

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
CAMPUS LITORAL NORTE
DEPARTAMENTO INTERDISCIPLINAR
ENGENHARIA DE GESTÃO DE ENERGIA

Nicolas Luca Suppi Vinhas Rangel

**Comparação entre os processos homologatórios de projetos
fotovoltaicos em instalações residenciais no Brasil, Estados Unidos
(Califórnia) e Chile**

Tramandaí

2021

NICOLAS LUCA SUPPI VINHAS RANGEL

Análise e comparação entre os processos homologatórios de projetos fotovoltaicos no Brasil, Estados Unidos (Califórnia) e Chile para instalações residenciais

Este trabalho foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da atividade de ensino “Trabalho de Conclusão de Curso”, do Departamento Interdisciplinar e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora.

Orientadora: Profa. Dra. Aline Cristiane Pan, UFRGS.

Doutora pela Universidade Politécnica de Madri – Madri, Espanha.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Adriano Moehlecke, PUCRS.

Doutor pela Universidade Politécnica de Madri – Madri, Espanha.

Profa. Dra. Gabriela Pereira da Silva Maciel, UFRGS.

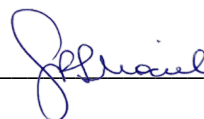
Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Prof. Dr. Fernando Soares dos Reis, UFRGS.

Doutor pela Universidade Politécnica de Madri – Madri, Espanha.

Coordenador(a) COMGRAD-EGE: _____

Profa. Dra. Gabriela Pereira da Silva Maciel



ANÁLISE E COMPARAÇÃO ENTRE OS PROCESSOS HOMOLOGATÓRIOS DE PROJETOS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL, ESTADOS UNIDOS (CALIFÓRNIA) E CHILE PARA INSTALAÇÕES RESIDENCIAIS

Nicolas Luca Suppi Vinhas Rangel¹ – nico.csb@windowslive.com

Aline Cristiane Pan¹ – aline.pan@ufrgs.br

¹Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento Interdisciplinar – Engenharia de Gestão de Energia.

Resumo. O presente trabalho tem como objetivo principal analisar e comparar os processos homologatórios de projetos fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil, Estados Unidos (Califórnia) da América e Chile para instalações residenciais, tomando-se como base a diferença existente entre cada um dos países em seus processos homologatórios, através de uma revisão bibliográfica contemplando as principais leis, regulamentações e normas técnicas disponibilizadas pelos governos e órgãos responsáveis pela homologação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede dos países escolhidos. Observou-se que em processos que possuem um número inferior de etapas homologatórias em sua composição, como no Brasil, não apresenta necessariamente o menor prazo para conclusão do processo, bem como o envolvimento de agentes externos às partes acessante e acessada, não são fatores determinantes para o aumento no prazo de conclusão do processo homologatório. Processos de homologação com duração de até quatro vezes foram identificados entre os países analisados, mostrando a diferença evidente entre os processos homologatórios. Outro ponto importante que se pode concluir é referente às potências permitidas para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede para o uso residencial, as diferenças limitantes para cada País podem ser na ordem de dez vezes maior, e não refletem em sua totalidade o que o senso comum tende a deduzir de forma intuitiva sobre a rapidez dos processos homologatórios referente ao número de agentes envolvidos nos processos e a complexidade dos sistemas.. Os resultados obtidos foram fundamentais para o entendimento dos diferentes processos de homologação existentes para cada um dos países, bem como a obtenção de possíveis melhorias a serem implementadas como forma de agilizar os processos homologatórios de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil.

Palavras-chave: Homologação de Projetos Fotovoltaicos, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Geração Distribuída.

Abstract. The main objective of this work is to analyze and to compare the homologation processes of photovoltaic projects grid-connected photovoltaic systems in Brazil, the United States of America and Chile for residential installations, taking as a basis the difference existing between each of the countries in their homologation processes, through a bibliographical review contemplating the main laws, regulations and technical norms made available by the governments and bodies responsible for the approval of grid-connected photovoltaic systems of the chosen countries. It was observed that in processes that have a lower number of homologation steps in their composition, as in Brazil, the shortest period for completion of the process is not necessarily mandatory, as well as the involvement of external agents to the accessing and accessed parties, are not determining factors for the increase in the deadline for completion of the homologation process. Approval processes lasting up to four times longer were identified among local countries, showing a clear difference between the approval processes. Another important point that may be mandatory is regarding the permitted powers for the grid-connected photovoltaic systems for residential use, as limiting differences for each country can be in the order of ten times greater, and do not reflect in its entirety what common sense tends to deduce intuitively about the speed of the homologation processes. The results obtained were fundamental for understanding the different existing approval processes for each country, as well as obtaining possible improvements to be implemented as a way to streamline the photovoltaic system approval processes to the distributed generation in Brazil

Keywords: Photovoltaic System Approval Processes, Grid-Connected Photovoltaic Systems, Distributed Generation.

1. INTRODUÇÃO

Ao longo das últimas décadas, as energias renováveis vêm ganhando cada vez mais enfoque no setor elétrico mundial. Impulsionadas pelo avanço tecnológico e preocupações com a segurança energética do setor elétrico, meio ambiente e às mudanças climáticas globais [1], as fontes de produção de energias renováveis vem se tornando uma realidade cada vez mais comum e presente no dia a dia dos seres humanos, sendo constantemente revolucionada pelos 3Ds (descarbonização, descentralização e digitalização) que caracterizam a transição energética. Ou seja, proporcionando

formas de produção de energia elétrica descentralizadas, de forma limpa, auxiliando na descarbonização e, se tornando cada vez mais acessíveis aos consumidores finais através da digitalização dos sistemas [2].

Dentre este cenário de mudanças e expansão do setor elétrico através de fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica ganhou muita força nas últimas duas décadas ao redor do mundo. Sendo considerada um dos mercados mais promissores no campo das energias renováveis, com o intuito de reduzir a queima de combustíveis fósseis na queima de combustíveis fósseis, visto o seu rápido crescimento e os altos patamares de investimentos já alcançados [3].

Em países como o Brasil, que foi assolado pelo cenário de instabilidade do setor elétrico vivido no ano de 2021 em função de uma crise hídrica, a adesão de novos consumidores residenciais aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) foi ainda mais evidenciada devido ao risco de racionamento [4], e os custos de energia elétrica. Isto é, ao passo que elevou-se o valor das tarifas de energia elétrica pagas pelo consumidor às distribuidoras em função da escassez hídrica, por outro lado, acompanhando a evolução tecnológica do setor fotovoltaico, os sistemas solares ficaram mais baratos [5]. Todavia, frente ao grande crescimento global do setor de energia solar fotovoltaica, novas tecnologias, regulamentações e medidas foram adotadas para que os consumidores pudessem produzir a sua própria energia elétrica, através do que hoje se conhece por geração distribuída (GD).

Na GD, é possível que consumidor, que outrora apenas consumia a energia elétrica provida das distribuidoras locais, possa produzir a sua energia. Porém, para que os SFCR sejam de fato conectados à rede elétrica e os prossumidores¹ (neologismo, do inglês, *prosumer* que provém da junção de *producer* + *consumer*) possam gerar a sua própria energia, é necessário que sejam seguidas determinadas etapas, sendo realizadas através do processo de homologação do sistema a ser instalado.

Com o passar dos anos, ao passo que o número de instalações de SFCR aumentou de forma exponencial no contexto global, fez-se necessária a criação de regulamentos que abrangessem os diferentes tipos de prossumidores dispostos a se conectarem à rede de distribuição, visto a necessidade de se padronizar o acesso frente às diferentes tecnologias disponíveis para a geração de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica. Atualmente, os processos homologatórios são decisivos para a implementação de SFCR, contemplando a análise de forma criteriosa das condições propostas e sistemas projetados para a geração solar fotovoltaica, como forma de assegurar o bom funcionamento dos equipamentos instalados, às condições de acesso e as condições contratuais firmadas entre acessante (cliente prossumidor) e acessada (distribuidora local de energia). No Brasil, o principal documento que abrange estas condições se denomina Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Contudo, verifica-se que os processos homologatórios tomam grande parte do tempo no processo de conexão de SFCR. Isto é, para que as trocas de informações entre distribuidora e acessante aconteçam, bem como às análises por parte das distribuidoras locais de energia para os projetos de SFCR submetidos pelos acessantes tem-se processos homologatórios como, por exemplo, o do Brasil que pode levar até 145 dias úteis (d.u.). Outro ponto crítico na homologação de SFCR está relacionado às trocas de informações existentes ao longo do processo homologatório, podendo incluir além do acessante e da distribuidora, instituições e agências a níveis nacionais ou estaduais, fazendo com que ocorra uma troca de informações com ainda mais agentes envolvidas, aumentando assim o tempo para que as ações sejam executadas e as informações sejam trocadas entre os agentes.

Diante das problemáticas existentes referentes ao tempo de duração dos processos de homologação frente ao rápido crescimento do número de instalações, nota-se ainda a diferenciação nos processos homologatórios para cada país. Tais diferenças são comumente visualizadas ao observar-se às leis e regulamentações de cada país, podendo variar os seus agentes envolvidos, os prazos homologatórios para cada ação ao longo do processo e as potências máximas permitidas para cada perfil de acessante.

Sendo assim, o presente Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo principal analisar e comparar os processos homologatórios de projetos fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil, Estados Unidos da América (Califórnia) e Chile para instalações residenciais, tomando-se como base a diferença existente entre cada um dos países em seus processos homologatórios, através de uma revisão bibliográfica contemplando as principais leis, regulamentações e normas técnicas disponibilizadas pelos governos e órgãos responsáveis pela homologação de SFCR dos países escolhidos.

2. PROCESSO HOMOLOGATÓRIO DE PROJETOS FOTOVOLTAICOS

Um processo homologatório de sistemas de GD é constituído de procedimentos padrões, onde a distribuidora realiza a fiscalização do SFCR instalado pelo acessante, verificando se a mesma se enquadra nas especificações da versão vigente das resoluções responsáveis pela conexão de sistemas de geração junto à rede de energia elétrica [8]. Tais processos são fundamentais para que o sistema seja construído em conformidade e com a devida segurança que as normas e leis do setor exigem em cada país.

Mundialmente, ao longo do processo homologatório de SFCR, algumas etapas básicas são fundamentais para que o acessante receba a devida autorização para se conectar ao sistema de distribuição de energia elétrica da concessionária operante em sua localidade. De forma geral, entre as etapas presentes em um processo homologatório, estão a solicitação de acesso, onde contempla os envios de documentos pessoais como, por exemplo, documentos de identificação do

¹ Segundo PL 616/2020 do Sr. MARCELO RAMOS em seu § 1º Considera-se Prossumidor de energia elétrica o consumidor que tenha registro na ANEEL ou na distribuidora de energia elétrica de sua localidade para produzir energia elétrica por sua conta e risco.

proprietário, número de identificação das unidades consumidoras atendidas pela produção da instalação do sistema, bem como da unidade consumidora onde será de fato instalado o sistema, históricos de consumo de energia, desenhos técnicos do projeto a ser instalado (sejam eles diagramas unifilares ou croquis da instalação, descrevendo os equipamentos presentes no sistema). Outra etapa presente em processos homologatórios de SFCR é a resposta ao pedido de solicitação de acesso à rede de distribuição, onde a acessada emite a autorização para que o acessante possa então começar a instalação do SFCR em sua residência ou empresa.

Após realizada a instalação do SFCR por parte do acessante, a acessada fica encarregada de vistoriar o projeto instalado através de profissionais capacitados e comumente vinculados à distribuidora, onde estes farão a vistoria técnica para verificar se o sistema instalado corresponde ao projeto apresentado, se as especificações de seguridade do sistema foram atendidas e se o mesmo está apto a conectar-se à rede de distribuição da concessionária de energia. Assim como na etapa de solicitação de acesso, caso sejam identificadas divergências durante a vistoria do sistema GFV, as ressalvas são retornadas ao acessante, para que o mesmo possa realizar as devidas adequações, e conformar o seu sistema instalado às normas vigentes.

Na sequência será apresentado as principais etapas, agentes envolvidos, prazos e potências instaladas permitidas para os processos de homologação de SFCR no Brasil, Estados Unidos da América (Califórnia) e Chile. A escolha destes países foi realizada em função das diferentes diretrizes existentes, regulamentação e normativas vigentes, a fim de verificar quais são as características fundamentais necessárias para obter processos homologatórios mais ágeis e eficazes frente ao aumento no número de instalações de SFCR residenciais. Outro ponto fundamental na escolha dos países estudados fora referente ao sistema de compensação da energia produzida através dos SFCR existente para cada um dos países, visto que cada um dos países possui um sistema de compensação diferente do outro, sendo tal diferença e formas de compensação abordada nos itens referentes à cada um dos países e, por fim, a diferença existente na evolução das instalações de SFCR em cada um dos países, visto que os EUA apresentam-se com procedimentos e sistemas avançados e bem implementados, enquanto Chile e Brasil iniciaram seus processos homologatórios em 2012, mas apresentam-se em patamares diferentes em relação à expansão dos SFCR

2.1 Brasil

Ao longo da última década, o crescimento do setor solar disparou no Brasil. Segundo o Balanço Nacional de Energia (BEN), o país chegou a marca de 6,6 GWh de potência instalada em 2020 [9], sendo 3,1GW de potência instalada na geração distribuída e 2,9 GW instalados na parte de geração centralizada. Na geração centralizada, que representa 1,7% da matriz elétrica do país, tem-se as usinas de grande porte como principais agentes de tal expansão, com mais de 100 empreendimentos em operação, em nove estados brasileiros e ocupando a sétima posição entre as maiores fontes de geração do Brasil [10]. Tais instalações, contam com um valor acumulado de investimentos privados estimados em R\$ 31 bilhões, onde R\$ 16 bilhões são para a geração centralizada e R\$ 15 bilhões para a GD.

Contudo, como aponta a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), apesar do grande crescimento, a fonte ainda representa um baixo percentual em relação a energia utilizada pelos 84,4 milhões de consumidores de energia elétrica no Brasil, onde apenas 0,4% dos consumidores utilizam-se de fontes solares para produzir eletricidade [10]. Ainda assim, de forma geral, os valores se mostram positivos, representando um crescimento a uma taxa média de 230% ao ano, garantindo ao Brasil a 9ª posição no ranking mundial da fonte solar fotovoltaica em 2020 [11].

No Brasil, o ano de 2012 fora marcado por uma grande mudança no setor de energia elétrica através da publicação da Resolução Normativa nº 482 (REN 482), instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A normativa trouxe consigo resoluções para que o consumidor pudesse produzir a sua própria energia. A REN/482 estabeleceu as condições gerais para o acesso da microgeração distribuída, que contemplou os SFCR com até 100 kW de potência instalada e, da minigeração distribuída para SFCR com capacidade de potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW [12].

O sistema de compensação de energia adotado pela REN/482 é o “*net metering*”, medida da energia líquida, onde o consumidor injeta a energia gerada na rede de distribuição abatendo o consumo de energia elétrica da sua unidade consumidora, podendo acumular o excedente gerado não utilizado em forma de créditos de energia [12]. Para legitimar e credibilizar a GD, o PRODIST foi revisado pela 4ª vez, em 19 de abril de 2012. O documento publicado pela ANEEL tem sua estrutura subdividida em módulos, tendo como objetivo estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, com definição para os critérios técnicos e operacionais, as requisições de projetos ligados à rede de distribuição, as informações, os dados e a implementação da conexão [13]. Diferentemente das versões anteriores, a 4ª revisão do PRODIST trouxe consigo uma nova seção de abrangência, dentro do seu 3º Módulo, através da Seção 3.7, onde teve por objetivo descrever especificamente os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição.

Através da REN 482 e a 4ª revisão do PRODIST, tornou-se possível identificar quem seriam os principais protagonistas e envolvidos nos processos de homologação de projetos fotovoltaicos e suas devidas atribuições e prazos. Isto é, além da ANEEL, atuando de forma a controlar e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica [14], surgiram também os acessantes prosumidores. Representados pelos consumidores do mercado cativo de energia, portadores de uma determinada unidade consumidora (UC) e que desejam ligar suas gerações próprias à rede de distribuição e também a parte acessada, representada pelas concessionárias e distribuidoras de energia. Estes processos, por sua vez, foram de fato regulamentados

com a chegada do PRODIST, estabelecendo assim quais são as obrigações de cada uma das partes, bem como os prazos para determinadas ações, afim de estabelecer a ligação de novos projetos fotovoltaicos à rede [13].

Em 2015, visto o crescimento das instalações de SFCR, a Resolução Normativa Nº 687 (REN 687) é instituída, com o intuito de aprimorar a REN 482. A REN 687 trouxe consigo critérios fundamentais para a melhora da regulamentação de sistemas de geração distribuída conectados à rede como, por exemplo, a criação de novos modelos de negócio para a GD, sendo eles a geração compartilhada e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Outra novidade trazida pela REN 687 foi o estabelecimento de novos valores de potência instalada para mini e microgeradores. Isto é, enquanto para a REN 482 estabeleceu-se uma faixa de potência instalada de até 100 kW para microgeradores, com a chegada da REN 687 esta faixa fora reduzida, permitindo instalações de até 75 kW de potência instalada. Para os minigeradores também fora alterada a faixa de potência instalada permitida, caracterizando como minigeradores aqueles com sistemas de geração distribuída com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW [15]. Devido a estas importantes mudanças foi necessário adequar os procedimentos de conexão à rede de distribuição para garantir a segurança do sistema frente as alterações propostas. Sendo assim, uma nova revisão do PRODIST foi elaborada em 2016 (6ª revisão). Esta revisão trouxe consigo além dos procedimentos de acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição, as alterações em um dos pontos fundamentais abordados pelo presente artigo: os prazos homologatórios, seus agentes e ações de cada um deles [16].

Inicialmente, no Brasil, os processos homologatórios de projetos de geração fotovoltaica iniciam-se com o envio da solicitação de acesso por parte do acessante à distribuidora. Nesta etapa, o acessante devia encaminhar os documentos pertinentes especificados pela acessada, como, por exemplo, documentação de identificação do acessante, seja ele pessoa física ou jurídica, a identificação das unidades consumidoras que serão beneficiadas pelo SFCR, diagramas unifilares e memoriais descritivos da instalação que representem o sistema que será instalado no local e ligado junto à rede de distribuição e os certificados dos módulos fotovoltaicos e inversores a serem utilizados. Após o envio da solicitação de acesso, tem-se a etapa de emissão do parecer de acesso, que fica sob responsabilidade da distribuidora, onde serão avaliados os documentos enviados pelo acessante para verificar a conformidade das informações enviadas, e a segurança do SFCR proposto pelo acessante, através da análise dos dados técnicos da instalação (diagramas unifilares do sistema SFCR, diagramas de blocos, memorial descritivo do projeto, certificados de equipamentos instalados, etc.). Nesta etapa, os prazos variam conforme o tipo de acessante e a necessidade de obras complementares por parte da distribuidora para atender o SFCR proposto. Após, avaliados os documentos e a necessidade de possíveis obras para atendimento do acessante, a distribuidora acessada deve emitir o parecer de acesso, para que então a obra de instalação do sistema possa ser iniciada.

Outra etapa fundamental do processo homologatório é a etapa de firmamento de contrato entre a parte acessante e a parte acessada, onde ambas as partes deverão estar em conformidade com a instalação a ser executada e o formato de compensação vigente (*net metering*). Neste caso, para os acessantes residenciais, pertencentes ao grupo B, atendidos em baixa tensão, como definido pela ANEEL [17], o acessante deverá estar de acordo com a acessada referente aos custos de disponibilidade pelo uso da rede de distribuição de energia elétrica (disponibilizado pela acessada) [18], uma vez que a sua energia produzida irá para a rede da concessionária e, após a compensação da energia produzida, os créditos de energia serão abatidos do valor a ser pago pelo acessante. Após firmados os contratos e a declaração de que ambas as partes estão em conformidade com o sistema proposto, e as regras de compensação a serem cumpridas, tem-se a etapa de implantação da conexão. Nesta etapa, o acessante deverá solicitar a vistoria do sistema instalado, onde a realização de vistoria se dará por parte de profissionais habilitados da distribuidora, e será verificado presencialmente se a instalação cumpre com os documentos de projeto enviados na etapa de solicitação de acesso e, caso não haja divergências em relação ao projeto proposto, a distribuidora fica encarregada de emitir o relatório de vistoria.

Por fim, tem-se a etapa de aprovação do ponto de conexão, onde será de fato iniciado o processo de compensação de energia através da troca do medidor de energia presente na residência do acessante. Contudo, visa ressaltar que, para que tal etapa seja concluída, é necessário que a etapa de implantação da instalação não apresente divergências. Na observância de possíveis adequações a serem realizadas, faz-se necessária a adequação das condicionantes do relatório de vistoria, para que então seja aprovado o ponto de conexão do acessante. A Fig. 1 apresenta de forma simplificada cada uma das etapas e seus agentes envolvidos no processo de conexão de sistemas GFV conectados à rede no Brasil de acordo com o PRODIST.

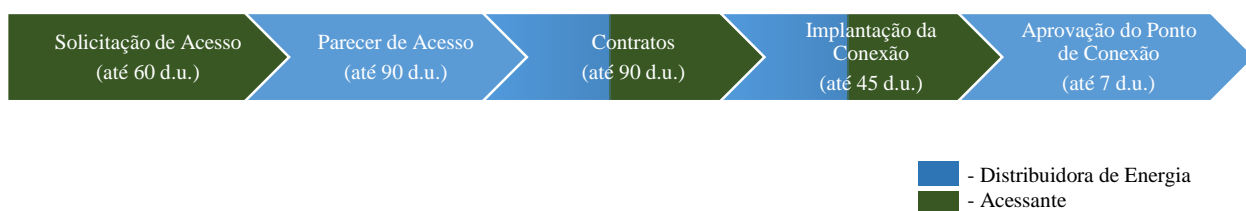


Figura 1 - Etapas simplificadas do processo de solicitação de conexão de SFCR junto à distribuidora de energia elétrica no Brasil. Fonte: Adaptado de [16].

A Tab. 1 apresenta os prazos homologatórios, contemplando as ações a serem realizadas e seus respectivos responsáveis até a conclusão da instalação do SFCR de distribuição da concessionária, para cada tipo de acessante, seja ele micro ou minigerador, tanto para a 4ª, quanto para a 6ª revisão do PRODIST. Observando-se algumas das ações,

verifica-se que algumas delas não possuem prazo específico, ficando a encargo do acessante realizá-las, porém, se não executadas, interferem no andamento do processo homologatório e, quanto mais tempo permanecerem sem a realização das devidas ações, se necessárias, mais tempo levará para que o processo seja de fato concluído. Contudo, é importante que se observe também a existência da atual revisão vigente do 3º módulo do PRODIST. Em sua 7ª revisão, instaurada devido à Resolução Normativa 724/2016 (REN 724) [19], o documento foi revisado para estabelecer determinações entre o acessante e acessada, estabelecer novas condições de acesso ao sistema de distribuição e demais critérios técnicos e operacionais do sistema. No entanto, a 7ª revisão do PRODIST não trouxe consigo mudanças para a seção 3.7, que contempla os prazos, ações e agentes, abordados pelo presente artigo [20].

Tabela 1 - Etapas, tipos de acessantes, ações e prazos para as revisões do PRODIST em função das REN 482 e 687. Fonte: Adaptado de [13] e [16].

Etapa	Tipo de Acessante		6ª Revisão		4ª Revisão	
			Ações	Prazos	Ação	Prazos
1. Solicitação de Acesso	Micro/Mini		Formalização da solicitação de acesso	n.d.	Formalização da solicitação de acesso	n.d.
			Recebimento da solicitação de acesso.	n.d.	Recebimento da solicitação de acesso.	n.d.
			Solução de pendências relativas às informações	n.d.	Solução de pendências relativas às informações	Até 60 d.u.
2. Parecer de acesso	Micro	Sem Obras	Emissão de parecer com a definição das condições de acesso	Até 15 d.u.	Emissão de parecer com a definição das condições de acesso	Até 30 d.u.
		Com Obras		Até 30 d.u.		Até 60 d.u.
	Mini	Sem Obras		Até 30 d.u.		Até 30 d.u.
		Com Obras		Até 60 d.u.		Até 60 d.u.
3. Contratos	Mini/Micro		Assinatura do Relacionamento Operacional	*	Assinatura dos contratos, quando couber	Até 90 d.u.
			Assinatura do Acordo Operativo	**		
4. Implantação da Conexão	Micro/Mini		Solicitação de vistoria	Até 120 d.u.	Solicitação de vistoria	n.d.
			Realização de vistoria	Até 7 d.u.	Realização de vistoria	Até 30 d.u.
			Entrega do Relatório de Vistoria se houver pendências	Até 5 d.u.	Entrega do Relatório de Vistoria se houver pendências	Até 15 d.u.
5. Aprovação do Ponto de Conexão	Micro/Mini		Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria	n.d.	Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria	n.d.
			Aprovação do ponto de conexão, adequação do sistema de medição e início do sistema de compensação de energia	Até 7 d.u.	Aprovação do ponto de conexão, adequação do sistema de medição e início do sistema de compensação de energia	Até 7 d.u.

n.d. – Prazos não definidos, ficando sob responsabilidade do acessante a realização de tais etapas para andamento do processo homologatório.

* - Na 6ª revisão do PRODIST, a assinatura do relacionamento operacional não possui prazo formalmente estabelecido. No entanto, é necessário que o mesmo seja assinado até a entrega do parecer de acesso.

** - Similarmente à assinatura do relacionamento operacional, a assinatura do acordo operativo não possui prazo formalmente estabelecido. Porém, sua assinatura deve ser realizada até a aprovação do ponto de conexão.

Contudo, é importante que se observe também a existência da atual revisão vigente do 3º módulo do PRODIST. Em sua 7ª revisão, instaurada devido à Resolução Normativa 724/2016 (REN 724) [19], o documento foi revisado com o intuito de estabelecer determinações entre o acessante e acessada, as novas condições de acesso ao sistema de distribuição e demais critérios técnicos e operacionais do sistema. No entanto, a 7ª revisão do PRODIST não trouxe consigo mudanças para a seção 3.7, que contempla os prazos, ações e agentes, abordados pelo presente artigo [20].

2.2 Estados Unidos da América

Ao longo das últimas duas décadas, os Estados Unidos da América (EUA) se mostrou uma das grandes potências relacionadas à geração solar fotovoltaica. Em 2019, o país ocupava a segunda posição entre os quinze maiores produtores de energia elétrica através de sistemas GFV e a terceira posição em capacidade instalada [21]. Em 2020, com o rápido avanço das instalações nos anos anteriores e os aumentos das instalações residenciais, visto o investimento por parte dos proprietários em suas casas durante o momento pandêmico vivido no ano [22], as instalações residenciais de SFCR aumentaram significativamente, atingindo em Junho de 2021, segundo a Administração de Informações de Energia dos Estados Unidos (*U. S. Energy Information Administration*), a marca de 5,06 TWh de energia produzida através da geração fotovoltaica distribuída, sendo 3,1 TWh decorrentes de geração fotovoltaica no setor residencial [23].

A Comissão Reguladora Federal de Energia (*Federal Energy Regulatory Commission – FERC*) é uma agência independente que regula a transmissão interestadual de gás natural, petróleo, eletricidade, projetos de gás natural e hidrelétricas [24]. Como autoridade final, a agência possui a Suprema Corte dos Estados Unidos, encarregada da decisão sobre a autoridade para regular os requisitos de interconexões. Contudo, as limitações em âmbito estadual também são identificadas pelas decisões da Suprema Corte. Diferentemente do Brasil, onde tem-se como principal protagonista a ANEEL no ambiente de regulamentação de energia, os EUA possuem também jurisdições locais, restringindo assim a jurisdição da FERC sobre a distribuição local de eletricidade, taxas de venda no varejo, localização, construção, questões ambientais ou requisitos de segurança do gerador, com exceções para a instalação de hidrelétricas [25].

Para auxiliar e garantir a segurança do setor elétrico norte-americano, tem-se a Corporação de Confiabilidade Elétrica Norte-Americana (*North American Electric Reliability Corporation - NERC*), que é uma autoridade regulatória internacional sem fins lucrativos, cuja missão é garantir a redução efetiva e eficiente dos riscos à confiabilidade e segurança da rede. Para garantir tal confiabilidade, a NERC avalia e fiscaliza o cumprimento de seus padrões por meio de oito entidades regionais, compostas por membros de todos os segmentos do setor elétrico, desenvolvendo e aplicando padrões de confiabilidade, avaliando anualmente a confiabilidade sazonal e de longo prazo, monitorando o sistema de energia em massa por meio da conscientização do sistema e educando, treinando e certificando os profissionais do setor [26].

Seguindo para o âmbito das conexões voltadas a GD, nos EUA, os estados também têm autoridade para criar e implementar políticas de interconexão para instalações de geração sob jurisdição estadual, que geralmente abrangem interconexões em nível de sistema de distribuição e sistemas de GD. A FERC não tem jurisdição sobre procedimentos de interconexão e transações de energia para sistemas de GD, mesmo que a instalação participe de mercados de eletricidade no atacado [27]. Para os geradores com carga instalada abaixo de 20 MW, suas interconexões às linhas de distribuição são reguladas pelos governos estaduais através das comissões de serviços públicos, determinando as tarifas para estes pequenos geradores, incluindo o estabelecimento de prazos e requisitos, ficando fora das jurisdições da FERC para linhas de transmissão [25].

Compreendida de forma geral a hierarquia do setor elétrico americano e seus responsáveis, o documento apresentado pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (*National Renewable Energy Laboratory (NREL)*) apresenta também as leis e regulamentos federais dos EUA sobre novas interconexões da rede de energia ao longo dos anos. Ao se tratar de leis e políticas energéticas no setor elétrico americano, é necessário que se compreenda a sua evolução no tempo, partindo da Lei Regulatória de Serviços Públicos (*The Public Utility Regulatory Policies Act - PURPA*), de 1978 [28], que abriu caminho para que pequenos geradores não utilitários entrassem no mercado, incluindo desenvolvedores de energia renovável. Com o passar dos anos, novas políticas de incentivo surgiram, reduzindo barreiras de transmissão para energias renováveis, através do pedido 888 e 889 da FERC, em 1996, e a *Ferc Order*, de 1999, que procurou promover a formação de Organizações de Transmissão Regional (RTOs) [29] - semelhantes às distribuidoras de energias no Brasil – permitindo assim um balanceamento maior e em tempo real, facilitando a penetração de energias renováveis de forma variável.

Contudo, foi após a virada do milênio que de fato surgiram leis direcionadas para a interconexão padrão de geradores de energia elétrica, contemplando todas as formas de produção de energia junto ou próximo ao consumidor. Inicialmente, a pedido da FERC, através do despacho nº 661 de 2003, exigiu-se que as concessionárias de serviços públicos, que possuíam controle ou operação de instalações de transmissão de energia elétrica no comércio interestadual, anexassem aos seus procedimentos padrão a interconexão de grandes geradores e acordos de interconexão de grandes geradores em seus procedimentos padrão de tarifas [30].

Em seguida, no ano de 2005, foi publicada pela FERC, sob número de ordem 2006, a “Padronização de Contratos e Procedimentos de Interconexão de Pequenos Geradores” (*Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures*). Através da alteração do regulamento sob o “*Federal Power Act*”, a ordem exigia que as concessionárias de serviços públicos de energia, detentoras do controle ou operação de instalações para transmissão de energia elétrica no comércio interestadual, alterassem suas tarifas de transmissão de acesso aberto para incluir procedimentos padrões de interconexão de produtores e um acordo, aprovado pela própria Comissão, para a prestação de serviços de interligação a aparelhos destinados à produção de eletricidade com capacidade inferior a 20 MW [31]. Em resposta ao rápido aumento na implantação de energia solar fotovoltaica distribuída em pequena escala, o pedido da FERC de número 2006 também incluiu um processo acelerado para as instalações com capacidade inferior a 2 MW. A solicitação de aceleração foi atendida através da ordem 792 de 2013 pela FERC, que estabeleceu novas medidas para que acessantes com carga instalada de até 2 MW pudessem acessar o sistema de distribuição de forma mais simplificada e rápida. Este processo é conhecido como “*Fast Track*” [31]. A ordem abordou também as tratativas para o acesso de geradores com carga instalada até 10 kW, para que estes pudessem acessar o sistema de distribuição de forma ainda mais simplificada e

rápida, desde que apresentassem confiabilidade e segurança na instalação proposta. As condições propostas para elegibilidade na modalidade *Fast Track* são apresentadas na Tab. 2.

Tabela 2 - Condições propostas de elegibilidade para o *Fast Track Process*. Fonte: Adaptado de [31].

Tensão da Linha	Elegibilidade para o <i>Fast Track</i> Independente da distância da subestação	Elegibilidade <i>Fast Track</i> na linha ≥ 600 ampères e $\leq 2,5$ milhas de distância da Subestação
Menor que 5 kV (kilovolt)	≤ 1 MW	≤ 2 MW
Entre 5 e 15 kV	≤ 2 MW	≤ 3 MW
Entre 15 kV e 30 kV	≤ 3 MW	≤ 4 MW
Maior ou igual a 30 kV	≤ 4 MW	≤ 5 MW

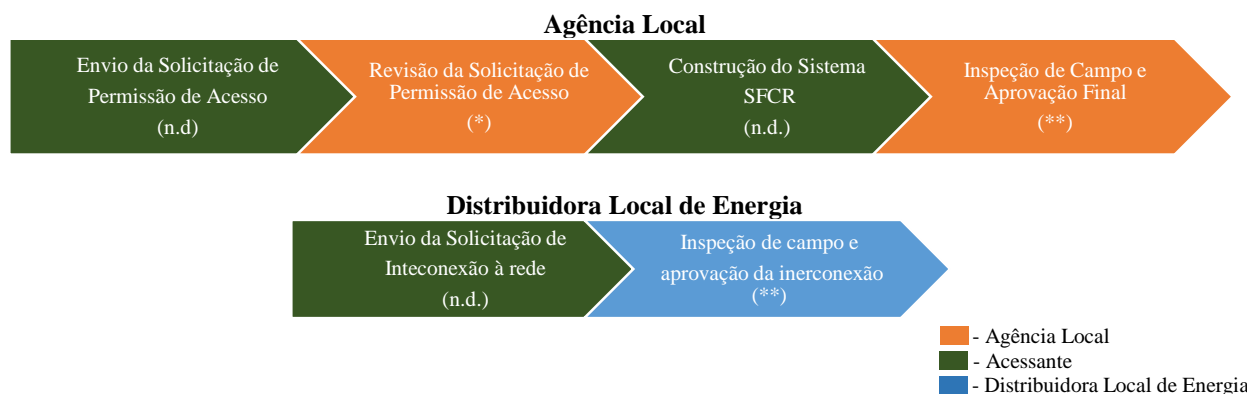
Para o presente trabalho, escolheu-se a Califórnia para análise dos processos homologatórios devido ao grande número de estados que há nos EUA e as diferenças legislativas entre eles. Além disso, o estado da Califórnia é tratado como uma referência na adesão de novos projetos de geração fotovoltaica, ocupando o primeiro lugar no ranking nacional, com mais de 24% da sua eletricidade atendida através da energia solar pelos seus 32,3 GW instalados [32]. Ainda segundo a Associação de Indústria de Energia Solar (“*Solar Energy Industries Associate*” - SEIA), a indústria solar investiu mais de US\$ 74,5 bilhões na Califórnia, incluindo US\$ 5,9 bilhões em 2020 [33] e gerou mais de 68,6 mil empregos no setor [34].

O processo de aprovação de projetos no estado da Califórnia passa por algumas etapas básicas. Inicia-se pelo pedido de licença, submetido a uma agência de licenciamento local, conhecida no governo como “Agência de Fiscalização”. Assim que o pedido de licença for aprovado, o requerente tem permissão para construir o seu SFCR. Contudo, paralelamente ao pedido de licença, durante o processo de aprovação da agência, o requerente da licença (acessante) também deve entrar em contato com o provedor de serviços públicos local para solicitar permissão para conectar a instalação solar à distribuidora local [35].

Tomando-se como exemplo, a cidade Californiana de San Diego, é necessário que se obtenha uma licença da agência de fiscalização local para instalar um SFCR [36]. Para projetos menores, como residências unifamiliares ou duplex (Acessantes Tipo 1), necessita-se apenas de uma licença elétrica (“*Electrical Permit*”) para sua operação. Para os projetos que contemplem uma modificação estrutural para dar suporte ao SFCR (Acessantes Tipo 2) é necessário a obtenção de uma licença combinada, onde o acessante precisará enviar não somente a solicitação de licença elétrica, mas também uma solicitação de licença de construção, referente à alteração estrutural necessária, recebendo o nome de “*Building Permit*” [37]. A licença combinada servirá também para acessantes que possuam estruturas não residenciais, edifícios e residências multifamiliares, com ou sem obras de adequação estrutural, e para SFCR onde a estrutura de suporte será superior a 1,5 metros acima do solo [38]. Os prazos de processamento de solicitação especificados para a revisão da agência de fiscalização local são divididos em: recebimento, revisão e emissão de licença. Isto é, o recebimento contempla o tempo para que o processo seja processado, desde o carregamento da solicitação de licença no portal online do cidadão de San Diego, até a fase de “*prescreen*”, fase onde o projeto irá ser revisado de fato). Após o tempo de recebimento têm-se o tempo para revisão, onde abrange o tempo de início ao fim da revisão do projeto. Por fim, têm-se a emissão de licença, referente ao tempo de espera após a revisão de projeto, onde são checados se os requisitos foram de fato atendidos para que então seja emitida a licença e agendada a inspeção final do sistema [39]. Todavia, paralelamente ao pedido de licença junto à agência de fiscalização local, o acessante deve também iniciar o pedido de interconexão junto à distribuidora de energia que o atende.

Em San Diego, a distribuidora “*San Diego Gas & Electric*” (SD&G) é a principal responsável pela distribuição de energia na cidade, e também a responsável pelas interconexões dos acessantes junto à rede [40]. Para acessantes que possuem sistemas de GD de até 3 MW de potência instalada, a SD&G permite contratos do tipo “*Feed-In*”, popularmente conhecido nos Estados Unidos como “*Re-MAT*” [41]. Onde, para incentivar a instalação de sistemas de GD, a distribuidora oferece contratos de compra de energia ao acessante gerador, abatendo o valor gerado do referente valor consumido pelo mesmo [42]. Para os sistemas GFV de até 30 kW, que comumente atendem as instalações residenciais, a distribuidora também apresenta a modalidade “*Fast Track*”, onde, paralelamente ao envio da solicitação de permissão aos agentes de fiscalização da cidade, o acessante também pode enviar à distribuidora apenas a inscrição ao “*Net Energy Metering*” (NEM) e o diagrama unifilar da instalação. Após a realização de tal processo, não existindo divergências no projeto apresentado, em até 1 dia útil a distribuidora programa a mudança do medidor instalado na residência do acessante para um medidor bidirecional, capaz de identificar tanto a energia consumida da rede, quando a energia que será injetada após a conclusão da instalação do SFCR. Visto que os procedimentos para interconexão do sistema junto à rede ocorrem paralelamente ao processo de solicitação junto a agência de fiscalização local, a SD&G solicita que os documentos para elegibilidade na modalidade “*Fast Track*” seja enviada com até 5 dias úteis de antecedência à inspeção dos fiscais da agência local [43], com o intuito de evitar possíveis atrasos na homologação do projeto. Após realizada a fiscalização por parte dos agentes locais, a companhia é informada sobre a inspeção e então agenda a sua própria inspeção de campo para verificar o sistema de medição de geração fotovoltaica. Assim que, o mapeamento é de fato realizado e o medidor alterado,

o SFRC do acessante está apto a operar, recebendo uma Permissão de Operação (PTO) [44]. Com o objetivo de facilitar o entendimento dos processos necessários para a aprovação da instalação de SFRC na cidade de San Diego por parte da agência local, a Fig. 2 apresenta de forma simplificada cada uma das etapas e seus agentes.



n.d. – Prazos não definidos, ficando sob responsabilidade do acessante a realização de tal etapa o para andamento do processo homologatório.

* - Os prazos de revisão para a obtenção da licença de acesso, variam com base no tipo de revisão, não sendo especificado tanto para as permissões elétricas, quanto para as permissões de construção [39].

** - Procedimentos que necessitam que o acessante realize o agendamento junto à agência local ou distribuidora local, para que de fato possa ocorrer o procedimento.

Figura 2 - Etapas simplificadas do processo de solicitação de interconexão junto à agência local e à distribuidora local de energia elétrica nos Estados Unidos. Fonte: Adaptado de [35].

Contudo, cabe ressaltar que os prazos para inspeção final da agência local são definidos e solicitados pelos acessantes. Isto é, após a emissão da licença de acesso, o acessante fica encarregado de agendar a sua inspeção de forma *on-line*, podendo ser realizada de forma remota, para os acessantes com residências unifamiliares ou duplex, ou de forma presencial, para os demais tipos [45]. Para a inspeção de campo, realizada pela distribuidora após o informe de inspeção da agência local, os prazos não são pré-estabelecidos, cabendo ao acessante utilizar os meios eletrônicos disponibilizados pela distribuidora para verificar se a mesma já possui retorno por parte da agência local e para agendar a inspeção de campo. A Tab. 3 apresenta os tipos de solicitação, as etapas presentes em cada uma das solicitações e os prazos para cada um dos tipos de acessantes junto à agência local e distribuidora local da cidade de San Diego na Califórnia.

Tabela 3 - Tipos de Solicitação, etapas, acessantes e prazos para a obtenção de permissões da agência local na cidade de San Diego dos EUA. Fonte: Adaptado de [39].

Etapa	Responsável	Tipo de Acessante	Ações	Prazos
1. Solicitação de Inteconexão	Acessante	Acessantes Tipos 1 e 2	Envio da Solicitação de Inteconexão à agência local e distribuidora local	n.d.
2. Emissão do <i>Electrical Permit</i> ou <i>Building Permit</i>	Agência Local	Acessante Tipo 1	Recebimento da solicitação	Até 11 d.u.
			Revisão do projeto enviado	*
			Emissão de Licença	Até 9 d.u.
			Inspeção de campo por parte da agência local	***
	Acessante Tipo 2	Recebimento	Até 14 d.u.	
		Revisão	*	
			Emissão de Licença	Até 10 d.u.
			Inspeção de campo por parte da agência local	***
3. Liberação do Medidor	Agência Local e Distribuidora Local	Acessantes Tipos 1 e 2	Envio da liberação do medidor por parte do inspetor da agência local para à distribuidora local.	**

4. Recebimento de Liberação do Medidor	Agência Local e Distribuidora Local	Acessantes Tipos 1 e 2	Recebimento da liberação do medidor emitida pelo inspetor da agência local e encaminhado à SD&G.	**
5. Inspeção de Campo	Distribuidora Local	Acessantes Tipos 1 e 2	Inspeção de campo por parte da distribuidora local.	***
6. Emissão do PTO	Distribuidora Local	Acessantes Tipos 1 e 2	Emissão da Permissão para Operação (PTO) por parte da distribuidora Local	**

n.d. – Prazos não definidos, ficando sob responsabilidade do acessante a realização de tal etapa o para andamento do processo homologatório.

* - Os prazos de revisão para a obtenção da licença de acesso, variam com base no tipo de revisão, não sendo especificado tanto para as permissões elétricas, quanto para as permissões de construção [39].

** - Prazos não definidos ou não exibidos ao acessante nas plataformas digitais da distribuidora.

*** - Procedimentos que necessitam que o acessante realize o agendamento junto à agência local ou distribuidora local, para que de fato possa ocorrer o procedimento.

2.3 Chile

A evolução da implementação da energia solar fotovoltaica no Chile não foi diferente do Brasil e dos EUA. Incentivada por novas normativas, resoluções sobre a instalação de SFSCR, avanços tecnológicos e a diminuição no valor do kWh das instalações. Contudo, para que se entenda o início das primeiras instalações chilenas, assim como fora realizado para o Brasil e os EUA, faz-se necessária a análise dos dados de geração, leis precursoras voltadas à produção de energias renováveis e, posteriormente, as leis e os regulamentos específicos para a GD no país. Com os primeiros dados oficiais obtidos no ano de 2013, a energia solar fotovoltaica representava menos de 1% da geração chilena, com apenas 7 GWh de geração e aproximadamente 15 MW de potência instalada, avançando de forma expressiva para o ano seguinte, atingindo em 2014 a marca de 459 GWh de geração e 221 MW de capacidade instalada, e avançando de forma exponencial até o presente momento onde, em 2020, bateu a marca de 7,6 TWh de geração e 2,5 GW de potência instalada, representando 9,8% da produção de energia chilena [46].

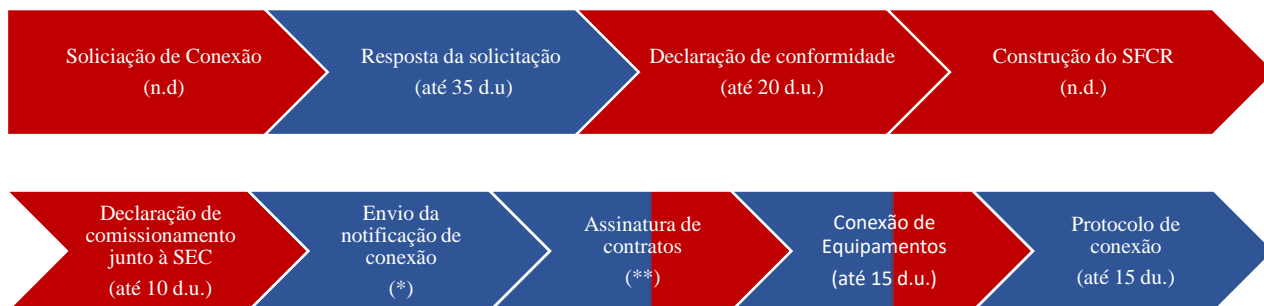
A primeira lei chilena a abordar questões relacionadas a GD e a preceder as demais leis que tratam diretamente das instalações de SFSCR foi a Lei NCH Elec. 4/2003 [47], instaurada pela Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (*Superintendencia de Electricidad y Combustibles – SEC*). Como objetivo geral, a lei estabeleceu condições mínimas de segurança que deveriam ser cumpridas pelas instalações elétricas de baixa tensão para consumo, com o intuito de resguardar os operadores e os ambientes que faziam uso das instalações [47]. Contudo, referente a GD, a lei atribuiu e estabeleceu parâmetros de conexão para sistemas de autogeração destinados a fornecer energia para instalações elétricas independentes da rede pública ou em combinação com esta, de acordo com a sua finalidade, sendo classificados em sistemas de emergência, sistemas de corte de ponta e sistemas de cogeração, sendo que, no primeiro momento, todos os projetos de sistemas de autogeração deveriam ser construídos obedecendo os parâmetros estabelecidos pela SEC. Outra lei fundamental para o entendimento das políticas adotadas para a GD e sistemas GFV, fora a Lei 19.940, redigida pelo Ministério de Economia, Fomento e Reconstrução (*Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción*), que entrou em vigor em Março de 2004, onde determinou-se que proprietários dos meios de geração ligados à sistemas de distribuição, cuja fonte seja não convencional, tais como solar, eólica, biomassa, geotérmica e pequenas centrais hidrelétricas, cujo excedente de energia seja inferior a 20 MW, ficassem isentos de pagar pela injeção de energia destas fontes no sistema de transmissão [48]. Em 2006, para solidificar o que já fora estabelecido pela Lei 19.940, que isentou o pagamento da energia excedente injetada, foi publicado o Decreto 244, onde os proprietários ou operadores dos meios de geração, teriam o direito de vender a energia excedente injetada ao custo marginal instantâneo [49].

Contudo, foi com a chegada da Lei 20.571, no ano de 2012, que os processos homologatórios e regulamentos referentes a geradores residenciais foram estabelecidos. A lei trouxe consigo uma nova definição para o Artigo 194 da Lei Geral de Serviços Elétricos do Chile, onde estabeleceu-se o regulamento que determinou os requisitos a serem cumpridos para que geradores com capacidade instalada de até 100 kW pudessem ligar os seus sistemas de geração junto à rede das distribuidoras, as tratativas dos processos de acesso à rede de distribuição, bem como o processo de “*Net Billing*”, que estabeleceu o direito para que os acessantes residenciais pudessem produzir a sua própria energia, consumi-la e injetar o excedente na rede, podendo assim “vender” o seu excedente à rede de distribuição [50][51].

Os procedimentos para acesso da GD, após a instauração da Lei 20.571, foi transmitida através da “Norma Técnica de conexão e operação de equipamento de geração em baixa tensão” (*Norma Técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión*), onde se definiu os processos para acesso à rede de distribuição, sendo dividido em oito etapas: solicitação de informações, solicitação de conexão, resposta à solicitação de conexão, declaração de conformidade, instalação de equipamentos de geração, notificação de acesso, assinatura do contrato e conexão do equipamento de geração [52].

Num primeiro momento, o acessante pudera solicitar à distribuidora (acessada) as informações necessárias sobre as condições particulares da rede de distribuição no ponto de conexão. Contudo, tal etapa não se fazia obrigatória, porém, tornava-se útil para que se pudesse dimensionar corretamente às instalações antes de solicitar a conexão. Após a solicitação de informações, caso fosse solicitada, o acessante ficava encarregado de realizar o envio da solicitação de conexão através do pedido de ligação, anexando os formulários disponibilizados em anexo à norma técnica. Sendo o

pedido aceito ou não por parte da distribuidora, o acessante tornava-se responsável por declarar a sua conformidade perante a resposta de solicitação de conexão e, caso obtivesse uma resposta positiva por parte da distribuidora, permitindo a conexão do SFCR, devia-se realizar a instalação do sistema e apresentar junto à SEC a declaração de comissionamento, realizada por instaladores autorizados pelo própria Superintendência, que garantira que a instalação dos equipamentos foi projetada e executada em conformidade com as disposições estabelecidas nos regulamentos e nas normas técnicas. Em caso de conformidade com formulário enviado a SEC, o acessante ficava encarregado de levar até a distribuidora a notificação de acesso. Por fim, ambas as partes poderiam então assinar o contrato de conexão e a distribuidora realizaria a conexão ou fiscalização do equipamento, de acordo com a data acordada no contrato [52]. A Fig. 3 apresenta de forma simplificada cada uma das etapas do processo homologatório e seus agentes para o Chile.



n.d. – Prazos não definidos, ficando sob responsabilidade do acessante a realização de tal etapa o para andamento do processo homologatório.

* - Até o término do prazo estabelecido para a resposta de solicitação de acesso.

*** - Junto ao envio da Declaração de Conformidade.

■ - Distribuidora de Energia
 ■ - Acessante

Figura 3 - Etapas simplificadas do processo de solicitação de conexão de SCFR junto à distribuidora local de energia elétrica no Chile. Fonte: Adaptado de [52].

Em 2018, outra lei fundamental ao setor entrou em vigor. A Lei 21118, estabeleceu novos requisitos e prazos para às solicitações de acesso. Um dos pontos fundamentais que a nova lei trouxe consigo foi o aumento na capacidade instalada dos acessantes, permitindo que estes possuam uma capacidade instalada permitida (CIP) de até 300 kW de geração em seu sistema GFV [53], novos parâmetro de análise para as solicitações de acesso, como a capacidade instalada do sistema (CIS), quantidade de energia injetada na rede (INJ) em relação a energia injetada permitida (EIP) e a adição da etapa de protocolo de conexão, que visa apresentar provas que permitam verificar o correto desempenho do sistema GFV [52]. As Leis 20.571 e 21.118 permitiram o desenvolvimento de um mercado de geração distribuída amplamente aceito, os projetos totalizam uma capacidade de aproximadamente 56,2 MW de capacidade instalada, com 6.946 projetos em todo o país. A grande maioria são projetos com potências instaladas de menos de 5 kW [46], que se enquadram nas leis anteriormente mencionadas e tem os seus prazos definidos conforme a mostra a Tab. 4.

Tabela 4 - Etapas, tipos de acessantes, ações e prazos para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Chile. Fonte: Adaptado de [52].

Etapa	Lei 20570			Lei 21118		
	Tipo de Acessante	Ação	Prazos	Tipo de Acessante	Ação	Prazos
1. Solicitação de Conexão	Até 100kW	Envio de formulário com o pedido de ligação.	n.d.	Todos até 300kW	Envio de formulário com o pedido de ligação.	n.d.
2. Resposta de Solicitação	Até 100kW	Resposta do Distribuidora referente ao pedido de ligação.	Até 20 d.u. pós item 1	CIS ≤ 10kW ligados à sistemas em Baixa Tensão; CIS ≤ 30kW ligados à sistemas	Resposta do Distribuidora referente ao pedido de ligação.	Até 5 d.u. após item 1

				em Média Tensão; $\sum GD \leq 20\%$ trafo.		
				CIS \leq CIP; INJ \leq EIP.		Até 10 d.u. após item 1
				CIS \geq CIP; INJ \geq EIP.		Até 20 d.u. após item 1
3. Declaração de Conformidade	Até 100kW	Usuário deverá expressar conformidade com a resposta obtida no item 2.	Até 20 d.u. após item 2	CIS $\leq 40\%$ CIP	Usuário deverá expressar conformidade com a resposta obtida no item 2.	*
				CIS $\geq 40\%$ CIP		Até 20 d.u. após item 2
4. Construção do sistema GFV	Até 100kW	Cliente começa a executar a construção do sistema GFV.	n.d.	Todos até 300kW	Cliente começa a executar a construção do sistema GFV.	n.d.
5. Declaração de Comissionamento junto à SEC	Até 100kW	Cliente deve fazer a declaração do comissionamento perante a SEC	10 d.u.	Todos até 300kW	Cliente deve fazer a declaração do comissionamento perante a SEC	Até 10 d.u.
6. Envio da notificação de Conexão	Até 100kW	Cliente deverá enviar a notificação de acesso com base na resposta do item 5.	Até 6 meses após o recebimento do item 3 pela distribuidora.	Todos até 300kW	Cliente deverá enviar a notificação de acesso com base na resposta do item 5.	Até o término do prazo estabelecido no item 2.
7. Assinatura de contratos	Até 100kW	Acessante e acessada devem assinar o contrato de conexão.	5 d.u. após item 6	Todos até 300kW	Acessante recebe o modelo de contrato de conexão e o retorna à distribuidora em conformidade.	Junto ao envio da Declaração de Conformidade
8. Conexão do Equipamento	Até 100kW	Acessada fara a conexão ou fiscalização do equipamento, com data estabelecida no item 7.	20 d.u. pós item 7	Todos até 300kW	Realização da conexão do equipamento de geração junto à rede.	Até 15 d.u. após recebimento da notificação de acesso.
9. Protocolo de Conexão	-	-	n.d.	Todos até 300kW	Verificação do correto desempenho e emissão do protocolo de conexão.	Até 15 d.u. após recebimento da notificação de acesso.

n.d. – Prazos não definidos, ficando sob responsabilidade do acessante a realização de tais etapas para andamento do processo homologatório.

* - Para os acessantes com CIS menor que 40kW, não é necessário que se faça a declaração de conformidade.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Como forma de analisar os dados obtidos a respeito do prazo de homologação para cada um dos países e compará-los entre si, adotaram-se alguns critérios. Dentre eles, o prazo total de homologação para cada país. Para identificar o tempo total para a aprovação de um projeto de geração fotovoltaica, optou-se por tratar o projeto sendo realizado de forma contínua, sem a necessidade de alterações nos dados informados por parte do acessante ou revisões de projeto realizadas pelo mesmo. Isto é, não foram considerados os prazos para alterações de projeto, entendendo-se que ao submetê-lo ao processo de homologação junto à distribuidora, o acessante está com o projeto a ser encaminhado e as documentações

necessárias em conformidade com a norma vigente de cada país, visto que tanto as definições documentais quanto as de projeto elétrico são previamente disponibilizadas. Outra tratativa adotada foi a consideração dos dias totais para cada ação. Onde, considerou-se que, para cada ação, tanto a distribuidora quanto o acessante, levam o número máximo de dias para realizar determinada ação ao longo do processo. A adoção de tal critério se fez necessária para identificar como as legislações tratam as políticas de geração distribuída e os processos homologatórios, desconsiderando os tempos médios e diminuindo os tempos máximos para dar agilidade aos processos.

Ao analisar-se os três processos para a homologação de projetos fotovoltaicos disposto nas Fig. 1, 2 e 3, pode-se verificar diferentes tratativas e agentes para cada país. No Brasil, as tratativas referentes ao processo de homologação de SFCR ocorrem bilateralmente. Isto é, as tratativas se dão somente entre a distribuidora de energia local e o acessante, permitindo uma troca de informações direta e sem a necessidade de supervisão ao longo da execução do projeto por instituições governamentais federais, estaduais ou municipais. Por outro lado, para os EUA e o Chile, têm-se órgãos governamentais responsáveis entre os portadores de SFCR e distribuidoras de energia durante o processo de ligação dos sistemas junto à rede. Para os EUA verifica-se a existência da agência de fiscalização local, como forma de fiscalizar e garantir a conformidade com os requisitos estruturais de novas instalações nas cidades e condados [21], enquanto para o Chile têm-se a SEC, operando dentro de todo o país, com a missão de manter a adequada operação dos serviços de eletricidade, sendo diretamente ligado ao ministério de energia do país [54]. A Fig. 4 mostra para cada um dos países, os principais órgãos responsáveis envolvidos nos processos homologatórios.

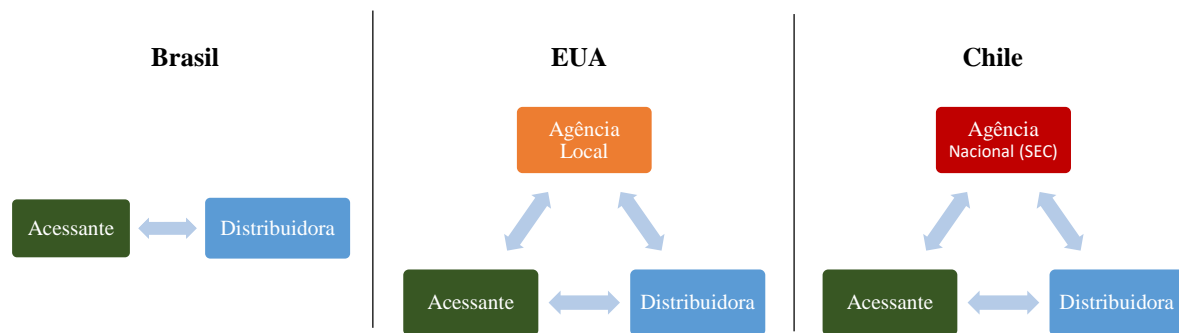


Figura 4 - Agentes dos processos homologatórios do Brasil, Estados Unidos da América e Chile.
Fonte: Adaptado de [16], [35] e [52].

Também é importante destacar as potências máximas permitidas para projetos SCFR para uso residencial em cada um dos países, e as situações de contorno para análise das tratativas referentes às homologações de projetos. No Brasil, têm-se apenas duas faixas de potência, sendo a primeira, que abrange os microgeradores e, conseqüentemente, as instalações residenciais, tem-se uma capacidade permitida de até 75 kW de potência. Sendo assim, os prazos se dão em função de cada uma das faixas, com prazos diferentes para potências acima e abaixo dos 75 kW [7] e com o limite de 5 MW. Para os Estados Unidos, as premissas para as análises frente a agência de fiscalização local e à distribuidora são diferentes. Enquanto para a agência de fiscalização local as edificações serão analisadas conforme o seu tipo de ocupação e estrutura física (residência unifamiliar, residência multifamiliar, duplex, edifícios, etc.) [55], para as distribuidoras, a sua análise será conforme a capacidade instalada, sendo elegíveis para modalidades de implementação acelerada (*Fast Track*) caso não superem os 30 kW de potência instalada. No Chile, as instalações serão avaliadas inicialmente por faixas de potência instalada e posteriormente sub-faixas (itens 2 e 3 da Tab. 5) para determinadas ações ao longo do processo de solicitação de conexão. Como premissa, as instalações residenciais possuem uma capacidade máxima permitida de até 300 kW e, para algumas etapas do processo conexão junto à rede, nota-se que os prazos são diferentes conforme a capacidade instalada do sistema dentro da faixa permitida. De forma resumida, a Fig. 5 traz as faixas de potência instalada máxima para as quais as instalações residenciais se inserem para cada um dos países analisados, em função dos órgãos responsáveis envolvidos no processo homologatório.

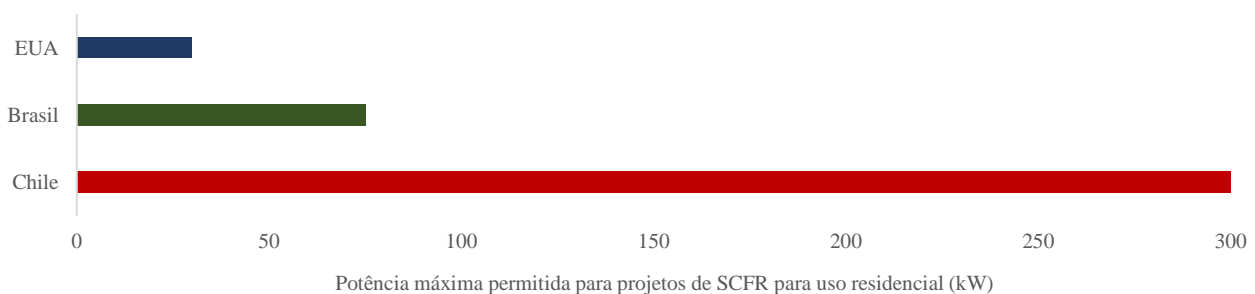


Figura 5 –Potências máximas permitidas para projetos de SCFR para uso residencial no

Brasil Chile e Estados Unidos. Fonte: Adaptado de [16], [53] e [44].

Por fim, analisando os dados e prazos dispostos nas Tab. 1, 3 e 4, verifica-se a diferença nas ações a serem executadas, bem como os prazos para a realização de cada ação, para cada um dos países. No Brasil, têm-se cinco etapas fundamentais (Tab. 1) pelas quais passam um processo de homologação de um SFCR para instalações residenciais, sendo cada uma delas preenchida com ações executadas pela parte acessante e acessada, com prazos pré-estabelecidos pela regulamentação vigente disposta pela ANEEL, através do PRODIST. Urge ressaltar que, para o Brasil, ao contabilizar-se os dias em homologação de um projeto de SFCR junto à distribuidora, o prazo referente aos contratos firmados entre acessante e acessada não são considerados, visto que a assinatura de tais contratos ocorre paralelamente às demais etapas, sendo o seu prazo final estabelecidos por estas. Para os EUA, é necessário que, para o levantamento do tempo total para homologação de um SFCR na cidade Californiana de San Diego, leve-se em consideração as seis etapas fundamentais para a interconexão de SFCR e os prazos entre os principais agentes no processo homologatório (Fig. 2). Sendo assim, há prazos e ações entre o acessante e a agência local, bem como prazos e ações entre o acessante e a distribuidora de energia local e os prazos entre a agência local e a distribuidora local. Contudo, como se verifica na Tab. 3, alguns dos prazos referentes aos agendamentos por parte do acessante e prazos referentes à emissão do PTO, liberação do medidor e o recebimento da informação de liberação do medidor, não são encontrados nas plataformas e meios de comunicação da distribuidora, deixando lacunas para o devido entendimento dos prazos entre acessante e distribuidora, bem como os prazos entre agência local e distribuidora. Para a determinação do tempo máximo de homologação de SFCR no Chile foi analisado cada um dos processos entre acessante, distribuidora e a SEC, utilizado o menor prazo para a resposta à solicitação de acesso (até 5 dias úteis), visto que tal prazo refere-se às instalações que correspondem em total conformidade com as disposições vigentes na norma e também os prazos para declaração de conformidade para sistemas com capacidade instalada abaixo de 40% da capacidade permitida, que representa uma potência instalada de 120 kW e que compreende a capacidade instalada de grande parte das instalações de sistemas GFV chilenos [46].

A Fig. 6 apresenta de forma comparativa o tempo total para a homologação de um projeto de SFCR para o Brasil, Chile e Estados Unidos através da análise dos dados disponibilizados pelos órgãos responsáveis de cada um dos países. Contudo, sabe-se que na prática, os tempos homologatórios são menores. No entanto, para o presente trabalho, buscou-se alinhamento aos marcos regulatórios e leis de cada um dos países.

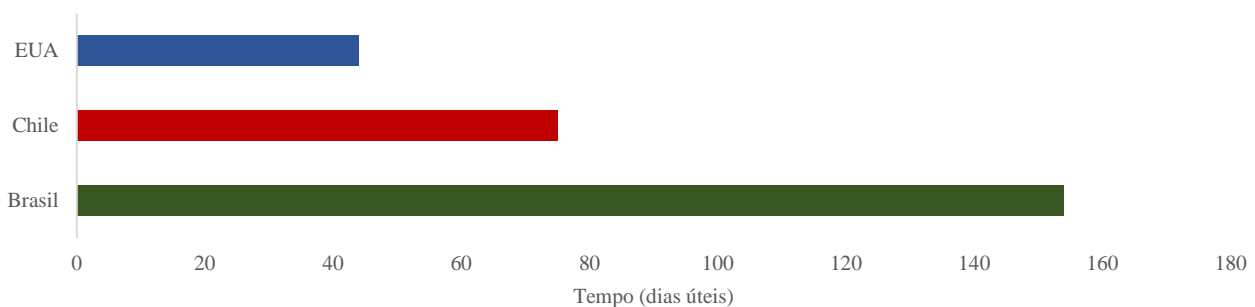


Figura 6 - Tempo total dos processos de homologação para sistemas GFV conectados à rede no Brasil, Chile e Estados Unidos. Fonte: Adaptado de [16], [53] e [44].

4. CONCLUSÕES

Com a análise bibliográfica dos processos homologatórios do Brasil, EUA e Chile foi possível a identificação dos principais agentes envolvidos, a duração dos processos, as principais ações executadas por cada um dos agentes durante o processo de homologação e por quais agentes elas são realizadas.

Ao observar as etapas existentes para cada um dos países pode-se concluir que o Brasil possui um processo mais simplificado em relação ao Chile e aos EUA, possuindo apenas cinco etapas principais. Enquanto, o Chile e o EUA apresentam seis e nove, respectivamente. Além disso, para os EUA e o Chile existe a presença de outros órgãos ao longo do processo homologatório, fazendo com que a troca de informações seja de certa forma dificultada, contemplando agências locais, nacionais, distribuidoras locais e acessantes. Enquanto que, no Brasil, tem-se uma troca bilateral de informações ao longo do processo de homologação entre acessante e distribuidora local, possibilitando assim, em tese, uma troca mais rápida e direta de informações pertinentes a homologação de projetos SFCR. Contudo, o tempo de duração das etapas do processo homologatório de SFCR do Brasil é consideravelmente maior do que nos EUA (\cong quatro vezes maior) e no Chile (\cong duas vezes maior), fazendo com que a simplificação das etapas não seja refletida na rapidez com que os processos são homologados. Isto é, ao passo que a troca de informações tenderia a ser mais rápida e direta, visto que se tem somente dois agentes envolvidos, o que se nota são os grandes prazos para a realização das ações por cada uma das partes.

Outro ponto importante que se pode concluir é referente às potências permitidas para SFCR para o uso residencial. Enquanto no Chile são permitidas instalações de até 300 kW de potência instalada, para o Brasil e Estados Unidos está potência diminuída, correspondendo a 75 kW para o Brasil e 30 kW para os EUA. Tais potências permitidas não refletem

em sua totalidade o que o senso comum tende a deduzir de forma intuitiva sobre a rapidez dos processos homologatórios. Isto é, ao passo que menores valores de potência deveriam demandar menores requisitos e critérios de avaliação quanto à sua ligação à rede e, conseqüentemente menores prazos para que os sistemas sejam de fato homologados. O que se nota é que somente o EUA seguem esta tendência em comparação com Brasil e Chile, onde apresenta a menor potência permitida para instalações de SFCR para uso residencial, e o menor prazo para homologação, evidenciando como, em comparação com os países observados, a modalidade “Fast-Track” proposta pela FERC pode proporcionar agilidade e rapidez ao processo de adesão de novos acessantes à GD.

Sendo assim, urge que novas medidas e propostas sejam adotadas para dar agilidade e rapidez aos processos homologatórios no Brasil. Sejam elas de forma à adequar as potências máximas permitidas para uso residencial, podendo estabelecer uma nova potência máxima, capaz de abranger o consumo médio anual de residências em cada país e então elaborar procedimentos semelhantes ao “Fast-Track” dos EUA, que permitam com que os acessantes que desejam se conectar à rede de distribuição através de SFCR encontrem mais agilidade ao homologar o projeto proposto, ou então, a simplificação dos processos e ações já existentes em cada um dos países em seus processos homologatórios. Para o Brasil, visto às possíveis mudanças regulatórias em função do PL 5829, que representa o marco legal da GD e com o intuito de transformar as resoluções normativas em projetos de lei, tem-se a oportunidade de implementar tais melhorias, simplificando os processos homologatórios e aumentando ainda mais o número de SFCR.

REFERÊNCIAS

- [1] T. Sarver, A. Al-Qaraghuli, e L. L. Kazmerski, 2013. A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, p. 698–733.
- [2] Solange Machado, 2021. Análise do mercado de energia elétrica brasileiro para aplicação da arquitetura blockchain: um estudo para fomentar a digitalização, a descentralização e a descarbonização do setor elétrico. Disponível em: <<https://emea.mitsubishielectric.com/ar/products-solutions/factory-automation/index.html>> Acessado em 16/11/2021.
- [3] D. Y. Goswami, 2015. *Principles of Solar Engineering*. CRC Press.
- [4] ABSOLAR, 2021. Energia solar: uma vacina para a bandeira vermelha e para o risco do racionamento. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/artigos/energia-solar-uma-vacina-para-a-bandeira-vermelha-e-para-o-risco-do-racionamento-2/>> Acessado em 11/11/2021.
- [5] ABSOLAR, 2021. Conta de luz dispara, enquanto sistemas solares ficam mais baratos. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/conta-de-luz-dispara-enquanto-sistemas-solares-ficam-mais-baratos/>> Acessado em 11/11/2021.
- [6] Ministério da Economia e da Inovação, 2006. Decreto-Lei n.º 172/2006.
- [7] Ontario Ministry of Natural Resources, 2009. Renewable energy project approval and permit requirements”, First Edition. Disponível em: <<https://www.ontario.ca/page/renewable-energy-project-approval-and-permit-requirements>> Acessado em 16/11/2021.
- [8] ANEEL, 2021. Informações Técnicas - Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827> Acessado em 16/11/2021.
- [9] EPE, 2020. Balanço Energético Nacional 2020: Relatório síntese, ano base 2019., p. 73, 2020, Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relatório Síntese BEN 2020-ab 2019_Final.pdf%0Ahttps://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-naciona> Acessado em 11/11/2021.
- [10] ABSOLAR, 2020. Energia Solar ultrapassa 6 GW de capacidade instalada no Brasil. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-ultrapassa-6-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil/>> Acessado em 17/09/2021.
- [11] ABSOLAR, 2020. Geração distribuída fotovoltaica cresce 230% ao ano no Brasil. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-fotovoltaica-cresce-230-ao-ano-no-brasil/>> Acessado em 17/09/2021.
- [12] ANEEL, 2012. Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, vol. 2, n° Abril, p. 32.
- [13] ANEEL, 2012. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição (4 Revisão), p. 86. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1867> Acessado em 25/09/2021.
- [14] ANEEL, 2021. Competências ANEEL. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/competencias>> Acessado em 18/10/2021.
- [15] ANEEL, 2015. Resolução Normativa n° 687 de 2015 da ANEEL, p. 24.
- [16] ANEEL, 2016. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição (6ª Revisão), Agência Nac. Energ. Elétrica, p. 86. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1867> Acesso em 25/10/2021.
- [17] ANEEL, 2010. Resolução Normativa N° 874, Resolução Norm. n° 414, p. 205.
- [18] Canal Solar, 2020. Contratos do Grupo B em geração distribuída. Disponível em:

- <<https://canalsolar.com.br/contratos-do-grupo-b-em-geracao-distribuida/>> Acessado em 25/10/2021.
- [19] ANEEL, 2016. Resolução Normativa N° 724, p. 1–5.
- [20] ANEEL, 2021. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição (7ª Revisão). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>> Acessado em 25/10/2021.
- [21] International Renewable Energy Agency, 2021. Contry Ranking, 2020. Disponível em: <<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>> Acessado em 30/09/2021.
- [22] REN, 2021. Renewable 2021 Global Status Report.
- [23] U. S. E. I. Administration, Energy Total - Solar Electricity Net Generation, 2021. Disponível em: <<https://www.eia.gov/totalenergy/data/browser/?tbl=T10.06#/?f=M&start=197301&end=202106&charted=0-4-1>> Acessado em 04/10/2021.
- [24] F. E. R. Comission, “What Is FERC?”, 2021. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/what-ferc>> Acessado em 22/09/2021.
- [25] I. Chernyakhovskiy et al., 2016. U.S. Laws and Regulations for Renewable Energy Grid Interconnections, Nrel, n° 9, p. 1–29.
- [26] National American Electric Reliability Corporation, 2021. “About NERC”. Disponível em <<https://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>> Acessado em 28/10/2021.
- [27] S. Fink, K. Porter, e J. Rogers, 2010. The Relevance of Generation Interconnection Procedures to Feed-in Tariffs in the United States, Energy, NREL, Laboratory of the U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.
- [28] American Public Power Association, 1978. The Public Utility Regulatory Policies Act of 1978. Disponível em: <[https://www.publicpower.org/policy/public-utility-regulatory-policies-act-1978#:~:text=The Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 \(PURPA\) was,sought to encourage electricity conservation](https://www.publicpower.org/policy/public-utility-regulatory-policies-act-1978#:~:text=The Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA) was,sought to encourage electricity conservation)> Acessado em 29/10/2021.
- [29] FERC, 2000. FERC Order N° 2000, vol. 234, n° 1. 1999, p. 541–559.
- [30] FERC, 2005. Interconnection for Wind Energy - Order No. 661-A, vol. 70, n° 242, p. 75005–75016.
- [31] FERC, 2006. Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures - Order No. 2006, Legis. Exec. Judic. Gov. Fed. Ct.ries., vol. 3, p. 317–343.
- [32] U.S. Eia, 2021. Electric Power Monthly: with Data for June 2021, n° 8, p. 1–288.
- [33] Solar Energy Industries Association, 2021. State Solar Spotlight: California. Disponível em: <<https://www.seia.org/sites/default/files/2019-12/Georgia.pdf>> Acessado em: 25/09/2021.
- [34] S. E. Industries e Associate, 2021. National Solar Jobs Census, vol. 11, p. 148-162.
- [35] G. O. of P. and R. S. of California, 2021. California Solar Permitting Guidebook. Disponível em: <https://opr.ca.gov/docs/20190226-Solar_Permitting_Guidebook_4th_Edition.pdf> Acessado em 25/09/2021.
- [36] The City Of San Diego - Development Service, Residential Rooftop-Mounted Solar Photovoltaic (PV) Permit, 2021. Disponível em: <<https://www.sandiego.gov/development-services/permits/solar-photovoltaic-permit>> Acessado em 25/09/2021.
- [37] The City Of San Diego - Development Service, Plan (required) Electrical Permit, 2021. Disponível em: <<https://www.sandiego.gov/development-services/permits/electrical-permit/plan>> Acessado em 25/09/2021.
- [38] The City of San Diego - Development Service, Solar Photovoltaic Systems, vol. 5301, 2021. Disponível em: <<https://www.sandiego.gov/sites/default/files/dsdb301.pdf>> Acessado em 25/09/2021.
- [39] The City Of San Diego - Development Service, Permit Application Processing Timeline, 2021. Disponível em: <<https://www.sandiego.gov/development-services/permits/timeline>> Acessado 25/9/2021.
- [40] San Diego Gas & Electric, About US, 2021. Disponível em: <<https://www.sdge.com/more-information/our-company/about-us>> Acessado em 12/10/2021.
- [41] P. Furguson e T. Sultan, California Feed-in-Tariff Program that Promotes Renewable Energy Procurement (Re-MAT) Found To Be Unconstitutional | Energy & Environmental Law Blog | Davis Wright Tremaine, Davis Wright Tremain LLP, p. 19–21, 2017. Disponível em: <<https://www.dwt.com/blogs/energy--environmental-law-blog/2017/12/california-feedintariff-program-that-promotes-rene>> Acessado em 19/10/2021.
- [42] San Diego Gas & Electric, Renewable Market Adjusting Tariff (Re-MAT) for Small Renewable Generation, 2020. Disponível em: <<https://www.sdge.com/regulatory-filing/654/feed-tariffs-small-renewable-generation>> Acessado em 19/10/2021.
- [43] San Diego Gas & Electric, “SDG&E Solar Application Portal”, 2020. Disponível em <<https://www.sdge.com/residential/solar/solar-application-portal>> Acessado em 12/10/2021.
- [44] San Diego Gas & Electric, “NEM Less than 30 KW Interconnection Process”, 2020. Disponível em: <https://www.sdge.com/sites/default/files/NEM_less30_contractor_1.pdf> Acessado em: 09/10/2021.
- [45] P. F. O. R. Inspections, “Project Inspections”, vol. 5120, 2020.
- [46] Ministério de Energía, Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. San Tiago, 2020. Disponível em: <<https://mercadoernc.minenergia.cl/?lang=en>> Acessado em 10/10/2021
- [47] SEC (superintendencia de electricidad y combustibles), NCH Elec 4/2003 - Intalaciones de Consumo En Baja Tension, vol. 57, n° 4. 2005, p. 742–744.
- [48] Ministério de Economia Fomento y Reconstrucción, Ley 19940. 2004, p. 1–37.

- [49] Ministério de Economía Fomento y Reconstrucción, Decreto 244, nº 2005. 2005, p. 1–35.
- [50] Ministério de Economía Fomento y Reconstrucción, Ley N°20.571, Bibl. del Congr. Nac. del Chile, p. 1–3, 2012.
- [51] Enel, NetBilling Generación Residencial, 2021. Disponível em: <<https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/generacion-distribuida-netbilling.html>> Acessado em 28/09/2021.
- [52] Ministerio de Energía, “Norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión”, 2021. Disponível em: <<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/08/Norma-Técnica-Netbilling-2019.pdf>>.
- [53] Ministério de Economía Fomento y Reconstrucción, Ley N° 21118, 2019. <Disponível em: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1125560>> Acessado em 19/10/2021.
- [54] Chile Atiende, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2021. <Disponível em: <https://www.chileatiende.gob.cl/instituciones/AU004>> Acessado em 19/10/2021).
- [55] The City Of San Diego - Development Service, “Building Permit”, 2020. <Disponível em: <https://www.sandiego.gov/development-services/permits/building-permit>> Acessado 12/10/2021).