

PRISCYLLA KLEIN

**ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA PARA
INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA EM RESIDÊNCIAS LOCALIZADAS
NA REGIÃO DE CURITIBA E FOZ DO IGUAÇU – PR
CONSIDERANDO A NOVA ALTERNATIVA DE
VALORAÇÃO DA ENERGIA INJETADA NA REDE,
PROPOSTAS PELO RELATÓRIO DE ANÁLISE DE
IMPACTO REGULATÓRIO
nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA Executivo em Administração: Setor Elétrico, de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, da FGV/IDE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

Orientador: Andriei José Beber, Dr.

**CURITIBA - PARANÁ
2019**

PRISCYLLA KLEIN

ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA PARA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA EM RESIDÊNCIAS LOCALIZADAS NA REGIÃO DE
CURITIBA E FOZ DO IGUAÇU – PR CONSIDERANDO A NOVA ALTERNATIVA
DE VALORAÇÃO DA ENERGIA INJETADA NA REDE, PROPOSTAS PELO
RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO
nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

Andriei José Beber, Dr.

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso MBA Executivo em
Administração: Setor Elétrico de Pós-
Graduação *lato sensu*, Nível de
Especialização, do Programa FGV
Management como pré-requisito para a
obtenção do título de Especialista TURMA
01/17

Curitiba – PR
2019

Trabalho de Conclusão de Curso

ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA PARA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA EM RESIDÊNCIAS LOCALIZADAS NA REGIÃO DE
CURITIBA E FOZ DO IGUAÇU – PR CONSIDERANDO A NOVA ALTERNATIVA
DE VALORAÇÃO DA ENERGIA INJETADA NA REDE, PROPOSTAS PELO
RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO
nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

elaborado por Priscylla Klein e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi
aceito como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista do
Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa
FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico

Data da aprovação: 20 de novembro de 2019

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Professor orientador
Andriei José Beber, Dr.

TERMO DE COMPROMISSO

A aluna Priscylla Klein, abaixo-assinada, do Curso MBA Executivo em Administração, Setor Elétrico, do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de novembro de 2017 a novembro de 2019, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: Análise da Viabilidade Financeira para Instalação de Geração Solar Fotovoltaica em Residências Localizadas na Região de Curitiba e Foz do Iguaçu – PR, Considerando a Nova Alternativa de Valoração da Energia Injetada na Rede, Propostas pelo Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL é autêntico, original, e de sua coautoria com o Engenheiro e aluno Rodrigo de Mello Surdi.

Curitiba, 20 de novembro de 2019.

Priscylla Klein

Sumário

1. Introdução	8
2. Referencial Teórico	10
2.1. Histórico do aproveitamento da geração solar	10
2.2. Radiação Solar.....	11
2.3. Tipos de Sistemas para Captação e Conversão da Energia Solar.....	13
2.3.1. Energia fototérmica ou de aquecimento solar	13
2.3.2. Energia Heliotérmica.....	14
2.3.3. Energia Solar Fotovoltaica	17
2.4. Crescimento do uso da energia fotovoltaica	18
2.5. Motivos para um rápido crescimento do uso da energia solar fotovoltaica no país	20
2.6. Maiores mercados de energia fotovoltaica	21
2.7. Tipos de sistemas.....	24
2.7.1. Off-grid.....	24
2.7.2. On-grid	24
2.8. Tipos de painel solar fotovoltaico.....	26
2.8.1. Silício Monocristalino.....	26
2.8.2. Silício Policristalino	27
2.8.3. Painéis Solares de Filme Fino.....	28
2.8.4. Painel Solar Híbrido - HJT.....	29
2.9. Tributação da energia solar Fotovoltáica	29
2.10. Normas e regulamentos relacionados ao sistema de compensação de energia elétrica .	30
3. Micro e Minigeração Distribuída e o Setor Elétrico Brasileiro	32
3.1. A expansão e os impactos da Micro e da Minigeração Distribuída no Brasil.....	32
3.1.1. Representatividade da Micro e Minigeração Distribuída na Matriz Elétrica do Brasil..	32
3.1.2. Consequências da Micro e da Mini Geração Distribuída no Setor Elétrico	34
3.2. Revisão regulatória aplicável à micro e minigeração distribuída	35
3.2.1. O processo em curso de revisão da REN nº 482/2012.....	35
3.2.2. Atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica para Geração Distribuída	37

3.2.3. Alternativas para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica para Geração Distribuída.....	41
4. A análise de viabilidade financeira	44
4.1. Resultados Estudo de Viabilidade.....	44
4.1.1. Estudo de viabilidade com base na Resolução Normativa vigente	44
4.1.2. Estudo de viabilidade com base na alteração proposta pela Análise de Impacto Regulatório.....	46
4.1.2.1. Método do Valor Presente Líquido (VPL)	48
4.1.2.2. Método da Taxa Interna de Retorno (TIR).....	49
4.1.2.3. Payback Simples e Payback Descontado	50
5. Conclusão.....	52
6. Referências	55

Resumo

O aumento da representatividade das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira traz um grande desafio para os agentes, em especial para as distribuidoras de energia e consumidores residenciais, pois o crescimento da micro e minigeração distribuída atinge o mecanismo de valoração de custos e preços desse mercado. Atualmente, estão em análise pela ANEEL, alternativas para minimizar o impacto regulatório frente ao aumento da micro e minigeração distribuída no equilíbrio do setor elétrico do país. Uma das alternativas propostas de alteração regulatória foi testada em um projeto de viabilidade de sistemas fotovoltaicos on grid para cinco diferentes cenários de carga, em Curitiba e Foz do Iguaçu, demonstrando a alteração no valor de economia a ser obtida na conta de luz bem como nos resultados de viabilidade apresentados pelos quatro diferentes métodos de análise de investimentos (Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, PayBack Simples e Pay Back Descontado).

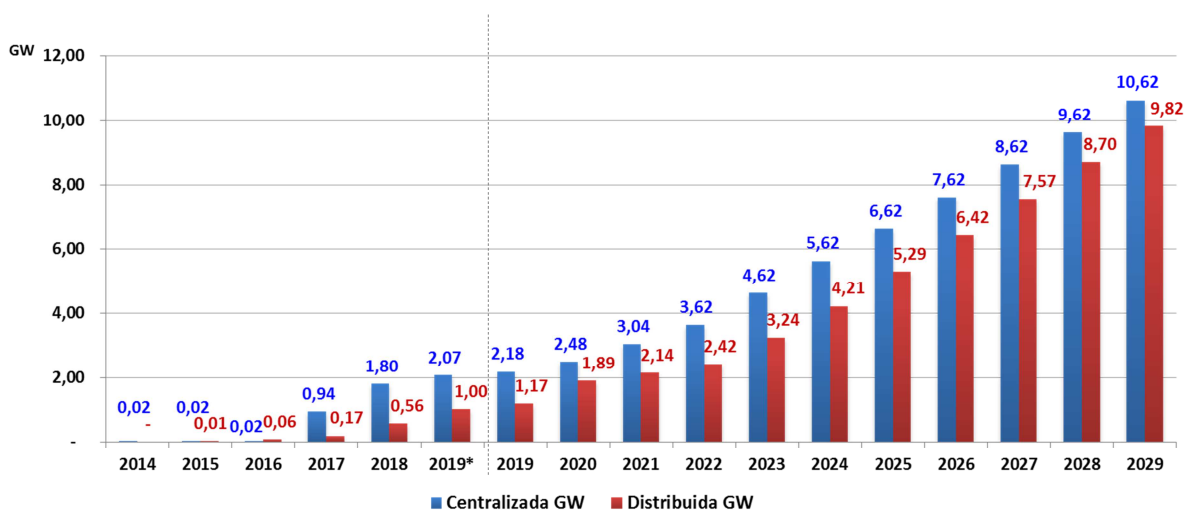
Palavras chave: Geração fotovoltaica residencial, geração distribuída, micro e minigeração distribuída, Análise de Impacto Regulatório, análise financeira, economia de energia, redução da conta de energia elétrica, viabilidade da geração fotovoltaica.

1. Introdução

Estudos nacionais e internacionais apontam uma tendência de significativo aumento da representatividade da energia fotovoltaica na matriz elétrica do Brasil e do mundo.

O Brasil ainda não está entre os países com uso expressivo dessa fonte de energia, como Honduras, Alemanha e Grécia. Mas, o Plano Decenal de Expansão – PDE2029, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, aponta grande crescimento da produção nacional de energia elétrica fotovoltaica, tanto em geração centralizada como em geração distribuída, conforme gráfico 1.

Gráfico 1 - Capacidade Instalada de Energia Fotovoltaica – Registrada* e Projetada



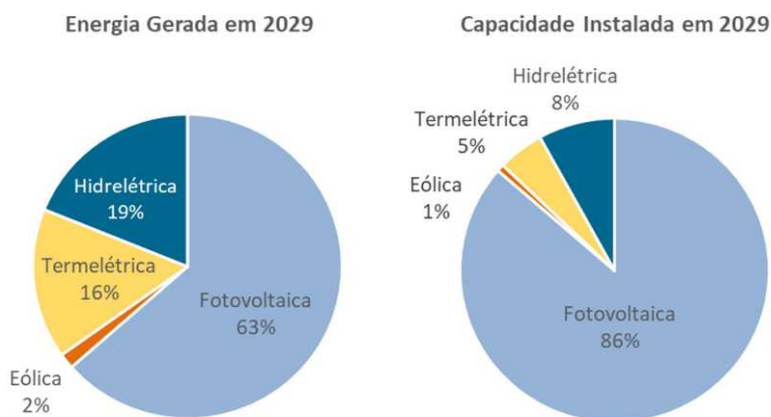
* Capacidade Registrada até maio/2019 para SIN e até junho/2019 para GD
 Fonte: Dados PDE2029-EPE - Elaboração Própria

A Geração Distribuída foi impulsionada a partir de 2012, com a regulamentação da ANEEL que definiu a compensação integral para a energia injetada na rede, provenientes de fontes renováveis. Conforme Plano Decenal de Expansão – EPE:

“A modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD) cresceu e não se pode mais dizer que representa um mercado pequeno no País. Em junho de 2019 a marca de 1 GW foi atingida, superando as expectativas que o setor tinha para a modalidade. Como comparação, no ano de 2018 foram instalados cerca de 400 MW de MMGD, o que representa a mesma capacidade adicionada em térmicas a gás natural, duas vezes o que foi instalado em térmicas a bagaço de cana ou, ainda, três vezes a capacidade instalada de PCHs no mesmo ano”.

Dentre as fontes renováveis incentivadas pela regulamentação, a fotovoltaica vem se destacando devido ao rápido desenvolvimento tecnológico que está reduzindo o custo dos componentes de instalação. O gráfico 2 demonstra a importância dessa fonte de energia para a matriz elétrica do país, conforme projeções da EPE para 2029.

Gráfico 2 - Potência e Energia por fonte em 2029



Fonte: Plano Decenal de Expansão 2029 - EPE

É importante salientar que a viabilidade econômico-financeira de um empreendimento de geração distribuída fotovoltaica não é garantida. Faz-se necessários estudos e análises detalhadas de variáveis como radiação do local de instalação, eficiência dos equipamentos, risco e também a regulamentação vigente, pois está em tramitação a revisão da atual norma que, se aprovada, reduzirá consideravelmente os incentivos atualmente praticados.

2. Referencial Teórico

2.1. Histórico do aproveitamento da geração solar

Na história da humanidade o Sol sempre teve extrema importância para aquecimento, iluminação e produção de fogo. Já a utilização da radiação solar para conversão em energia elétrica foi observada em meados do século XIX, pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, quando realizava estudos e constatou tensão entre os eletrodos de solução condutora a base de selênio, ao receber a luz do sol.

A partir dessa descoberta, vários estudos sobre a produção de energia elétrica através do efeito fotovoltaico foram realizados, mas foi somente nos anos de 1950, que ocorreram grandes avanços, pela utilização de lâminas de silício cristalino para conversão da energia solar em elétrica com eficiência. Essa nova tecnologia foi desenvolvida e aperfeiçoada nos Estados Unidos, pelo físico Calvin Fuller, do Bell Laboratories.

A consolidação da energia solar fotovoltaica como fonte de energia elétrica ocorreu na década de 1970, à medida que se buscou fontes de energia alternativas ao petróleo, empresas do ramo de energia se interessaram em diversificar seu portfólio e com isso, ocorreu a redução expressiva do custo para produção das células fotovoltaicas.

Na década de 1990, países da Europa, com o compromisso de reduzir a emissão CO₂, passaram a incluir a produção de energia elétrica através do efeito fotovoltaico em seus programas de governo.

Com o grande crescimento desse mercado, nos anos 2000, a fabricação dos componentes para produção de energia fotovoltaica aumentou na China e Taiwan.

Atualmente, o mercado de energia fotovoltaica ainda está em expansão, pois apesar do grande desenvolvimento tecnológico desde a sua descoberta, o custo de instalação ainda é alto e assim, o estudos para barateamento dessa tecnologia segue em curso.

2.2. Radiação Solar

A radiação solar que a Terra recebe de forma distinta em sua superfície é definida pela posição espacial do planeta em relação ao Sol, pelo seu movimento de translação em órbita elíptica que faz torno do Sol, com leve inclinação de seu eixo, e pela rotação que faz diariamente em seu próprio eixo.

Essa geometria do Sol e Terra que explica as estações do ano, a quantidade de horas de iluminação durante os dias nas diversas regiões do planeta como também a intensidade da incidência da luz solar.

Dessa forma, as áreas mais próximas da linha do Equador recebem a incidência da luz solar de maneira perpendicular, assim com maior intensidade, além de terem dias com iluminação mais regular, diferente as regiões polares.

Figura 1 - A geometria Sol-Terra determina as estações do ano e a duração do dia

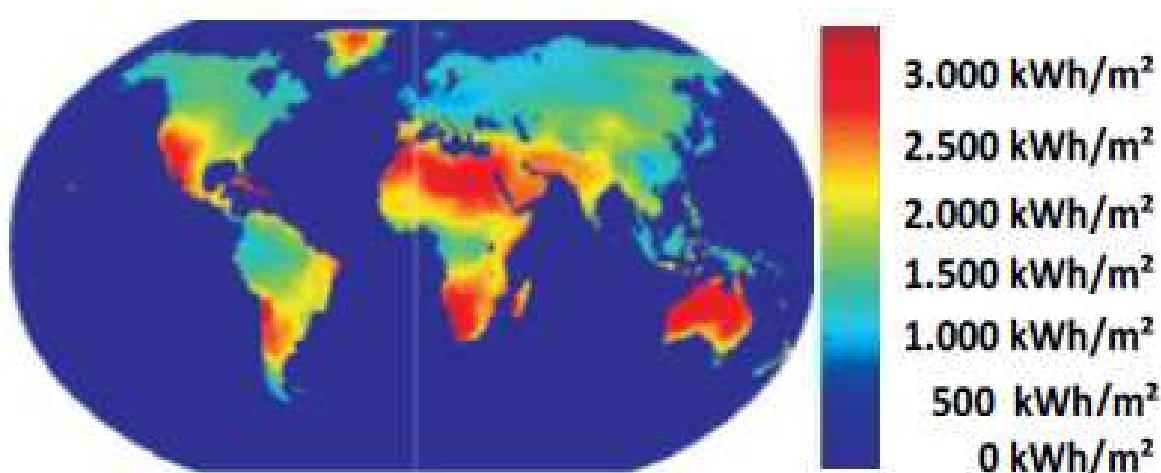


Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição

A quantidade de radiação também sofre influência das condições atmosféricas como nebulosidade, precipitações, poluentes no ar, dentre outros.

De acordo com estudos publicados no Atlas Brasileiro de Energia Solar, o Brasil recebe alto nível de irradiação solar e com pouca variabilidade. Isso demonstra o grande potencial do país para exploração da fonte de energia fotovoltaica, pois em nações onde essa tecnologia já está consolidada, os níveis de irradiação são menores, como por exemplo, na Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França. O mapa da figura 2, publicado pelo Ministério de Minas e Energia, apresenta a média anual de irradiação no mundo.

Figura 2 - Potencial no Brasil e no Mundo para energia solar



Fonte: Departamento de Informações e Estudos Energéticos - DIE/MME

O mencionado Atlas também aponta que o valor médio anual do total diário de irradiação solar a região Nordeste do Brasil é o maior entre as cinco regiões, sendo de 5,52kWh/m²dia – 2.015 kWh/m²ano. As regiões Sudeste e Centro-Oeste dividem o segundo lugar com valores muito próximos de média anual de irradiação, chegando a 5,26 kWh/m²dia – 1.918 kWh/m²ano e 5,20 kWh/m²dia – 1.900 kWh/m²ano, respectivamente. A região Sul apresenta média de 4,77 kWh/m²dia – 1.743 kWh/m²ano. E por fim, a região Norte está em último lugar com 4,66 kWh/m²dia – 1.701 kWh/m²ano.

Saliente-se o destaque “O oeste dos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul apresenta índices de irradiação média anual excelentes nos meses de verão e, em algumas regiões, até acima da média de muitos locais onde vêm sendo instaladas as usinas fotovoltaicas de grande porte no Brasil”.

2.3. Tipos de Sistemas para Captação e Conversão da Energia Solar

Existem três tipos de sistemas de captação e conversão de energia solar, o fototérmico ou de aquecimento solar, o heliotérmico e o fotovoltaico.

2.3.1. Energia fototérmica ou de aquecimento solar

O aquecimento solar é a utilização da radiação solar para aquecer um determinado material, geralmente um fluido (líquido ou gasoso). Esse tipo de sistema de captação e conversão é muito utilizado para o aquecimento de água para uso residencial.

Um sistema de aquecimento é formado por placas coletoras, reservatório para acumulação da água aquecida (Boiler), encanamentos para o transporte da água e algumas vezes moto bombas. Em sistemas convencionais, com circulação natural, a água aquecida nas placas coletoras, por ser menos densa, empurra a água fria promovendo a circulação entre as placas e o boiler. Os sistemas com circulação forçada, isto é, sistemas que incluem bombas hidráulicas, são mais utilizados em piscinas e em situações que exigem grandes volumes de água aquecida.

Para o suprimento de água quente de uma residência típica (três ou quatro moradores), são necessários cerca de 4 m² de coletor, conforme sistema demonstrado na figura 3. Estes sistemas são simples, possuem baixa

capacidade e baixo custo de instalação. São amplamente utilizados em residências localizadas em áreas com boa incidência solar.

Figura 3 - Sistema de aquecimento de água para uso residencial



Fonte: www.tecnosol.net.br

2.3.2. Energia Heliotérmica

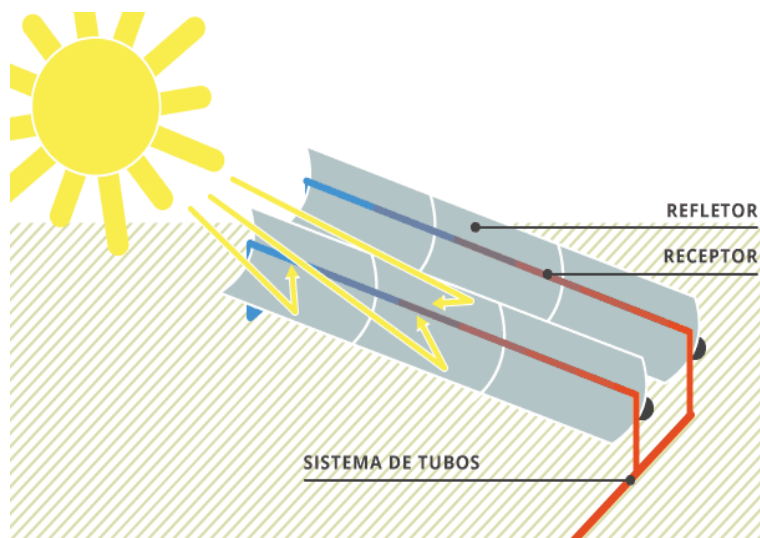
O processo de geração elétrica heliotérmica pode ser dividido em duas etapas. A primeira é a concentração solar e a segunda a geração elétrica propriamente dita.

A concentração pode ser realizada através de vários métodos, dentre os quais podemos destacar:

Sistema de concentração solar com calhas cilíndrico-parabólico, conforme representado na figura 04 abaixo:



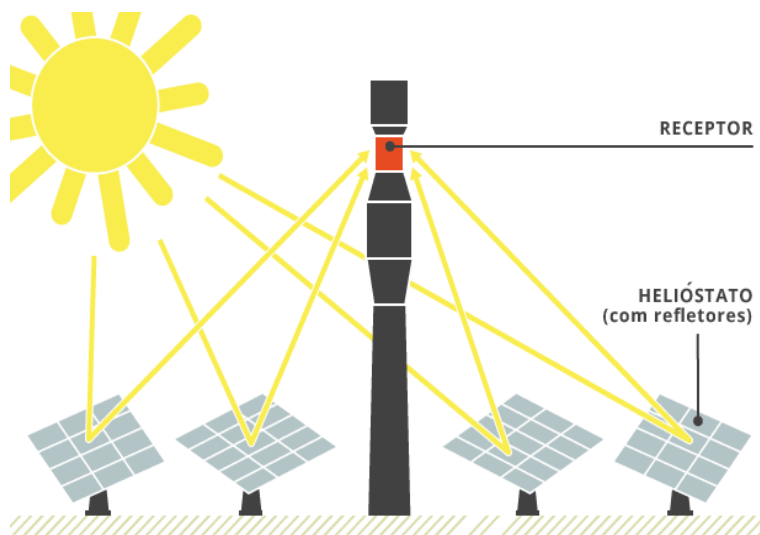
Figura 4 - Sistema de concentração solar com calhas cilíndrico-parabólico



Fonte: www.energiaheliotermica.gov.br

Sistema de concentração com Torre Solar, conforme representado na figura 05 abaixo:

Figura 5 - Sistema de concentração com Torre Solar

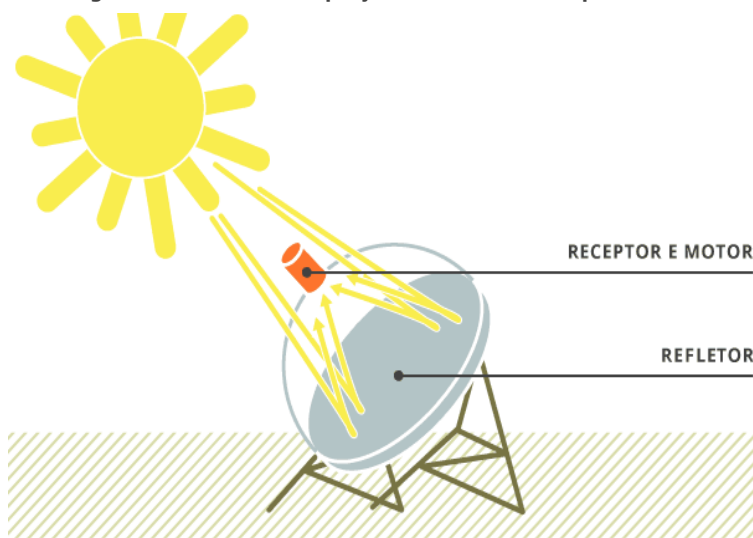


Fonte: www.energiaheliotermica.gov.br

Sistema de captação solar com discos parabólicos, conforme representado na figura 06 abaixo:



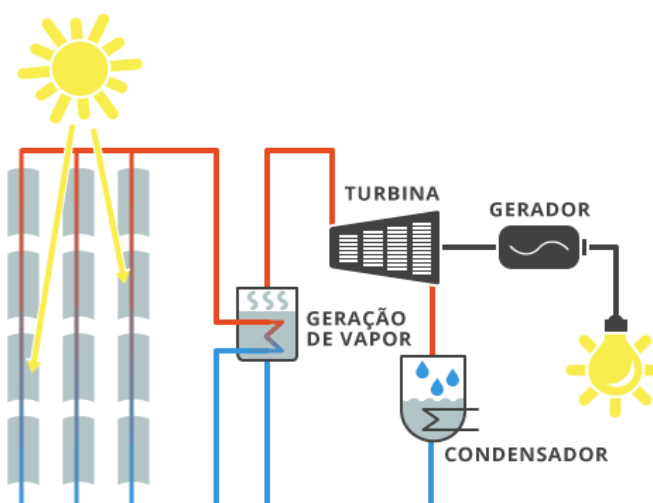
Figura 6 - Sistema de captação solar com discos parabólicos



Fonte: www.energiaheliotermica.gov.br

Após a fase de concentração solar, vem a etapa de geração de energia elétrica propriamente dita que segue os mesmos processos de uma usina termoelétrica. Um fluido é aquecido, no caso pelo calor da concentração solar, até se transformar em vapor e girar uma turbina conectada a um gerador elétrico. Na figura 7, de forma simplificada, está representado o ciclo heliotérmico para a geração de energia elétrica.

Figura 7 - Ciclo heliotérmico para a geração de energia elétrica



Fonte: www.energiaheliotermica.gov.br

2.3.3. Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. A célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, é a unidade fundamental desse processo de conversão. (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2014)

O efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar (ou outras formas apropriadas de energia). Entre os materiais mais adequados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, os quais são usualmente chamados de células solares ou fotovoltaicas, destaca-se o silício. A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Atualmente, as melhores células apresentam um índice de eficiência de 25% (GREEN et al., 2000)

Para a geração de eletricidade em escala comercial, o principal obstáculo tem sido o custo das células solares, contudo, nos últimos anos tem-se observado redução nos custos de capital.

Devido à crescente demanda de energias renováveis, a fabricação de células solares e instalações fotovoltaicas têm avançado consideravelmente nos últimos anos. Entre os anos 2001 e 2019 produziu-se um crescimento exponencial da produção de energia fotovoltaica, dobrando-se aproximadamente a cada dois anos.

Graças a este crescimento, e a constante sofisticação e a economia de escala, o custo da energia solar fotovoltaica baixou gradualmente desde o início do seu desenvolvimento, aumentando a eficiência, e conseguindo que o seu custo

médio de geração elétrica seja já competitivo com as fontes de energia convencionais num crescente número de regiões geográficas.

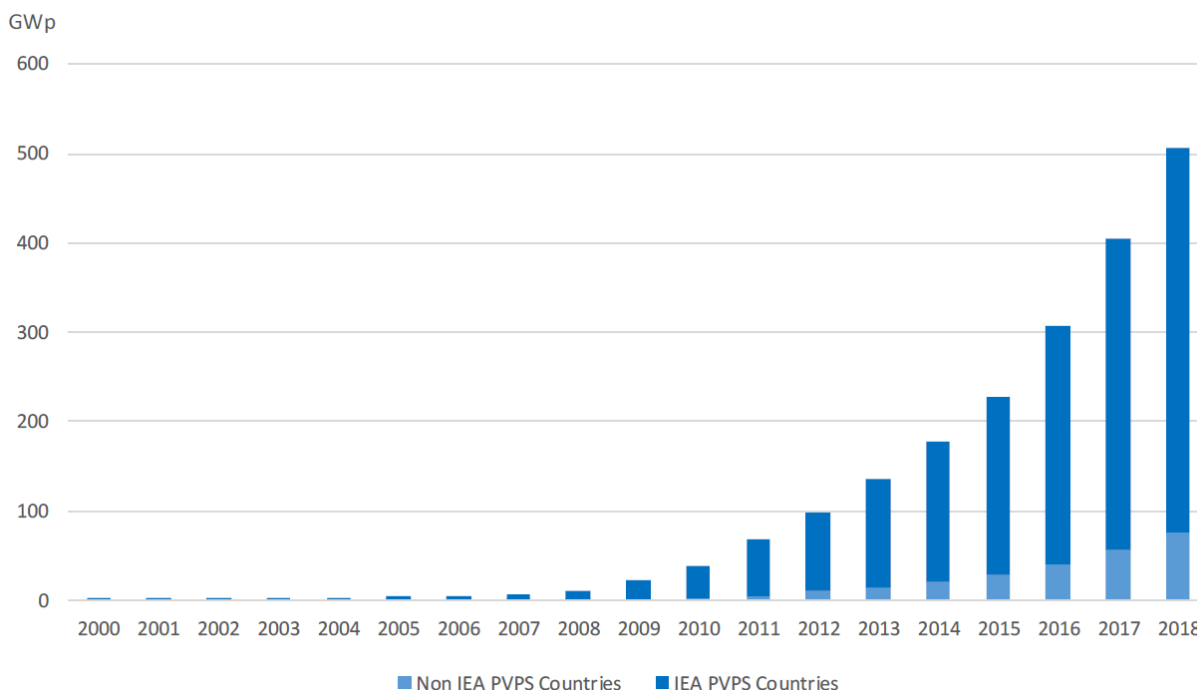
2.4. Crescimento do uso da energia fotovoltaica

A publicação de 2019 do Relatório “Snapshot of Global PV Markets”, pelo Programa de Sistema de Energia Fotovoltaicas, da Agência Internacional de Energia (IEA-PVPS) afirmou que a capacidade total acumulada no mundo de instalações fotovoltaicas, no final de 2018, foi de aproximadamente 500GW, ou meio TW.

O mencionado programa possui 27 países associados que juntos representam 85% da capacidade de energia fotovoltaica instalada no mundo.

O gráfico 3 mostra a evolução global das instalações fotovoltaicas no mundo.

Gráfico 3 – Evolução Global das Instalações de capacidade Fotovoltaica



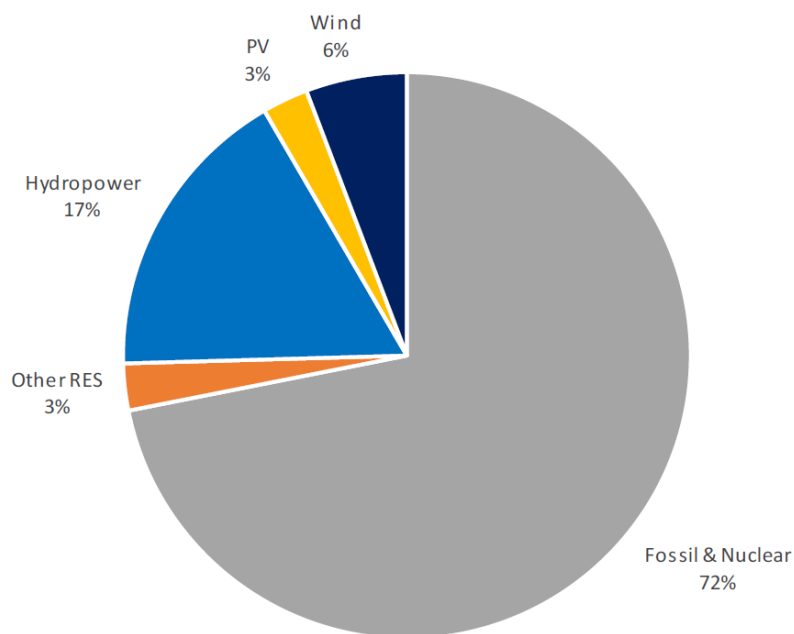
Fonte: International Energy Agency (IEA) - PVPS-Report _Snapshot2019 of Global PV Markets

Desde 2012, a Ásia vem se destacando com o rápido crescimento de instalações fotovoltaicas, já a Europa vem perdendo sua representatividade, embora ainda seja grande a participação dessa fonte de energia na matriz de alguns de seus países.

As fontes de energia elétrica renováveis continuam crescendo globalmente, porém ainda não foi possível mudar o predomínio de fontes fósseis na matriz mundial.

Em 2018, as renováveis representaram 28% da matriz mundial, sendo 3% de origem fotovoltaica, conforme gráfico 4 a seguir:

Gráfico 4 – Representatividade da Energia Fotovoltaica na Matriz Elétrica Mundial em 2018



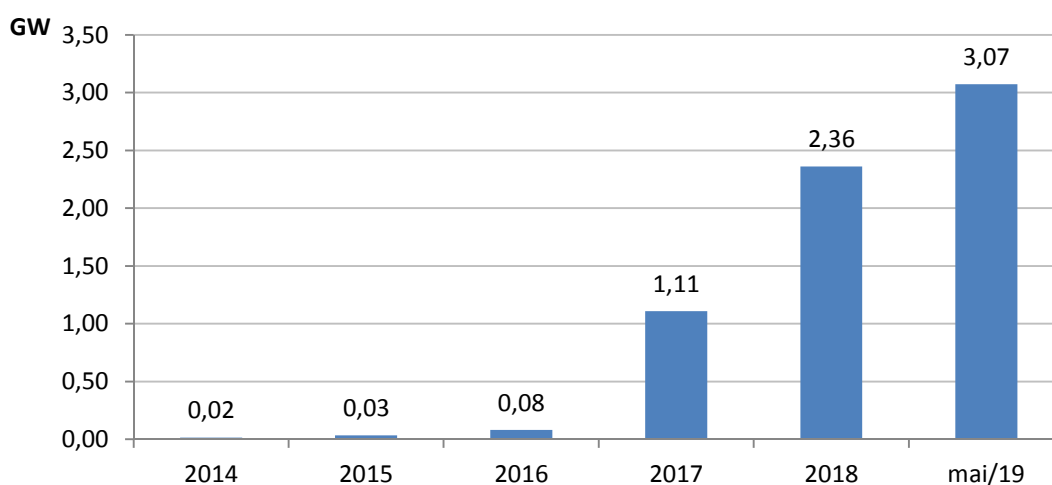
Fonte: International Energy Agency (IEA) - PVPS-Report _Snapshot2019 of Global PV Markets

2.5. Motivos para um rápido crescimento do uso da energia solar fotovoltaica no país

A energia solar passou a configurar individualmente a matriz elétrica brasileira, no Balanço Energético Nacional – BEN, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a partir de 2014. Anteriormente, a energia solar fotovoltaica estava no conjunto de Outras Fontes Renováveis, pela pouca representatividade até então.

Com base nas informações dos Relatórios Síntese do BEN, a capacidade de energia solar fotovoltaica apresenta saltos anuais de crescimento, no Brasil, chegando a um incremento de 30% somente nos primeiros cinco meses de 2019, quando comparado com dezembro de 2018.

Gráfico 5 – Crescimento da Capacidade de Energia Fotovoltaica no Brasil



Fonte: Dados PDE2029-EPE - Elaboração Própria

Muitas são as razões que justificam esse rápido crescimento, como por exemplo:

- A significativa redução do custo da tecnologia fotovoltaica nos últimos anos;

- Alternativas à dependência do volume de chuva;
- O aumento da preocupação com as emissões de gases de efeito estufa, fazendo grandes nações buscarem alternativa de fontes renováveis para as de origem fóssil;
- As fontes hídricas ainda disponíveis no país estão localizadas em regiões com grande impacto ambiental e social, dificultando grandes empreendimentos hidrelétricos;
- Estímulo à Geração Distribuída com a regulamentação em 2012, pela ANEEL, através da Resolução Normativa (REN) nº 482, que definiu incentivos para instalação;
- Novas tendências como veículos movidos à eletricidade impulsionam inovações também no setor de eletricidade.























Diante disso, o Plano Decenal de Expansão 2029 aponta um crescimento bem acelerada da capacidade de energia fotovoltaica, sobretudo nas instalações de Geração Distribuída, tendo em vista a “corrida” para agilizar novos empreendimentos devido à eminência de alteração na regulamentação, em que prevê a aplicação da tarifa binômica, alterando a atual compensação de 100% da energia introduzida na rede.

2.6. Maiores mercados de energia fotovoltaica

Em 2018, a China liderou como o país com a maior planta de energia fotovoltaica no mundo, seguida pelos Estados Unidos e Japão.

O Relatório “Snapshot of Global PV Markets”, elaborado pelo Programa de Sistema de Energia Fotovoltaicas, da Agência Internacional de Energia (IEA-PVPS), elencou no estudo o Top 10 dos países com maior capacidade instalada de energia fotovoltaica:

Figura 8 – Dez Maiores Países com Instalação Anual e Capacidade Total 2018

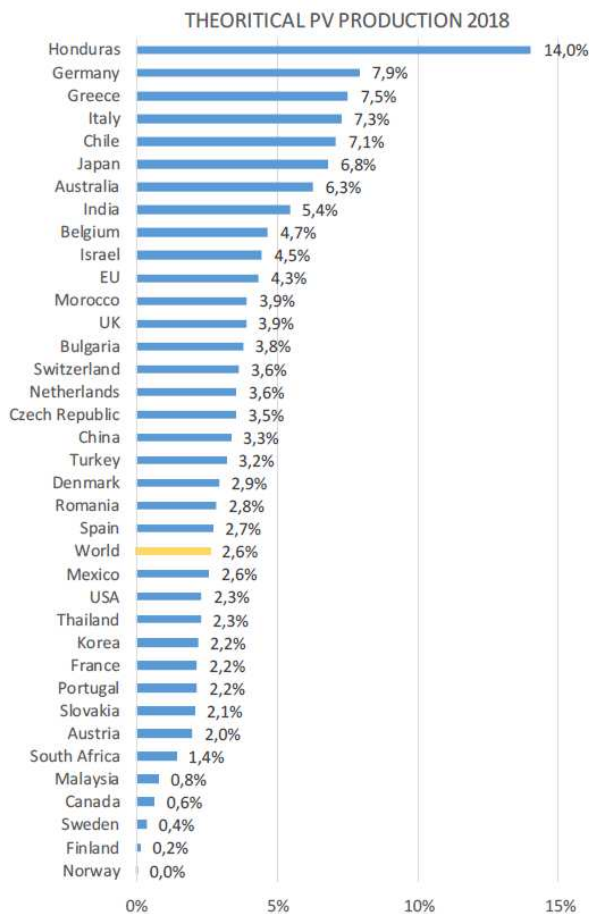
TOP 10 COUNTRIES FOR INSTALLATIONS AND TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2018				
FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY		FOR CUMULATIVE CAPACITY		
1	 China	45,0 GW	1  China	176,1 GW
2	 India	10,8 GW	2  USA	62,2 GW
3	 USA	10,6 GW	3  Japan	56,0 GW
4	 Japan	6,5 GW	4  Germany	45,4 GW
5	 Australia	3,8 GW	5  India	32,9 GW
6	 Germany	3,0 GW	6  Italy	20,1 GW
7	 Mexico	2,7 GW	7  UK	13,0 GW
8	 Korea	2,0 GW	8  Australia	11,3 GW
9	 Turkey	1,6 GW	9  France	9,0 GW
10	 Netherland	1,3 GW	10  Korea	7,9 GW
	 EU*	8,3 GW	 EU*	115,0 GW

* The European Union should come in the fourth place for the capacity installed in 2018 and in the second place for the cumulative capacity.

Fonte: International Energy Agency (IEA) - PVPS-Report _Snapshot2019 of Global PV Markets

No tocante a representatividade da energia fotovoltaica na matriz de cada país, o estudo mostrou que Honduras, Alemanha, Grécia, Itália, Chile, Japão, Austrália e Índia têm capacidade fotovoltaica suficiente para produzir teoricamente mais de 5% de sua demanda anual de eletricidade com energia fotovoltaica.

Gráfico 6 – Representatividade da Energia Fotovoltaica na Matriz Elétrica dos Países em 2018



Fonte: International Energy Agency (IEA) - PVPS-Report _Snapshot2019 of Global PV Markets

O Brasil não aparece no gráfico 6, mas conforme Banco de Informações de Geração – BIG da ANEEL, a energia de fonte fotovoltaica represente 1,33% da nossa matriz elétrica, com potência instalada de 2,3GW, em 2018.

2.7. Tipos de sistemas

São dois os tipos de sistemas solares fotovoltaicos em relação à rede de distribuição:

2.7.1. Off-grid

São aqueles sistemas autônomos, independentes da rede de distribuição de energia elétrica, que se sustentam através de baterias, que são seus dispositivos de armazenamento.

São compostos por painéis solares, cabos e estrutura de suporte, que compõem juntos o bloco de geração de energia; inversores e controladores de carga, que formam o bloco de condicionamento de potência; e as baterias propriamente ditas, que são do bloco de armazenamento.

A energia excedente produzida é armazenada nas baterias e utilizada pelo sistema em momentos de pouca ou nenhuma incidência de sol, como os períodos noturnos. Dessa forma, como as baterias são a fonte de energia reserva do sistema, deve-se pensar em adquirir baterias com espaço de armazenamento de energia suficiente para manter a carga, tendo como base a demanda e as condições climáticas locais (em lugares com pouca incidência de luz, a bateria deverá possuir a capacidade de armazenar grandes quantidades de energia nos momentos de insolação, para que possa utilizá-la nos períodos sem luz).

2.7.2. On-grid

Também chamados de *grid-tie*, este tipo de sistema fotovoltaico precisa, necessariamente, estar conectado à rede de distribuição de energia. São mais

eficientes que os sistemas *off-grid* dispensam a utilização das baterias e dos controladores de carga, o que faz com que seu kit tenha um preço mais baixo.

No caso de sistemas *on-grid*, os inversores terão, além da função tradicional de converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), a função de sincronizar o sistema com a rede pública.

No sistema *on-grid*, por não possuir dispositivo de armazenamento, toda a energia excedente produzida (aquela que não é utilizada pela residência ou pela empresa) é enviada de volta à rede convencional de energia elétrica. Com isso, o relógio medidor de energia elétrica gira no sentido contrário e esse excedente é convertido em créditos de energia, que podem ser utilizados em momentos onde a demanda é maior que a produção.

Com isso, apesar de ainda fazer uso da rede convencional de energia, há uma economia na conta porque só se paga a diferença entre o que é consumido e o que é produzido. Em alguns estados, como Paraná, Santa Catarina e Amazonas, também é cobrado ICMS sobre a energia injetada na rede.

Esse tipo de sistema e seu mecanismo de compensação de energia foram regulamentados pela resolução normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 17 de abril de 2012, tendo sido revisada e aperfeiçoada pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 687/2015 de 24 de novembro.

Outro ponto positivo é que esses créditos conseguidos podem ser utilizados por outras unidades consumidoras, desde que possuam o mesmo titular e façam parte da mesma rede distribuidora.

2.8. Tipos de painel solar fotovoltaico

Em 2018, cerca de 85% de todos os sistemas de energia solar fotovoltaica instalados em casas e empresas no mundo todo utilizaram alguma tecnologia baseada em silício (Si).

O silício usado em painéis solares assume muitas formas. A principal diferença é a pureza dele.

Quanto mais perfeitamente alinhadas estiverem as moléculas de silício, melhor a célula solar será na conversão de luz solar em energia elétrica. A eficiência de painéis solares está relacionada com a pureza do Silício (Si). Mas os processos utilizados para melhorar a pureza do silício e o tratamento dele são caros e impactam diretamente no preço do painel solar (55-60% do custo de um painel solar convencional de tecnologia de silício cristalino é o silício bruto purificado e tratado).

A eficiência não deve ser sua única e principal preocupação, outros fatores como espaço disponível, garantia e custo dos painéis são também fatores determinantes. São quatro os principais tipos de painéis solares:

2.8.1. Silício Monocristalino

A tecnologia monocristalina é a mais antiga e possuem a eficiência mais alta.

Os painéis solares de silício monocristalino são facilmente reconhecíveis apenas olhando de perto. Possuem uma cor uniforme, indicando silício de alta pureza e cantos tipicamente arredondados.

Eficiência média do painel solar policristalino: **15% a 22%**

a. Vantagens do painel solar monocristalino:

- Painéis solares de silício monocristalino ocupam menos espaço, uma vez que estes painéis solares possuem uma eficiência maior.
- A vida útil dos painéis monocristalinos é maior que 30 anos e eles vem com garantia de 25 anos.
- Tendem a funcionar melhor do que painéis solares policristalinos em condições de pouca luz.

b. Desvantagens do painel solar monocristalino:

- Painéis solares monocristalinos são mais caros. Do ponto de vista financeiro, um painel solar que é feito de silício policristalino e, em alguns casos de filme fino, pode ser uma escolha melhor para os proprietários que se importam somente com o custo.

2.8.2. Silício Policristalino

Ambos, mono e poli cristalino são feitos de silício, a principal diferença entre as tecnologias é o método utilizado na fundição dos cristais. No policristalino, os cristais de silício são fundidos em um bloco, desta forma preservando a formação de múltiplos cristais (dai o nome poli cristalino). Quando este bloco é cortado e fatiado, é possível observar esta formação múltipla de cristais.

Estes painéis são semelhantes aos de um único cristal (monocristalino) tanto no desempenho como na degradação, exceto que as células são ligeiramente menos eficientes.

Eficiência média do painel solar policristalino: **14% a 20%**

a) Vantagens do painel solar policristalino:

- A quantidade de silício residual gerado durante o processo de corte das células fotovoltaicas é menor em comparação com monocristalino.
-

- Painéis policristalinos tendem a ser um pouco mais baratos que os painéis solares monocristalinos.
- A vida útil dos painéis policristalinos é maior que 30 anos e eles podem vir com garantia de 25 anos.

b) Desvantagens do painel solar policristalino:

- Painéis solares de silício policristalino ocupam mais espaço, uma vez que estes painéis solares possuem uma eficiência menor.

2.8.3. Painéis Solares de Filme Fino

Painel Solar de Película Fina (Thin film – TFSC). São fabricados basicamente depositando-se uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato.

Atualmente os painéis fotovoltaicos que utilizam a tecnologia de filme fino representam aproximadamente 20% do mercado mundial de painéis solares fotovoltaicos.

Eficiência média do painel solar TFSC: **7% a 13%**

a) Vantagens do painel solar de filme fino:

- A produção em massa é simples em comparação com a tecnologia cristalina. Isto os torna potencialmente mais baratos de fabricar do que as células solares de base cristalinas.
 - Sua aparência homogênea é esteticamente bonita.
 - Pode ser feito flexível, o que abre um leque de aplicações muito grande.
 - Altas temperaturas e sombreamento de árvores e outras obstruções tem menos impacto sobre o desempenho do painel solar de filme fino.
-

b) Desvantagens do painel solar de filme fino:

- Painéis solares de filme fino silício ocupam mais espaço, uma vez que estes painéis solares possuem uma eficiência menor.
- Painéis solares de filme fino tendem a degradar mais rapidamente do que os painéis solares mono e policristalinos, e é por isso que eles geralmente vêm com uma garantia mais curta.

2.8.4. Painel Solar Híbrido - HJT

Existe uma "nova" tecnologia no mercado conhecida por Heterojunção. O processo de fabricação, com algumas diferenças, é similar ao dos painéis fotovoltaicos monocristalinos, porém, possuem uma passivação com camada de Silício Amorfo (a-Si), dentre outras diferenças.

Colocando de uma forma simples, este painel produz mais energia por metro quadrado e também funciona muito bem com temperaturas mais altas, desta forma, esta tecnologia é ideal para o Brasil, mas infelizmente ainda não está disponível no mercado.

Eficiência média do painel solar HJT: **21% a 24%**

2.9. Tributação da energia solar Fotovoltáica

Em 2015 o CONFAZ (Conselho Nacional da Política Fazendária - Ministério da Fazenda) através do Ajuste SINIEF 2, revogou o convênio que orientava a tributação da energia injetada na rede. Cada estado passou a decidir se tributa ou não a energia solar que é injetada na rede da distribuidora. Até janeiro de 2018, os únicos estados que ainda não isentaram o ICMS sobre os créditos de energia são o Amazonas, Paraná e Santa Catarina.

No Paraná, sobre a energia consumida incide ICMS e sobre a energia gerada não incide. Atualmente a determinação da Receita Estadual é que o ICMS incida sobre todo o montante registrado como consumo de energia. Para a energia injetada não há incidência do ICMS quando vai para a rede, mas terá quando retornar para a Unidade Consumidora (se for registrada como consumo).

O Governo Federal, através da Lei nº 13.169, isentou o PIS e COFINS a energia solar injetada na rede.

De forma geral, o contribuinte acaba pagando no PIS a alíquota de 0,95% do valor de consumo da energia elétrica, a COFINS leva 4,45% do valor da fatura; e o ICMS no Paraná é de 29% do valor consumido por mês.

2.10. Normas e regulamentos relacionados ao sistema de compensação de energia elétrica

A RN482/12 da ANEEL estabelece as condições gerais para a conexão dos sistemas de energia solar fotovoltaica na rede de energia elétrica além de estabelecer as regras para este sistema de "compensação de energia". É esta resolução que permite a "troca" de energia com a rede elétrica. A energia solar residencial no Brasil começou efetivamente a se desenvolver após a regulamentação desta regulamentação normativa.

Em 2015, a Resolução Normativa nº 482/12 foi revisada e aperfeiçoada pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 687/2015 de 24 de novembro. Esta revisão alterou a potência instalada para a microgeração distribuída de até 100kW para até 75kW. Já para a minigeração distribuída, a potência instalada passou a ter o limite superior de até 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas), ao invés de 1 MW.

Além disso, houve a criação dos novos modelos para participação no Sistema de Compensação de Energia, sendo o autoconsumo remoto, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, que permitem a que energia injetada na rede por uma unidade geradora seja também compensada por outras unidades consumidoras vinculadas.

3. Micro e Minigeração Distribuída e o Setor Elétrico Brasileiro

Neste capítulo iremos abordar os impactos do avanço da geração distribuída no sistema interligado Nacional, em especial para as Distribuidoras, como também as propostas previstas na Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012, pelo Relatório de Análise de Impacto Regulatório da ANEEL nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.

3.1. A expansão e os impactos da Micro e da Minigeração Distribuída no Brasil

3.1.1. Representatividade da Micro e Minigeração Distribuída na Matriz Elétrica do Brasil

Conforme estudos recentes da ANEEL, a participação de geração distribuída vem aumentando de maneira acelerada, superando a previsão realizada em 2015, quando da primeira revisão da Resolução Normativa nº 482/2012.

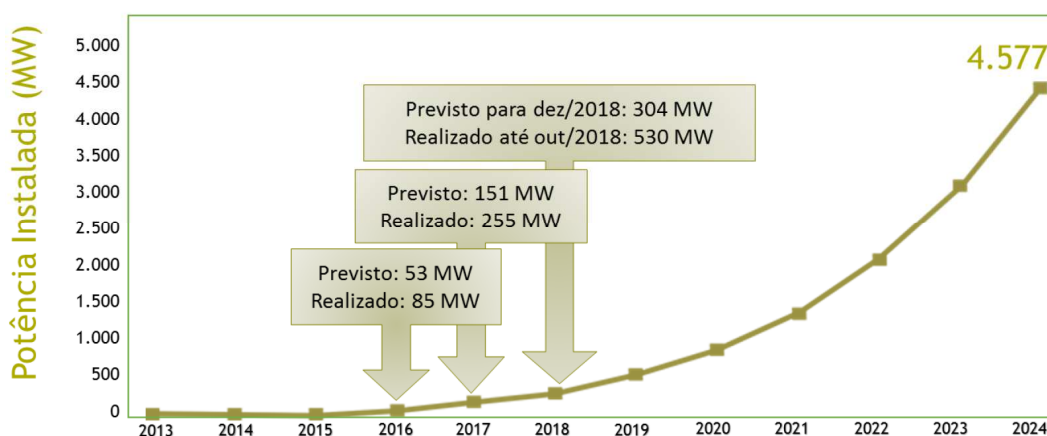
Na ocasião, a mencionada revisão dada pela Resolução Normativa nº 687/2015 priorizou o aprimoramento de conceitos e procedimentos, porém não levando em conta, naquele momento, os impactos econômico-financeiros para o Setor, principalmente pela baixa representatividade na matriz.

Conforme voto do relator responsável pelo processo de revisão, Diretor Tiago de Barros Correia, “o cenário mais otimista indica a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras com capacidade instalada de cerca de 500 MW em

2019.” Assim, propôs “uma nova revisão da norma, com foco no aspecto econômico, a ser realizada até 31 de dezembro de 2019”.

Conforme demonstra o gráfico 7, no Brasil, a potência total instalada em micro e minigeração distribuída, até outubro de 2018, superou o cenário mais otimista projetado em 2015 pela ANEEL, chegando a 530 MW, demonstrando a necessidade de avaliar as consequências para os diversos agentes envolvidos.

Gráfico 7 – Crescimento da potência total instalada em micro e minigeração distribuída no Brasil



Fonte: Relatório AIR nº0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

Quando da solicitação de acesso de mini ou microgeração, as distribuidoras devem informar à ANEEL através do Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD. Com essas informações, o monitoramento adequado da expansão pode ser realizado para assim, acompanhar o desenvolvimento do setor e realizar as intervenções necessárias para manter o equilíbrio regulatório.

3.1.2. Consequências da Micro e da Mini Geração Distribuída no Setor Elétrico

No Brasil, os acessos de micro e minigeração foram impulsionados pela publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, pela ANEEL, e pelo desenvolvimento tecnológico dos equipamentos para geração distribuída.

Os consumidores de energia elétrica identificaram uma oportunidade de economia com gastos de energia devido à redução do custo para instalação do sistema fotovoltaico e aumento da tarifa de eletricidade no mercado. É essa relação entre investimento e custo com energia que fomenta o crescimento dos acessos da geração distribuída.

Ocorre que com o atual modelo regulatório, a receita das distribuidoras é calculada considerando a quantidade de energia demanda pelos consumidores, que deve ser suficiente para cobrir os seus custos operacionais e a remuneração de seus ativos.

Assim, a diminuição dessa demanda em virtude da ampliação do seguimento de micro e minigeração distribuída reduzirá a receita, que somente poderá ser revista na próxima revisão tarifária da distribuidora. Diante desse novo cenário de redução de mercado, a tarifa será pressionada a subir para fazer frente aos custos. Esse aumento de tarifa estimula cada vez mais o crescimento dos investimentos em micro e de minigeração, criando um movimento cíclico, denominado "Espiral da Morte", que traz prejuízos a alguns agentes do setor, principalmente, para aqueles consumidores que optaram por não investir em autogeração e para as próprias distribuidoras.

Além disso, outros custos e investimentos poderão ser necessários para garantir segurança e a qualidade do fornecimento de energia frente ao

aumento da representatividade na matriz elétrica, das fontes intermitentes, e dos fluxos bidirecionais de energia na rede.

Por outro lado, a diversificação da matriz elétrica é importante para diminuir a dependência das fontes hídrica e térmicas, como também reduzirá a necessidade de investimentos em geração e transmissão, pelas características do sistema de autogeração.

Diante disso, faz-se necessário uma análise global de todos os impactos, positivos e negativos, relacionados à expansão da micro e minigeração solar fotovoltaica, para que os benefícios e custos sejam divididos entre todos os agentes.

3.2. Revisão regulatória aplicável à micro e minigeração distribuída

3.2.1. O processo em curso de revisão da REN nº 482/2012

Em 30 de maio de 2018, iniciou o processo ainda em curso de revisão da REN nº 482/2012, pela ANEEL, com abertura da Consulta Pública nº 010/2018.

Consulta Pública é um instrumento administrativo de competência dos Líderes das Unidades Organizacionais da ANEEL para apoiar as atividades de formulação ou aperfeiçoamento de regulamentos, fiscalização ou implementação de suas atribuições específicas.

A Consulta Pública instaurada teve como objetivo principal apresentar a proposta de metodologia da Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre a

forma de compensação da energia gerada pela geração distribuída, presente na Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL, além de obter subsídios para identificar e aprimorar os aspectos relevantes à matéria em questão; propiciar aos agentes e consumidores a possibilidade de encaminhamento de seus pleitos, opiniões e sugestões; aferir, da forma ampla e democrática, todos os aspectos relevantes à matéria objeto da Consulta Pública; e dar publicidade à ação regulatória da ANEEL.

Em 06 de dezembro de 2018, foi publicada a primeira versão da Análise de Impacto Regulatório – AIR sob nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, que considerou as contribuições recebidas na CP nº 10/2018 e, a partir de 24 de janeiro de 2019, iniciou prazo da 1ª fase da Audiência Pública 001/2019, com o objetivo de obter mais subsídios agora com relação à versão da AIR nº 0004/2018 publicada e no mérito das alterações, com modalidades de intercâmbio de documentos e com sessões presenciais até 19 de abril de 2019. As sessões presenciais ocorreram em Brasília-DF em 21/2/2019, em São Paulo-SP em 14/3/2019, e em Fortaleza-CE em 11/4/2019.

Audiência Pública é um instrumento de apoio ao processo decisório da ANEEL, de ampla consulta à sociedade, que precede a expedição dos atos administrativos ou proposta de anteprojeto de lei.

Depois de validada a AIR, será chamada nova Audiência Pública pela Diretoria da ANEEL para debater os termos da redação da nova Resolução Normativa que irá formalizar as alterações indicadas para geração distribuída, que efetivamente refletem aquilo que foi apontado na AIR e possibilite a correta aplicação daquilo que se deseja. A previsão é que essa 2ª fase da Audiência Pública 001/2019 seja instaurada até o final do primeiro semestre de 2019.

Tabela 1 – Resumo das atividades de revisão da REN nº 482/2012

Atividade	Período de contribuição
Consulta Pública 010/2018 (etapa de discussão da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL)	De 30/05/2018 a 17/07/2018
Audiência Pública 001/2019 (etapa de discussão do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL)	De 24/01/2019 a 09/05/2019
Audiência Pública para discussão da minuta de texto da Resolução Normativa e do PRODIST	2º semestre de 2019
Publicação da Resolução Normativa com vigência a partir de 2020	2º semestre de 2019

Fonte: Relatório AIR nº0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

Finalmente, conforme a Agenda Regulatória, a publicação da nova Resolução Normativa da ANEEL está prevista para o final de 2019. A tabela a seguir apresenta resumidamente todas as etapas descritas:

3.2.2. Atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica para Geração Distribuída

Atualmente, conforme Resolução Normativa da ANEEL vigente, a energia injetada na rede proveniente de mini e microgeração distribuída é integralmente compensada pela energia consumida e sua valoração se dá pela remuneração de todos os componentes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).

Para os consumidores do grupo B1 – Residencial Convencional, objeto de estudo da presente análise de viabilidade econômico-financeira, é acrescido na fatura os custos com a tarifa de Consumo Mínimo, Iluminação Pública Municipal e, no estado do Paraná, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços – ICMS.

Os componentes da TUSD e da TE estão previstos no submódulo 7.1, dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é formada pelas componentes: Transporte Fio A, Transporte Fio B, Encargos e Perdas.

O Transporte Fio A é formado por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

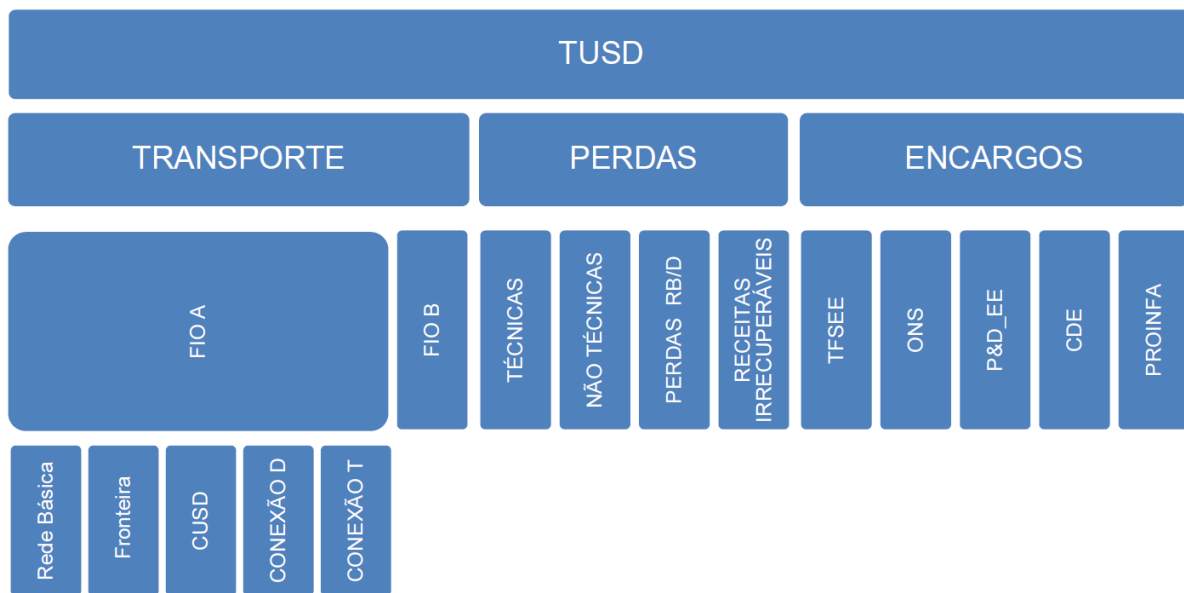
O Transporte Fio B é formado por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: i) custo anual dos ativos (CAA); ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

Já os Encargos representam a parcela da TUSD que recupera os custos de: i) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; ii) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; iii) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; iv) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e v) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

Por fim, as Perdas se referem à recuperação dos custos regulatórios com: i) Perdas técnicas do sistema da distribuidora; ii) Perdas não técnicas; iii) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e iv) Receitas Irrecuperáveis.

A figura 9, presente nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, sintetiza a composição da TUSD:

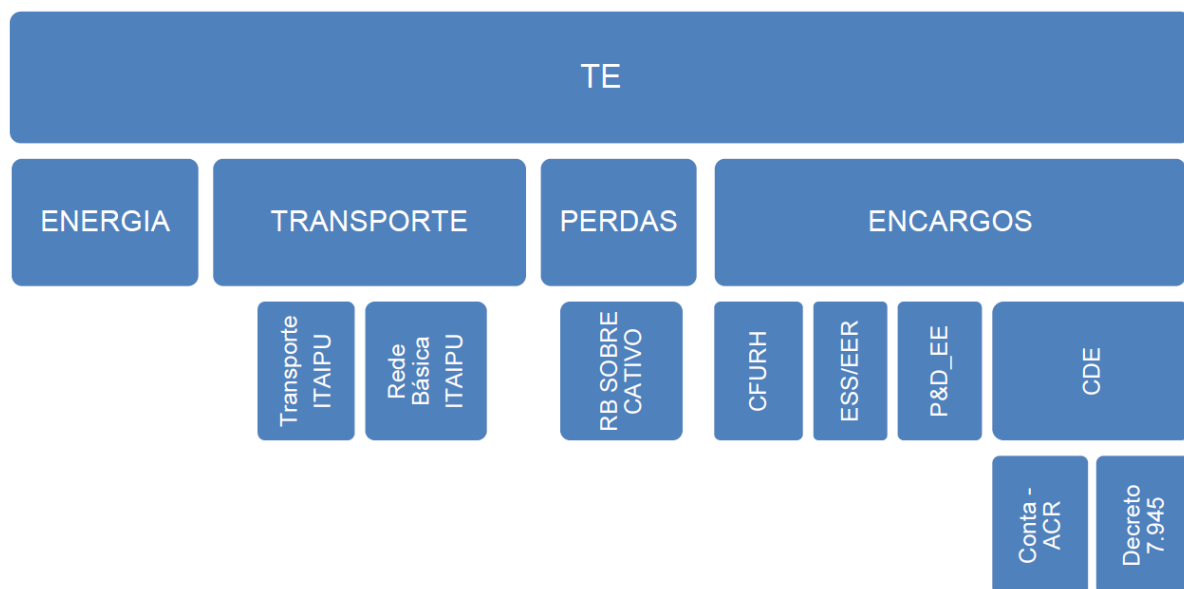
Figura 9 – Composição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)



Fonte: Procedimentos de Regulação Tarifária PRORET Submod. 7.1

Os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET também apresentam figura que demonstra a composição da Tarifa de Energia (TE), a seguir:

Figura 10 – Composição da Tarifa de Energia (TE)



Fonte: Procedimentos de Regulação Tarifária PRORET Submod. 7.1

A parcela referente à Energia é responsável pela recuperação dos custos pela: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; e v) compra de geração distribuída.

A parcela Transporte da TE recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

A parcela Perdas da TE recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

Os Encargos recuperam os custos com os Serviços de Sistema-ESS e Encargo de Energia de Reserva-EER; ii) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética-P&D_EE; iii) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos-CFURH; e iv) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético-CDE.

Como as unidades consumidoras analisadas no presente estudo são localizadas em Curitiba e Foz do Iguaçu, ambas as cidades no estado do Paraná e atendidas pela Copel Distribuidora, realizou-se a decomposição da tarifa da Copel, de acordo com a Resolução ANEEL Nº 2.559, de 18 de junho de 2019, inclusive com a tributação de ICMS e PIS/COFINS, que será utilizada no decorrer no trabalho.

Tabela 2 – Composição da tarifa da Copel Distribuidora

COMPONENTES		VALOR	%
TUSD	Transporte Fio A	0,02032	4%
	Transporte Fio B	0,11827	23%
	Encargos	0,06831	13%
	Perdas	0,03681	7%
	TOTAL - TUSD	0,24370	47%
TE	Energia	0,25462	49%
	Transporte ITAIPU	0,01081	2%
	Perdas	0,00525	1%
	Encargos de demais componentes	0,00324	1%
	TOTAL - TE	0,27391	53%
TOTAL COPEL DISTRIBUIDORA SEM TRIBUTOS		0,51761	100%

ICMS PIS COFINS	ICMS 29%	0,23165	45%
	PIS/PASEP 1,11%	0,00887	2%
	COFINS 5,09%	0,04066	8%
	TOTAL TRIBUTOS	0,28117	54%
TOTAL COPEL DISTRIBUIDORA COM TRIBUTOS		0,79878	154%

Fontes: Resolução Homologatória Nº2.559, DE 18 DE JUNHO DE 2019

3.2.3. Alternativas para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica para Geração Distribuída

A Análise de Impacto Regulatório - AIR sob nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, recentemente sob Audiência Pública da ANEEL 01/2019, apresenta 6 alternativas para o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica que se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, cada uma considerando determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia para a respectiva valoração, conforme demonstra a figura 11:

Figura 11 – Alternativas para o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica



Fonte: Relatório AIR nº0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

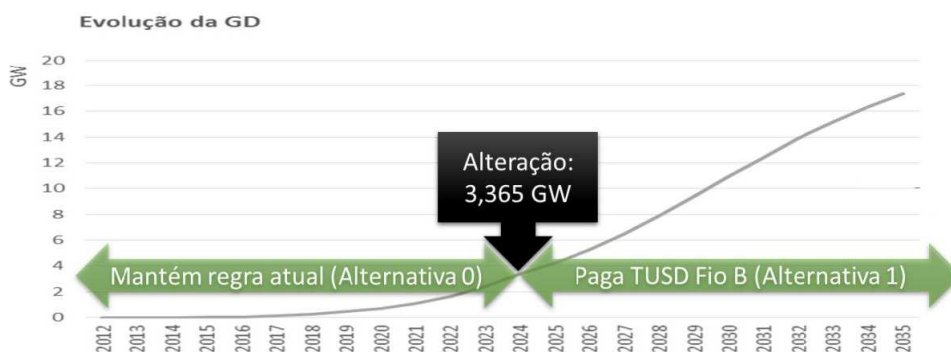
Com base nas características da composição das tarifas, foram propostas as seguintes alternativas regulatórias para tratamento da forma de compensação de energia:

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
 - Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
 - Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
 - Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
 - Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
 - Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.
-

De acordo com os resultados da Análise de Impacto Regulatório, a manutenção das regras atuais indefinidamente pode levar a custos elevados para os consumidores que optarem por não instalar geração própria.

Assim, os cálculos apontaram que seria possível manter a Alternativa 0 até que o mercado de micro e minigeração distribuída (GD) local se consolide, com a instalação de 3,365 GW em todo país para, em seguida, alterar o Sistema de Compensação de modo a que a TUSD Fio B deixe de ser compensada (Alternativa 1). No cenário proposto nesta AIR, estima-se que seria atingida a marca de 17 GW de micro e minigeração local em 2035.

Gráfico 8 – Projeção da potência total instalada em micro e minigeração distribuída no Brasil até 2035



Fonte: Relatório AIR nº0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

4. A análise de viabilidade financeira

Neste capítulo, serão revisitados os resultados do estudo de viabilidade do colega de MBA do Setor Elétrico, o Engenheiro Rodrigo de Mello Surdi e aplicado o novo cálculo regulatório proposto pela Audiência Pública da ANEEL, mantendo-se as demais premissas, e assim verificar se a viabilidade financeira dos projetos se mantém.

4.1. Resultados Estudo de Viabilidade

4.1.1. Estudo de viabilidade com base na Resolução Normativa vigente

Os resultados apresentados no estudo de SURDI, 2019, em fase de publicação, concluíram que sistemas fotovoltaicos residenciais implantados em locais com relativa baixa insolação, como o Estado do Paraná, são financeiramente viáveis para sistemas trifásicos com carga superior a 800 kWh mensal, apenas para Foz do Iguaçu, conforme demonstrado na tabela 3:

Tabela 3 – Resultados dos métodos de análise de investimentos

Localidade	Cenários de carga	Método					Conclusão	
		VPL (R\$)		TIR (%)		Payback Simples (meses)		Payback Descontado (meses)
Curitiba	50 kWh mensal	- 2.428,15	<0	-1,28%	<0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	100 kWh mensal	- 2.153,85	<0	-0,44%	<0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	400 kWh mensal	- 2.684,58	<0	0,29%	<0,57%	102	> 10 anos	Inviável
	800 kWh mensal	- 3.759,43	<0	0,39%	<0,57%	96	> 10 anos	Inviável
	1.600 kWh mensal	- 8.562,41	<0	0,38%	<0,57%	97	> 10 anos	Inviável
Foz do Iguaçu	50 kWh mensal	- 2.428,15	<0	-1,28%	<0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	100 kWh mensal	- 2.153,85	<0	-0,44%	<0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	400 kWh mensal	- 1.404,93	<0	0,41%	<0,57%	95	> 10 anos	Inviável
	800 kWh mensal	79,53	>0	0,58%	>0,57%	87	120	Viável
	1.600 kWh mensal	360,27	>0	0,58%	>0,57%	87	120	Viável

Fonte: SURDI, 2019, em fase de publicação

Em linhas gerais, em seu estudo, o engenheiro adotou 05 cenários de carga e atribuiu para cada um deles: i) consumo mínimo, conforme perfil de cada unidade consumidora residencial estabelecido pela Resolução 414/2010 da ANEEL; ii) a quantidade de painéis fotovoltaicos; e iii) orçamentos totais de investimento.

Tabela 4 – Orçamento do Investimento para Instalação de Sistema Fotovoltaico por localidade e cenário

Localidade	Cenários de carga	Classe de consumo	Consumo mensal (kWh/mês)	Consumo mínimo (kWh/mês)	Radiação solar diária (kWh/m ² .dia)	Número de painéis solares (un)	Custo total do sistema para cada cenário (R\$)
Curitiba	50 kWh mensal	Monofásico	50	30	4,19	1	3.484,00
	100 kWh mensal	Bifásico	100	50		2	4.771,00
	400 kWh mensal	Trifásico	400	100		10	18.328,70
	800 kWh mensal	Trifásico	800	100		22	40.248,00
	1.600 kWh mensal	Trifásico	1600	100		46	86.755,11
Foz do Iguaçu	50 kWh mensal	Monofásico	50	30	4,78	1	3.484,00
	100 kWh mensal	Bifásico	100	50		2	4.771,00
	400 kWh mensal	Trifásico	400	100		9	17.041,70
	800 kWh mensal	Trifásico	800	100		19	36.387,00
	1.600 kWh mensal	Trifásico	1600	100		41	77.781,21

Fonte: SURDI, 2019, em fase de publicação

Salienta-se que para cálculo dos orçamentos apresentados, foi considerado para todos os cenários, o painel fotovoltaico da marca Canadian Solar, modelo Maxpower CS6U – 330P, com eficiência de 16,97% e o percentual de perda do sistema fotovoltaico de 21%.

As metodologias adotadas para medir o retorno dos investimentos foram: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de retorno (TIR), o Payback Simples e Payback Descontado. Para propiciar as análises financeiras, dotou-se a Taxa Mínima de Atratividade, com base no WACC regulatório proposta pela Aneel ao setor de geração, em 2019, que é de 7,11% a.a ou 0,57% a.m., e também o prazo para retorno do investimento de 10 anos ou 120 meses, de acordo com o período de garantia das placas solares.

4.1.2. Estudo de viabilidade com base na alteração proposta pela Análise de Impacto Regulatório

Este trabalho considerou as mesmas premissas e métodos de análise de investimentos para verificar a viabilidade econômico-financeira dos projetos, apresentados por SURDI 2019, em fase de publicação, porém agora com o custo adicional do Transporte do Fio B da TUSD, proposta na Alternativa 1 da Análise de Impacto Regulatório - AIR sob nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, em fase de Audiência Pública na ANEEL.

Inicialmente, calcularam-se os gastos mensais com faturas de energia elétrica antes da implantação do sistema fotovoltaico, para cada uma das localidades e cenários.

Tabela 5 – Cenários de consumo para tarifa convencional subgrupo B1 (antes do sistema)

Cenários de consumo	Classe de Consumo	Consumo mínimo (kWh)	Consumo (kWh)	Valor unitário com tributos - ICMS, PIS e COFINS (R\$)*	Valor da conta de energia com Impostos	Iluminação pública municipal	Valor da conta de energia com Impostos e taxa de iluminação
50 kWh mensal	Monofásico	30	50	R\$ 0,79878	R\$ 39,94	R\$ 10,00	R\$ 49,94
100 kWh mensal	Bifásico	50	100	R\$ 0,79878	R\$ 79,88	R\$ 10,00	R\$ 89,88
400 kWh mensal	Trifásico	100	400	R\$ 0,79878	R\$ 319,51	R\$ 10,00	R\$ 329,51
800 kWh mensal	Trifásico	100	800	R\$ 0,79878	R\$ 639,02	R\$ 10,00	R\$ 649,02
1.600 kWh mensal	Trifásico	100	1600	R\$ 0,79878	R\$ 1.278,05	R\$ 10,00	R\$ 1.288,05

Fonte: SURDI, 2019, em fase de publicação

Em seguida, considerando a implantação do sistema fotovoltaico e a Alternativa 1 para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, proposta pela mencionada Análise de Impacto Regulatório da ANEEL, o custo da componente Transporte Fio B foi incluído sobre toda a energia consumida da rede, para todos os cenários de ambas cidades.

Tabela 6 – Cenários de consumo com a utilização dos sistemas de geração fotovoltaico dimensionados neste trabalho (depois do sistema)

Cenários de consumo	Classe de Consumo	Consumo mínimo (kWh)	Consumo (kWh)	Valor unitário com tributos - ICMS, PIS e COFINS (R\$)	Valor da conta de energia com impostos (consumo mínimo) (R\$)	Iluminação pública municipal	Valor unitário Fio B (R\$)	Fio B sobre energia consumida da rede	ICMS 29%	ICMS sobre energia injetada na rede	Valor da conta de energia com impostos e taxa de iluminação (R\$)
50 kWh mensal	Monofásico	30	50	R\$ 0,79878	R\$ 23,96	R\$ 10,00	R\$ 0,12	R\$ 2,01	R\$ 0,23	R\$ 3,94	R\$ 39,91
100 kWh mensal	Bifásico	50	100	R\$ 0,79878	R\$ 39,94	R\$ 10,00	R\$ 0,12	R\$ 5,03	R\$ 0,23	R\$ 9,84	R\$ 64,81
400 kWh mensal	Trifásico	100	400	R\$ 0,79878	R\$ 79,88	R\$ 10,00	R\$ 0,12	R\$ 30,16	R\$ 0,23	R\$ 59,07	R\$ 179,11
800 kWh mensal	Trifásico	100	800	R\$ 0,79878	R\$ 79,88	R\$ 10,00	R\$ 0,12	R\$ 70,37	R\$ 0,23	R\$ 137,83	R\$ 298,08
1.600 kWh mensal	Trifásico	100	1600	R\$ 0,79878	R\$ 79,88	R\$ 10,00	R\$ 0,12	R\$ 150,79	R\$ 0,23	R\$ 295,35	R\$ 536,02

Fonte: Elaboração Própria

Ao se comparar os dois resultados calculados, verifica-se que há uma redução no valor da conta de energia quando instalado o sistema fotovoltaico, porém o próximo passo é analisar se essa redução é vantajosa frente ao retorno esperado do investimento dentro do prazo estabelecido de 10 anos, de acordo com o período de garantia das placas solares.

Tabela 7 – Diferença mensal na fatura de energia elétrica

Cenários de consumo	Classe de Consumo	Diferença no valor da conta (R\$)
50 kWh mensal	Monofásico	R\$ 10,03
100 kWh mensal	Bifásico	R\$ 25,07
400 kWh mensal	Trifásico	R\$ 150,41
800 kWh mensal	Trifásico	R\$ 350,95
1.600 kWh mensal	Trifásico	R\$ 752,03

Fonte: Elaboração Própria

As mesmas metodologias para medir o retorno dos investimentos foram adotadas neste estudo: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de retorno (TIR), o Payback Simples e Payback Descontado.

4.1.2.1. Método do Valor Presente Líquido (VPL)

Os resultados negativos para o Valor Presente Líquido demonstram a inviabilidade do projeto para todos os cenários estudados.

Tabela 8 – Análise do Valor Presente Líquido (VPL) por cenário e por localidade

Localidade	Curitiba					Foz do Iguaçu				
	Cenário	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho
VPL	- 2.601,18	- 2.586,42	- 5.280,02	- 9.815,45	- 21.539,60	- 2.601,18	- 2.586,42	- 4.000,36	- 5.976,49	-12.616,92
0	3.484,00	4.771,00	18.328,70	40.248,00	86.755,11	3.484,00	4.771,00	17.041,70	36.387,00	77.781,21
1	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
2	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
3	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
4	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
5	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
6	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
7	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
8	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
9	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
10	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
11	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
12	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
13	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
14	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
15	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
16	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
17	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
18	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
19	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
20	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
21	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
22	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
23	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
24	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
25	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
26	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
27	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
28	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
29	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
30	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
31	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
32	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
33	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
34	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
35	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
36	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
37	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
38	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
39	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
40	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
41	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
42	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
43	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
44	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
45	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
46	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
47	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
48	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03

...

109	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
110	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
111	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
112	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
113	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
114	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
115	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
116	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
117	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
118	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
119	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
120	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03

Fonte: Elaboração Própria

4.1.2.2. Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

A análise da Taxa Interna de Retorno demonstrou que nenhum dos cenários de investimentos estudados apresentou a Taxa Mínima de Atratividade definida nesse trabalho de 7,11%a.a. igual ao WACC regulatório proposta pela Aneel para 2019 para o setor de geração, sugerindo a inviabilidade dos empreendimentos.

Tabela 9 – Análise da Taxa Interna de Retorno (TIR) por cenário e por localidade

Localidade	Curitiba					Foz do Iguaçu				
	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto
TIR	-1,519%	-0,710%	-0,025%	0,075%	0,066%	-1,519%	-0,710%	0,096%	0,248%	0,252%
0	3.484,00	4.771,00	18.328,70	40.248,00	86.755,11	3.484,00	4.771,00	17.041,70	36.387,00	77.781,21
1	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
2	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
3	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
4	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
5	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
6	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
7	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
8	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
9	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
10	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
11	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
12	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
13	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
14	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
15	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
16	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
17	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
18	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
19	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
20	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
21	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
22	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
23	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
24	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
25	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
26	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
27	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
28	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
29	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
30	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
31	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
32	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
33	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
34	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
35	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
36	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03

...

109	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
110	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
111	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
112	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
113	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
114	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
115	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
116	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
117	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
118	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
119	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
120	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03

Fonte: Elaboração Própria

4.1.2.3. Payback Simples e Payback Descontado

Por fim, a análise do Payback dos projetos demonstrou igualmente a inviabilidade de todos cenários de investimento, pois o prazo para retorno apurado é superior ao esperado, que é de 10 anos ou 120 meses.

O estudo de Payback Simples até apresentou prazo inferior a 120 meses para os cenários de carga mensal de 800kWh e 1600kWh em Curitiba e de 400kWh, 800kWh e 1600kWh em Foz do Iguaçu.

Contudo, para uma análise mais efetiva, é precisa também considerar a remuneração do capital investido ao longo do tempo, ou seja, Payback Descontado, e essa análise demonstrou inviabilidade para todos os cenários de Curitiba e Foz do Iguaçu.

Apenas como referência, o retorno apurado do investimento ocorreria somente após 13 anos para os cenários de carga mensal de 400kWh, 800kWh e 1600kWh em Foz do Iguaçu, quando as placas solares já estivessem fora da garantia, para os demais cenários, os prazos seriam ainda maiores.

Tabela 10 – Análise do Payback Simples por cenário e por localidade

Localidade	Curitiba					Foz do Iguaçu				
	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto
Payback	348	191	122	115	116	348	191	114	104	104
0	3.484,00	4.771,00	18.328,70	40.248,00	86.755,11	3.484,00	4.771,00	17.041,70	36.387,00	77.781,21
1	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
2	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
3	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
4	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
5	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
6	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
7	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
8	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
9	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
10	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
11	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
12	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03

...

118	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
119	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03
120	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03	10,03	25,07	150,41	350,95	752,03

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 11 – Análise do Payback Descontado por cenário e por localidade

Localidade	Cenário	Curitiba																			
		Cenário Verde				Cenário Amarelo				Cenário Cinza				Cenário Vermelho				Cenário Preto			
		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo	
Payback		> 10 anos				> 10 anos				> 10 anos				> 10 anos				> 10 anos			
0		3.484,00	3.484,00	3.484,00	4.771,00	4.771,00	4.771,00	18.328,70	18.328,70	18.328,70	40.248,00	40.248,00	40.248,00	86.755,11	86.755,11	86.755,11					
1	10.03	9,97	3.474,03	25,07	24,92	4.746,08	150,41	149,55	18.179,15	350,95	348,94	39.899,06	752,03	747,74	86.007,37						
2	10.03	9,91	3.464,12	25,07	24,78	4.721,25	150,41	148,69	18.030,45	350,95	346,95	39.552,10	752,03	743,47	85.263,90						
3	10.03	9,86	3.454,26	25,07	24,64	4.696,65	150,41	147,85	17.882,61	350,95	344,97	39.207,13	752,03	739,23	84.524,67						
4	10.03	9,80	3.444,46	25,07	24,50	4.672,15	150,41	147,00	17.735,61	350,95	343,00	38.864,13	752,03	735,01	83.789,67						
5	10.03	9,74	3.434,72	25,07	24,36	4.647,79	150,41	146,16	17.589,45	350,95	341,05	38.523,08	752,03	730,81	83.058,85						
6	10.03	9,69	3.425,03	25,07	24,22	4.623,57	150,41	145,33	17.444,12	350,95	339,10	38.183,98	752,03	726,64	82.332,21						
7	10.03	9,63	3.415,39	25,07	24,08	4.599,49	150,41	144,50	17.299,62	350,95	337,16	37.846,82	752,03	722,49	81.609,72						
8	10.03	9,58	3.405,82	25,07	23,95	4.575,54	150,41	143,67	17.155,95	350,95	335,24	37.511,58	752,03	718,37	80.891,35						
9	10.03	9,52	3.396,29	25,07	23,81	4.551,73	150,41	142,85	17.013,09	350,95	333,33	37.178,25	752,03	714,27	80.177,08						
10	10.03	9,47	3.386,82	25,07	23,67	4.528,06	150,41	142,04	16.871,05	350,95	331,42	36.846,83	752,03	710,19	79.466,88						
11	10.03	9,42	3.377,41	25,07	23,54	4.504,52	150,41	141,23	16.729,83	350,95	329,53	36.517,30	752,03	706,14	78.760,74						
12	10.03	9,36	3.368,05	25,07	23,40	4.481,12	150,41	140,42	16.589,40	350,95	327,65	36.189,64	752,03	702,11	78.059,63						

...

109	10.03	5,37	2.673,23	25,07	13,43	2.744,06	150,41	80,60	6.167,09	350,95	188,06	11.870,90	752,03	402,98	25.947,04				
110	10.03	5,34	2.667,88	25,07	13,36	2.730,71	150,41	80,14	6.086,95	350,95	186,98	11.883,92	752,03	400,68	25.546,36				
111	10.03	5,31	2.662,57	25,07	13,28	2.717,43	150,41	79,68	6.007,27	350,95	185,91	11.498,00	752,03	398,39	25.147,97				
112	10.03	5,28	2.657,29	25,07	13,20	2.704,21	150,41	79,22	5.928,66	350,95	184,85	11.313,15	752,03	396,13	24.751,86				
113	10.03	5,25	2.652,04	25,07	13,13	2.691,10	150,41	78,77	5.849,28	350,95	183,80	11.129,35	752,03	393,85	24.358,00				
114	10.03	5,22	2.646,82	25,07	13,05	2.678,04	150,41	78,31	5.770,96	350,95	182,75	10.946,60	752,03	391,61	23.966,39				
115	10.03	5,19	2.641,63	25,07	12,98	2.665,06	150,41	77,87	5.693,08	350,95	181,71	10.764,89	752,03	389,37	23.577,02				
116	10.03	5,16	2.636,46	25,07	12,90	2.652,16	150,41	77,43	5.615,65	350,95	180,67	10.584,22	752,03	387,15	23.189,07				
117	10.03	5,13	2.631,33	25,07	12,83	2.639,33	150,41	76,99	5.538,66	350,95	179,64	10.404,58	752,03	384,94	22.800,93				
118	10.03	5,10	2.626,23	25,07	12,76	2.627,57	150,41	76,55	5.462,12	350,95	178,61	10.225,07	752,03	382,74	22.422,19				
119	10.03	5,07	2.621,15	25,07	12,69	2.615,88	150,41	76,11	5.386,00	350,95	177,59	10.048,38	752,03	380,55	22.044,63				
120	10.03	5,05	2.616,11	25,07	12,61	2.604,27	150,41	75,68	5.310,33	350,95	176,58	9.871,80	752,03	378,39	21.665,25				

Fonte: Elaboração Própria

Localidade	Cenário	Foz do Iguaçu																			
		Cenário Verde				Cenário Amarelo				Cenário Cinza				Cenário Vermelho				Cenário Preto			
		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo	
Payback		> 10 anos				> 10 anos				> 10 anos				> 10 anos				> 10 anos			
0		3.484,00	3.484,00	3.484,00	4.771,00	4.771,00	4.771,00	17.041,70	17.041,70	17.041,70	36.387,00	36.387,00	36.387,00	77.781,21	77.781,21	77.781,21					
1	10.03	9,97	3.474,03	25,07	24,92	4.746,08	150,41	149,55	16.892,15	350,95	348,94	36.038,06	752,03	747,74	77.033,47						
2	10.03	9,91	3.464,12	25,07	24,78	4.721,25	150,41	148,69	16.743,46	350,95	346,95	35.691,10	752,03	743,47	76.290,00						
3	10.03	9,86	3.454,26	25,07	24,64	4.696,65	150,41	147,85	16.595,61	350,95	344,97	35.346,13	752,03	739,23	75.550,77						
4	10.03	9,80	3.444,46	25,07	24,50	4.672,15	150,41	147,00	16.448,61	350,95	343,00	35.003,13	752,03	735,01	74.815,77						
5	10.03	9,74	3.434,72	25,07	24,36	4.647,79	150,41	146,16	16.302,45	350,95	341,05	34.662,08	752,03	730,81	74.084,95						
6	10.03	9,69	3.425,03	25,07	24,22	4.623,57	150,41	145,33	16.157,12	350,95	339,10	34.322,98	752,03	726,64	73.358,31						
7	10.03	9,63	3.415,39	25,07	24,08	4.599,49	150,41	144,50	16.012,62	350,95	337,16	33.985,82	752,03	722,49	72.633,82						
8	10.03	9,58	3.405,82	25,07	23,95	4.575,54	150,41	143,67	15.868,95	350,95	335,24	33.650,58	752,03	718,37	71.917,45						
9	10.03	9,52	3.396,29	25,07	23,81	4.551,73	150,41	142,85	15.726,09	350,95	333,33	33.317,25	752,03	714,27	71.201,18						
10	10.03	9,47	3.386,82	25,07	23,67	4.528,06	150,41	142,04	15.584,05	350,95	331,42	32.985,83	752,03	710,19	70.492,98						
11	10.03	9,42	3.377,41	25,07	23,54	4.504,52	150,41	141,23	15.442,83	350,95	329,53	32.656,30	752,03	706,14	69.786,84						
12	10.03	9,36	3.368,05	25,07	23,40	4.481,12	150,41	140,42	15.302,40	350,95	327,65	32.328,64	752,03	702,11	69.084,73						

...

120	10.03	5,05	2.616,11	25,07	12,61	2.601,27	150,41	75,68	4.023,33	350,95	176,58	6.010,80	752,03	RS 378,39	12.689,35				
121	10.03	5,02	2.611,09	25,07	12,54	2.588,73	150,41	75,25	3.948,08	350,95	175,57	5.835,22	752,03	RS 376,23	12.313,12				
122	10.03	4,99	2.606,10	25,07	12,47	2.576,26	150,41	74,82	3.873,27	350,95	174,57	5.660,65	752,03	RS 374,08	11.939,04				
123	10.03	4,96	2.601,15	25,07	12,40	2.563,86	150,41	74,39	3.798,88	350,95	173,57	5.487,08	752,03	RS 371,94	11.567,10				
124	10.03	4,93	2.596,21	25,07	12,33	2.551,54	150,41	73,96	3.724,91	350,95	172,58	5.314,50	752,03	RS 369,82	11.197,28				
125	10.03	4,90	2.591,31	25,07	12,26	2.539,28	150,41	73,54	3.651,07	350,95	171,60	5.142,90	752,03	RS 367,71	10.829,57				
126	10.03	4,87	2.586,44	25,07	12,19	2.527,09	150,41	73,12	3.578,25	350,95	170,62	4.972,28	752,03	RS 365,61	10.463,95				
127	10.03	4,84	2.581,59	25,07	12,12	2.514,97	150,41	72,70	3.505,54	350,95	169,64	4.802,64	752,03	RS 363,52	10.100,43				
128	10.03	4,82	2.576,77	25,07	12,05	2.502,93	150,41	72,29	3.433,25	350,95	168,68	4.633,96	752,03	RS 361,45	9.738,98				
129	10.03	4,79	2.571,98	25,07	11,98	2.490,95	150,41	71,88	3.361,38	350,95	167,71	4.466,25	752,03	RS 359,39	9.379,59				
130	10.03	4,76	2.567,21	25,07	11,91	2.479,05	150,41	71,47	3.289,91	350,95	166,76	4.299,49	752,03	RS 357,34	9.022,26				
131	10.03	4,74	2.562,48	25,07	11,84	2.467,19	150,41	71,06	3.218,85	350,95	165,81	4.133,68	752,03	RS 355,30	8.666,96		</		

5. Conclusão

Diante de todo o estudo realizado, observa-se que o setor de energia do país, em especial o setor de distribuição, possui grande desafio frente à iminência de uma grande transformação no mercado, em médio e longo prazo, pela mudança do perfil da matriz elétrica brasileira com o aumento da representatividade das fontes renováveis, pelo desenvolvimento de novas tecnologia que oferecerá baterias com maior autonomia, placas solares mais eficientes e redução de custo dos componentes do sistema de energia fotovoltaica, dentre outros.

Por isso, é muito pertinente a Análise de Impacto Regulatório - AIR nº 0004/2018, pela ANEEL, pois é necessário ter simetria de informações no mercado para possibilitar que os agentes adotem as medidas necessárias para minimizarem seus riscos e estejam preparados para as novas tendências que se apresentam no Brasil e no mundo.

O trabalho da ANEEL é pautado pela busca do equilíbrio entre os agentes do setor elétrico em benefício da sociedade. Assim, se por um lado é necessário neutralizar o efeito de “espiral da morte” que atinge as distribuidoras e os consumidores cativos, por outro lado, não se pode impedir o desenvolvimento do mercado de geração distribuída nem a liberdade dos consumidores de optarem por ela. Isso faria o Brasil seguir na contramão do caminho mundial.

Assim, das análises realizadas, observa-se que a exclusão do custo de Transporte Fio B da TUSD do valor da compensação da energia injetada na rede, inviabiliza o investimento em um sistema de energia fotovoltaica para todos os cenários de carga adotados, tanto em Curitiba como em Foz do Iguaçu.

Tabela 12 – Resultados dos métodos de análise de investimentos com o custo da Alternativa 1

Localidade	Cenários de carga	Método						Conclusão
		VPL (R\$)		TIR (%)		Payback Simples (meses)	Payback Descontado (meses)	
Curitiba	50 kWh mensal	- 2.601,18	<0	-1,52%	<0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	100 kWh mensal	- 2.586,42	<0	-0,71%	<0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	400 kWh mensal	- 5.280,02	<0	-0,03%	<0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	800 kWh mensal	- 9.815,45	<0	0,08%	<0,57%	115	> 10 anos	Inviável
	1.600 kWh mensal	-21.539,60	<0	0,07%	<0,57%	116	> 10 anos	Inviável
Foz do Iguaçu	50 kWh mensal	- 2.601,18	<0	-1,52%	<0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	100 kWh mensal	- 2.586,42	<0	-0,71%	<0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	400 kWh mensal	- 4.000,36	<0	0,10%	<0,57%	114	> 10 anos	Inviável
	800 kWh mensal	- 5.976,49	<0	0,25%	<0,57%	104	> 10 anos	Inviável
	1.600 kWh mensal	-12.616,92	<0	0,25%	<0,57%	104	> 10 anos	Inviável

Fonte: Elaboração Própria

Os fluxos financeiros dos cenários possuem Valor Presente Líquido negativo e Taxa Interna de Retorno menor à mínima esperada, isto é, são investimentos inviáveis.

Embora o Payback Simples para os cenários Vermelho e Preto em Curitiba e para Cinza, Vermelho e Preto em Foz do Iguaçu seja menor que o prazo de garantia dos painéis solares, esse resultado não se confirmou quando analisado o Payback Descontado, concluindo pela inviabilidade financeira destes projetos, pois a recuperação de do investimento realizado seria maior do que os 10 anos, que é o período de garantia das placas.

Esclarece-se que, inicialmente, a proposta deste trabalho seria aplicar todas as alternativas, de 01 até 06, propostas pela Análise de Impacto Regulatório - AIR nº 0004/2018. Porém, os projetos apresentaram inviabilidade já para a Alternativa nº 01, em que apenas o custo de Transporte Fio B não é compensado.

Dessa forma, buscou-se identificar quais as alterações necessárias nos parâmetros adotados para viabilizar os projetos estudados. Entende-se que a

quantidade de radiação do estado do Paraná não é suficiente para que o sistema de energia fotovoltaico estudado absorva custos adicionais.

No tocante à eficiência das placas solares, acredita-se que o desenvolvimento tecnológico torne os equipamentos, para implantação do sistema fotovoltaico, mais eficientes e com custos mais baixos.

Além disso, proposta da AIR nº 0004/2018 prevê que a implantação dos novos critérios de cálculo, para valoração da energia a ser compensada proveniente da geração distribuída, somente ocorra quando a demanda total no país atingir o gatilho definido em 3,365 GW, com previsão de ocorrer entre 2023 e 2024, conforme ANEEL e EPE, podendo modificar toda a análise de viabilidade no futuro.

O objetivo do estudo de viabilidade financeira proposto no trabalho foi alcançado, contribuindo para futuros projetos de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída.

6. Referências

Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – João Tavares Pinho e Marco Antonio Galdino. CEPEL – CRESESB, Rio de Janeiro, março 2014

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables: version 16. Progress in photovoltaics: research and applications, Sydney, v. 8, p. 377-384, 2000

W.Heywang, K.H.Zaininger, Silicon: the semiconductor material, in Silicon: evolution and future of a technology, P.Siffert, E.F.Krimmel eds., Springer Verlag, 2004.

Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro - 2ª Ed. 2015. Tolmasquim, Maurício Tiomno - Synergia Editora

Plano Decenal de Expansão 2029 – EPE

Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese 2016-Base 2015

Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese 2017-Base 2016

Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese 2018-Base 2017

Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese 2019-Base 2018

Atlas Brasileiro Energia Solar 2ª Edicao e www.cresesb.cepel.br

Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018-Base 2017

International Energy Agency (IEA) - PVPS-Report _Snapshot2019 of Global PV Markets

www.copel.com - Mapa Solar da Copel

www.atlassolarparana.com - Atlas Solar do Paraná

www.aneel.gov.br

www.solargis.info

www.canadiansolar.com

www.portalsolar.com.br

<https://www.mbfenergiasolar.com.br/>

www.energiasolarshop.com.br
