regulamenta produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor:

Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:

I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo (BRASIL, 1996).

Além disso, nesse mesmo decreto já é regulado a interação entre geradores e os Sistemas de Transmissão e Distribuição de modo a garantir o acesso à conexão elétrica de um agente autoprodutor ou Produtor Independente:

Art. 13. Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o produtor independente e o autoprodutor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido (BRASIL, 1996).

Destaca-se que nesse decreto que o legislador já demonstra o interesse público relacionado à Autoprodução. De modo que, as restrições relacionadas à concessão para aproveitamento hídrico são menores para o Agente APE comparado ao PIE. Enquanto a concessão para o PIE seria para empreendimentos maiores que 1.000 kW, para o APE essa restrição seria apenas para maiores que 10.000 kW:

Art. 3º Dependem de concessão de uso de bem público, precedida de licitação:

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW, por produtor independente;

II - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 10.000 kW, por autoprodutor (BRASIL, 1996).

2.2 Desconto na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

O Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 é de suma importância no quesito regulatório do setor de energia Brasileiro. Nele, cria-se os Leilões de Ajuste (art. 26) , Leilão de Energia Existente (art. 19), Leilão de Energia Nova (art. 19 a 23). Além disso, institui o ambiente de contratação livre de energia (BRASIL, 2004).

Referente à autoprodução, esse decreto concebeu uma das principais vantagens econômicas para o agente, a isenção do pagamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), sobre a energia autoproduzida, conforme o Art. 74:

Os autoprodutores e produtores independentes não estão sujeitos ao pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, tanto na produção quanto no consumo, exclusivamente com relação à parcela de energia elétrica destinada a consumo próprio (BRASIL, 2004).

Destaca-se, novamente, que o desconto da CDE recai apenas sobre o percentual de energia autoproduzida, e não sobre todo o consumo do agente autoprodutor. Isto é, caso o autoprodutor produza apenas um percentual do todo consumido, esse desfrutará o desconto apenas sobre essa parte.

2.3 Comercialização do Excedente

A Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998 estabelece a possibilidade da comercialização do excedente da energia gerada pelo agente autoprodutor no artigo 26, inciso 4 desta lei: “Art. 26 Depende de autorização da ANEEL: IV - a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica” (BRASIL, 1998).

Salienta-se que a possibilidade de comercialização de excedente não promove como atividade recorrente essa venda de energia. O próprio texto da lei, deixa explícito que essa situação deve ser eventual e temporária. Sendo assim, ficam vedados empreendimentos com capacidade de geração muito acima do consumo do agente autoprodutor, uma vez que o objetivo principal deve ser o consumo próprio de energia e não a comercialização.

2.4 Desconto do CCC e Proinfa

A Audiência Pública da ANEEL nº 047/2004, que tinha intuito de obter subsídios e informações para o aprimoramento relativo ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE), culminou na Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005. Essa determinou a isenção dos encargos Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) do autoprodutor de energia (APE), conforme o texto do Art. 19 da Resolução Normativa::

Art. 19. As tarifas definidas conforme os arts. 15 a 17 deverão ser aplicadas ao consumo mensal de energia elétrica de cada unidade consumidora, observando os seguintes critérios:

II – TUSD – CCC isolado aplicada à parcela do consumo mensal, que exceda o atendimento feito por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução, considerando todas as unidades consumidoras dos sistemas interligado e isolados;

IV – TUSD – PROINFA aplicada à parcela do consumo mensal, que exceda o atendimento feito por empreendimento próprio de autoprodução e/ou de produção independente, exceto aquela pertencente à Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês. (ANEEL, 2005, p. 11).

Portanto, a partir dessa normativa, o APE acumulou ainda mais vantagem econômica sobre o pagamento da TUSD em relação aos outros agentes que fazem parte do mercado. Esse benefício, aliado à lei nº 11.488 que fazia a equiparação do autoprodutor através de Sociedade de Propósito Específico (SPE), contribuiu para o aumento de 14 APE em 2005 (CCEE, 2006) para 28 agentes no final de 2009 (CCEE, 2009), ou seja, com algumas medidas normativas dobrou-se a quantidade de agentes em apenas 4 anos.

2.5 Autoprodutor por meio de Sociedade de Propósito Específico (SPE)

Os dispositivos regulatórios instituídos na Lei Nº 11.488, de 15 de junho de 2007, permitiram a equiparação do consumidor que tivesse participação em uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) de um empreendimento de geração de energia a um autoprodutor de energia (BRASIL, 2007b).

Nesse sentido, a partir da publicação dessa lei, os grandes consumidores de energia elétrica tiveram mais um incentivo para a implantação de usinas no formato

de PIE para atender seus consumos, os descontos dos encargos setoriais. Conforme detalhado no Art. 26 desta lei:

Para fins de pagamento dos encargos relativos à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, ao Programa de Incentivos de Fontes Alternativas - PROINFA e à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado - CCC-ISOL, equipara-se a autoprodutor o consumidor que atenda cumulativamente aos seguintes requisitos: I - que venha a participar de sociedade de propósito específico constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica (BRASIL, 2007b).

Posteriormente, no Decreto Nº 6.210, de 18 de setembro de 2007, definiu-se que para a equiparação do consumidor que tivesse participação em SPEs, como autoprodutor, deveria este ter uma demanda igual ou superior a 3.000 kW no ponto de consumo (BRASIL, 2007a).

Essa restrição foi importante para evitar que pequenos consumidores desfrutarem das vantagens regulatórias da autoprodução, como desconto do CCC, CDE e PROINFA, apenas possuindo uma participação minoritária dentro de uma SPE e simulando uma autoprodução, sendo, na verdade, uma operação de comercialização.

Reforça-se, novamente, que assim como na modelagem em que o empreendimento de geração é da mesma pessoa jurídica do consumidor como autoprodutor, quanto a modelagem, na qual a usina possui pessoa jurídica distinta do agente consumidor, os descontos referentes a autoprodução, recaiam apenas sobre a parte auto produzida e especificada via Alocação de Geração Própria (AGP).

3 ENCARGOS SETORIAIS E ESTRUTURA TARIFÁRIA

3.1 Encargos Setoriais

Os Encargos Setoriais são os custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição instituídos por lei com repasse para o consumidor final da energia com objetivo de financiar o equilíbrio e o desenvolvimento do setor (ANEEL, 2014).

Na composição da TUSD/TUST, a fração conhecida como “Parcela A” engloba os encargos setoriais exibidos abaixo:

- a) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- b) Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- c) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;
- d) Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;
- e) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- f) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE;
- g) Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS.

Na sequência, serão apresentados com mais detalhes os encargos citados acima.

3.1.1 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A Conta de Desenvolvimento Energético foi concebida por meio da Lei nº 10.438/2002 e regulamentada pelos Decretos nº 4.541/2002, nº 4.970/2004 e 7.891/2013. Além disso, sofreu diversas mudanças no decorrer de sua existência, com as leis nº 10.762/2003, nº 10.848/2004 e 12.783/2013 (ANEEL, 2014).

Pode-se elencar as seguintes finalidades que nortearam a criação da CDE:

- a) estimular a energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados;
- b) viabilizar a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

- c) financiar a diferença tarifária da Subclasse Residencial Baixa Renda;
- d) prover recursos para cobertura dos dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e da Reserva Global de Reversão – RGR; e
- e) custear os descontos sobre a tarifa do serviço público de distribuição de energia elétrica.

3.1.2 Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Criada com a Lei nº 10.438/2002, e alterada pelas leis nº 10.762/2003, e lei nº 10.889/2004, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) tem como objetivo aumentar o montante de energia de fonte renovável que transita no SIN através da implantação de empreendimentos eólicos, PCHs, e térmica biomassa, priorizando empreendedores sem vínculo societário com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, consequentemente, aumentando a o número de agentes no setor elétrico (ANEEL, 2014).

Todos os consumidores finais atendidos pelo SIN são responsáveis pelo pagamento do PROINFA, inclusive os custos administrativos e financeiros referente à administração da ELETROBRAS para comercialização da energia, exceto os consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda que são completamente isentos do pagamento desse encargo (ANEEL, 2014).

Até 31 de dezembro de 2011, através do PROINFA já haviam sido implantados 119 empreendimentos, divididos em 41 eólicos, 59 PCHs e 19 térmicas a biomassa. Os empreendimentos somados têm a capacidade instalada de 2.649,87 MW, sendo 963,99 MW em usinas eólicas, 1.152,54 MW em PCHs e 533,34 MW em biomassa. Calcula-se que a energia referente a esse programa é suficiente para abastecer 4,5 milhões de brasileiros. Além disso, através da fundação desses empreendimentos, estima-se que foram gerados cerca 150 mil empregos diretos e indiretos em todo Brasil (ELETROBRAS, 2021).

3.1.3 Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

Instituída pela Lei nº 7.990/1989, a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos fornece recurso financeiro aos Estados e municípios

referente à exploração de petróleo, gás natural e recursos hídricos para geração de energia elétrica (ANEEL, 2014).

Atualmente, o percentual aplicado sobre a tarifa atualizada de referência estabelecida pela ANEEL é de 6,75%, e é proporcional ao montante de energia gerada pelo empreendimento (ANEEL, 2014).

3.1.4 Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e Energia de Reserva (EER)

O Encargo de Energia de Reserva (EER), estabelecido pelo Decreto nº 6.353/2008, e o Encargo de Serviços do Sistema (ESS), criado pelo Decreto nº 2655/1998, são responsáveis por aprimorar a confiabilidade do SIN. O primeiro através de contratação de energia de reserva, destinada a reforçar a segurança do fornecimento no SIN pela contratação de usinas por meio de leilões de energia de reserva. O outro, sendo responsável pela captação financeira para a manutenção dos serviços auxiliares (ANEEL, 2014).

3.1.5 Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

Criada pela Lei nº 9.427/1996 e regulamentada por Decreto pelo 2.410/1997, e mais adiante modificada pela Lei nº 12.783/2013 que reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4%. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia é destinada para custeio das atividades da ANEEL (ANEEL, 2014).

3.1.6 Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (PEE)

Criado pela Lei nº. 9.991/2000, de 24 de julho de 2000 e as alíquotas definidas através das Resoluções Normativas ANEEL nº 271/2000 e nº 316/2008. O Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) é responsável pelos investimentos de 0,75% das receitas líquidas operacionais anualmente, enquanto o Programa de Eficiência Energética (PEE) 0,25% (ANEEL, 2014).

3.1.7 Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS)

Regulamentada pelas Leis nº 9.648/1998, nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.081/2004, que definem as regras e os procedimentos para o funcionamento do Operador Nacional do Sistema. As concessionárias são responsáveis por repassar os

valores relativos ao custeio das atividades do Operador Nacional do Sistema (ONS) mensalmente (ANEEL, 2014).

3.2 Estrutura Tarifária

A composição da tarifa de energia paga pelos usuários do SIN, é separada entre duas porções macros, a Parcela “A” e a Parcela “B”. A primeira é referente aos custos de aquisição de energia e geração própria, custo com conexão e uso do sistema de distribuição e dos Encargos Setoriais apresentados anteriormente. A Parcela “B” está menos associada à energia em si, e sim, com custos de administração, operação e manutenção, custo anual dos ativos, fator de ajuste de mercado e mecanismo de incentivo à melhoria de qualidade (ANEEL, 2020a). Na Figura 2 é possível observar esses elementos:

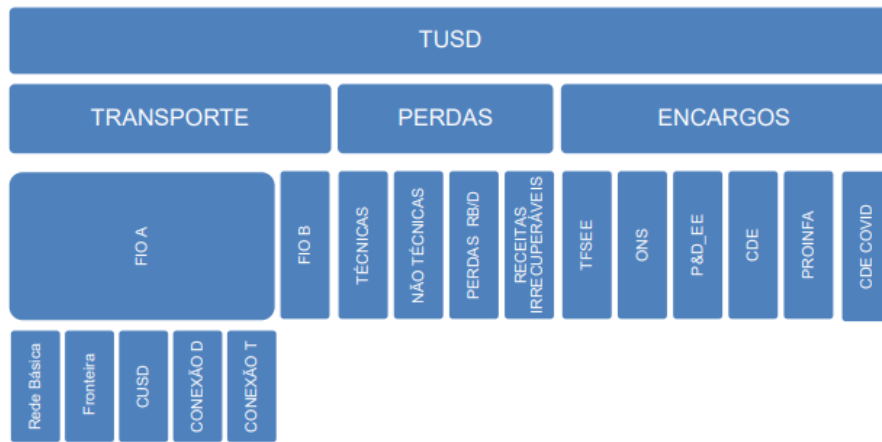
Figura 2 - Estrutura tarifária das concessionárias

Receita Requerida	
Parcela “A”	Parcela “B”
CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;	CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;
CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;	CAA: Custo Anual dos Ativos;
ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.	Pm: Fator de Ajuste de Mercado;
	M/Q: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

Fonte: Adaptado de ANEEL (2020a).

Nesse sentido, apresenta-se a composição do custo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) na Figura 3. Percebe-se que o custo referente aos encargos está apresentado externamente da parcela FIO “A” da parcela TRANSPORTE. Portanto, destaca-se que o FIO “B” é análoga à Parcela “B” definida anteriormente, enquanto a FIO “A”, seria uma componente da Parcela “A”.

Figura 3 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD



Fonte: ANEEL (2021).

3.2.1 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) na Autoprodução

Para fins de contabilização da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de um agente APE, a parte isenta será a parcela referente à CDE, PROINFA e CCC dos encargos após a Alocação de Geração Própria (AGP), resultando na seguinte composição tarifária (Figura 4):

Figura 4 - Composição da TUSD excluídos encargos



Fonte: Adaptado de ANEEL (2021).

Como exemplo, apresenta-se o resultado financeiro correspondente a esses descontos na Concessionária de Distribuição CELESC, como exemplo a tarifa

do subgrupo A4 disposta na Resolução Homologatória nº 2.756 de 18 de agosto de 2020, referente ao benefício da autoprodução, conforme ilustrado na Figura 5:

Figura 5 - Comparação da TUSD para APE e consumidor padrão (R\$/MWh)

TUSD R\$/MWh	
MODALIDADE VERDE A4 PADRÃO	
PONTA	FORA PONTA
860,92 R\$/MWh	72,66 R\$/MWh
MODALIDADE VERDE A4 APE	
PONTA	FORA PONTA
805,11 R\$/MWh	16,84 R\$/MWh

Fonte: Adaptado de ANEEL(2020b).

A tarifa no período de fora ponta padrão é mais de 4 vezes superior à tarifa do autprodutor, enquanto na ponta a economia é de 6,92%. Esses pontos expõem a vantagem econômica tarifária na transformação de um agente em autprodutor. Além disso, revela o fardo que os encargos representam na composição financeira da tarifa.

3.2.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) com geração local

Outro fator que incrementa a viabilidade da autoprodução no Mercado Livre é o valor diferenciado para demanda de geração. Diferentemente das usinas de Minigeração reguladas pela RN 482/2012 da ANEEL que pagam o mesmo valor de demanda de consumo nas usinas remotas, no caso da Autoprodução o valor pago será o mesmo dos Produtores Independentes de Energia (Figura 6).

Figura 6 - TUSDg R\$/MW APE X Consumidor Padrão

TUSD R\$/MW
MODALIDADE VERDE A4 PADRÃO
14690 R\$/MW
MODALIDADE APE/PIE
3030 R\$/MW

Fonte: Adaptado de ANEEL(2020b).

Verifica-se que nesse ponto, em uma usina remota, a economia em demanda de uma usina na modelagem de Autoprodução no Mercado livre seria de quase 5 vezes. Destaca-se que no ponto de consumo a demanda paga é a de consumidor, mesmo que esse agente tenha uma usina local.

No entanto, caso a usina local implantada ultrapasse a demanda de consumidor previamente contratada pelo agente, esse pagará a demanda excedente como TUSDg, conforme determinado no Módulo 3 do PRODIST:

5.4.5.1 O faturamento da central geradora deve ser realizado observando-se a diferença entre o MUSD contratado referente à central geradora constante do CUSD e o maior MUSD, entre os horários de ponta e fora de ponta, que foi efetivamente utilizado na parcela do faturamento da unidade consumidora segundo o item 5.4.4.

5.4.5.2 Caso o maior MUSD utilizado na parcela do faturamento da unidade consumidora seja maior que o MUSD contratado referente à central geradora, a parcela de faturamento associada à central geradora deve ser nula. (ANEEL, 2017b, p. 58).

Nesse caso, o agente com geração *in loco*, que estiver com o MUSD de consumo contratado abaixo da capacidade física-elétrica da instalação (potência do transformador e configuração do Padrão de Entrada), poderá contratar o restante disponível como demanda de geração, caso opte por um geração que aloque toda a capacidade da instalação.

4 COMERCIALIZAÇÃO

Neste capítulo será apresentados os requisitos referentes à comercialização que o agente autoprodutor deverá atender. Considerando as exigências para adesão à CCEE, o procedimento de alocação de geração própria e a estratégia de contratação de energia aliada com geração fotovoltaica.

4.1 Requisitos para Adesão à CCEE

Atualmente, os limites de demanda são a maior fronteira entre o Ambiente Livre e o Ambiente Regulado. Nesse sentido, a Portaria N° 465, de 12 de dezembro de 2019 do Ministério de Minas e Energia definiu a diminuição gradual das restrições para entrada no Mercado Livre (MME, 2019):

- a) a partir de 1º de janeiro de 2021 - 1.500 kW;
- b) a partir de 1º de janeiro de 2022 - 1.000 kW;
- c) a partir de 1º de janeiro de 2023 - 500 kW.

Desse modo, o consumidor pode realizar a utilização da Comunhão para atingir o limite mínimo de demanda e realizar a migração para o Ambiente Livre. Existem dois enquadramentos para utilização dessa concessão, a Comunhão de Direito e a de Fato:

- a) Comunhão de Fato: Unidades consumidoras em áreas contíguas, isto é, que sejam vizinhas ou que fazem fronteira entre si sem obstáculos;
- b) Comunhão de Direito: Pontos de consumo que possuem a mesma raiz CNPJ e estão no mesmo submercado, não precisam estar em área contígua.

Assim, atendendo os requisitos mínimos de demanda para migração para o Mercado Livre, o agente deve observar o processo de adesão.

4.2 Adesão

Para migração do agente do mercado cativo, em que a energia é comprada diretamente na distribuidora, para o mercado livre, em que a compra de energia pode ser efetivada por meio de contratos com geradores, comercializadores e até autoprodutores, é necessário atender os seguintes requisitos (MME, 2019):

- a) Atendido qualquer tensão;

b) Demanda maior ou igual a 1500 kW, em uma unidade consumidora ou no conjunto de unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.

O agente com as características definidas acima, é chamado de Consumidor Potencialmente Livre, aquele cujas unidades consumidoras satisfazem os requisitos para migração, porém não adquirem energia elétrica no ambiente de contratação livre (ANEEL, 2010). Portanto, ainda compram sua energia por meio da distribuidora de energia local através do CCER (Contrato de Compra de Energia Regulada) e utilizam da infraestrutura da concessionária para entrega da energia no ponto de carga com o CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição). Contudo, ressalta-se que mesmo após a migração o agente, agora livre, ainda terá um CUSD vigente com a concessionária.

Na migração, esses agentes atendidos pelas concessionárias precisam cautela pois algumas obrigações contratuais obstaculizam a migração para o ML. Sendo assim, o consumidor é obrigado a respeitar os seguintes prazos:

- a) 180 dias para envio da Carta de Rescisão do CCER antes da migração;
- b) 10 dias para Assinatura e envio o Termo de Pactuação enviado pela a distribuidora;
- c) Adequações e vistoria do Sistema de Medição e Faturamento (SMF).

A carta de Rescisão tem objetivo de informar à Distribuidora com antecedência que o consumidor não deseja renovar automaticamente o CCER, que tem vigência regulatória de 12 meses. Sendo assim, ao informar a migração com precedência, o consumidor não ficará sujeito ao pagamento da multa definida no art. 70 da Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010:

Art. 70-A. O encerramento contratual antecipado implica na cobrança dos seguintes valores:

II – no caso do CCER, o valor correspondente ao faturamento dos meses remanescentes para o término da vigência do contrato, limitado a 12 (doze) meses, considerando o produto da tarifa de energia e da bandeira tarifária vigentes na data de solicitação do encerramento sobre o calculado com base:

- a) nos montantes médios contratados, para os consumidores livres e especiais; ou
- b) na média dos consumos de energia elétrica disponíveis, precedentes ao encerramento, limitada aos 12 (doze) últimos ciclos, para os demais consumidores (ANEEL, 2010, p.74).

Após enviada a carta de rescisão, a distribuidora enviará o termo pactuação, que oficializa o conhecimento da distribuidora da migração do cliente, após

isso o agente terá 10 dias para assinatura do termo, e a concessionária mais 30 dias para celebrá-lo. Após isso, iniciam-se os procedimentos referente ao sistema de medição e faturamento (SMF) com prazo definido para análise do projeto, comissionamento e relatório do SMF de 10 dias úteis pela concessionária em cada etapa (ANEEL, 2017a).

Paralelamente aos procedimentos realizados na Distribuidora, é importante que o agente inicialize as tratativas com CCEE:

- a) Entrada na Adesão;
- b) Mapeamento do ponto de medição;
- c) Cadastro do Ativo.

O processo de adesão à CCEE é inicializado com a data do pagamento dos emolumentos requisitados para abertura do processo, a partir desta data, é preciso finalizar o processo de adesão nos próximos 12 meses, condicionada ao cancelamento. Além dos diversos documentos necessários para entrada nesse processo, o agente também carece de uma conta bancária com o mesmo CNPJ utilizado no processo de adesão para fins de mercado de curto prazo (MCP) (CCEE, 2019).

A Distribuidora é a responsável pela solicitação mapeamento do ponto de medição, esse documento irá constar os requisitos técnicos que nortearam o projeto do SMF da unidade de consumo. O prazo para esse procedimento também é definido pela Resolução Normativa Nº 759, de 7 de fevereiro de 2017 com 5 dias úteis para que a CCEE disponibilize os dados à Distribuidora.

A partir dessa informação é apresentado o projeto do SMF à distribuidora, e após a aprovação, as devidas adequações e posteriormente os relatórios e comissionamento. Após a finalização dos cadastros e oficialização da adesão, é possível realizar o cadastro do ativo que finaliza os cadastros de adesão do agente à CCEE.

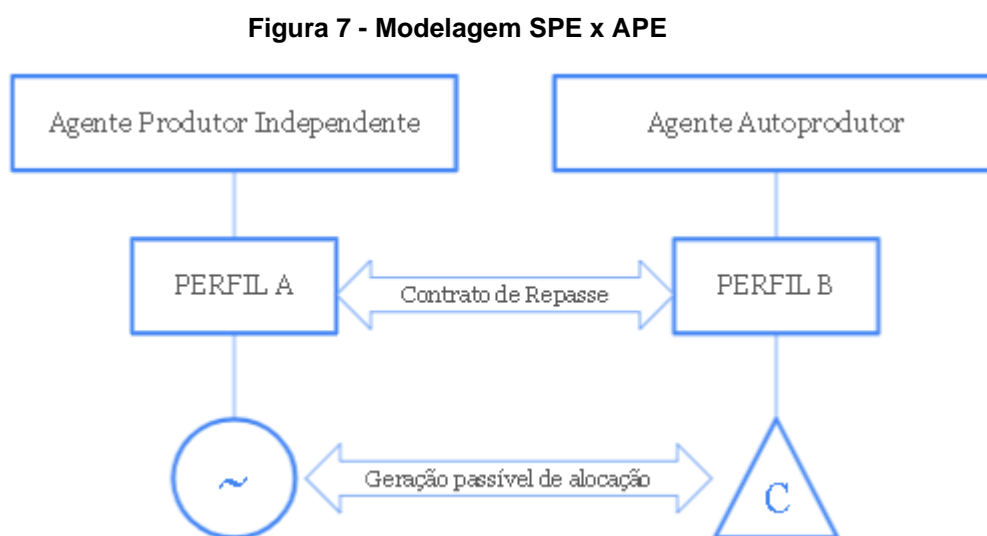
Salienta-se que o pedido de adesão está completamente sujeito ao Conselho de Administração da CCEE - CAd e apenas é oficializado após a aprovação do processo por esse em reunião (CCEE, 2019).

4.3 Alocação de Geração Própria (AGP)

A regra de comercialização do AGP surge para regular a apuração do pagamento dos encargos de CCC, CDE e PROINFA sobre a TUSD/TUST da energia autoproduzida pelo agente APE. Dessa forma, dependendo da modelagem do agente, o procedimento para alocação de geração própria terá algumas distinções.

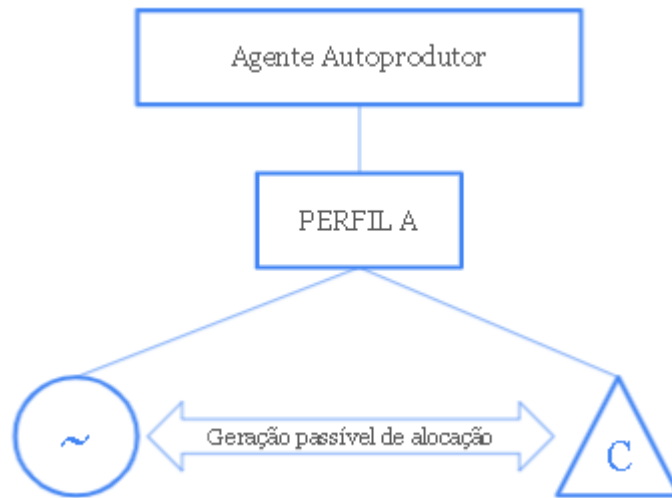
Para CCEE, existem duas modelagens de carga e geração para fim de apuração do AGP. Na primeira, tanto o consumo quanto a usina estão sob o mesmo agente na CCEE, enquanto na segunda, a geração e a carga são representadas por agentes distintos, sendo a geração constituída por uma SPE ou Consórcio (CCEE, 2021b).

Na Figura 7, é exibido o diagrama exemplificando a modelagem em que a geração e a carga estão sob agente distintos:



Fonte: Adaptado de ANEEL(2021b).

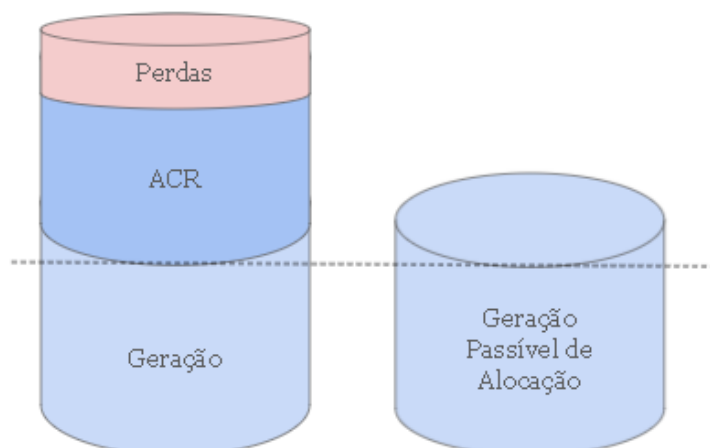
Destaca-se que nessa modelagem em que a geração está sob outro agente em uma Sociedade de Propósito Específico, é necessário ainda um contrato de repasse de autoprodução (CCEE, 2021b). Quando as duas estiverem sob mesmo agente, isso não é requerido, conforme apresentado na Figura 8, a seguir:

Figura 8 - Modelagem APE

Fonte: Adaptado de ANEEL(2021b).

Compreendendo as possíveis modelagens para concluir a alocação de geração própria, precisa-se definir a geração passível de alocação e, posteriormente, estipular a geração alocada para as cargas. E no caso da geração por SPE, ainda, determina-se os percentuais de propriedade da usina.

A geração passível de alocação preliminar, será a energia gerada mensal da usina após descontadas as perdas, e a parte comprometida com mercado regulado (CCEE, 2021b). Abatido esses valores, tem-se a geração passível de alocação (Figura 9).

Figura 9 - Geração Passível de Alocação

Fonte: Adaptado de ANEEL(2021b).

A geração passível de alocação direcionada ao consumo do agente autoprodutor seja ele com geração no local ou remota, sob mesmo agente ou através

de uma SPE, irá resultar nos descontos de encargos de CDE, CCC e PROINFA referente a esse montante.

4.4 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças, baseado no Custo marginal de Operação - CMO, tem como objetivo encontrar o custo ótimo de equilíbrio da energia elétrica entre o uso presente da água com os despachos das usinas hídricas e o armazenamento para uso futuro, substituindo a origem hídrica pelo despacho das Usinas de fonte termelétricas (CCEE, 2021c).

O despacho máximo de energia hidrelétrica disponível a todo momento seria a premissa da energia elétrica mais econômica instantaneamente, pois minimizaria ao máximo a utilização de usinas térmicas. No entanto, essa premissa colocaria o mercado de energia em risco de déficit futuro. Portanto, a operação mais confiável é dada a partir do balanceamento entre despacho hídrico e térmico, que desencadeia aumento dos custos de operação (CCEE, 2021d).

Para definir o valor do PLD são utilizados os modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM, conforme ilustrado na Figura 10. Cada um desses está principalmente relacionado a uma periodicidade da modelagem.

Figura 10 - Periodicidade da modelagem



Fonte: CCEE(2021d).

Atualmente, o PLD dá-se de forma horária, essa modelagem atual de comercialização do setor elétrico foi deliberada pela Portaria MME 301/2019 e regulamentado por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 910/2020. Dessa forma, o MCP estará melhor precificado, uma vez que haverá mais correspondência entre o custo operacional e o preço efetivo da energia com essa maior granularidade de valores.

No entanto, essa nova definição setorial causa mais incerteza ainda para o agente autoprodutor, que precisará de mais assertividade ainda na relação entre a

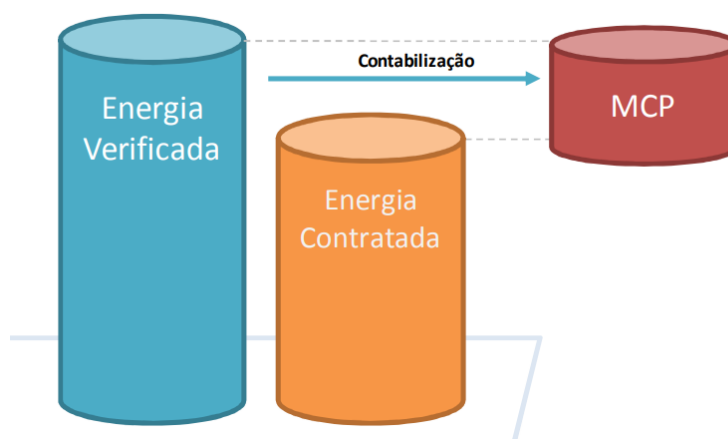
geração, consumo e na contratação de energia com contratos secundários para evitar exposições e desbalanceadas no Mercado de Curto Prazo.

4.5 Mercado de Curto Prazo (MCP)

O Mercado de Curto Prazo é o meio de contabilização entre recursos e requisitos realizado mensalmente pela CCEE de modo a aumentar a segurança do mercado de comercialização de Energia, ao verificar a diferença entre os montantes contratados de energia, e os dados de medição registrados. As diferenças contabilizadas, sejam elas positivas ou negativas, são valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), observando determinado período de cada submercado (CCEE, 2020).

Dessa forma, a geração advinda da autoprodução e os contratos de compra de energia funcionam como Recursos, enquanto a medição do consumo representa os Requisitos. Assim, mensalmente, dependendo da composição entre os recursos e requisitos o Agente poderá ter uma exposição positiva ou negativa no MCP (Figura 11):

Figura 11 - Componentes da Energia Verificada de cada agente da CCEE



Fonte: Adaptado de CCEE (2020).

Assim, no mês seguinte da operação, a CCEE apresentará o relatório com o resultado do Balanço Energético. Nesse momento, o mercado será dividido entre credores e devedores, dependendo se suas exposições no MCP (CCEE, 2020).

Os agentes que estiverem na posição de credores poderão receber esse valor financeiro após rateio faltante decorrente de inadimplência, enquanto os devedores têm a responsabilidade de fazer os aportes e extinguir o déficit. Caso, não

façam o aporte até o prazo determinado, a CCEE iniciaria o processo de desligamento desse agente conforme disposto no Procedimento de Comercialização 5.2:

Caracterizada a inadimplência, o agente fica sujeito, no âmbito da CCEE, ao procedimento de desligamento previsto na Resolução Normativa nº 545/2013 e/ou legislação superveniente, bem como no submódulo 1.5 – Desligamento da CCEE, sem prejuízo da aplicação de penalidades previstas nas demais normas aplicáveis à matéria. (CCEE, 2021e, p. 4).

Em relação ao Balanço Energético, o agente autoprodutor estará mais sujeito à exposição do que um agente Consumidor Livre, por exemplo. Isso porque, o consumidor têm dispositivos contratuais como sazonalização, flexibilização e modulação para mitigar os riscos associados à contratação de energia.

Esses dispositivos contratuais são o método utilizado no ambiente de comercialização de energia para quantificar o volume de energia comercializada entre os agentes de comercialização, geração e consumo. Nesse sentido, a sazonalização é responsável pela distribuição do volume anual de energia contratada entre os meses do ano, a modulação é a distribuição do montante definido naquele mês por período de comercialização, que atualmente é horário (CCEE, 2021f). Além disso, a flexibilização permite que o agente consumidor utilize um percentual acima ou abaixo do valor definido em contrato, conforme definido em contrato, do montante de energia sazonalizado e modulado. Portanto, quanto maiores os limites inferiores e superiores do contrato, mais flexibilização contratual e mais segurança de exposição energética.

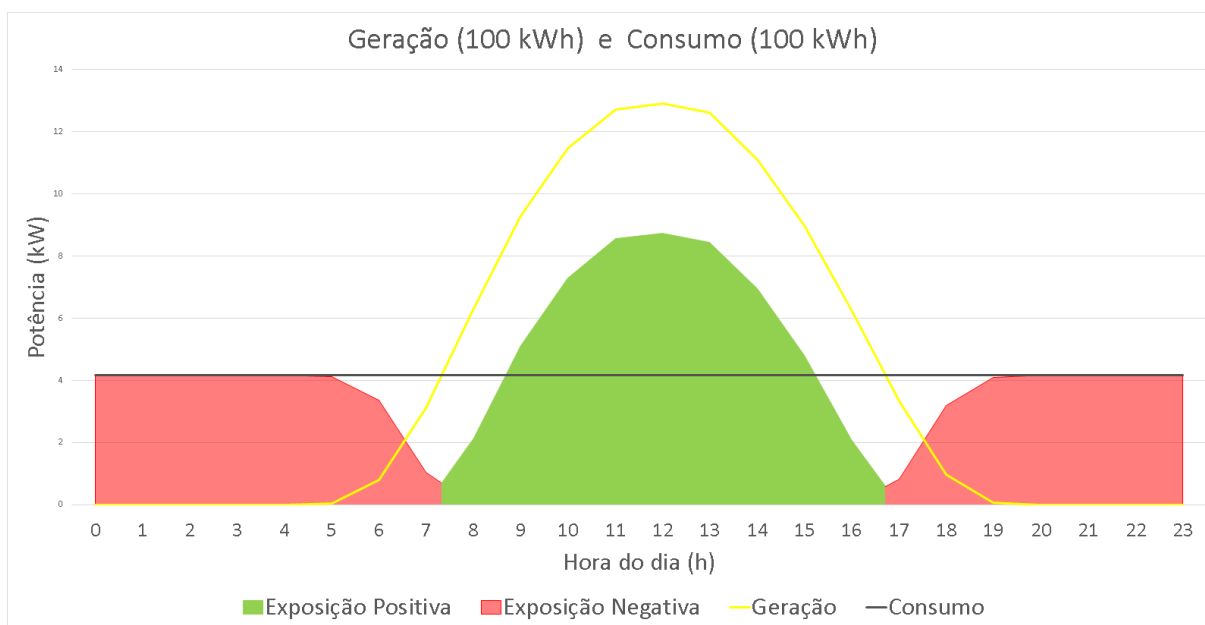
Dessa forma, o agente autoprodutor com fonte fotovoltaica que opte por gerar 100% de sua energia consumida estará sujeito, infalivelmente, a exposições no Mercado de Curto Prazo com resultados financeiros de crédito ou débito, dependendo de fatores como montante de geração, consumo e PLD. Posto que, o agente completamente autônomo em relação ao seu consumo, não contará com nenhum dispositivo que o ampare nas flutuações de consumo, como a flexibilização.

Além disso, devido à natureza da geração fotovoltaica ser limitada a certa quantidade de horas por dia, o mero descasamento do preço do PLD entre o período de geração e o de consumo, provavelmente, durante um tempo maior e sucessivo, irá gerar exposição financeira, ainda que, o agente gere o mesmo montante que consuma durante certo dia.

Na Figura 12, considerando um dia de geração fotovoltaica típica, com consumo *flat* e geração e consumo equivalente, é possível observar as exposições

energéticas positivas e negativas em decorrência da característica de geração fotovoltaica.

Figura 12 - Exposições energéticas considerando consumo e geração idênticos



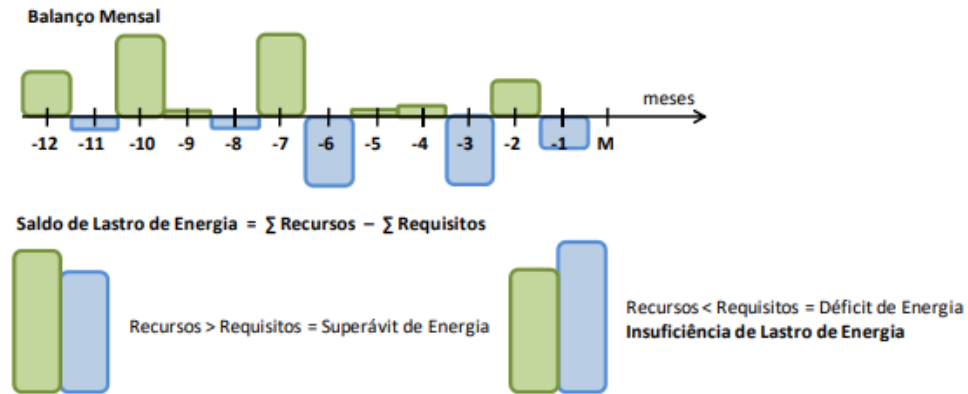
Fonte: Elaboração própria (2021)

Visto a complicação referente à característica intermitente da geração fotovoltaica e o provável descasamento entre geração e consumo, evidencia-se a inviabilidade da geração de 100% do consumo por parte do autoprodutor com geração fotovoltaica, e a necessidade efetiva de um contrato de energia para parte do consumo, assim o agente pode utilizar os artifícios da sazonalização, modulação e flexibilidade na configuração que melhor compatibilize com sua geração.

A importância de uma configuração adequada entre a geração, contratos de energia e consumo é averiguada também ao analisar-se a questão de lastro energético do autoprodutor. Isto porque, caso verifique-se que este tenha disposto de mais consumo do que geração e contratação de energia, estará sujeito a pagamento da penalidade por insuficiência de lastro.

Essa apuração é feita mensalmente pela CCEE com base na exposição precedente dos últimos 12 meses ao mês de apuração (CCEE, 2021g). Na Figura 13 é apresentado o funcionamento da apuração:

Figura 13 - Apuração da insuficiência de lastro de energia



Fonte: Adaptado de CCEE(2021g).

Se for concluído na apuração que o agente possui insuficiência de lastro, o agente estará sujeito ao pagamento da penalidade, que será calculado por meio da divisão do montante de insuficiência por 12, multiplicado pelo valor de referência, definido como o maior valor entre o PLD e o valor de referência para penalidade (CCEE, 2021g).

5 ESTRUTURA SOCIETÁRIA E TRIBUTAÇÃO

Conforme disposto no Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, que cria o agente autoprodutor, este pode ser composto diretamente por uma única pessoa jurídica ou um consórcio:

Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:
II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo (BRASIL, 1996).

Além dessas opções, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007 equipara o consumidor com participação em uma SPE como autoprodutor (BRASIL, 2007b). Destaca-se que a estrutura societária que compõem o empreendimento resultará em tratamento tributário diferenciado, e também, com consequências relacionadas à alocação de geração própria limitando para agentes com demanda superior a 3.000 kW.

A distinção tributária dada ao autoprodutor que compõe uma SPE para geração própria dá-se na obrigatoriedade do pagamento de ICMS sobre a energia alocada via AGP. Essa diferença acontece, pois ao compor uma SPE, esse empreendimento estará sujeito à outra personalidade jurídica:

SPE decorre da celebração de um contrato de sociedade, em que a sociedade empresária, dotada de personalidade jurídica e autonomia patrimonial, é constituída especificamente para uma ação ou projeto. Diz-se, pois, que a SPE possui um objeto determinado, sendo que a determinação do objeto pode ocorrer no aspecto temporal e funcional. (TOLEDO, 2009, p. 2).

Desse modo, devido à natureza tributária do ICMS, o fator gerador acontece na troca de titularidade da mercadoria, nesse caso a energia. Por esse motivo, o autoprodutor equiparado por participação em SPE estará sujeito ao pagamento de ICMS sob o montante de energia repassada via AGP:

Para o nascimento da obrigação tributária decorrente da circulação de mercadorias faz-se necessário a mudança de titularidade (circulação jurídica), pouco importando se houve ou não a circulação física. O contrário também é verdade, a mera circulação física sem mudança de titularidade não é prevista como regra-matriz de incidência do ICMS (FERREIRA, 2002, p.1).

Assim, o agente que optar pela autoprodução através da participação societária em uma SPE deve observar o pagamento do ICMS sobre a energia

autoproduzida e repassada. Enquanto o agente que possuir geração diretamente sob o mesmo agente e pessoa jurídica não estará sujeito ao pagamento do ICMS.

Destaca-se, que para algumas empresas, principalmente as industriais, o pagamento do ICMS sobre a energia produzida não irá onerar a viabilidade do empreendimento de geração. Uma vez que devido à natureza não cumulativa do ICMS, poderá ser realizado o crédito desse valor para compensação dos débitos da empresa junto ao SEFAZ. Conforme o RICMS de Santa Catarina como exemplo:

Art. 28. O imposto é não-cumulativo, compensando-se o que for devido em cada operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação com o montante cobrado nas anteriores por este ou por outro Estado ou pelo Distrito Federal.

Art. 29. Para a compensação a que se refere o art. 28, é assegurado ao sujeito passivo o direito de creditar-se do imposto anteriormente cobrado em operações de que tenha resultado a entrada de mercadoria, real ou simbólica, no estabelecimento, inclusive a destinada ao seu uso ou consumo ou ao ativo permanente, ou o recebimento de serviços de transporte interestadual e intermunicipal ou de comunicação (SC, 2021).

6 CONEXÃO ELÉTRICA

Para a conexão de uma geradora solar fotovoltaica no SIN, essa deve respeitar os dispositivos regulatórios estabelecidos majoritariamente na RN N° 414, de 9 de setembro de 2010 e no Módulo 3 do PRODIST para conexão no Sistema de distribuição e o Sub Módulo 7 do Procedimento de Rede do ONS e a Resolução Normativa ANEEL n° 722/2016 para conexão no Sistema de Transmissão.

Nesse sentido, para determinar se ponto de conexão será no sistema transmissão ou distribuição, a característica determinante será a tensão de saída do Produtor de Energia. Em regra, a conexão na transmissão será para usinas com tensão acima de 230 kV (ANEEL, 2004). Destaca-se que diversos outros fatores técnicos são levados em conta para determinação da tensão da subestação coletora de uma usina.

Entretanto, examina-se as características de uma Usina a partir de sua potência nominal. Em suma, pode-se dividir os Produtores de Energia em dois grupos fundamentados nesse elemento, e analisar as possibilidades de conexão e as diferenças regulatórias a partir disso. Tem-se as usinas com capacidade reduzida, com potência nominal abaixo de 5 MW, e as usinas com necessidade de outorga, com potência nominal acima de 5 MW (ANEEL, 2016).

6.1 Capacidade Reduzida

As Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida (CGCR) são definidas na Lei N° 9.074, de 7 de Julho de 1995 como:

Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente (BRASIL, 1995).

A ANEEL definiu o registro de central geradora de capacidade reduzida em dois tipos, as usinas que a energia injetada pode ser compensada em relação à energia consumida, reguladas pela 482/2012, e as usinas destinadas à comercialização ou autoprodução reguladas pela Resolução n° 876, de 10 de março de 2020 (ANEEL, 2016).

Sendo assim, segundo disposto na Resolução n° 876, de 10 de março de 2020, a diferenciação regulatória entre as Usinas de Capacidade Reduzida sobre as

Usinas Centralizadas dá-se pela desobrigação dos procedimentos de despacho de registro de outorga (DRO), Outorga e campanha de medições. Nas CGCR é necessário apenas um cadastro junto à ANEEL conforme determinado no Art. 20 desta Resolução:

Art. 20. A implantação de EOL, UFV, UTE e outras fontes alternativas, com capacidade instalada reduzida deverá ser comunicada à ANEEL.

§ 1º Para fins de comunicação, o interessado deverá cadastrar as informações sobre seu empreendimento, após sua implantação, conforme determinações disponíveis no sítio da ANEEL na internet.

§ 2º A comunicação não isenta o empreendedor das obrigações ambientais e exigências requeridas pelos órgãos públicos federais, estaduais ou municipais, não gerando qualquer imputação de responsabilidades à ANEEL ou ao Poder Concedente (ANEEL, 2020b).

Diante disso, o procedimento para conexão de centrais geradoras de capacidade Rreduzida segue através da consulta de acesso e solicitação de acesso junto a distribuidora que dão origem aos documentos de informação de acesso e parecer de acesso, respectivamente.

A distribuidora tem o prazo de 60 dias para emitir a informação de acesso após a consulta de acesso (ANEEL, 2017b). Esse documento deve apresentar os seguintes requisitos:

3.2.6 A informação de acesso deve conter, no mínimo:

- a) descrição da alternativa de conexão selecionada de acordo com o critério de mínimo custo global, com a apresentação das alternativas avaliadas e respectivas estimativas de custos e justificativas;
- b) informação sobre o caráter de estimativa das condições de conexão e sobre a ausência de garantia das condições estabelecidas no documento para fins de etapas posteriores; e
- c) informações sobre formulários, documentos e estudos de responsabilidade do acessante a serem apresentados por ocasião de eventual posterior solicitação de acesso, sendo a distribuidora acessada responsável por disponibilizar ao acessante informações atualizadas do sistema elétrico e demais dados de sua responsabilidade necessários à elaboração dos referidos estudos (ANEEL, 2017b, p. 15).

A principal informação obtida através da informação de acesso será a possível conexão com viabilidade técnica e menor custo global. Nesse sentido, é imprescindível que as usinas fotovoltaicas de capacidade reduzida sejam localizadas próxima às subestações de energia da distribuidora. Essa característica é fundamental para a viabilidade técnica e econômica desses empreendimentos.

Caso a distância seja muito elevada pode não haver viabilidade técnica devido a problemas de sobretensão, por exemplo, sendo assim, a distribuidora pode

indicar conexão em alta tensão, que não será viável economicamente para o tamanho do empreendimento devido aos custos de ampliação de rede de alta tensão ou seccionamento dessa. Ou mesmo, poderá haver viabilidade técnica em média tensão, mas a necessidade de ampliação dessa rede até a usina fotovoltaica pode ser, também, inviável economicamente.

Ressalta-se que nessa modalidade de geração, diferente das usinas reguladas pela RN 482/2012, que são tratadas como unidades consumidoras e podem descontar do valor da conexão o Encargo de Responsabilidade da Distribuidora, o valor da conexão nesse caso é integralmente custeado pelo empreendedor.

Um tópico que pode inviabilizar qualquer geradora com potência superior a 2.500 kW na modalidade de central reduzida é o dispositivo regulatório no Art 12. da Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL:

Art. 12. Compete à distribuidora informar ao interessado a tensão de fornecimento para a unidade consumidora, com observância dos seguintes critérios: I – tensão secundária em rede aérea: quando a carga instalada na unidade consumidora for igual ou inferior a 75 kW; II – tensão secundária em sistema subterrâneo: até o limite de carga instalada conforme padrão de atendimento da distribuidora; III – tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 75 kW e a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for igual ou inferior a 2.500 kW; e IV – tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV: quando a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for superior a 2.500 kW. (ANEEL, 2010, p. 13).

Em vista disso, ao realizar a consulta de acesso para conexão da usina no sistema de distribuição com potência maior de 2500 kW, a Distribuidora poderá submeter na informação de acesso a possibilidade de conexão apenas na alta tensão, inviabilizando economicamente a conexão da usina. Portanto, a maior potência viável para centrais geradoras de capacidade reduzida considerando os requisitos regulatórios e viabilidade econômica é a potência de 2500 kW. No entanto, ainda assim, algumas distribuidoras permitem a conexão em média tensão para usinas de 5000 kW.

6.2 Usinas Centralizadas

Conforme exposto no tópico anterior, o diferencial das usinas centralizadas é o procedimento para o acesso ao sistema de distribuição e transmissão e com isso

os requisitos diferenciados documentais e regulatórios para obtenção do parecer de acesso.

Nesse sentido, destaca-se o DRO e a outorga como os documentos essenciais para alcançar o parecer de acesso e obter a conexão elétrica. O despacho de registro do requerimento de outorga é um documento antecessor ao requerimento de outorga e traz algumas conveniências nas tratativas com diversos órgãos que têm competências para liberação do empreendimento, conforme disposto no artigo 6 da Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020:

Art.6 § 1º O DRO a que se refere o caput terá como finalidade, dentre outras, facilitar a obtenção de eventuais pedidos de informação de acesso pela concessionária de distribuição de energia elétrica, ou pela concessionária de transmissão de energia elétrica ou pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e também facilitar a obtenção de licenças e/ou autorizações dos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental ou de outros órgãos públicos federais, estaduais, municipais ou do Distrito Federal (ANEEL, 2020b).

Ainda que esse documento seja fundamental para viabilização do empreendimento, este não é um predecessor obrigatório da outorga, podendo o empreendedor visar diretamente o requerimento de outorga. Além desse ponto, destaca-se que para o caso dos empreendimentos fotovoltaicos o DRO não terá prazo de validade, diferente para empreendimentos eólicos, que possui prazo de 12 meses (ANEEL, 2020b).

A documentação exigida pela ANEEL para emissão Requerimento de Outorga para os empreendimentos fotovoltaicos são o cronograma de implantação, arranjo geral da Central Geradora, diagrama elétrico, estudo simplificado contendo os dados de pelo menos 1 (um) ano da medição obtida por meio da estação solarimétrica, sumário de certificação de medição e estimativa da produção anual de energia elétrica emitida por certificador independente (ANEEL, 2020b).

A Central Geradora tem como opção de conexão, respeitando os requisitos técnicos e de menor custo global, as Demais Instalações de Transmissão - DIT pertencentes a Distribuidora, e as instalações de transmissão que compõem a Rede Básica do SIN. A DIT é conceituada na Resolução Normativa ANEEL nº 67 de 08 de junho de 2004:

Art. 4º Não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão, as Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

I - linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;

II - instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais; e (Redação dada ao inciso pela Resolução Normativa ANEEL nº 442, de 26.07.2011, DOU 05.08.2011)

III - linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica (ANEEL, 2004).

Embora as DIT não constituem a Rede Básica, uma vez que são ativos pertencentes ao Sistema de Distribuição, a conexão nessas instalações não é regulada por meio do PRODIST - módulo 3, que estabelece as condições de conexão ao sistema de distribuição.

Dessa forma, tanto o acesso por meio dos ativos da rede básica ou das demais instalações de transmissão dá-se por meio dos dispositivos regulatórios do Procedimento de Rede - acesso às instalações de transmissão submódulo 7.1, ficando condicionado o ONS o provimento da Informação de acesso e o Parecer de Acesso (ONS, 2020a).

Nas Usinas Centralizadas, a realização da Consulta de Acesso junto ao ONS, tanto no caso do acesso à rede de transmissão, quanto no acesso a DIT é obrigatório, e, diferentemente da consulta de acesso para conexão nos ativos de distribuição, a documentação exigida pela ONS é muito mais complexa, envolvendo cronograma e estudos elétricos.

Destaca-se que a escolha do ponto de conexão no acesso ao Sistema de Transmissão e DIT é por conta do acessante (ONS, 2020a). Esse passo diverge do acesso ao Sistema de Distribuição, em que a Distribuidora é responsável por informar o ponto de conexão respeitado o critério de viabilidade técnica e de menor custo global.

Após definido o ponto de conexão que poderá ser a partir da construção de uma linha de transmissão até uma subestação, ou seccionamento de uma linha já existente, o Acessante poderá protocolar a Consulta de Acesso junto ao ONS. Ressalta-se a importância de considerar possíveis ampliações do SIN para conexão do empreendimento:

apresentadas, dentre outras, a topologia e a configuração do sistema elétrico previstas para o Sistema Interligado Nacional – SIN, as centrais geradoras e seus despachos, e as principais características técnicas dos elementos do sistema elétrico. (ONS, 2020a).

Nesse sentido, para protocolar a Consulta de Acesso, o Acessante deverá fornecer ao ONS informações gerais do responsável pelo empreendimento, o DRO, dados do ponto de conexão, arranjo e diagramas do empreendimento e da subestação coletora e os estudos elétricos sistêmicos, composto pelos estudos de fluxo de potência e de curto circuito (ONS, 2020a). Contados a partir da data do protocolo, o ONS deverá entregar ao acessante a Informação de Acesso após 30 dias, que irá consolidar a avaliação preliminar de viabilidade sistêmica de acesso pretendido pelo Acessante (ONS, 2020b).

A partir da informação de acesso, o Acessante poderá reconhecer se o Ponto de Conexão, anteriormente determinado, é viável em relação à margem de escoamento de geração naquele ponto. Com isso, é possível avançar no projeto, com o pedido de Outorga para, futuramente, protocolar a Solicitação de Acesso. Salienda-se que a informação de acesso não garante conexão do empreendimento ao Sistema de Transmissão, sendo a função da Informação de Acesso de caráter informativo:

A Consulta de Acesso visa esclarecer ao acessante quanto aos processos e requisitos para o acesso e conexão às instalações sob responsabilidade das transmissoras e não gera documento formal entre as partes. (ONS, 2020a).

Na fase de Solicitação de Acesso, a definição do cronograma de implantação é fundamental para obtenção da conexão do empreendimento, visto que, os estudos e as análises elétricas terão como base o período esperado da entrada de operação da usina. Além disso, estudos adicionais de Qualidade de Energia ou Estabilidade Eletromecânica podem ser requisitados pelo ONS (ONS, 2020b).

Em contrapartida com o acesso ao Sistema de Distribuição, que o período entre o Parecer de Acesso e a conexão do empreendimento é relativamente curto, para a conexão no sistema de transmissão, o período mínimo é de pelo menos 12 meses, e casos que exijam ampliação antecedência mínima de 3 anos:

Caso o acesso envolva a implantação de obras de ampliação e/ou reforço na Rede Básica, nas DIT, nas ICG e/ou nas instalações de transmissão destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, além daqueles relacionados ao ponto de conexão. (ONS, 2020a).

Após protocolado a Solicitação de Acesso, o ONS fornecerá o Parecer ao Empreendedor passados até 30 dias, caso não seja indicado nenhuma ampliação no Sistema de Transmissão, ou até 120, nos casos em que seja necessário ampliação ou melhorias. Em posse do Parecer de Acesso, o Empreendedor terá até 90 dias para celebrar os contratos de conexão e uso do sistema de transmissão, ao passar esse prazo, o Acessante estará sujeito novamente a condições de acesso (ONS, 2020b).

7 REQUISITOS AMBIENTAIS

Os requisitos ambientais ficam mais latentes na implantação das usinas fotovoltaicas na modalidade da autoprodução no Mercado Livre. Diferentemente da geração distribuída regulada pela Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012, em que a potência instalada das plantas usualmente são de Microgeração e boa parte da Minigeração é, também, instalada em telhado com as amarras ambientais reduzidas.

Conforme visto no capítulo referente à conexão elétrica, o custo de MUSD de usinas remotas na modelagem de autoprodutores é muito menor comparada às usinas de Minigeração reguladas pela RN nº 482/2012. Além disso, como mostrado anteriormente, no momento atual, apenas grandes consumidores têm acesso ao Mercado Livre e, portanto a demanda por geração própria acaba sendo em maior escala caso optem pela autoprodução.

Nesse sentido, algumas restrições adicionais devem ser consideradas nas questões de viabilidade econômica, ambiental e dilação de tempo para implantação de uma usina solar fotovoltaica. Os principais pontos ambientais a serem levados em conta na concepção de uma Usina Solar Fotovoltaica em solo são:

- a) área da Usina;
- b) supressão Vegetal e movimentação de Terra;
- c) reservas legal, área de preservação permanente (APP) e área de proteção ambiental (APA).

7.1 Reservas Legais, Área de Preservação Permanente (APP) e Área de Proteção Ambiental (APA).

A Reserva Legal é dos limitantes iniciais que devem ser considerados na análise ambiental do terreno que se pretende a implantação do empreendimento. Essa restrição à utilização é definida no artigo da Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012:

Art. 12. Todo imóvel rural deve manter área com cobertura de vegetação nativa, a título de Reserva Legal, sem prejuízo da aplicação das normas sobre as Áreas de Preservação Permanente, observados os seguintes percentuais mínimos em relação à área do imóvel, excetuados os casos previstos no art. 68 desta Lei: (Redação dada pela Lei nº 12.727, de 2012).

I - localizado na Amazônia Legal:

- a) 80% (oitenta por cento), no imóvel situado em área de florestas;
- b) 35% (trinta e cinco por cento), no imóvel situado em área de cerrado;

c) 20% (vinte por cento), no imóvel situado em área de campos gerais;
II - localizado nas demais regiões do País: 20% (vinte por cento).
(BRASIL, 2012).

Portanto, a região e o bioma em que está situado o terreno resulta na restrição referente à Reserva Legal. Em vista disso fica evidente que essa área definida como Reserva Legal não poderá ser considerada como área útil para a construção da usina. A descrição dessa área restrita pode ser encontrada no CAR - Cadastro Ambiental Rural, ou até mesmo em averbações georreferenciadas na matrícula do terreno.

Ressalta-se que apenas a inscrição do terreno no CAR não garante a regularidade da área. A conformidade da área só é confirmada após a análise da inscrição pelo órgão estadual ambiental, ou a determinação de compensações ou recomposição da Reserva Legal.

Salienta-se que a necessidade de reserva legal é estabelecida pelo tamanho da área do terreno rural. Áreas menores que 4 módulos fiscais, a reserva legal é composta apenas pela vegetação nativa preexistente à data de 22 de julho de 2008 (BRASIL, 2012). Os limites referente aos módulos fiscais são definidos pelo INCRA e varia de cada município do Brasil.

As áreas de preservações permanentes (APPs) são definidas, também na Lei nº 12.651 de 25 de maio de 2012, como:

Área protegida, coberta ou não por vegetação nativa, com a função ambiental de preservar os recursos hídricos, a paisagem, a estabilidade geológica e a biodiversidade, facilitar o fluxo gênico de fauna e flora, proteger o solo e assegurar o bem-estar das populações humanas (BRASIL, 2012).

As delimitações referentes à APP são definidas no artigo 4 da Lei nº 12.651 de 25 de maio de 2012. Em resumo, as áreas demarcadas mais conflitantes para fins de implantação de uma usina solar em solo são (BRASIL, 2012):

- a) cursos de água;
- b) entorno de Lagos e lagoas naturais;
- c) áreas úmidas como Nascentes, olhos d'água, manguezais e veredas.

A definição da faixa marginal de proteção deve observar o tamanho da área (módulo fiscal), caracterização da APP e o zoneamento da área estabelecido pelo município. Visto que a Lei do Parcelamento do Solo Urbano (Lei nº 6.766/1979), diminui a faixa de proteção no artigo 4º, III-A para cursos de água, por exemplo, para 15 m em zonas urbanas (BRASIL, 1979).

Destaca-se considerando as reserva legal (RL) e area de preservação permanente (APP), a possibilidade de considerar as Áreas de preservação permanente para cálculo da Reserva legal conforme exposto no artigo 15 da Lei nº 12.651 de 25 de maio de 2012 (BRASIL, 2012).

Outra limitação ambiental que pode ser problemática na área de implantação do empreendimento, é caso esse esteja em uma APA (Área de Preservação Ambiental). Esse dispositivo de preservação ambiental é um tipo de unidade de conservação de uso sustentável, “geralmente extensa, com certo grau de ocupação humana, com atributos bióticos, abióticos, estéticos ou culturais importantes para a qualidade de vida e o bem-estar das populações humanas .“(ICMBIO, 2011).

As APAs foram criadas pela Lei Nº 6.902, de 27 de abril de 1981, e posteriormente, regulamentada pela Lei Nº 9.985, de 18 de julho de 2000. Como por essência, as APA possuem um certo grau de ocupação humana, diversas áreas, que aparentam não possuir restrições ambientais, podem residir em uma APA. Portanto, o empreendedor deve-se atentar ao Plano de Manejo específico caso a área do projeto esteja em uma APA. Esse documento é definido no Artigo 2º da lei que regula as APA:

XVII - plano de manejo: documento técnico mediante o qual, com fundamento nos objetivos gerais de uma unidade de conservação, se estabelece o seu zoneamento e as normas que devem presidir o uso da área e o manejo dos recursos naturais, inclusive a implantação das estruturas físicas necessárias à gestão da unidade (BRASIL, 2000).

7.2 Licenciamento Ambiental

O Licenciamento Ambiental foi definido pela Lei 6.938/81, Lei da Política Nacional do Ambiente, esse dispositivo é um procedimento administrativo feito pelos órgãos ambientais nas esferas municipais, estaduais e federais de acordo com competência e potenciais riscos de poluição.

A base legal para o licenciamento ambiental e a regulamentação dos procedimentos é dado predominantemente pelas seguintes leis e resoluções:

- a) Lei 6.938/81 - Conjunto de normas para a preservação ambiental;
- b) Resoluções do Conama 001/86 e 237/97 - Define procedimentos para o licenciamento ambiental;

- c) Lei Complementar 140/11 - Define a competência de cooperação entre as esferas municipais, estaduais e federais.

O tipo de licenciamento ambiental e o estudo ambiental a ser apresentado ao órgão competente, depende, principalmente, do potencial poluidor do empreendimento a ser licenciado. Nesse sentido, temos como o tipo de estudo mais complexo para o licenciamento o EIA/RIMA, definido no Art. 3 da Resolução Nº 237, de 19 de dezembro de 1997:

Art. 3º- A licença ambiental para empreendimentos e atividades consideradas efetiva ou potencialmente causadoras de significativa degradação do meio dependerá de prévio estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto sobre o meio ambiente (EIA/RIMA), ao qual dar-se-á publicidade, garantida a realização de audiências públicas, quando couber, de acordo com a regulamentação. (CONAMA, 1997).

A apresentação dos estudos ambientais ao órgão competente é uma obrigatoriedade conforme a normativa vigente para cada tipo de empreendimento em cada localidade para obtenção das licenças ambientais que são expedidas pelo poder público, sendo elas definidas no Art. 8 da Resolução Nº 237, de 19 de dezembro de 1997:

Art. 8º - O Poder Público, no exercício de sua competência de controle, expedirá as seguintes licenças:

I - Licença Prévia (LP) - concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;

II - Licença de Instalação (LI) - autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante;

III - Licença de Operação (LO) - autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.

Parágrafo único - As licenças ambientais poderão ser expedidas isolada ou sucessivamente, de acordo com a natureza, características e fase do empreendimento ou atividade (CONAMA, 1997).

Ressalta-se que na maior parte dos casos os empreendimentos de geração solar fotovoltaica em solo não são licenciados através de EIA/RIMA, que é o tipo de estudo ambiental mais complexo e custoso financeiramente e em relação a prazos para o empreendedor. Visto que existem licenciamentos mais simplificados de acordo

com a norma vigente de cada localidade, e devido ao baixo nível poluidor dessa atividade, geralmente esses empreendimentos são licenciados através desses dispositivos, conforme definido no § 1º do Art. 12 da Resolução Nº 237, de 19 de dezembro de 1997:

§ 1º - Poderão ser estabelecidos procedimentos simplificados para as atividades e empreendimentos de pequeno potencial de impacto ambiental, que deverão ser aprovados pelos respectivos Conselhos de Meio Ambiente. (CONAMA, 1997).

A principal característica que define o procedimento de licenciamento ambiental de uma usina solar fotovoltaica em solo é a área ocupada pelo empreendimento. Nesse ponto, o presente trabalho desenvolve sobre o licenciamento ambiental desse tipo de empreendimento no Sul do Brasil, nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná.

As resoluções que estabelecem os aspectos do licenciamento estaduais nesses estados são:

- a) Rio Grande do Sul - Portaria FEPAM Nº 089/2018;
- b) Santa Catarina - Instrução Normativa do IMA nº 65;
- c) Paraná - Resolução SEDEST Nº 11, de 23 de fevereiro de 2021.

7.2.1 Rio Grande do Sul

No estado do Rio Grande do Sul, o licenciamento ambiental estadual referente a usinas fotovoltaicas realizado pelo órgão FEPAM (Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luís Roessler) é definido através da Portaria Nº 89/2018. Nessa, o limite da área para a dispensa de licenciamento estabelecido é de 5 hectares:

§ 2º - O licenciamento ambiental é não incidente em nível estadual para atividade de microgeração e minigeração distribuída, com potência instalada menor ou igual a 5 MW, regidas pela Resolução da Aneel nº 482/2012 e alterações posteriores, desde que não configure formas de agrupamentos que ocupem áreas superiores a 5 ha (FEPAM, 2018).

Ainda que a usina solar em questão não seja regida pela Resolução da Aneel nº 482/2012, visto que esse empreendimento é regido pelo Decreto Nº 2.003, de 10 de setembro de 1996 por se tratar de uma autoprodução dentro do Mercado Livre de Energia. Pode-se considerar essa norma para fins de análise ambiental desse

tipo de usina, uma vez que do ponto de vista físico-ambiental as duas usinas não se diferem, ainda que regidas por dispositivos legais distintos.

Como a análise ambiental é realizada de maneira sinérgica, a possibilidade de fracionamento de uma usina com área superior ao limite estabelecido em diversas usinas de até 5 ha não é possibilidade legal do ponto de vista para licenciamento. Sendo assim, o órgão ambiental requisitaria invariavelmente o licenciamento definido para as usinas maiores do que 5 hectares:

§ 2º - Para geração de energia solar com tecnologia fotovoltaica o procedimento aplicável para o licenciamento prévio será o de Relatório Ambiental Simplificado – RAS, nos termos da Resolução CONAMA nº 279, de 27 de junho de 2001, salvo os casos discriminados no Artigo 4º; (FEPAM, 2018).

Em vista disso, tem-se o RAS (Relatório Ambiental Simplificado) para os casos em que a usina ultrapassa o limite de 5 hectares de área utilizada. Além disso, em algumas circunstâncias será exigido o EIA/RIMA para o licenciamento desse tipo de empreendimento quando na área tiver:

Artigo 4º - será aplicado procedimento de licenciamento ambiental para geração de energia solar através de EIA/RIMA, quando houver:
I – emprego de tecnologia para geração de energia solar heliotérmica;
II – locais em que venham a gerar impactos socioculturais diretos que impliquem inviabilização de comunidades ou sua completa remoção;
III – área de influência de territórios quilombolas, terras indígenas e demais casos definidos em lei;
IV – fauna endêmica;
V – áreas de concentração de aves migratórias e residentes;
VI – supressão de vegetação nativa arbórea ou campestre de Mata Atlântica, em estágio primário ou avançado / médio de regeneração. (FEPAM, 2018).

Deve-se levar em consideração que quanto mais complexo o estudo ambiental exigido, maior serão os dispêndios financeiros e mais dilatado ficará o calendário de implantação da usina devido aos prazos para realização dos estudos e regulatórios do órgão para análise desses.

7.2.2 Paraná

O licenciamento no estado do Paraná é estabelecido na Resolução SEDEST Nº 11, de 23 de fevereiro de 2021. Comparado ao estado do Rio Grande do Sul, o licenciamento para usinas solares no Paraná é menos restritivo em relação aos limítrofes mínimos de licenciamento.

Segundo o regramento, para usinas de até 7,5 hectares com rede pública de distribuição presente em torno da área, é necessário apenas a emissão do DLAE (Dispensa de Licenciamento Ambiental Estadual) por conta do IAT (instituto Água e Terra), o órgão ambiental do estado do Paraná. Nesse sentido, a documentação para requerimento dessa dispensa é relativamente simples conforme o Art. 17:

Art.17. Para os empreendimentos elegíveis conforme Quadro 1, na seção II, o requerente deverá solicitar a Declaração de Dispensa de Licenciamento Ambiental Estadual - DLAE mediante a Apresentação dos seguinte documentos:

I - requerimento de licenciamento ambiental - RLA;

II - cadastro de empreendimentos de energia solar - CEES;

III - comprovante de recolhimento da taxa ambiental.(SEDEST, 2021).

Para os empreendimentos também limitados a 7,5 hectares, mas que não tenham rede pública de distribuição no entorno, o procedimento para licenciamento é mais complexo. Nesse caso, o estudo ambiental é o PCA (Plano de Controle Ambiental) e o licenciamento é na modelagem de licenciamento ambiental simplificado (SEDEST, 2021).

Os empreendimentos de 7,5 ha até 15 ha são licenciados através de RAS (Relatório Ambiental Simplificado) e o licenciamento dá-se através do licenciamento trifásico com a LP (licença prévia), LI (Licença de Implantação) e LO (Licença de Operação) (SEDEST, 2021).

Já os empreendimentos que ultrapassarem o limite de 15 ha ou o limiar de 10 MW de potência serão licenciados através dos estudos EIA/RIMA, também com o licenciamento na forma trifásica (SEDEST, 2021).

Em síntese, detecta-se que o Estado do Paraná é mais facilitador referente ao licenciamento ambiental desse tipo de empreendimento, visto que é possível a implantação de Usinas com potência maiores, uma vez que a limitação de área praticamente é de 7,5 ha, diferentemente, do estado do Rio Grande do Sul ou Santa Catarina com limites bastante rígidos, que trazem uma dificuldade adicional a implantação desses projetos.

7.2.3 Santa Catarina

O IMA através da Instrução Normativa Nº 65 define como área mínima para isenção do licenciamento 3 hectares. A partir desse limite é necessário o

licenciamento através do RAP (Relatório Ambiental Prévio) até 30 hectares. Posteriormente, o licenciamento dá-se através do EAS (Estudo Ambiental Simplificado) (IMA, 2020).

Detecta-se que o estado de Santa Catarina acaba sendo o estado mais restritivo em termos ambientais no sul do Brasil com limite mínimo para isenção de licenciamento com 3 hectares (IMA, 2020). No entanto, têm a vantagem da possibilidade de licenciamento de até 30 hectares através de Relatório Ambiental Prévio (RAP), que é mais simples do que um EIA/RIMA para áreas superiores a 15 ha como no estado do Paraná.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise legal e regulatória compreendendo os aspectos de conexão elétrica, comercialização, benefícios tributários e subsídios, além dos requisitos ambientais latentes nessas instalações de maior magnitude demonstram a dificuldade para viabilização de um agente autoprodutor em diversos pontos.

As adversidades em alcançar todos os requisitos em prazo, que atenda todos os pontos esperados para concretização deste agente, é um problema que afasta diversos possíveis empreendedores da conversão de um agente Consumidor Livre ou Cativo para autoprodutor. Isso fica evidente nas discussões relacionadas à conexão elétrica, que dependendo do porte do empreendimento fotovoltaico pode demorar anos, ou às adversidades ambientais podem tomar tempo significativo da implantação da usina, ou o tempo de adesão do agente à CCEE para os Consumidores Cativos.

Assim, o estudo regulatório da viabilização desse tipo de agente evidencia o risco derivado do cronograma para atingir todas as particularidades simultaneamente a fim de seu estabelecimento. Por esse motivo, são poucas as empresas com conhecimento para a implantação de um agente autoprodutor no Mercado Livre, visto que são necessários conhecimentos regulatórios referentes à comercialização de energia, Conexão Elétrica de usinas centralizadas, aspectos ambientais e desenvolvimento de projetos de engenharia elétrica. Desse modo, destaca-se que o tema desenvolvido carece mais estudos, principalmente, pelo mercado do setor elétrico para que aconteça o desenvolvimento desse agente em menor escala de potência.

A potencial migração para o Mercado Livre de Energia esperada nos próximos anos devido à Portaria Nº 465, de 12 de dezembro de 2019, e novos dispositivos legais que podem surgir, demonstram a importância do conhecimento regulatório sobre a Autoprodução no Mercado Livre de Energia, que estará bastante em pauta nos próximos anos.

Nesse sentido, evidencia-se a possibilidade de mudança regulatória desse agente dentro em breve, principalmente, relacionado aos benefícios referente aos subsídios dos Encargos Tarifários, que oferecem o desconto do CCC, CDE e PROINFA sobre a energia autoproduzida. Além de possíveis mudanças na tratativa tributária dependendo da estrutura societária. Esse ponto é demonstrado ao analisar-

se a evolução da Geração Distribuída regulada pela RN 482/2012, que após uma grande expansão, atualmente com mais de 6,4GW, iniciou-se um exame regulatório para avaliar possíveis benefícios sobejosos.

Como sugestões de tópicos para serem aprofundados, aponta-se para o detalhamento da parte física nas instalações do autoprodutor, especialmente nas instalações com a geração fotovoltaica junto ao ponto de consumo, discutindo o SMF e adequações de subestação, demonstrando as diferenças em comparação de um agente Consumidor Livre. Na parte regulatória, abordar a viabilização de um agente autoprodutor através de um agente Varejista, regulados pela Resolução Normativa ANEEL n º 570 de 23/07/2013, que possibilitam a representação de um autoprodutor até o limite de 50 MW.

REFERÊNCIAS

ABGD. **Dados Mercado**. Dados compilados até 02/08/2021. Disponível em: <https://www.abgd.com.br/portal/dados-mercado/>. Acesso em: 02 ago. 2021.

ANEEL. **Resolução normativa nº 67 de 08 de junho de 2004**. Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências. 2004. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=101119>. Acesso em: 25 jul. 2021.

ANEEL. **Resolução normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005**. Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE). 2005. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2005166.pdf/a2949ab7-ba39-4755-972d-391eda27af38?version=1.0>. Acesso em: 06 jun. 2021.

ANEEL. **Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2021.

ANEEL. **Submódulo 3.4 - Encargos Setoriais**. Estabelecer os critérios e procedimentos relativos ao cálculo dos encargos setoriais a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_Proret_Submod_3_4_V0.pdf. Acesso em: 06 jun. 2021.

ANEEL. **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. 2017a. Disponível em: https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/20798075/do1-2017-02-13-resolucao-normativa-no-759-de-7-de-fevereiro-de-2017-20797929. Acesso em: 20 jun. 2021.

ANEEL. **Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes. 2017b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99. Acesso em: 15 jun. 2021.

ANEEL. **Submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais**. Estabelecer os procedimentos gerais para cálculo da Receita Requerida nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (RTP). 2020a. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020874_Proret_Submod_2.1_V_2.3.pdf. Acesso em: 15 jun. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 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. 2020b. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2021/02/2020.03.10-REN-ANEEL-no-876.2020.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2021.

BANDEIRA, Fausto. **Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro**. 2003. Disponível em: https://www.abraceel.com.br/_anexos/09092003101118.pdf. Acesso em: 28 jun. 2020.

BRASIL. **Lei nº 6.766, de 19 de dezembro de 1979**. Dispõe sobre o Parcelamento do Solo Urbano e dá outras Providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L6766compilado.htm. Acesso em: 26 jun. 2020.

BRASIL. **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. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 04 jul. 2020.

BRASIL. **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. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2003.htm. Acesso em: 04 jul. 2020.

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. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9648cons.htm. Acesso em: 23 mai. 2021.

BRASIL. **Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000**. Regulamenta o art. 225, § 1º, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9985.htm. Acesso em: 28 jun. 2021.

BRASIL. **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. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%205.163%20DE%2030%20DE%20JULHO%20DE%202004.&text=Regulamenta%20a%20comerciali

za%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia,el%C3%A9trica%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%Aancias. Acesso em: 23 mai. 2020.

BRASIL. 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. 2007a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/decreto/D6210.htm#:~:text=Alterar%20dispositivos%20do%20Decreto%20n,20a%20autoprodutor%2C%20e%20d%C3%A1%20outras. Acesso em: 23 mai. 2021.

BRASIL. Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI; reduz para 24 (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 nos 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 nos 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. 2007b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/Lei/L11488.htm#art26. Acesso em: 23 mai. 2021.

BRASIL. Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012. Dispõe sobre a proteção da vegetação nativa; altera as Leis nºs 6.938, de 31 de agosto de 1981, 9.393, de 19 de dezembro de 1996, e 11.428, de 22 de dezembro de 2006; revoga as Leis nºs 4.771, de 15 de setembro de 1965, e 7.754, de 14 de abril de 1989, e a Medida Provisória nº 2.166-67, de 24 de agosto de 2001; e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/L12651compilado.htm. Acesso em: 26 jun. 2020.

CCEE. Relatório de Informações ao Público 2006. O Relatório de Informações ao Público – Análise Anual apresenta as informações gerais da CCEE e uma breve síntese dos Resultados dos Processos de Contabilização da CCEE realizados em 2006. dez. 2006. Disponível em: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_254819. Acesso em: 06 jun. 2021.

CCEE. Relatório de Informações ao Público 2009. O Relatório de Informações ao Público – Análise Anual apresenta as informações gerais da CCEE e uma breve síntese dos Resultados dos Processos de Contabilização da CCEE realizados em

2009. dez. 2009. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_090572. Acesso em: 06 jun. 2021.

CCEE. Informercado - dados gerais 2015. O InfoMercado é uma publicação mensal que traz os principais resultados das operações contabilizadas no âmbito da CCEE. O boletim conta com um arquivo em formato PDF que traz um relatório executivo com os principais destaques da contabilização; e duas planilhas (formato XLS) atualizadas mensalmente, com os resultados dos processamentos gerais e individuais. dez. 2015. Disponível

em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=439531470543055&_adf.ctrl-state=107miuo1gb_199#!%40%40%3F_afLoop%3D439531470543055%26_adf.ctrl-state%3D107miuo1gb_203. Acesso em: 24 mai. 2021.

CCEE. Submódulo 1.1 – Adesão à CCEE. Módulo 1 – Agentes . 30 set. 2019.

Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058253. Acesso em: 20 jun. 2021.

CCEE. Regra de Comercialização - Balanço Energético. Módulo 1 – Agentes.

Jan. 2020 Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_653106. Acesso em: 09 ago. 2021.

CCEE. INFORMERCADO - DADOS GERAIS 2020. O InfoMercado é uma publicação mensal que traz os principais resultados das operações contabilizadas no âmbito da CCEE. O boletim conta com um arquivo em formato PDF que traz um relatório executivo com os principais destaques da contabilização; e duas planilhas (formato XLS) atualizadas mensalmente, com os resultados dos processamentos gerais e individuais. 24 mai. 2021a Disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=439531470543055&_adf.ctrl-state=107miuo1gb_199#!%40%40%3F_afLoop%3D439531470543055%26_adf.ctrl-state%3D107miuo1gb_203. Acesso em: 24 mai. 2021.

CEEE. Regra de Comercialização - AGP. Regra de Comercialização - Alocação de Geração Própria Versão 2022.1.0. Jan. 2021b. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_662635. Acesso em: 06 jun. 2021.

CCEE. Metodologia de Preços. 22 jun. 2021c. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_adf.ctrl-state=u3xp3ecgt_43&_afLoop=587717146760055#!%40%40%3F_afLoop%3D587717146760055%26_adf.ctrl-state%3Du3xp3ecgt_47. Acesso em: 22 jun. 2021.

CCEE. Preços. 22 jun. 2021d. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?showFlag=F&_afLoop=588622054230644#!%40%40%3F_afLoop%3D588622054230644%26showFlag%3DF%26_adf.ctrl-state%3Du3xp3ecgt_89. Acesso em: 22 jun. 2021.

CCEE. **Submódulo 5.2 – Liquidação no mercado de curto prazo.** 01 jan. 2021e. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058272. Acesso em: 10 ago. 2021.

CCEE. **Regra de Comercialização – Contratos.** Jan. 2021f. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_660574. Acesso em: 10 ago. 2021.

CCEE. **Penalidades de Energia.** Jan. 2021g. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_661124. Acesso em: 15 ago. 2021.

CONAMA. **Resolução nº 237 , de 19 de dezembro de 1997:** Necessidade de revisão dos procedimentos e critérios utilizados no licenciamento ambiental, de forma a efetivar a utilização do sistema de licenciamento como instrumento de gestão ambiental, instituído pela Política Nacional do Meio Ambiente. 19 dez. 1997. Disponível em: <http://www2.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>. Acesso em: 27 jun. 2021.

ELETROBRAS. **PROINFA**, 2021. Disponível em: <https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfa.aspx>. Acesso em: 10 jun. 2021.

FEPAM. **Portaria FEPAM nº 089/2018:** Dispõe sobre o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte solar. 13 nov. 2018. Disponível em: <http://www.fepam.rs.gov.br/LEGISLACAO/ARQ/PORTARIA089-2018.PDF>. Acesso em: 27 jun. 2021.

FERREIRA, Alexandre Henrique Salema. A circulação jurídica como hipótese de incidência do ICMS no regime de substituição tributária progressiva. **Jus Navigandi**, v. 62, n. 3771, p. 1-3, 2002.

ICMBIO. **Diferença entre APA e APP não é clara para todos:** Artigo do analista ambiental do Instituto Chico Mendes, Fernando Esteves, detalha uma diferença importantíssima mas que redundava inúmeros erros, não apenas entre leigos na área ambiental, mas imprensa e demais meios de informação. Qual a diferença entre APA e APP?. 19 de mai. 2011. Disponível em: <https://www.icmbio.gov.br/portal/ultimas-noticias/20-geral/889-diferenca-entre-apa-e-app-nao-e-clara-para-todos-diz-artigo>. Acesso em: 28 jun. 2021.

IMA. **Instrução Normativa Nº 65.** 2020. Definir a documentação necessária ao licenciamento e estabelecer critérios para apresentação dos planos, programas e projetos ambientais para implantação das atividades listadas no Anexo 1 desta Instrução Normativa.. Disponível em: <https://www.ima.sc.gov.br/index.php/downloads/licenciamento-ambiental/instrucoes-normativas-1/in65/3207-in-65-2>. Acesso em: 27 jun. 2021.

JUNIOR, Sidney. **A importância do papel institucional de uma agência reguladora no desenvolvimento da indústria de energia elétrica no Brasil.** 174f. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/86870/224547.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 04 de jul. 2020.

LOPES, Wendel. **O CONTROLE DO PODER NORMATIVO DAS AGÊNCIAS REGULADORAS NO BRASIL E A SEGURANÇA JURÍDICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. 97f. 2015 . Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Bacharelado em Direito) – Centro Universitário de Brasília, Brasília, 2015. Disponível em: <https://repositorio.uniceub.br/jspui/bitstream/235/7071/1/21110642.pdf>. Acesso em: 04 jul. 2020.

MENDES, Ana. **O papel da autoprodução e produção independente de energias renováveis no mercado brasileiro de energia elétrica**, 2011. 124f. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2011. Disponível em: https://repositorio.ufes.br/bitstream/10/2635/1/tese_4425_Disserta%C3%A7ao%20Ana%20Luiza%20.pdf. Acesso em: 02 ago. 2021.

MME. **Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019**. Reduz os requisitos de demanda mínima para entrada no Mercado Livre de Energia. 12 dez. 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 24 mai. 2021.

ONS. **Submódulo 7.1 - acesso às instalações de transmissão**. Acesso às instalações de transmissão - Procedimental. 2020a. Disponível em: http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Su bm%C3%B3dulo%207.1-PR_2020.12.pdf. Acesso em: 25 jul. 2021.

ONS. **Submódulo 7.1 - acesso às instalações de transmissão**. Acesso às instalações de transmissão - Responsabilidades. 2020b. Disponível em: http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Su bm%C3%B3dulo%207.1-RS_2020.12.pdf. Acesso em: 25 jul. 2021.

SC. **Decreto nº 2870 de 27 de agosto de 2001**. Aprova o Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação do Estado de Santa Catarina. 27 ago. 2001. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=162159>. Acesso em: 18 ago. 2021.

SEDEST. **Resolução SEDEST Nº 011, de 23 de fevereiro de 2021**. Estabelece definições, critérios, diretrizes e procedimentos para licenciamento de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte solar, no âmbito do Estado do Paraná. 23 fev. 2021. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=410758>. Acesso em: 27 jun. 2021.

TOLEDO, Margherita Coelho. A sociedade de propósito específico no âmbito do direito empresarial brasileiro. 93f. 2009. Dissertação (Mestrado em Direito Empresarial) – Faculdade de Direito Milton Campos, Nova Lima, 2009.