

PROJETO DE DISSERTAÇÃO

**Uma análise regulatória do impacto da
difusão da Geração Distribuída
fotovoltaica de pequeno porte sobre as
distribuidoras de energia elétrica no
Brasil**

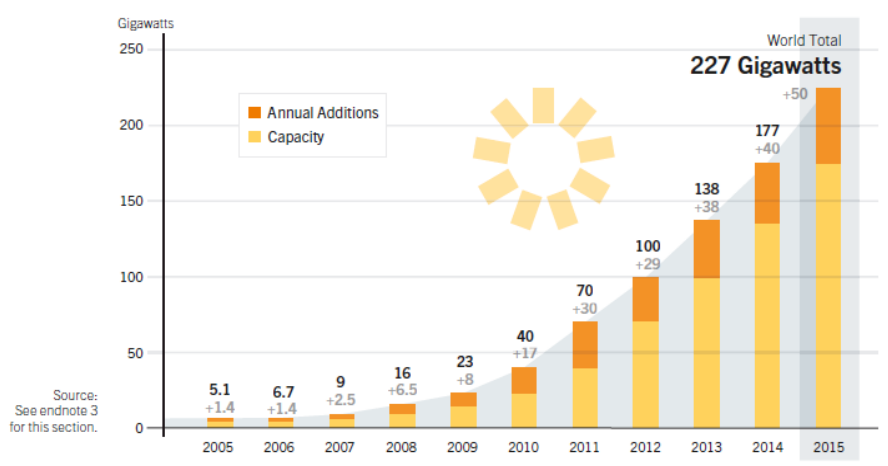
Lorrane da Silva Costa Câmara

Orientador: Nivalde de Castro

1. Introdução

O setor elétrico encontra-se em processo de transição em função das inovações que vem sendo aplicadas. O atual paradigma de geração centralizada seguindo a carga está em mutação para um modelo descentralizado em que a Geração Distribuída (GD) de pequeno porte ganha progressivo destaque. As transformações no setor elétrico provocadas pela GD já começam a ser percebidas em diversos países, a exemplo da Alemanha, Itália, Bélgica, e Estados Unidos, onde o processo de difusão desta modalidade de geração já se encontra em estágio mais avançado. Dados indicam que em 2015 67,4 bilhões de dólares foram investidos em projetos de GD de pequeno porte, principalmente em sistemas fotovoltaicos (REN 21, 2016). Fatores como a queda dos custos da tecnologia, e a criação de mecanismos de financiamento inovadores explicam o destaque da energia solar fotovoltaica, que vem se difundido não apenas em países desenvolvidos, como também em países emergentes e em vias de desenvolvimento. O Gráfico 1 mostra a evolução da capacidade fotovoltaica instalada a nível global, assim como as adições anuais.

Gráfico 1: Capacidade solar fotovoltaica instalada a nível global e crescimento anual (2005 – 2015) - GW

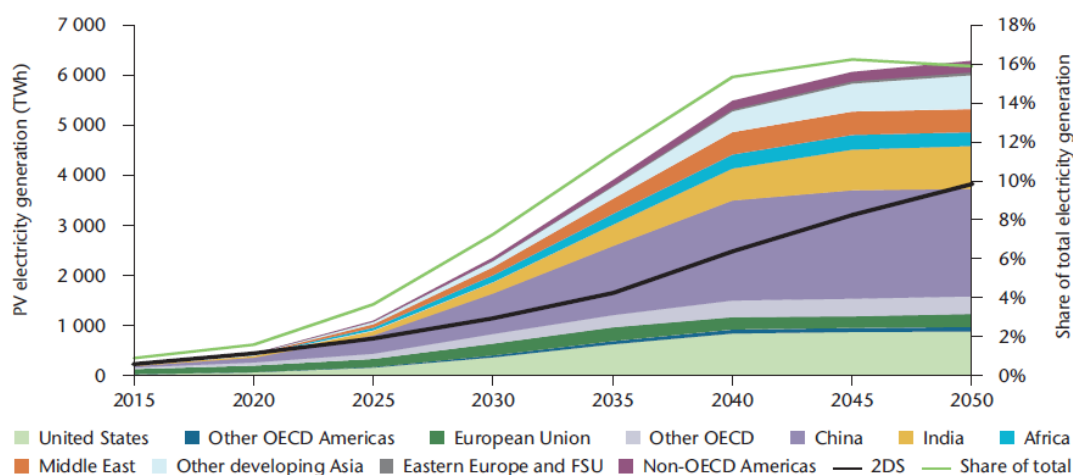


Fonte: REN 21 (2016)

De acordo com projeções da Agência Internacional de Energia (IEA, 2014), no cenário de elevada participação das fontes renováveis, a geração solar fotovoltaica responderá por 16% da geração global de eletricidade em 2050, valor que corresponde a cerca de 6.300 TWh. Neste cenário é considerada a reorientação da política energética

no sentido de alcançar a meta de limitar o aumento da temperatura global a 2° C, o que implica em medidas mais agressivas de incentivo às fontes renováveis, e consequentemente, ao considerável aumento da participação destas fontes no mix de geração global. Cabe destacar o exponencial crescimento da participação da energia fotovoltaica na China, que atinge a participação de 35% na produção total global de eletricidade a partir de painéis fotovoltaicos no fim do horizonte considerado, ultrapassando a posição da Europa enquanto maior produtor mundial de eletricidade fotovoltaica (Gráfico 2).

Gráfico 2: Produção regional de energia solar fotovoltaica (TWh)



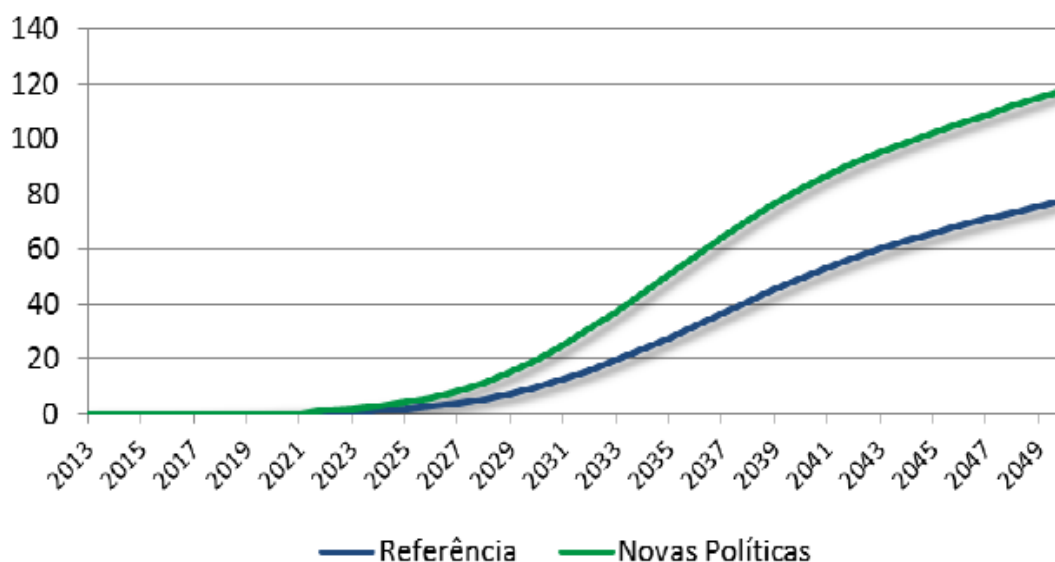
Fonte: IEA (2014)

No caso do Brasil, no entanto, o processo de difusão da GD fotovoltaica ainda é incipiente. De acordo com a EPE (2015), em 2015 o montante do consumo atendido pela geração solar fotovoltaica (única fonte considerada no cálculo da participação da GD de pequeno porte) foi de apenas 22 GWh, o que representa irrisórios 0,004% do consumo total do país. Apesar disso, no entanto, projeções indicam que nos próximos anos esta modalidade de geração se tornará cada vez mais relevante. Dados revelam que no Brasil, assim como a nível global, a geração solar fotovoltaica é a mais expressiva em termos de aplicação em sistemas de pequeno porte, respondendo por cerca de 98% dos sistemas de micro e minigeração instalados no país (ABSOLAR, 2016).

Na projeção de Longo Prazo realizada pela EPE dois cenários são considerados: o cenário Referência, em que é considerado um fator técnico médio de 50% em 2050, acompanhado por um fato de adoção médio de 40%, ambos, sujeitos à variação de

acordo com a faixa de consumo; e o cenário Novas Políticas, em que os fatores técnico e de adoção médios se elevam para 60% e 50% respectivamente, o que resulta da difusão de políticas de incentivo à GD fotovoltaica. No primeiro cenário a geração distribuída fotovoltaica deve responder por cerca de 78 GWp instalados em 2050, com crescimento expressivo a partir da década de 2030, quando a geração fotovoltaica se tornaria atrativa em termos econômicos e de fácil acesso aos consumidores, que poderiam optar por distintos modelos de negócios (Figura 1.1) (EPE, 2016a). Portanto, mesmo no cenário Referência, em que as premissas adotadas são mais conservadoras, a GD atinge níveis significativos, respondendo por aproximadamente 5,7% da carga projetada para o SIN, o que equivale a 12 GW médios, no fim do horizonte considerado (Figura 1.2) (EPE, 2016a). Este percentual estaria alinhado com as projeções realizadas pela Agência Internacional de Energia, que considera que em 2050 a geração fotovoltaica distribuída representará 6,5% da geração total a nível global. Já no cenário Novas Políticas a GD alcançaria uma participação ainda mais expressivas, de modo que o montante de 118 GWp de potência instalada em 2050 (Gráfico 3) equivaleria a aproximadamente 8,7% da demanda total projetada para o SIN.

Gráfico 3: Potência Instalada Fotovoltaica Distribuída Acumulada (GWp)



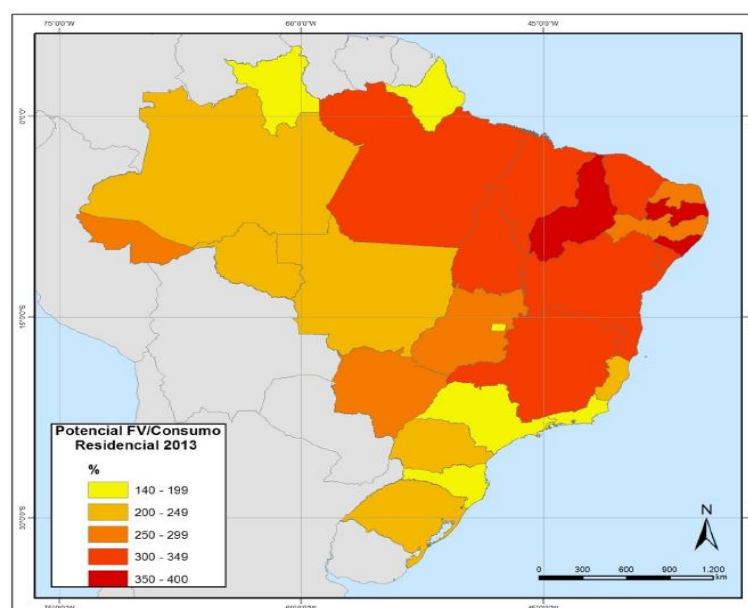
Fonte: EPE (2016)

A questão ambiental pode ser apontada como um importante fator explicativo do destaque que a discussão acerca dos benefícios da GD fotovoltaica (GDFV) vem ganhando no cenário internacional. Deste modo, no contexto de progressivo

reconhecimento acerca dos impactos ambientais da geração convencional à base de combustíveis fósseis, a GD emerge como importante fator de incentivo aos recursos renováveis disponíveis a nível local, podendo contribuir, assim, para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e consequente mitigação da mudança climática, minimização dos impactos ambientais associados ao setor elétrico, possível aumento da eficiência energética e, por fim, para o uso adequado dos recursos renováveis. Assim, no cenário de tendência mundial de transição para uma economia de baixo carbono, associada aos altos custos de transmissão de energia e à crescente demanda mundial de eletricidade, a GDFV surge como importante alternativa (Martins, 2015).

De acordo com a EPE (2015) a GDFV é considerada uma importante alternativa no caso brasileiro, na medida em que o país apresenta elevado potencial de geração solar fotovoltaica (Mapa 1), estimado em cerca de 230% do consumo residencial (EPE, 2014a), sendo capaz de responder por significativa parcela do atendimento da demanda, de modo a contribuir para a redução do montante de geração centralizada necessário para o atendimento da carga projetada. Além deste fator, questões como a complementaridade entre a energia solar e a geração hídrica, a melhoria na qualidade do suprimento e a redução de perdas consistem em importantes motivações para que a difusão ocorra no país.

Mapa 1–Brasil. Potencial Técnico de Geração Fotovoltaica



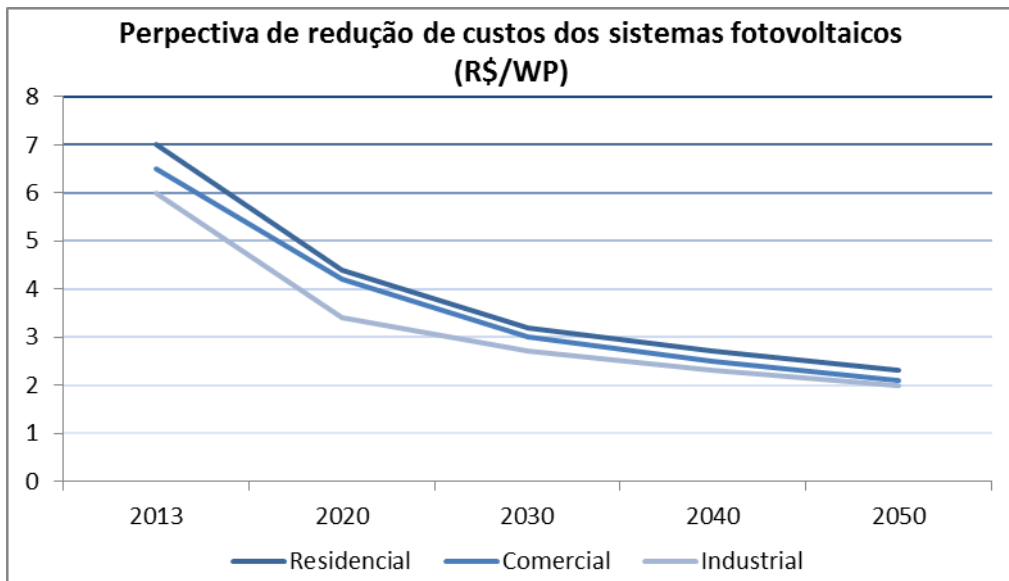
Fonte: EPE, NT 19/2014

No Brasil, ao contrário do que é observado no resto do mundo, cerca de 81% da oferta total de energia elétrica é proveniente de centrais hidrelétricas, o que representa uma participação já elevada de fontes renováveis na matriz. Neste sentido, a tendência de difusão da GDFV no país reflete os seguintes aspectos: transição para um paradigma hidrotérmico, acompanhada pela tendência de elevação da tarifa de energia elétrica em função do acionamento mais frequente das plantas térmicas; necessidade de elevados investimentos no setor de transmissão, decorrente do aumento da distância do potencial hidrelétrico remanescente dos centros de consumo, o que resulta no aumento das perdas técnica, elevação das tarifas de energia, além do impacto ambiental provocado pela construção das linhas; necessidade de universalização do acesso à energia; elevado nível de perdas não-técnicas, decorrentes do furto de energia, fator que também exerce pressão de alta sobre a tarifa (Shayani, 2010).

Outro aspecto de grande relevância na discussão acerca do potencial de crescimento da participação da GDFV de pequeno pode ser traduzido no conceito de paridade tarifária, que diz respeito ao ponto em que o custo da energia gerada no sistema fotovoltaica se iguala ao custo de consumir energia da rede, e reflete basicamente uma relação entre tarifa de eletricidade e custos dos sistemas fotovoltaicos (Spertino et al., 2014; Rüther e Zilles, 2010).

De acordo com a EPE, com base nos dados de projeção de custos apresentados na Gráfico 4, é estimado que em 2022 a geração solar fotovoltaica atinja a paridade tarifária para os segmentos de baixa tensão em quase todo o Brasil. Já nos que diz respeito aos consumidores atendidos pela rede de média tensão, as projeções apontam que a paridade tarifária só será atingida no fim da década de 2020 (EPE, 2014).

Gráfico 4: Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos (R\$/WP)



Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2014)

Neste sentido, o potencial de penetração da energia solar fotovoltaica é impulsionado pela associação dos fatores dispostos acima, o que não só contribui para incentivar a GDFV de pequeno porte, como também justifica a necessidade de estudos mais aprofundados acerca das implicações e impactos sistêmicos da difusão desta modalidade de geração. Parte importante deste esforço analítico é a compreensão do arcabouço regulatório brasileiro.

1.1.1. A Regulação Brasileira

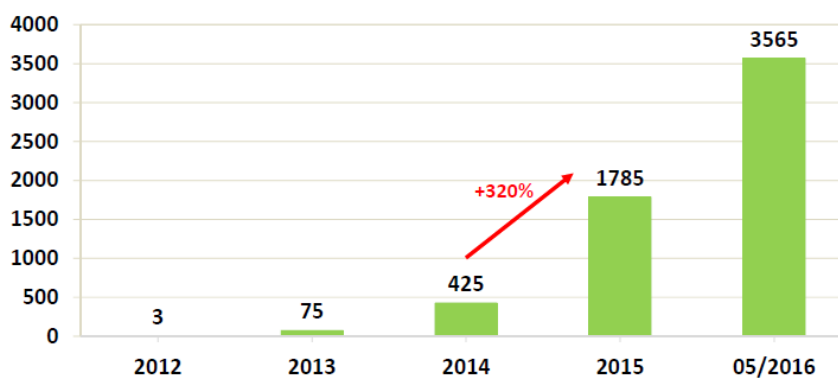
No Brasil, a primeira medida regulatória voltada para a Geração Distribuída consiste na Resolução Normativa nº 482/2012 publicada pela ANEEL, no sentido de estabelecer as diretrizes que regulamentam o acesso da microgeração (definida como central geradora com potência instalada máxima de 100KW) e da minigeração distribuída (central com potência instalada entre 100KW e 1 MW) aos sistemas de distribuição de energia. A resolução também instituiu o sistema de compensação de energia, aplicáveis ao caso de geradores que utilizam fontes incentivadas (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração). O Sistema de Compensação de Energia Elétrica torna possível que o excedente de energia produzido pelo consumidor seja injetado na rede distribuidora, gerando créditos de energia que serão posteriormente compensados através do uso da energia fornecida pela distribuidora. Segundo dados da ANEEL, desde a data da publicação da resolução, em 2012, à outubro de 2015, 1.285 centrais geradoras já haviam sido instaladas, de modo que 1.233 (96%) consistem em solar

fotovoltaica, 31 eólicas, 13 híbridas (solar/eólica), 6 à biogás, 1 biomassa, 1 hidráulica e 11 híbridas (solar/eólica).

Alterações recentes na resolução, realizadas através da publicação da REN 687, em novembro de 2015, estabeleceram novos parâmetros acerca da GD. Algumas das principais alterações consistem em: mudança dos limites permitidos para a microgeração (passando para 75KW) e de minigeração (cujos limites foram alterados para 75 KW e 5MW, sendo de 3MW no caso das fontes hídricas; extensão do prazo de validade dos créditos de energia de 36 para 60 meses, abrindo a possibilidade de abatimento do consumo de unidades consumidoras do mesmo titular em local distinto, atendida a condição de pertencerem à área de atendimento da mesma distribuidora, o que foi denominado de autoconsumo remoto; criação da possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios, podendo a energia gerada ser repartida entre os condôminos; criação da geração compartilhada, modalidade em que diversos interessados formam um consórcio ou cooperativa e instalam uma unidade de micro ou minigeração e utilizam o montante de energia gerada para fins de redução da conta dos participantes; e, por fim, alteração dos procedimentos necessários para conexão das unidades de GD à rede de distribuição, reduzindo a burocracia necessária à solicitação do acesso pelo consumidor e, com isso, tornando o processo mais simples, assim como redução do prazo máximo para a distribuidora realizar a conexão de 82 para 34 dias.

O Gráfico 5 mostra a evolução do número de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte instalados após a publicação da REN 482.

Gráfico 5: Número acumulado de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte



Fonte: ABSOLAR (2016)

Uma das principais críticas à atual regulamentação da GD diz respeito à questão da incidência tributária sobre o montante total de energia compensada. Segundo orientação do CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária), que aprovou o Convênio ICMS 6, em 5 de abril de 2013, a alíquota do ICMS deve ser aplicada sobre toda a energia consumida no mês, o que não isenta o volume de energia produzida pelo micro ou minigerador e injetada na rede (ANEEL, 2014). A ANEEL (2014) se colocou contrária à esta lógica de tributação, defendendo que os impostos deveriam incidir somente sobre a diferença entre o total consumo e a energia gerada pelo micro ou minigerador e injetada na rede. A Agência argumentou que, caso o montante de energia produzida superasse a energia consumida, os impostos deveriam ser calculados com base no valor do custo de disponibilidade. Neste sentido, em resposta às críticas advindas dos stakeholders, com destaque para a posição da ANEEL, o Convênio Nº16/2015 alterou a regra então vigente, passando a ser facultativa a cobrança do ICMS, transferindo para a esfera estatal o poder de decidir pela cobrança (ou não) do tributo. No entanto, que apenas 16 estados aderiram à nova regra, de modo que nos demais estados a questão tributária ainda representa um desestímulo à difusão da micro e mini geração distribuída (MGD), na medida em que prolonga o período de retorno do investimento.

Outra crítica dos stakeholders é direcionada ao fato da REN 687 ser essencialmente pautada pelo conceito de compartilhamento, de modo que não prevê a comercialização de excedentes de energia. O avanço na legislação no sentido de permitir as duas modalidades (comercialização e compensação) é apontado, assim, como crucial para o desenvolvimento da GDFV, na medida em que viabilizaria a exploração de novos modelos de negócios.

1.2. Contextualização e Formulação do Problema de Pesquisa

A GDFV de pequeno porte oferece diversas vantagens ao setor elétrico, em termos sistêmicos, posto que a localização da unidade de geração próxima ao centro de carga permite a redução das perdas técnicas, e a maior diversificação das tecnologias utilizadas na produção de energia (Martins, 2015; Cervantes, 2002). No que diz respeito às vantagens técnicas da adoção da GD, ganha destaque o fato de proporcionar maior estabilidade, em termos de tensão elétrica, e inteligência ao sistema. Deste modo, A GD proporciona maior economia e qualidade ambiental.

Embora sejam evidentes os benefícios sistêmicos associados à difusão da GDFV, por outro lado é importante avaliar os desafios decorrentes desta difusão. Martins (2015) aponta que há importantes barreiras tanto no que diz respeito à ótica do consumidor quanto no que tange as distribuidoras de energia. As barreiras ligadas ao consumidor podem ser resumidas em: barreiras financeiras (custo, financiamento e retorno do Investimento), barreiras institucionais e regulatórias (tecnologia em estágio prematuro de desenvolvimento e barreiras regulatórias locais) e barreiras comerciais (falta de incentivos, escassez de mão-de-obra qualificada).

Já no que diz respeito aos desafios a serem enfrentados pelas distribuidoras, podem ser divididos em técnicos e econômicos. Grande parte dos desafios técnicos ligados a maior participação da GD na rede elétrica é explicada pelo fato de majoritária parte dos sistemas fotovoltaicos de pequeno porte ser conectada à rede de baixa tensão, que não foi projetada para suportar fluxos bidirecionais de eletricidade. De acordo com a CEMIG (2012), a introdução dos sistemas de GD implica na mudança do fluxo de potência, de modo que a rede de distribuição passa a contar com um fluxo bidirecional, passando a ser um elemento ativo, em detrimento do cenário de geração centralizada, em que o fluxo é unidirecional, ocorrendo no sentido dos níveis mais elevados de tensão para os mais baixos, sendo a rede um elemento passivo. Assim, “essa mudança no fluxo de potência nos sistemas de distribuição acarreta sérias consequências técnicas e econômicas no planejamento desses sistemas.” (CEMIG, 2012).

Aos desafios associados à necessidade de comportar fluxos bidirecionais de eletricidade, soma-se o caráter intermitente da geração fotovoltaica, que contribui para aumentar a instabilidade da rede. Deste modo, tanto no sentido de garantir a manutenção da tensão da rede em níveis sustentáveis, quanto para converter a eletricidade produzida no sistema fotovoltaico para corrente alternada, se faz necessária a instalação de equipamentos e procedimentos de automação. Portanto, a difusão da geração distribuída implica no aumento do grau de complexidade nos procedimentos de operação e manutenção da rede, medidas de segurança e planejamento do sistema, exigindo, conseqüentemente, elevados investimentos na melhoria dos mecanismos de proteção e controle, sobretudo para a rede de baixa tensão (FALCÃO, 2016).

Por outro lado, o aumento da auto geração de energia, característica básica da GD, tende a provocar, conforme assinalado anteriormente, impactos negativos sobre o

equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras. Isto acontece pois a disseminação dos sistemas de GDFV pode reduzir o fator de utilização das distribuidoras, e ter como possível impacto o aumento no preço médio de fornecimento da energia elétrica; déficits nas contas das geradoras, transmissoras e distribuidoras decorrentes do aumento do número de unidades de micro e mini geração (Martins, 2015).

Deste modo, um dos impactos negativos da geração distribuída sobre o setor elétrico consiste na possível redução do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, produzindo uma tendência de aumento do preço médio de fornecimento de eletricidade. Portanto, há incertezas acerca da forma de atuação e mecanismos de remuneração das empresas de distribuição, em função da necessidade de disponibilizar uma rede confiável.

Denning (2013) alerta para fenômeno da espiral da morte para as Distribuidoras. A dinâmica da espiral da morte resulta da seguinte lógica: o aumento da participação da GD leva a uma queda do consumo de energia elétrica, o que resulta em um aumento da tarifa de eletricidade, em função do rateamento maior dos custos para um mercado remanescente menor. A elevação da tarifa, por sua vez, aumenta a atratividade da GD, via a lógica da “paridade tarifária” acelerando a difusão desta nova tecnologia, e assim sucessivamente.

Em síntese, este processo é explicado, em grande parte, pelo fato da remuneração das empresas Distribuidoras ser associada a componentes tarifários que apresentam proporcionalidade em relação ao volume de eletricidade consumido. Com o maior autoconsumo (derivado do aumento da GD), a remuneração da Distribuidora, vinculada à eletricidade consumida, diminui. A queda inicial no nível de consumo de energia elétrica força as distribuidoras a repassar os seus custos a uma quantidade menor de energia consumida, tornando a tarifa mais cara. Esse aumento tarifário, por sua vez, incentiva a migração de consumidores para a geração distribuída, o que gera um processo vicioso, denominado pela literatura por “espiral da morte”.

Especialmente no período entre as revisões tarifárias periódicas, que ocorrem em média a cada quatro anos, a estabilidade financeira das distribuidoras é ameaçada. Sendo a rede de distribuição de energia elétrica um elemento essencial para o setor elétrico, estando os próprios sistemas de micro e mini geração condicionados à

existência da rede (que funciona como uma bateria), existe uma necessidade de responder adequadamente a este desafio.

Andrade (2016) exemplifica o processo descrito acima através da demonstração do impacto da difusão da micro geração distribuída, sob o arcabouço regulatório atual, sobre a receita da Light. O autor argumenta que desde 2013 a participação da parcela A na tarifa de eletricidade tem aumentado consideravelmente, o que implicou em uma redução sucessiva da participação da parcela de Distribuição. Esta tendência comprimiu significativamente o EBITDA regulatório, que consiste na parcela da tarifa que efetivamente remunera o acionista pelo investimento na rede. Entre novembro de 2013 e novembro de 2015 a parcela B passou de uma participação de 23% para 13% da fatura da Light, com o EBITDA regulatório respondendo por apenas 7,6% deste montante. Andrade faz alusão a Audiência Pública 026/2015 (ANEEL, 2015), que projetou que no cenário de maior difusão da MGD, o máximo impacto seria de 2.3% em termos de redução de receita das distribuidoras. No entanto, o autor demonstra que quando esse percentual projetado é rebatido no EBITDA, o impacto sobre a remuneração da distribuidora até a Revisão Tarifa Periódica seria de 30%, o que resultaria em forte desequilíbrio econômico.

Andrade aponta, ainda, que o valor pago pelos consumidores do grupo B (Baixa Tensão) como tarifa mínima está muito a quem do pagamento do serviço da rede prestado pela distribuidora. No caso de um cliente B3 bifásico, por exemplo, no caso de um consumo verificado de 10.000 KWh-mês, o montante destinado ao pagamento da infraestrutura (da fatura de R\$ 5.435) seria de R\$1.250. No entanto, se o consumidor migrar para a geração distribuída e apresentar consumo menor que a geração, então ele pagará a tarifa mínima, no valor de R\$54. Andrade questiona, portanto, a eficiência do sinal de preço emitido nesta situação. Argumenta que, em um primeiro momento, essa diferença será paga pela distribuidora; posteriormente, entretanto, será rateada pelos consumidores remanescentes. Esta situação ilustra bem a existência de um subsídio perverso, que transfere renda do consumidor com menor renda para o consumidor com maior renda.

Diversas soluções têm sido pensadas em vários países buscando-se garantir a estabilidade financeira das distribuidoras de energia elétrica em função dos impactos da difusão da GD fotovoltaica. Dentre as medidas que têm sido examinadas, ganha destaque a tarifa binômia. Trata-se de uma estrutura tarifária que compreende, além de

um componente que remunere a energia consumida (R\$/kWh), uma parcela que remunere a potência demandada da rede (R\$/kW). Este modelo tarifário ganha destaque no debate internacional na medida que, ao mesmo tempo em que a instalação de um sistema fotovoltaico pode levar a uma queda expressiva do volume de energia demandada pelos consumidores, a demanda por potência não acompanha esse movimento. Neste sentido, consumidores sujeitos a tarifas monômias tendem a pagar quantias cada vez menores para as distribuidoras, o que acompanha a redução do volume de eletricidade consumido. O problema desta tendência é que muitas vezes o valor pago pela eletricidade consumida não é suficiente para remunerar a parte da tarifa relacionada diretamente à potência da rede demandada. Assim, as distribuidoras, que dimensionam a rede para atender o pico de carga, correm o risco de não disporem de remuneração equivalente ao serviço prestado. Portanto, a tarifa binômica é uma alternativa a ser considerada, pois, ao conter uma parcela que reflete a demanda de potência, seria capaz de refletir o componente de potência demandado pelo consumidor.

Merece ser destacado que o Governo e MME – Ministério de Minas e Energia – através do Decreto 8.828, recentemente promulgado, revogou o artigo 13 do Decreto no 62.724, de 17 de maio de 1968, de acordo com o qual as tarifas aplicadas aos consumidores do Grupo B são calculadas, a priori, de forma binômica, considerando os componentes de energia e de potência e, após serem convertidas, fixadas na forma monômica equivalente. Deste modo, o Decreto 8.828 passa a permitir que as distribuidoras por sua livre decisão, adotem a tarifa binômica para o segmento de baixa tensão, separando, assim, o custo da eletricidade e o custo de uso do sistema de distribuição, ou seja, o custo do fio. Não se trata de uma obrigação, mas de uma decisão facultativa que cabe a cada distribuidora. O detalhamento dessa modalidade tarifária será dado por regulamentação a ser definida pela ANEEL, seguindo a tramitação de Audiência Pública, Nota Técnica, etc. processo este importante de transparência e segurança do marco regulatório. Os impactos desse Decreto e os seus desdobramentos, no entanto, ainda são desconhecidos.

Tudo isso torna fundamental a análise do potencial de difusão destas tecnologias, o exame dos impactos sistêmicos deste processo e a proposição de ajustes regulatórios.

Shayani (2011) reitera que, embora o Brasil já tenha avançado em aspectos relacionados à inserção da Geração Distribuída nas redes de distribuição, as medidas

regulatórias em voga ainda não são capazes de lidar com todas as mudanças e impactos provocados pela difusão da GDFV nos sistemas elétricos. Deste modo, o autor aponta que o estudo dos casos internacionais pode trazer importantes inspirações para o caso brasileiro, no sentido de contribuir para a definição de normas técnicas e regulatórias que possibilitem associar a progressiva inserção da GD nas redes de distribuição e a manutenção da estabilidade econômico-financeira das distribuidoras.

A dissertação se propõe, portanto, a abordar a temática das barreiras regulatórias à disseminação da GD de pequeno porte no Brasil sob a perspectiva das distribuidoras de energia elétrica, na medida em que entende-se que, sob o modelo regulatório vigente, o modelo de negócios das distribuidoras é inviabilizado pela difusão da micro e minigeração distribuídas.

1.3. Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O presente trabalho tem por objetivo propor ajustes regulatórios, com base na análise da experiência internacional, mais eficientes, em termos de promoção do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras, no sentido de mitigar o risco que a difusão da Geração Distribuída de pequeno porte pode vir a representar para as empresas de distribuição de energia elétrica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Examinar os desafios sistêmicos associados à disseminação da GD de pequeno porte no setor elétrico brasileiro;
- Identificar os impactos sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras;
- Identificar os ajustes regulatórios que estão sendo adotados em outros países
- Analisar a possibilidade de adequação de mecanismos regulatórios à realidade brasileira;
- Propor ajustes regulatórios.

1.4. Justificativa

A atual abordagem da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) acerca da GD, traduzida, por exemplo, pela REN 482/2012 e suas alterações posteriores, enfatizam a difusão da tecnologia de sistemas de GD, relegando papel secundário aspectos associados a contratos de energia existentes, perda de faturamento da Distribuidora, necessidade de investimentos em novos equipamentos de rede (não depreciados) para lidar, por exemplo, com fluxos reversos de energia, implantação de novos procedimentos e ferramentas associadas à operação e manutenção, implantação de novos índices de qualidade dos serviços, implantação de novos critérios de segurança, aspectos de planejamento de ampliações e reforços na rede e finalmente novos critérios de contratação de energia. Deste modo, dado o estado incipiente de difusão tecnológica da GD, os problemas apresentados não são ainda identificados com clareza. Deste modo, a ênfase é dada na criação de políticas que incentivem a difusão.

No entanto, a experiência internacional tem revelado diversas questões regulatórias que devem ser estudadas para promover uma difusão segura mantendo a viabilidade técnica e econômica das Distribuidoras e da tarifa para os usuários que não têm intenção de migrar para o uso da GD.

A literatura aponta o possível repasse da perda de receita decorrente do aumento da GD para as tarifas dos consumidores como um dos principais desafios a serem equacionados. Isto ocorre pois, com as respectivas perdas de receita associadas à difusão da GD, as distribuidoras progressivamente perdem a capacidade de cobrir os custos fixos do capital, de modo que se confira a necessidade de repasse tarifário no sentido de abater estes custos. “Isto criaria um efeito espiral indesejável: o aumento das tarifas encorajaria mais consumidores a investir em geração, contribuindo para que as concessionárias aumentem as tarifas novamente.” (Cervantes, 2002).

A questão da remuneração dos ativos de distribuição e distribuição dos custos de manutenção das políticas de incentivo vem sendo discutida em diversos outros países, como na Itália, Bélgica e Estados Unidos. Na Bélgica, na região de Flanders, foi implementada em 2015 uma taxa de conexão à rede, aplicável somente aos prosumidores, cuja finalidade é a remuneração da rede, no sentido de compensar as empresas de distribuição pelas perdas de receita associadas ao sistema de net-metering em voga. Na Itália, por sua vez, o regulador definiu um pagamento anual, que varia

conforme o porte do sistema fotovoltaico instalado e com a tensão da rede a qual estão conectados. Já nos Estados Unidos, em diversos estados, a mesma questão tem sido levantada, tendo sido alvo de intensos e recorrentes debates, que resultaram na definição de tetos para o montante total de capacidade instalada de GD, alternativa implementada em diversos estados. Cervantes (2012) aponta, entretanto, que o estabelecimento deste limite, no entanto, requer conhecimento claro acerca do impacto nas receitas das distribuidoras (Cervantes, 2002). Outra medida implementada em alguns Estados, a exemplo da Califórnia, consiste no estabelecimento de modestas tarifas não-evitáveis a serem cobradas dos prosumidores (Snapshot of Global Photovoltaic Markets - IEA PVPS, 2016).

Neste sentido, é possível perceber que no âmbito internacional, a difusão da geração distribuída, impulsionada através de diversos mecanismos de incentivo muitas vezes associados, a exemplo do net-metering e das tarifas feed-in, já atinge valores expressivos, de modo que os impactos sobre a rede e a receita das distribuidoras, como mencionado anteriormente, já se tornaram uma realidade. Merecem destaque os seguintes casos: Califórnia, Itália e Bélgica, que serão analisados no presente trabalho. Os quatro casos escolhidos, além de apresentarem estágios já avançados de difusão da geração solar fotovoltaica, se tornam especialmente relevantes devido aos ajustes regulatórios implementados no sentido de mitigar o problema que este trabalho se propõe a tratar. Neste sentido, a escolha dos casos foi pautada não só pelo fato de já se encontrarem bastante desenvolvidos em termos de disseminação dos sistemas de GDFV de pequeno porte, mas principalmente pelo fato do nível de desenvolvimento já permitir a análise dos desdobramentos em termos de impactos sobre o setor elétrico, principalmente sobre as distribuidoras de eletricidade, assim como por apresentarem indicações claras da consolidação de ajustes regulatórios no sentido de corrigir as distorções geradas, de modo que podem oferecer importantes contribuições para o caso brasileiro.

Deste modo, reconhecida a relevância da GD, assim como os impactos sistêmicos e a necessidade de ajustes regulatórios, se faz crucial a discussão do tema. A seguir os casos escolhidos serão brevemente apresentados.

1.4.1. O caso Italiano

Na Itália a política de incentivo voltada a difusão da geração solar fotovoltaica entrou em vigor em 2005. O programa Conto Energia, baseado em um esquema de tarifas feed-in, atende plantas de geração solar fotovoltaica com capacidade instalada entre 1 e 1000 kW, incluindo o pagamentos de dois componentes tarifários distintos: uma parcela voltada a remuneração do montante total gerado no sistema (uma espécie de tarifa de geração) e outra que incide sobre o volume exportado para a rede (o equivalente a uma tarifa de exportação).

Dado o crescimento substancial da capacidade instalada fotovoltaica e do aumento dos custos associados às tarifas Feed-in, atingido o teto definido pelas autoridades italianas em termos de custo anual de manutenção da política de 6,7 bilhões de euros, em julho de 2013 o Decreto Ministerial de 06/08/2010 foi revogado (IEA, 2015). Com o fim da tarifa Feed-in, os crédito de energia previstos no sistema de net-metering (Scambio Sul Posto) passaram a ser a única política de incentivo vigente na Itália.

O Scambio Sul Posto consiste em um sistema de net-metering aplicável a sistemas com capacidade instalada de até 200 kW, se instalados após 31 de dezembro de 2007, ou de 500 kW, para o caso daqueles instalados após 01 de janeiro de 2015 (EC, 2015). Através deste mecanismo, diferentes preços são atribuídos à eletricidade produzida e ao consumo, o que permite uma compensação financeira baseada em tarifas do tipo Time of Use (IEA PVPS, 2015; EC, 2015). Neste sentido, o sistema de incentivo vigente na Itália tende a ser caracterizado como um esquema de net-billing, o que representa uma política de suporte mais conservadora se comparada à tarifa Feed-in inicialmente instituída no país (Franz, 2016).

Um dado expressivo acerca do sucesso do sistema Conto Energia, em termos de capacidade de promoção da energia fotovoltaica, é que ao final de 2013 a Itália respondia por 22.4% da capacidade fotovoltaica instalada em toda a Europa, alcançando entre 2004 e 2013 uma taxa média de crescimento anual de 149,5%, conforme pode ser observado na Tabela 1 (Squatrio et al., 2014).

Table 1. PV installed capacity (in MW) in Italy and in European Union from 2004 to 2013.

Items	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Italy	4.7	15.6	12.5	70.2	338.0	698.8	2,326.1	9,303.0	3,369.0	1,462.0	17,614.0
European Union	658.3	914.2	926.5	1,833.1	5,070.3	5,739.0	13,478.8	22,019.4	16,673.5	9,922.2	78,798.2
Incidence (%)	0.7	1.7	1.3	3.8	6.7	12.2	17.3	42.2	20.2	14.7	22.4

Fonte: Squatrito et al., 2014

Na Itália a tarifa de distribuição é composta por três elementos: um componente fixo (€/ponto de entrega), um componente que remunera a potência (€/kW) e, finalmente, um componente volumétrico progressivo que reflete o consumo de energia (€/kWh). Na tarifa de energia paga por um consumidor residencial italiano, em média 80% do total correspondem ao volume consumido, e apenas 20% baseiam-se na capacidade (European Commission, 2015).

É importante destacar que, com o crescimento da capacidade instalada fotovoltaica na Itália, cuja trajetória será analisada a seguir, os projetos de autoconsumo já começam a lidar com taxas especificamente voltadas à remuneração da rede, que variam de acordo com sua capacidade, respondendo aos seguintes critérios (Qual'energia, 2015 apud European Commission, 2015):

- Projetos de microgeração são isentos da contribuição;
- Sistemas com capacidade instalada maior ou igual a 20 kWp, conectados à rede de baixa tensão, pagam aproximadamente €36/ano;
- Sistemas com capacidade igual ou superior a 200 kWp, conectados à rede de média tensão, pagam cerca de €237/ano.

Outro elemento chave no sentido de analisar o curso das políticas de suporte à energia solar fotovoltaica adotadas na Itália é a reforma tarifária introduzida em 01 de janeiro de 2016, a ser implementada até 2019. No cerne da reforma está o fim do esquema em que as tarifas pagas pelos consumidores aumentam progressivamente com o aumento da demanda. Essa mudança reflete a nova estratégia do regulador (AEEG), segundo a qual todos os consumidores residenciais devem pagar as mesmas taxas de uso da rede e do sistema (grid and system surcharges), independente do volume de eletricidade consumido. Na prática, a reforma tarifária implicará no aumento dos custos

a serem pagos pelos prosumidores às empresas varejistas de eletricidade, na medida em que sob a regulação atual a redução da energia demandada da rede, viabilizada pelo Scambio Sul Posto, resulta em respectiva redução da tarifa paga pelo agente (Franz, 2016). Em contrapartida, consumidores residenciais com elevado consumo de eletricidade, assim como aparelhos elétricos de grande porte, como bombas térmicas, serão incentivados pelo novo regime (Rinnovabiliti.it, 2015 apud Franz, 2016). De acordo com cálculos preliminares, com a reforma tarifária a receita dos proprietários de sistemas fotovoltaicos beneficiados pelo Scambio Sul Posto reduziria em média entre 170 e 550 euros por ano, a depender das características do sistema e da taxa de autoconsumo (Solarexpo, 2015 apud Franz, 2016). Portanto, essa reorientação das políticas de incentivo à geração fotovoltaica tende a promover a desaceleração do ritmo de difusão da tecnologia nos próximos anos.

1.4.2. O caso da Califórnia

Na Califórnia a lei de “net energy metering” (NEM) foi estabelecida em 1995, sendo crucial para possibilitar a disseminação de projetos de GDFV (Del Chiaro & Gibson, 2006). Uma característica importante desta lei de net metering, foi o fato de permitir a instalação de sistemas com capacidade instalada de até 10kW, com a restrição do escopo da lei sendo 0.1% da demanda de pico das concessionárias. A limitação no tamanho da instalação era pra focar em instalações residenciais, enquanto as restrições no escopo da lei foram importantes para mitigar a resistência das concessionárias ao sistema de net metering.

Em Janeiro de 2016, mesmo frente a pressão do lobby das distribuidoras a decisão da California Public Utilities Commission foi no sentido de manter o net metering baseado na valoração de energia excedente injetada na rede de acordo com a tarifa de energia elétrica praticada no mercado varejista. Uma das principais mudanças no novo Net Energy Metering (NEM), no entanto, foi a imposição de que os consumidores beneficiários do sistema migrem para as tarifas do tipo time-of-use, assim que estiverem disponíveis, no sentido de promover a racionalização do uso da energia, na medida em que as tarifas passam a refletir melhor os custos de atendimento da carga ao longo do dia (GTM, 2016).

Outro aspecto relevante diz respeito a decisão de que os agentes atendidos pelo net-metering passassem a pagar tarifas não-evitáveis (non-bypassable charges) entre

\$0.02 e \$0.03 por kWh consumido da rede, independente de quanta eletricidade tenham injetado na rede. O montante arrecadado através dessa tarifa é destinado ao financiamento de programas de eficiência energética e políticas voltadas para consumidores de baixa renda (Franz, 2016).

Neste sentido, está em curso na Califórnia um forte debate acerca do impacto da difusão da geração fotovoltaica sobre a remuneração das distribuidoras mediante o aumento dos custos com investimentos em desenvolvimento e reforço da rede de distribuição associado, associado a redução da receita frente a instalação de sistemas fotovoltaicos distribuídos (Franz, 2016). Desde 2013, empresas como a Pacific Gas & Electricity (PG&E) e a San Diego Gas & Electricity (SDGE) pressionam pela criação de taxas mensais fixas, para a remuneração da rede, assim como pela redução da remuneração paga aos consumidores atendidos pelos sistemas de net-metering (Franz, 2016).

A San Diego Gas & Electricity apresentou alguns números bastante relevantes em dezembro de 2015: de acordo com a empresa o aumento da carga de custos incidente sobre os consumidores “sem-painel” somava cerca de 160 milhões de dólares por ano, o que se traduzia em 100 dólares adicionais na conta de energia elétrica paga por esses consumidores. Já a Pacific Gas & Electricity estimou que, até 2025, o custo com os velhos mecanismos de incentivo aos painéis solares implicará em um aumento de 45 dólares por mês das contas dos consumidores “sem-painéis”.

Refletindo essa preocupação as distribuidoras apresentaram à California Public Utilities Commission (CPUC) diversas propostas de reforma do sistema de net-metering vigente, que encontraram, no entanto, forte pressão contrária a partir de empresas de aluguel de painéis solares (como a SolarCity e a Sunrun), post que as medidas teriam impacto negativo sobre o seu negócio (Franz, 2016).

1.4.2.1. Reforma Tarifária

Em Julho de 2015, uma reforma na estrutura tarifária do setor residencial foi implementada na Califórnia. As alterações mais relevantes na perspectiva do mecanismo de net-metering vigente foram: a introdução de tarifas do tipo time-of-use (TOU) e a rejeição da proposta apresentada pelas distribuidoras de estabelecer tarifas fixas mensais. A decisão da Comissão (CPUC) baseou-se no argumento de que a imposição desse tipo de taxa poderia reduzir a atratividade do investimento em sistemas

fotovoltaicos, tornando-os menos competitivos. Foi aprovada, em contrapartida, a redefinição do piso para a conta de eletricidade paga pelos consumidores residenciais, de modo que a tarifa mínima mensal estabelecida foi de \$10, enquanto para os consumidores de baixa renda o valor cai para \$5 (Utility Dive, 2015; NC Clean Energy,2015).

1.4.3. O caso da Bélgica (Flanders)

Na Bélgica, na região de Flanders, os prosumidores dispõem de um esquema de net-metering, no qual sistemas com capacidade instalada de até 10 kW são elegíveis. A política prevê tanto o auto-consumo da energia gerada, o que tem como contrapartida a redução da conta de eletricidade, como a exportação do excedente para a rede, que é remunerado através do preço praticado no mercado varejista de energia. A remuneração dos excedentes injetados na rede é garantida através da realização de PPAs (Power Purchase Agreements). O tempo máximo previsto para a compensação de eletricidade, por fim, é de um ano (IEA, 2016).

Em julho de 2015, na região de Flanders, foi imposta uma tarifa voltada a remuneração da rede, aplicável a sistemas com capacidade de até 10 kWp. A taxa varia de acordo com o porte do Sistema, sendo cobrados €70 por kW instalado.

2. Estrutura da tese

Introdução

Capítulo 1: Apresentação dos drivers da inserção da Geração Distribuída a nível mundial e no caso Brasileiro.

Capítulo 2: Discussão dos desafios técnicos e econômico-financeiros associados à difusão da geração distribuída fotovoltaica de pequeno porte

Capítulo 3: Apresentação da Regulação Brasileira para mini e microgeração

Capítulo 4: Análise dos casos internacionais

4.1. O caso da Itália

4.2. O caso da Califórnia

4.4. O Caso da Bélgica

Capítulo 5: Recomendações de ajustes regulatórios para o caso brasileiro

Conclusão

3. Metodologia

O levantamento bibliográfico inclui bibliografia indicada pelo orientador assim como referências obtidas através da busca na Biblioteca Digital Brasileira de Dissertações e Teses, no portal CAPES, no Google Acadêmico e na base Scopus. Foram consideradas obras publicadas nos últimos 20 anos, e as palavras-chave adotadas foram: Distributed Generation, Feed-in tariffs, Net-metering, Decoupling, Photovoltaic Energy. Diversas referências também foram encontradas a partir de artigos análogos sugeridos pelas ferramentas de pesquisa mencionadas.

Já a pesquisa documental foi realizada na página das agências reguladoras de cada caso analisado.

4.1. Tipo de pesquisa

O trabalho terá como base uma pesquisa qualitativa, que utilizará o método de estudo de caso, com o estudo de casos múltiplos. A coleta de dados será realizada através das seguintes técnicas de coleta de dados: pesquisa bibliográfica, pesquisa documental e discussões em grupo guiadas por monitoramento formal.

4.2. População e Amostra (pesquisa quantitativa) ou Participantes da pesquisa (pesquisa qualitativa)

As discussões serão realizadas durante as visitas e reuniões técnicas, já previstas no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, com agências reguladoras, centros de pesquisa e empresas de energia elétrica líderes no processo de implantação de recursos energéticos distribuídos, de modo que se poderá beneficiar da homogeneidade interna aos grupos.

Já a pesquisa documental considerará medidas regulatórias publicadas a partir de 2012, no caso brasileiro, posto que a primeira Resolução Normativa que trata das condições de acesso dos micro e minigeradores à rede de distribuição (REN 482) data deste ano. Já no caso da Califórnia, a data inicial considerada como critério para a

pesquisa documental será 1995, data de publicação da lei através da qual foi implementado o net-metering no estado. Na Itália, o ano partida será 2005, que se trata do ano em que foi inaugurado o programa Conto Energia. No caso da Bélgica, por fim, pesquisas adicionais são necessárias no sentido de identificar o horizonte a ser considerado.

O recorte temporal, em todos os casos, se estende até o presente, já que se propõe a tratar da evolução da regulação nos países analisados.

4.5. Cronograma de Elaboração da Dissertação ou Tese

Etapas	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro	Março
Pesquisa bibliográfica e documental	■	■								
Elaboração e apresentação do pré-projeto aos orientadores		■								
Levantamento dos dados preliminares acerca dos casos			■							
Tratamento dos dados e elaboração de relatórios			■	■	■	■				
Entrega e defesa de projeto junto à banca examinadora				■						
Redação da dissertação					■	■	■	■		
Revisão por parte do orientador						■	■	■		
Elaboração do texto final									■	■
Encaminhamento à banca										■

5. Referências bibliográficas

BARBOSA Filho, Wilson Pereira, and Abílio César Soares de AZEVEDO. "Geração distribuída: vantagens e desvantagens." II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia (2013).

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília: MME/EPE, 2015.

Carley, S. (2012). Energy demand-side management: New perspectives for a new era. *Journal of Policy Analysis and Management*, 31(1), 6–32.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. "Alternativas Energéticas: uma visão CEMIG." Belo Horizonte (2012)

Cervantes, C., *Mecanismos regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas fotovoltaicos Conectados à rede*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 118 p. Dissertação (Mestrado).

DE CASTRO, N. I. V. A. L. D. E., et al. "AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E EM OUTROS PAISES: O PORQUE DAS DIFERENÇAS." (2015).

Didden, M. H., & D'haeseleer, W. D. (2003). Demand side management in a competitive European market: Who should be responsible for its implementation? *Energy Policy*, 31, 1307–1314.

Didden, M. H., & D'haeseleer, W. D. (2003). Demand side management in a competitive European market: Who should be responsible for its implementation? *Energy Policy*, 31, 1307–1314.

Eurelectric. (2015). *A sector in transformation: electricity industry trends and figures*. Brussels.

European Commission. (2011). *Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. Brussels, Belgium.

Fox-Penner, P. (2010). *Electric Utility Business and Regulatory Models of the Future Overview*. Washington, D.C., United States.

FUJII, Ricardo Junqueira et al. *Análise dos Elementos Regulatórios Relativos à Geração Distribuída*. CEP, v. 5508, p. 900, 2005.

Jenkins, J. D., & Pérez-arriaga, I. (2014). *The Remuneration Challenge: New Solutions for the Regulation of Electricity Distribution Utilities Under High Penetrations of Distributed Energy Resources and Smart Grid Technologies*. Massachusetts, United States.

Kihm, S., Barrett, J., & Bell, C. J. (2014). *Designing a New Utility Business Model? Better Understand the Traditional One First*. 2014 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings. United States.

Kind, P. (2013). *Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business*. Washington, D.C. Retrieved from www.eei.org on February 23rd, 2015.

Lehr, R. L. (2013). New utility business models: Utility and regulatory models for the modern era. *Electricity Journal*, 26(8), 35–53.

Martins, Vanderlei Affonso. *ANÁLISE DO POTENCIAL DE POLÍTICAS PÚBLICAS NA VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL*. Diss. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

NAKABAYASHI, Renny. *Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras*. 2014. 106 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

Newcomb, J., Lacy, V., & Hansen, L. (2013). *New Business Models for the Distribution Edge the Transition From Value Chain for the Distribution Edge*. Boulder. Retrieved from www.rmi.org/new_business_models on February 12th, 2015.

Newcomb, J., Lacy, V., Hansen, L., & Bell, M. (2013). Distributed Energy Resources: Policy Implications of Decentralization. *The Electricity Journal*, 26(8), 65–87.

Richter, M. (2013). Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy. *Energy Policy*, 62, 1226–1237.

Sousa, J., Martins, A. G., & Jorge, H. (2013a). Dealing with the paradox of energy efficiency promotion by electric utilities. *Energy*, 57, 251–258.