



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARIANA PEREIRA MENEZES

**IMPACTOS DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE DE USINAS DE MICRO E
MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO NO CEARÁ**

FORTALEZA

2022

MARIANA PEREIRA MENEZES

IMPACTOS DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE DE USINAS DE MICRO E
MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO NO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Programa de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do Ceará,
como requisito parcial à obtenção do título de
Engenheira Eletricista.

Orientador: Dr. Raimundo Furtado Sampaio

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- M512i Menezes, Mariana Pereira.
Impactos da lei 14.300 na viabilidade de usinas de micro e minigeração fotovoltaica : estudo de caso no Ceará / Mariana Pereira Menezes. – 2022.
54 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.
Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.
1. Geração distribuída. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Resolução normativa 482/12. 4. Lei 14.300. 5. Viabilidade financeira. I. Título.

CDD 621.3

MARIANA PEREIRA MENEZES

IMPACTOS DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE DE USINAS DE MICRO E
MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO NO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Programa de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do Ceará,
como requisito parcial à obtenção do título de
Engenheira Eletricista.

Aprovado em ___/___/___.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Engo. Levi dos Santos Nogueira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Josair e Flabenia, e ao meu irmão, Matheus, que me apoiaram nessa jornada contribuindo para pessoa que sou hoje, sem eles nada disso seria possível. Sou grata à minha família por sempre acreditarem em mim e se alegrarem pelas minhas conquistas, especialmente aos meus avós Ivanilda (in memoriam), Pio, Alzira e José (in memoriam) por todo amor e cuidado. Agradeço ao meu namorado e melhor amigo, Alisson, por todo o amor, carinho e compreensão ao longo desses anos.

Ao professor Dr. Raimundo Furtado Sampaio por aceitar me orientar, pela confiança depositada em mim e por contribuir para elaboração deste trabalho. Agradeço ao professor Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho e ao engenheiro e mestrando Levi dos Santos Nogueira, por participarem da banca examinadora e pelas sugestões de melhoria.

Aos colegas com quem trabalhei ao longo da minha jornada profissional, pelo aprendizado, por confiarem no meu trabalho e torcerem pelo meu sucesso.

Agradeço à Deus, por me conceder saúde e força para alcançar meus objetivos e por não permitir que eu desistisse nos momentos difíceis.

RESUMO

A crescente inflação energética aumentou a demanda por fontes renováveis de energia e a Resolução Normativa 482/2012 viabilizou o investimento em usinas de pequeno e médio porte. Entretanto, entre 2018 e 2019 a Aneel apresentou uma proposta de revisão regulatória alterando as regras de compensação da resolução vigente, desencadeando diversas discussões sobre os impactos dessa alteração no mercado de geração distribuída (GD). Com isso, houve intensas movimentações dos agentes do setor em busca de maior segurança jurídica. Em paralelo à revisão da REN 482, no final de 2019 foi apresentado no Congresso Nacional o Projeto de Lei 5.829 para a instituição de um marco legal para microgeração e minigeração distribuída. Em resposta, o projeto de Lei foi aprovado e se tornou a Lei 14.300, sancionada em janeiro de 2022. A Lei estabelece diversas mudanças no sistema de compensação e nas regras aplicáveis para os consumidores com GD. Considerando o atual contexto de transição regulatória, o objetivo deste trabalho é apresentar uma avaliação financeira dos impactos da Lei 14.300 em usinas de micro e minigeração para clientes da Enel Ceará. Inicialmente são descritas as principais mudanças regulatórias, em seguida é feito o estudo de quatro casos em diferentes modalidades de compensação, sendo dois de microgeração e dois de minigeração. Os sistemas de geração são dimensionados para realização da análise de viabilidade dos cenários da REN 482 e da Lei 14.300. Por fim, é realizada uma análise comparativa a partir dos resultados obtidos. Nos casos de microgeração não ocorrem variações significativas no payback, todavia, é verificado o dobro da variação percentual na TIR dos projetos com autoconsumo remoto. Apesar da redução da tarifa de demanda aplicada nas usinas de minigeração, a cobrança imediata de 100% do fio B diminui as receitas no fluxo de caixa desses projetos. Com isso, conclui-se que ocorre uma redução da viabilidade desses projetos em comparação com a microgeração. Em suma, apesar da Lei 14.300 impactar na viabilidade financeira dos projetos de GD, o investimento em energia solar continua sendo atrativo. Após o período de transição, é necessário acompanhar a proposta da Aneel para valoração dos benefícios da GD.

Palavras-chave: Geração solar fotovoltaica; Impactos regulatórios; Resolução normativa 482/12; Lei 14.300; Viabilidade financeira.

ABSTRACT

Growing energy inflation has increased the demand for renewable energy sources and Normative Resolution 482/2012 made investment in small and medium-sized plants feasible. However, between 2018 and 2019 Aneel presented a regulatory revision proposal changing the compensation rules of the current resolution, triggering several discussions about the impacts of this change on the distributed generation market. With this, there were intense moves by the sector's agents in search of greater legal certainty. In parallel to the revision of REN 482, at the end of 2019 the Bill 5,829 was presented in the National Congress for the institution of a legal framework for distributed microgeneration and minigeneration. In response, the bill was approved and became Law 14,300, sanctioned in January 2022. The Law establishes several changes in the compensation system and in the rules applicable to consumers with distributed generation. Considering the current context of regulatory transition, the objective of this paper is to present a financial assessment of the impacts of Law 14,300 on micro and minigeneration plants for Enel Ceará clients. Initially the main regulatory changes are described, followed by a study of four cases in different compensation modalities, two for microgeneration and two for minigeneration. The generation systems are sized to perform the feasibility analysis of the REN 482 and Law 14.300 scenarios. Finally, a comparative analysis is performed based on the results obtained. In the microgeneration cases there are no significant variations in payback, however, it is verified twice the percentage variation in IRR of the projects with remote self-consumption. Despite the reduction in the demand tariff applied in the minigeneration plants, the immediate collection of 100% of the B wire reduces the revenues in the cash flow of these projects. With this, it is concluded that there is a reduction in the viability of these projects in comparison with microgeneration. In summary, although Law 14,300 impacts the financial viability of distributed generation projects, investment in solar energy is still attractive. After the transition period, it is necessary to follow Aneel's proposal for valuation of the benefits of distributed generation.

Keywords: Photovoltaic solar generation; Regulatory impacts; Normative resolution 482/12; Law 14,300; Financial viability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da Fonte Solar no Brasil	12
Figura 2 – Sistema de compensação de Energia Elétrica	16
Figura 3 – Composição da tarifa de energia	17
Figura 4 – Alternativas de compensação propostas pela Aneel	19
Figura 5 – Cobrança gradual do fio B	20
Figura 6 – Cobrança parcial dos componentes tarifários	21
Figura 7 – Resumo das regras de transição impostas pela Lei 14.300	21
Figura 8 – Comparativo dos conceitos de micro e minigeração distribuída	22
Figura 9 – Comparativo do faturamento de demanda	22
Gráfico 1 – Comparativo das tarifas de compensação	28
Gráfico 2 – Impacto da Lei 14.300 no payback em anos	50
Gráfico 3 – Impacto da Lei 14.300 na TIR dos projetos	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Componentes tarifários da parcela TE	27
Tabela 2 – Componentes tarifários da parcela TUSD	27
Tabela 3 – Dados do Sistema para o Caso 1	30
Tabela 4 – Tarifas e geração de energia do caso 1 para o cenário da REN 482	31
Tabela 5 – Saídas do fluxo de caixa Caso 1	31
Tabela 6 – Fluxo de Caixa do Caso 1 para cenário da REN 482	32
Tabela 7 – Tarifas e geração de eletricidade do caso 1 para o cenário da Lei 14.300	33
Tabela 8 – Fluxo de Caixa do Caso 1 para cenário da Lei 14.300	34
Tabela 9 – Dados do Sistema para o Caso 2	35
Tabela 10 – Tarifa e Geração de eletricidade do Caso 2 para o cenário da REN 482	36
Tabela 11 – Saídas do fluxo de caixa Caso 2	36
Tabela 12 – Fluxo de Caixa do Caso 2 para cenário REN 482	37
Tabela 13 – Tarifa e Geração de eletricidade do Caso 2 para o cenário da Lei 14.300	38
Tabela 14 – Fluxo de Caixa do Caso 2 para cenário da Lei 14.300	39
Tabela 15 – Dados do Sistema para o Caso 3	40
Tabela 16 – Tarifa e geração de eletricidade Caso 3 para cenário da REN 482	41
Tabela 17 – Saídas do fluxo de caixa Caso 3 para cenário REN 482	42
Tabela 18 – Fluxo de Caixa do Caso 3 para cenário da REN 482	42
Tabela 19 – Tarifa e Fluxo de caixa Caso 3	43
Tabela 20 – Saídas do fluxo de caixa Caso 3 para cenário Lei 14.300	44
Tabela 21 – Fluxo de Caixa do Caso 3 para cenário da Lei 14.300	44
Tabela 22 – Dados do Sistema para o Caso 4	45
Tabela 23 – Tarifa e geração de eletricidade Caso 4 para cenário da REN 482	46
Tabela 24 – Saídas do fluxo de caixa Caso 4 para cenário REN 482	46
Tabela 25 – Fluxo de Caixa do Caso 4 para cenário da REN 482	47
Tabela 26 – Tarifa e geração de eletricidade Caso 4 para cenário da REN 482	48
Tabela 27 – Saídas do fluxo de caixa Caso 4 para cenário Lei 14.300	48
Tabela 28 – Fluxo de Caixa do Caso 4 para cenário da Lei 14.300	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	Capital Expenditure
GD	Geração Distribuída
MMGD	Microgeração e Minigeração Distribuída
O&M	Operação e Manutenção
PL	Projeto de Lei
FV	Fotovoltaica
REN	Resolução Normativa
TE	Tarifa de Energia
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFC	Universidade Federal do Ceará

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Objetivos	13
1.2	Metodologia	13
1.3	Estrutura do trabalho	14
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	Resolução Normativa nº482/2012	15
2.2	Histórico da revisão da REN nº482 ao PL 5.829	18
2.3	Lei 14.300: Marco Legal da MMGD	20
2.4	Análise de viabilidade financeira	23
2.5	Considerações finais	23
3	PROCEDIMENTO METODOLÓGICO	25
3.1	Características das plantas de microgeração FVs	25
3.2	Premissas de análise	25
3.3	Dimensionamento e simulação de sistema fotovoltaico	26
3.4	Análise de viabilidade financeira	26
3.5	Considerações Finais	29
4	ANÁLISE DOS IMPACTOS FINANCEIROS DO MARCO REGULATÓRIO DE GD	30
4.1	Caso 1: Microgeração com autoconsumo local com fator de simultaneidade de 38%	30
<i>4.1.1</i>	<i>Análise do caso 1 para o cenário da REN 482</i>	<i>30</i>
<i>4.1.2</i>	<i>Análise do caso 1 para o cenário da Lei 14.300</i>	<i>32</i>
<i>4.1.3</i>	<i>Análise dos resultados do caso 1</i>	<i>34</i>
4.2	Caso 2: Microgeração com autoconsumo remoto	35
<i>4.2.1</i>	<i>Análise do caso 2 para o cenário da REN 482</i>	<i>35</i>
<i>4.2.2</i>	<i>Análise do caso 2 para o cenário Lei 14.300</i>	<i>37</i>
<i>4.2.3</i>	<i>Análise dos resultados do caso 2</i>	<i>39</i>
4.3	Caso 3: Minigeração com autoconsumo remoto menor que 500 kW	40
<i>4.3.1</i>	<i>Análise do caso 3 para o cenário da REN 482</i>	<i>41</i>
<i>4.3.2</i>	<i>Análise do caso 3 para o cenário da Lei 14.300</i>	<i>43</i>
<i>4.3.3</i>	<i>Análise dos resultados do caso 3</i>	<i>44</i>
4.4	Caso 4: Minigeração com autoconsumo remoto maior que 500 kW	45

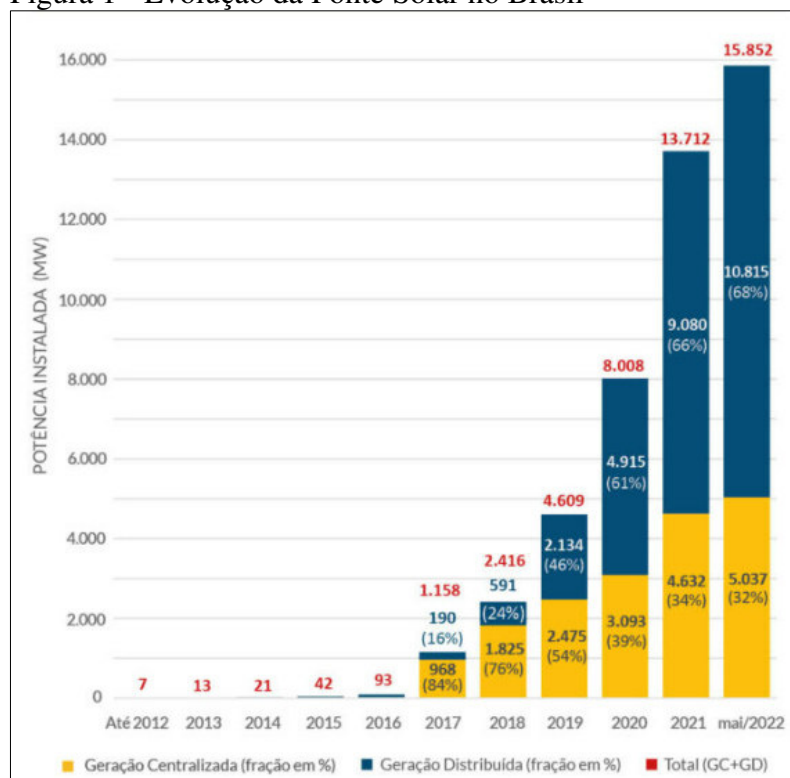
4.4.1	<i>Análise do caso 4 para o cenário da REN 482</i>	45
4.4.2	<i>Análise do caso 4 para o cenário da Lei 14.300</i>	47
4.4.3	<i>Análise dos resultados do caso 4</i>	49
4.5	Análise comparativa dos casos	49
4.6	Considerações finais	51
5	CONCLUSÃO	52
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	53
	REFERÊNCIAS	54

1 INTRODUÇÃO

De acordo com a Abraceel (2022), a tarifa de energia elétrica residencial aumentou acima da inflação nos últimos anos, desde 2015 o aumento médio anual é de 16,3%. A elevada tarifa de energia elétrica combinado com a redução nos custos de instalação dos sistemas fotovoltaicos tornaram o investimento em geração distribuída mais atrativo.

Segundo a Absolar (2022), a fonte solar fotovoltaica representa 99,9% dos sistemas de GD e em maio de 2022 alcançou 15,8 GW de potência instalada, conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Evolução da Fonte Solar no Brasil



Fonte: Absolar (2022).

O Brasil possui um imenso potencial de geração solar, sendo um dos países com as maiores médias anuais de irradiação solar do mundo com uma incidência solar diária de 4.500 a 6.300 Wh/m² (PEREIRA *et al.*, 2017).

A Resolução Normativa (REN) nº482/2012 da ANEEL definiu os conceitos de Microgeração e Minigeração distribuída (MMGD) e introduziu o sistema de compensação de energia elétrica, impulsionando esse crescimento (NETO, 2020).

Em 2019 foi elaborado o Projeto de Lei 5.829 com o objetivo de garantir segurança jurídica para esses consumidores. O Projeto de Lei (PL) foi aprovado e a Lei 14.300 foi sancionada em janeiro de 2022, com algumas mudanças para os consumidores. A motivação do trabalho é analisar os impactos dessa Lei na viabilidade financeira de usinas de MMGD, estudando o caso específico da Enel Ceará.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma avaliação financeira dos impactos da Lei 14.300 na viabilidade de usinas de micro e minigeração para clientes da Enel Ceará.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Descrever as principais mudanças regulatórias implementadas com a Lei 14.300;
- Dimensionar e Simular Sistemas de Geração FV para obtenção da estimativa de economia obtida;
- Analisar a viabilidade financeira de Usinas de Micro e Minigeração antes e após a sanção da Lei 14.300;
- Apresentar os impactos financeiros da sanção da Lei 14.300 para os Sistemas dimensionados.

1.2 Metodologia

A metodologia científica adotada para desenvolvimento deste trabalho contempla uma pesquisa de natureza básica, objetivo metodológico descritivo e um procedimento de pesquisa bibliográfica com estudo de múltiplos casos, em que foram modelados quatro sistemas para representação de situações reais.

O método utilizado para avaliar os impactos da sanção da Lei 14.300 foi o comparativo, considerando os resultados financeiros antes e após a sanção da Lei. O estudo de caso foi baseado nas normas e documentos regulatórios vigentes no setor. Para

avaliação dos resultados da pesquisa, utilizou-se uma abordagem quantitativa e qualitativa.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado como descrito a seguir:

No Capítulo 2, é apresentado o histórico regulatório da GD por meio de uma revisão bibliográfica. Além disso, são expostos aspectos positivos e negativos da regulação vigente e as previsões para o mercado de GD.

O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada no trabalho, detalhando os aspectos e procedimentos da pesquisa, permitindo que o estudo de caso seja replicado.

No Capítulo 4, é feito o estudo de caso em sistemas de micro e minigeração, analisando a viabilidade financeira dos sistemas antes e após a mudança regulatória discutida.

Por fim, no Capítulo 5, é apresentada a conclusão do trabalho, onde são discutidos os impactos da mudança regulatória com base nos resultados do estudo de caso. Além disso, são propostos alguns argumentos para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

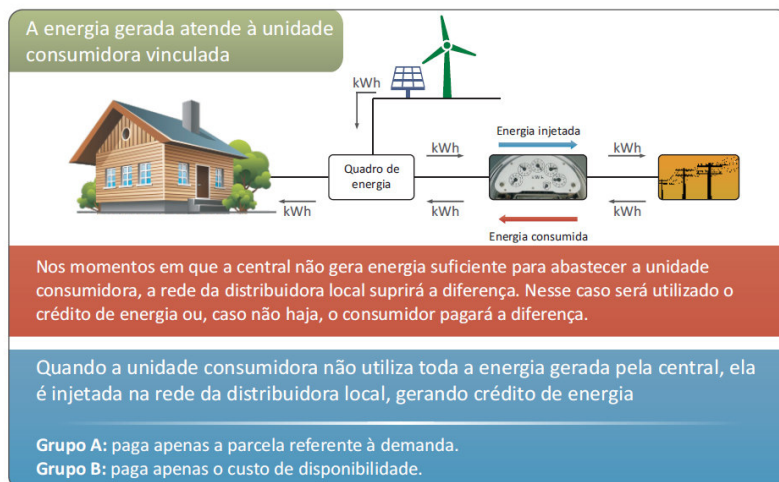
Neste capítulo são apresentadas as referências utilizadas como embasamento do trabalho, apresentando o histórico regulatório do setor de GD. Além disso aponta as principais mudanças implementadas pela Lei 14.300, as quais podem afetar a viabilidade financeira dos projetos de geração FV.

2.1 Resolução Normativa nº482/2012

A Resolução Normativa nº 482 publicada em 2012 estabelece que os consumidores do mercado cativo brasileiro podem gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição. Além de trazer os conceitos de microgeração e minigeração distribuída esta resolução implementou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) também conhecido como Net Metering. Com o SCEE implantado, quando o consumidor com micro ou minigeração produz mais energia do que a consumida instantaneamente pelos seus equipamentos, o excedente de energia é injetado na rede da distribuidora. Dessa forma o consumidor utiliza a energia injetada na rede para abatimento do seu consumo, considerando o valor integral da tarifa. Todavia, o texto sofreu alterações nos anos posteriores por meio das Resoluções Normativas nº687/2015 e nº786/2017 (ANEEL, 2018).

Para implementar o SCEE, concessionária substitui o medidor energia convencional, que mede energia em uma única direção, por um medidor bidirecional ou dois medidores convencionais. Na Figura 2 é ilustrado o processo de geração, consumo, intercâmbio de energia do consumidor para a rede e da rede para o consumidor e a descrição dos créditos energéticos (ANEEL, 2016).

Figura 2 – Sistema de compensação de Energia Elétrica

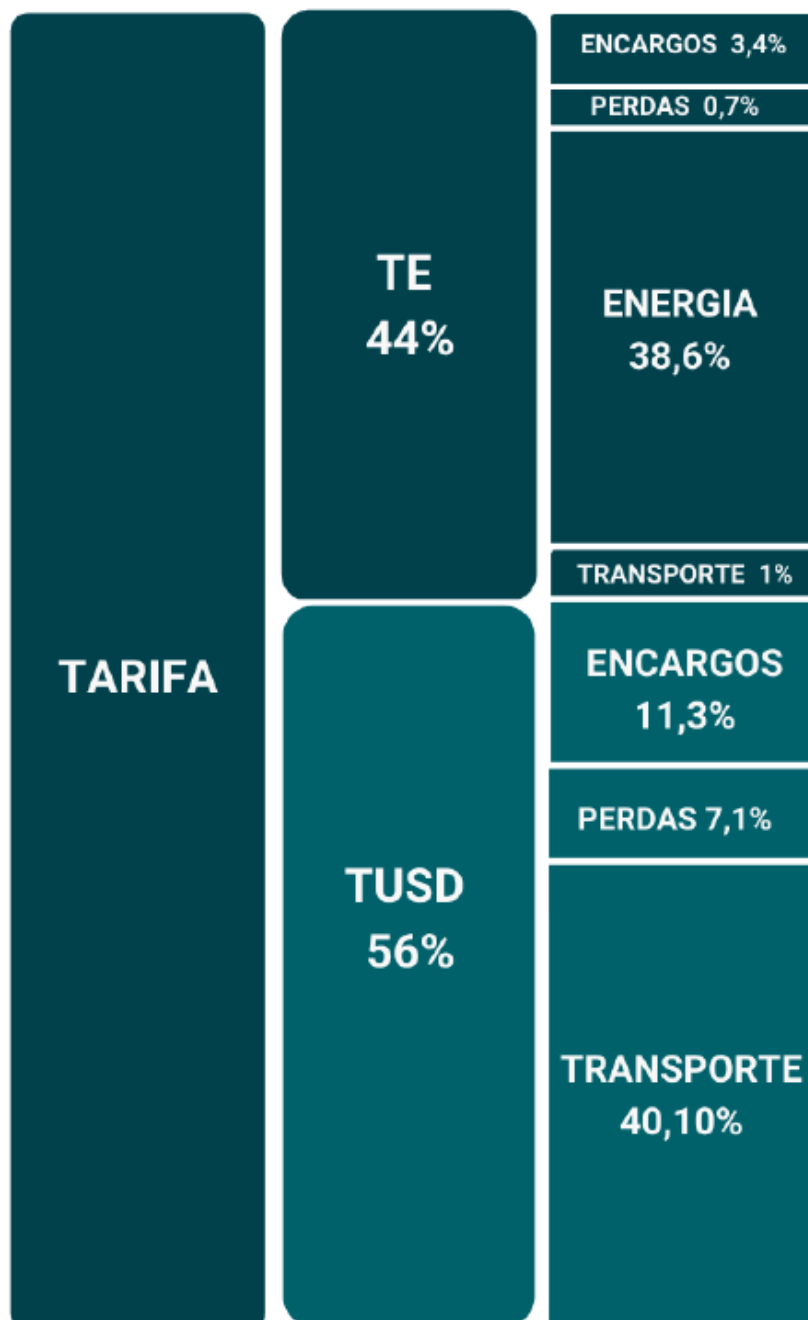


Fonte: (ANEEL, 2016).

Na prática, a energia gerada e injetada na rede é cedida à distribuidora na forma de empréstimo gratuito. Cada quilowatt-hora injetado é utilizado para abatimento de todas as componentes da tarifa do consumidor, com um prazo de 60 meses para utilização desses créditos (ANEEL, 2015).

A tarifa de energia elétrica no Brasil é dividida entre as componentes TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). De acordo Greener (2022), a componente TE representa 44% do valor da tarifa e a TUSD representa 56%. Além disso, sobre o valor total da tarifa, são incididos os impostos de PIS/COFINS e ICMS. Na Figura 3 é detalhada a composição da tarifa de energia do consumidor.

Figura 3 – Composição da tarifa de energia



Fonte: Greener (2022).

Em relação ao faturamento dos consumidores com GD, a REN nº482 estabelece que há cobrança de um valor mínimo de referência. Caso o faturamento do consumidor do grupo B seja inferior ao valor mínimo de referência há cobrança de um custo de disponibilidade, definido como 30 kWh para ligação monofásica, 50 kWh para ligação bifásica e 100 kWh para trifásica. Para os consumidores do grupo A não é cobrado custo de disponibilidade, somente o custo de demanda.

As definições abordadas na REN nº482 e suas revisões para micro e minigeração distribuída são:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012).

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012).

Conforme a REN nº482 e suas revisões, podem participar do sistema de compensação os consumidores enquadrados em uma das seguintes situações: unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída, integrantes de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, consumidores com geração compartilhada ou autoconsumo remoto. O autoconsumo remoto é uma modalidade que permite a compensação dos créditos gerados por uma unidade consumidora com GD em outra unidade, desde que possua a mesma titularidade e esteja na mesma área de concessão. Já a geração compartilhada se caracteriza pela existência de um consórcio ou cooperativa que se beneficia do excedente de energia de uma unidade geradora (ANEEL, 2015).

2.2 Histórico da revisão da REN nº482 ao PL 5.829

Além de impulsionar o crescimento da GD no país, a Resolução nº 482/2012 motivou novas discussões a respeito da remuneração de alguns componentes tarifários no faturamento dos consumidores com GD, principalmente por parte das distribuidoras (NETO, 2020).

As distribuidoras afirmavam que o modelo de compensação vigente não remunerava corretamente a utilização da rede de distribuição, podendo aumentar os custos de quem não possui geração própria. Por outro lado, os grupos interessados no crescimento da GD defendiam o modelo de compensação vigente e enfatizavam os

benefícios da expansão do setor (ANEEL, 2018).

Em consequência disso a ANEEL apresentou cinco alternativas para essa problemática, cada uma delas indicando diferentes componentes tarifárias que seriam aplicadas no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2018).

A alternativa 0 representa o modelo de compensação vigente na resolução, em que há compensação de todas as componentes tarifárias. Já na alternativa 1, deixaria de ser compensada somente a componente da TUSD referente ao transporte do Fio B. De maneira gradativa, cada alternativa exclui uma das componentes tarifárias da compensação de energia, conforme representado na Figura 4 (BRIGHT STRATEGIES, 2020).

Figura 4 – Alternativas de compensação propostas pela Aneel



Fonte: Bright Strategies (2020).

Conforma observado na Figura 4, a tarifa de energia envolve diversos custos para remuneração da geração, transmissão, distribuição e perdas de energia e também impostos, tributos e encargos. Os encargos são de responsabilidade da ANEEL e buscam financiar necessidades do setor elétrico

A partir dessas alternativas, a Aneel apresentou propostas de manutenção das regras atuais por um período de dez anos. Após esse período de transição seria aplicada a Alternativa 5, em que somente a componente Energia da TE seria compensada. Sabendo que essa componente representa apenas 38% da tarifa, haveria uma perda significativa na

compensação de energia (BRIGHT STRATEGIES, 2020).

Com isso, iniciou-se um movimento entre os principais agentes do setor contra as revisões propostas pela Aneel (ANEEL, 2018).

Neste momento, a mudança de regra poderia desestimular o crescimento da GD e também deixaria de valorar os benefícios da GD para o setor elétrico. Todavia, percebeu-se uma movimentação no Congresso Nacional a favor da GD. A expectativa era uma alteração regulatória que garantisse maior segurança jurídica, tratando o assunto de forma factível e evitando embates entre os agentes (MEYER, 2021).

Ainda em 2019, foi apresentado na Câmara dos Deputados o PL 5.829 para instituição do marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Devido à pandemia causada pelo COVID-19 os processos se estenderam, e somente em agosto de 2021 o PL foi aprovado pela Câmara. Por fim, em janeiro de 2022 foi publicada a Lei 14.300.

2.3 Lei 14.300: Marco Legal da MMGD

A sanção do Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, como foi intitulada a Lei 14.300, garantiu para todas as unidades já existentes, ou que protocolarem acesso até 12 meses após publicação da mesma, a manutenção dos benefícios já obtidos até 2045. Além disso, definiu as regras que serão aplicadas durante e após a transição regulatória (SENADO, 2022).

Para Consumidores que protocolarem a solicitação de acesso após os 12 meses da publicação da Lei, ou seja, não tiverem Direito adquirido, o faturamento se dará da seguinte maneira:

- a) geração junto à carga, Geração compartilhada, EMUC ou Autoconsumo menor que 500 kW, o faturamento terá cobrança gradual da TUSD fio B de acordo com a Figura 5 (BRASIL, 2022);

Figura 5 – Cobrança gradual do fio B

Geração Junto à Carga Geração Compartilhada EMUC Autoconsumo até 500 kW Fontes Despacháveis - qualquer modalidade - % de pagamento da TUSD fio B						
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029 (*)
15% do fio B	30% do fio B	45% do fio B	60% do fio B	75% do fio B	90% do fio B	Nova regra

Fonte: Rubim (2022).

- b) autoconsumo remoto acima de 500 kW ou Geração compartilhada em que um dos consumidores detenha 25% ou mais de participação dos créditos de energia, haverá cobrança da TUSD Fio B, 40% da TUSD fio A, TFSEE e P&D. Conforme Figura 6 (BRASIL, 2022).

Figura 6 – Cobrança parcial dos componentes tarifários

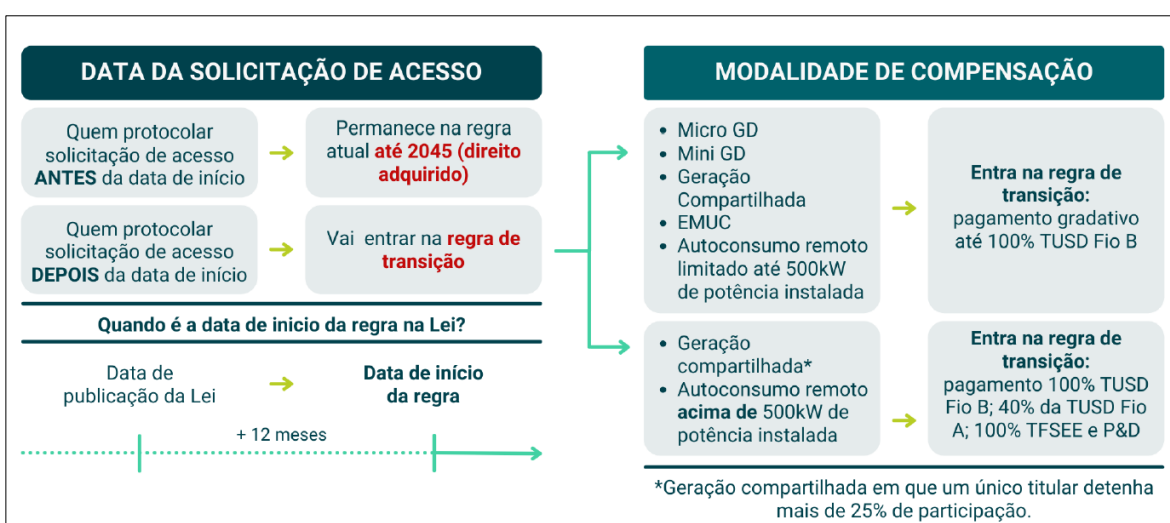
Autoconsumo Remoto > 500 kW G. Compartilhada quando um consumidor tiver 25% ou mais dos créditos	
2023 a 2028	2029 em diante (*)
100% da TUSD fio B + 40% da TUSD fio A + TFSEE + P&D	Nova regra

Fonte: Rubim (2022).

A partir de 2029, haverá cobrança de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, e abatidos os benefícios da GD à rede. A Aneel deverá valorar esses benefícios segundo as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (BRASIL, 2022).

O resumo das regras de transição é demonstrado na Figura 7:

Figura 7 – Resumo das regras de transição impostas pela Lei 14.300



Fonte: GREENER (2022).

A lei manteve o conceito de microgeração distribuída em concordância com

a resolução da Aneel. Entretanto, houve alterações no texto para a definição de minigeração distribuída, conforme é apresentado na Figura 8. Além disso, foi introduzido o conceito de Autoconsumo Local, em que a geração está junto a carga e o excedente de energia gerado é compensado na própria unidade consumidora (BRASIL, 2022).

Figura 8 – Comparativo dos conceitos de micro e minigeração distribuída

REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMGD)
Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW	Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5MW para as fontes despacháveis* e menor ou igual a 3MW para as fontes não despacháveis** .

Fonte: GREENER (2022).

A alteração no cálculo da demanda contratada para as unidades consumidoras com GD, foi mais uma conquista obtida para os consumidores com a Lei 14.300. Conforme o artigo 26 da lei, o faturamento da demanda se dará de acordo com a forma de utilização da energia, e não mais pela TUSD demanda. O descritivo dessa mudança é apresentado na Figura 9 (BRASIL, 2022).

Figura 9 – Comparativo do faturamento de demanda

REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMGD)
Para consumidores do Grupo A com Mini GD, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada é a TUSDdemanda (TUSDd): Demanda contratada (kW) x TUSDd* (R\$/kW) *TUSDdemanda (TUSDd): Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada à Demanda Contratada	Para usinas geradoras de Mini GD remotas pertencente ao Grupo A, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada (MUSD**) passa a ser a TUSDinjeção*** : Demanda contratada (kW) x TUSDinjeção (R\$/kW) **MUSD: Montante de Uso do Sistema de Distribuição ***O valor da TUSDinjeção aplicável à Mini GD a ser definido pela ANEEL.

Fonte: GREENER (2022).

O pagamento do custo de disponibilidade foi alterado para todos os consumidores, seguindo as seguintes regras:

- a) para projetos com direito adquirido: A compensação de energia somente

deverá ocorrer até o limite em que o valor do faturamento da UC seja maior ou igual ao mínimo de referência. Nesse caso, sempre haverá uma cobrança do custo de disponibilidade na conta de energia do consumidor (GREENER, 2022);

- b) para projetos na regra de transição: O consumidor somente irá pagar o custo de disponibilidade, se o consumo medido for menor que o valor de referência (GREENER, 2022).

Outra prática comum no mercado é o faturamento por optante B, o mesmo não era citado na REN nº482 e com a sanção da Lei, esse modelo obteve maior segurança jurídica. Nessa modalidade as unidades consumidoras do grupo A com geração local e potência nominal abaixo de 112,5 KVA podem ser faturadas como consumidores do Grupo B, eliminando o custo da demanda (BRASIL, 2022).

2.4 Análise de viabilidade financeira

Para verificação dos impactos do marco legal da MMSGD, utiliza-se os parâmetros de payback simples e Taxa interna de Retorno (TIR) do Projeto.

Para realização da análise de viabilidade, é necessário entender alguns conceitos de engenharia financeira. O payback simples é definido pelo tempo necessário para obter o retorno do valor investido. Já o VPL (Valor Presente Líquido) é o valor do fluxo de caixa do investimento aplicado a uma taxa de juros e levado a valor presente, em outras palavras, é o retorno financeiro em reais obtido. A TIR é a taxa financeira que consegue levar o VPL à zero. Dessa forma, pode-se comparar a TIR com a TMA (Taxa mínima de Atratividade) adotada na análise, caso a TIR obtida seja maior que a TMA o investimento é viável (SILVEIRA, 2018).

Em conformidade com o estudo de Neto (2020), as entradas do fluxo de caixa livre são as despesas evitadas com energia elétrica. A energia gerada pelo sistema FV multiplicada pelo valor da tarifa de compensação, resultam nas entradas do fluxo de caixa. As saídas são definidas pelos gastos com implantação e manutenção da usina.

2.5 Considerações finais

No desenvolvimento deste capítulo foi exposto o contexto regulatório da GD.

Foi apresentada a REN 482 e suas propostas de revisão e também as regras do período de transição imposto pela Lei 14.300. Além disso, abordou-se sobre os conceitos necessários para realização de uma análise de viabilidade financeira.

No decorrer do capítulo, tratou-se também diferentes regras para projetos enquadrados em diferentes modelos de compensação.

3 PROCEDIMENTO METODOLÓGICO

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para desenvolvimento do trabalho. Inicialmente são definidas as premissas do estudo, para aproximação dos resultados de um sistema real. Por fim, são apresentados os procedimentos de dimensionamento do sistema fotovoltaico e do estudo de viabilidade financeira.

3.1 Características das plantas de microgeração FVs

Considerando as regras de compensação, os casos escolhidos para estudo são:

- Caso 1: Microgeração com autoconsumo local e fator de simultaneidade de 38%;
- Caso 2: Microgeração com autoconsumo remoto;
- Caso 3: Minigeração com autoconsumo remoto menor que 500 kW;
- Caso 4: Minigeração com autoconsumo remoto maior que 500 kW.

3.2 Premissas de análise

Para o desenvolvimento deste trabalho foram adotadas as seguintes premissas:

- a) estrutura do tipo fixa e módulos fotovoltaicos com inclinação de 10° orientados para o norte geográfico;
- b) na simulação, adota-se 1% de perdas ôhmicas, 2% de perdas de sujidade e 1,5% de perdas de indisponibilidade;
- c) Unidades Consumidoras trifásicas;
- d) aplicação da tarifa B3 COMERCIAL para as unidades consumidoras e usinas de microgeração, e usinas de minigeração faturadas pelo grupo A4 VERDE;
- e) incidência de alíquota de PIS/COFINS 4,42%, e ICMS de 27%;
- f) considera-se que toda a energia gerada será consumida, sem excedentes de energia;
- g) bandeiras tarifárias e taxas de iluminação pública não foram considerados

- no custo da energia;
- h) degradação dos módulos Fotovoltaicos de 2% no primeiro ano, e 0,85% nos demais;
 - i) início da operação das Usinas em janeiro de 2023;
 - j) análise de fluxo de caixa para um período de 25 anos;
 - k) investimento inicial sem alavancagem no ano 0;
 - l) custos de Operação e Manutenção (O&M) estimados em 1% do investimento inicial (NAKABAYASHI, 2014);
 - m) reajuste tarifário conforme as projeções de IPCA (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022).

3.3 Dimensionamento e simulação de sistema fotovoltaico

É realizado um dimensionamento básico dos casos estudados por meio do software PVSyst com o objetivo de simular a geração de eletricidade. Ao executar o software é necessário selecionar dentre as opções disponíveis, o sistema acoplado à rede.

Em uma nova janela são solicitados os dados do projeto. Inicialmente deve-se inserir o local de instalação do sistema para obtenção dos dados meteorológicos, neste estudo considerou-se a cidade de Fortaleza-CE. Em seguida, é escolhida a base de dados meteorológicos Meteonorm 8.0. A partir disso, o software obtém dados de velocidade do vento, temperatura média e irradiância média referentes a coordenada escolhida.

Entre os parâmetros principais de simulação do software é necessário definir o tipo de instalação do sistema, orientação e inclinação dos módulos, adotados conforme alínea a do tópico 3.2. Na tela de entrada dos parâmetros do sistema no PVSyst é possível selecionar o fabricante e potência dos módulos e inversores, dimensionar as *strings* e inserir a potência pico da usina. Por fim, são inseridos os percentuais de perdas considerados na alínea b. Na sequência executa-se a simulação, obtém-se os resultados de produção de energia, índice de performance e perdas em kWh.

3.4 Análise de viabilidade financeira

A análise financeira é feita por meio de uma planilha eletrônica no Excel. Inicialmente são consideradas as regras antigas referentes a REN nº482, em que não há

cobrança de nenhuma componente tarifária na compensação da energia, logo a energia injetada é valorada com base no valor total da tarifa.

Os valores líquidos de cada componente da tarifa de energia da Enel-CE são obtidos em ANEEL (2022). Em seguida, são aplicados os impostos incidentes de acordo com a alínea *e*. Os valores dos componentes tarifários das parcelas TE e TUSD para a Enel-CE são expostos nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 1 - Componentes tarifários da parcela TE

Componente tarifário	Valor líquido (R\$/MWh)	Valor bruto (R\$/MWh)
Encargo RB	7,59	10,88
FIO A	-7,45	-10,68
ENCARGO	37,22	53,35
ENERGIA	267,43	383,29
TOTAL	304,79	436,83

Fonte: ANEEL (2022).

Tabela 2 - Componentes tarifários da parcela TUSD

Componente tarifário	Valor líquido (R\$/MWh)	Valor bruto (R\$/MWh)
FIO B	272,86	391,07
FIO A	34,21	49,02
ENCARGO	64,87	92,97
Perdas	54,73	78,43
TOTAL	426,66	611,50

Fonte: ANEEL (2022).

Em seguida, é realizado o fluxo de caixa livre ao longo da vida útil dos projetos. As entradas do fluxo de caixa são representadas pela economia anual obtida com o projeto, calculada a partir do produto da geração de eletricidade anual e a tarifa de compensação do cliente. Além das perdas anuais definidas no dimensionamento do sistema, deve-se considerar o decaimento anual da geração, conforme degradação dos módulos apresentadas na premissa da alínea *h* do item 3.2.

Um comparativo das tarifas de compensação para os cenários da REN n° 482

e para as duas regras de transição da Lei 14.300 é apresentado no Gráfico 1.

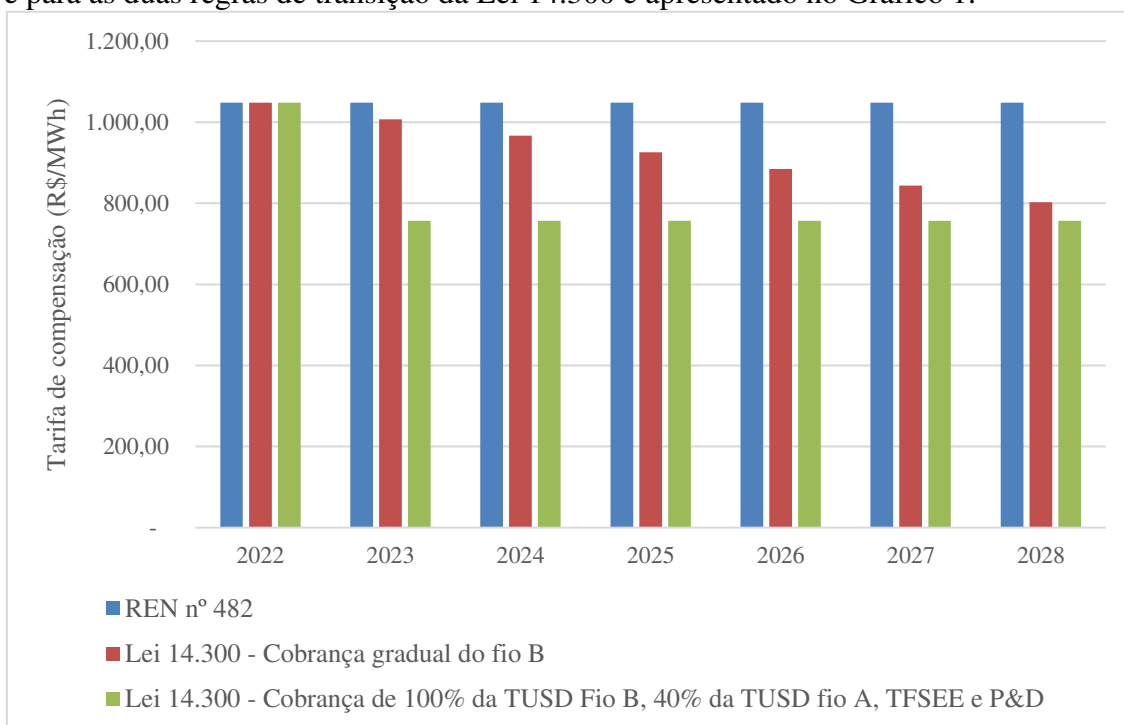


Gráfico 1 – Comparativo das tarifas de compensação

Fonte: O próprio autor.

As saídas do fluxo de caixa são calculadas pelos custos obtidos com a instalação do sistema. Em projetos FV, os principais custos são o capex (Capital Expenditure) e o O&M (Operação e Manutenção). Além disso, também devem ser considerados o custo de disponibilidade para usinas do grupo B, ou custo de demanda para usinas conectadas no grupo A. O capex é definido pelos gastos com compra de equipamentos e implantação da usina, incluindo todo investimento para início da operação da Usina. O valor do capex de cada caso de estudo é obtido a partir de estudos da Greener (2021) de acordo com a potência nominal de cada projeto. Os custos de O&M são incluídos a partir do início da operação e os necessários para manutenção do projeto, são estimados de acordo com a premissa da alínea *l* do item 3.2 e reajustados anualmente pela inflação. O capex é inserido no fluxo de caixa como saída no ano 0, e os custos de O&M nos demais anos de análise.

Ressalta-se que a análise é feita do ponto de vista do projeto, sem considerar modelo de negócio de venda ou locação das usinas. Inseridas as entradas e saídas na planilha, calcula-se o valor da TIR e payback do projeto. Após obtenção dos resultados financeiros as regras de compensação da REN 482, é feito um novo fluxo de caixa com as regras implementadas com a sanção da Lei 14.300. Para verificar a viabilidade do

investimento considerou-se a TMA igual à taxa Selic de 11,65%, obtida no relatório de mercado Focus (BANCO CENTRAL DO BRASIL,2022). Esse procedimento é repetido em todos os casos para obtenção de um comparativo.

3.5 Considerações Finais

O dimensionamento e simulação dos sistemas no PVSyst garante uma boa previsibilidade da receita de cada Usina, de acordo com as características construtivas e equipamentos. Com isso, a análise do fluxo de caixa livre nos dois cenários apresentadas permite uma verificação dos impactos da mudança regulatória. No capítulo 4 é apresentado a aplicação dos estudos de caso com seus respectivos resultados.

4 ANÁLISE DOS IMPACTOS FINANCEIROS DO MARCO REGULATÓRIO DE GD

Neste capítulo é apresentada uma análise financeira comparativa de quatro estudos de caso para cenários regulatórios considerando a REN 482 e o novo marco regulatório da GD, Lei 14.300, conforme o procedimento descrito no capítulo anterior.

4.1 Caso 1: Microgeração com autoconsumo local com fator de simultaneidade de 38%

O primeiro caso estudado se trata de um sistema de 70 kW de potência instalada, com geração junto à carga. Logo, parte da energia gerada é consumida simultaneamente, de acordo com o fator de simultaneidade de 38% adotado. Como premissa, considerou-se que a unidade consumidora é conectada em baixa tensão.

Na Tabela 3, são expostos os resultados obtidos no PVsyst a partir de simulação, utilizando 180 módulos do fabricante Trina com potência nominal de 510 Wp e inversor Huawei de 70 kW.

Tabela 3 - Dados do Sistema para o Caso 1

Potência nominal	Potência Pico	Produção do sistema
70 kW	91,8 kWp	160,8 MWh/ano

Fonte: O próprio autor.

4.1.1 Análise do caso 1 para o cenário da REN 482

A economia obtida pela energia injetada é valorada pelo preço da tarifa total do consumidor, assim como a economia proporcionada pela compensação da energia gerada. Os valores de tarifa de energia e geração prevista em cada ano são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Tarifas e geração de energia do caso 1 para o cenário da REN 482

Ano	Tarifa de energia da UC (R\$/MWh)	Tarifa de compensação (R\$/MWh)	Geração anual (MWh)
0	R\$ 1.048,32	1.048,32	0,00
1	R\$ 1.090,25	1.090,25	160,80
2	R\$ 1.125,14	1.125,14	157,58
3	R\$ 1.158,90	1.158,90	156,24
4	R\$ 1.195,98	1.195,98	154,92
5	R\$ 1.234,25	1.234,25	153,60
6	R\$ 1.273,75	1.273,75	152,29
7	R\$ 1.314,51	1.314,51	151,00
8	R\$ 1.356,57	1.356,57	149,72
9	R\$ 1.399,98	1.399,98	148,44
10	R\$ 1.444,78	1.444,78	147,18
11	R\$ 1.491,02	1.491,02	145,93
12	R\$ 1.538,73	1.538,73	144,69
13	R\$ 1.587,97	1.587,97	143,46
14	R\$ 1.638,78	1.638,78	142,24
15	R\$ 1.691,22	1.691,22	141,03
16	R\$ 1.745,34	1.745,34	139,83
17	R\$ 1.801,19	1.801,19	138,64
18	R\$ 1.858,83	1.858,83	137,47
19	R\$ 1.918,32	1.918,32	136,30
20	R\$ 1.979,70	1.979,70	135,14
21	R\$ 2.043,05	2.043,05	133,99
22	R\$ 2.108,43	2.108,43	132,85
23	R\$ 2.175,90	2.175,90	131,72
24	R\$ 2.245,53	2.245,53	130,60
25	R\$ 2.317,38	2.317,38	129,49

Fonte: O próprio autor.

Os valores de O&M e custo de disponibilidade são despesas anuais durante a operação da usina. Por se tratar de um consumidor trifásico, ocorre a cobrança do valor mínimo de referência de 100 kWh mensais. As saídas do fluxo de caixa são descritas na Tabela 5.

Tabela 5 – Saídas do fluxo de caixa Caso 1

Capex	O&M	Custo de disponibilidade
R\$ 419.526,00	R\$ 4.363,07	R\$ 1.308,31

Fonte: O próprio autor.

A composição do fluxo de caixa do caso 1 pra o cenário da REN 482 é apresentado na Tabela 6, considerando todas as entradas e saídas financeiras. A partir disso, são calculados os valores da TIR, payback e VPL.

Tabela 6 – Fluxo de Caixa do Caso 1 para cenário da REN 482

Ano	Economia total obtida	Capex + O&M	Custo de disponibilidade	Fluxo de Caixa
0	R\$ 0,00	-R\$ 419.526,00	R\$ 0,00	-R\$ 419.526,00
1	R\$ 175.312,91	-R\$ 4.363,07	-R\$ 1.308,31	R\$ 169.641,53
2	R\$ 177.304,46	-R\$ 4.502,69	-R\$ 1.350,17	R\$ 171.451,60
3	R\$ 181.071,30	-R\$ 4.637,77	-R\$ 1.390,68	R\$ 175.042,85
4	R\$ 185.277,22	-R\$ 4.786,18	-R\$ 1.435,18	R\$ 179.055,87
5	R\$ 189.580,84	-R\$ 4.939,34	-R\$ 1.481,10	R\$ 183.160,40
6	R\$ 193.984,42	-R\$ 5.097,39	-R\$ 1.528,50	R\$ 187.358,53
7	R\$ 198.490,29	-R\$ 5.260,51	-R\$ 1.577,41	R\$ 191.652,37
8	R\$ 203.100,83	-R\$ 5.428,85	-R\$ 1.627,89	R\$ 196.044,09
9	R\$ 207.818,45	-R\$ 5.602,57	-R\$ 1.679,98	R\$ 200.535,90
10	R\$ 212.645,66	-R\$ 5.781,85	-R\$ 1.733,74	R\$ 205.130,07
11	R\$ 217.584,99	-R\$ 5.966,87	-R\$ 1.789,22	R\$ 209.828,90
12	R\$ 222.639,06	-R\$ 6.157,81	-R\$ 1.846,47	R\$ 214.634,77
13	R\$ 227.810,52	-R\$ 6.354,86	-R\$ 1.905,56	R\$ 219.550,09
14	R\$ 233.102,10	-R\$ 6.558,22	-R\$ 1.966,54	R\$ 224.577,34
15	R\$ 238.516,60	-R\$ 6.768,08	-R\$ 2.029,47	R\$ 229.719,05
16	R\$ 244.056,86	-R\$ 6.984,66	-R\$ 2.094,41	R\$ 234.977,79
17	R\$ 249.725,81	-R\$ 7.208,17	-R\$ 2.161,43	R\$ 240.356,21
18	R\$ 255.526,44	-R\$ 7.438,83	-R\$ 2.230,60	R\$ 245.857,02
19	R\$ 261.461,81	-R\$ 7.676,87	-R\$ 2.301,98	R\$ 251.482,96
20	R\$ 267.535,05	-R\$ 7.922,53	-R\$ 2.375,64	R\$ 257.236,87
21	R\$ 273.749,35	-R\$ 8.176,05	-R\$ 2.451,66	R\$ 263.121,64
22	R\$ 280.108,00	-R\$ 8.437,69	-R\$ 2.530,12	R\$ 269.140,20
23	R\$ 286.614,35	-R\$ 8.707,69	-R\$ 2.611,08	R\$ 275.295,58
24	R\$ 293.271,83	-R\$ 8.986,34	-R\$ 2.694,63	R\$ 281.590,86
25	R\$ 300.083,95	-R\$ 9.273,90	-R\$ 2.780,86	R\$ 288.029,18

Fonte: O próprio autor.

4.1.2 Análise do caso 1 para o cenário da Lei 14.300

De acordo com as novas regras impostas pela Lei 14.300, parte da energia que é injetada na rede sofre cobrança gradual do Fio B a partir de 2023. Já a fração da geração da energia simultânea produz uma receita financeira de acordo com a tarifa integral do consumidor. Nesse caso não há cobrança do custo de disponibilidade e os valores de investimento inicial e O&M são os mesmos da Tabela 5. As tarifas e geração

de eletricidade são apresentados na Tabela 7 e o fluxo de caixa é apresentado na Tabela 8.

Tabela 7 – Tarifas e geração de eletricidade do caso 1 para o cenário da Lei 14.300

Ano	Tarifa de energia da UC (R\$/MWh)	Tarifa de compensação (R\$/MWh)	Geração anual (MWh)
0	R\$ 1.048,32	1.048,32	0,00
1	R\$ 1.090,25	1.047,69	160,80
2	R\$ 1.125,14	1.037,29	157,58
3	R\$ 1.158,90	1.023,16	156,24
4	R\$ 1.195,98	1.009,21	154,92
5	R\$ 1.234,25	993,31	153,60
6	R\$ 1.273,75	975,37	152,29
7	R\$ 1.314,51	972,37	151,00
8	R\$ 1.356,57	756,11	149,72
9	R\$ 1.399,98	780,31	148,44
10	R\$ 1.444,78	805,28	147,18
11	R\$ 1.491,02	831,05	145,93
12	R\$ 1.538,73	857,64	144,69
13	R\$ 1.587,97	885,09	143,46
14	R\$ 1.638,78	913,41	142,24
15	R\$ 1.691,22	942,64	141,03
16	R\$ 1.745,34	972,80	139,83
17	R\$ 1.801,19	1.003,93	138,64
18	R\$ 1.858,83	1.036,06	137,47
19	R\$ 1.918,32	1.069,21	136,30
20	R\$ 1.979,70	1.103,43	135,14
21	R\$ 2.043,05	1.138,74	133,99
22	R\$ 2.108,43	1.175,18	132,85
23	R\$ 2.175,90	1.212,78	131,72
24	R\$ 2.245,53	1.251,59	130,60
25	R\$ 2.317,38	1.291,64	129,49

Fonte: O próprio autor.

Tabela 8 - Fluxo de Caixa do Caso 1 para cenário da Lei 14.300

Ano	Economia obtida na compensação	Economia obtida no consumo	Capex + O&M	Fluxo de caixa
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 419.526,00	-R\$ 419.526,00
1	R\$ 104.450,34	R\$ 66.618,91	-R\$ 4.363,07	R\$ 166.706,17
2	R\$ 101.345,02	R\$ 67.375,70	-R\$ 4.502,69	R\$ 164.218,03
3	R\$ 99.115,04	R\$ 68.807,09	-R\$ 4.637,77	R\$ 163.284,36
4	R\$ 96.932,42	R\$ 70.405,34	-R\$ 4.786,18	R\$ 162.551,58
5	R\$ 94.594,92	R\$ 72.040,72	-R\$ 4.939,34	R\$ 161.696,30
6	R\$ 92.096,54	R\$ 73.714,08	-R\$ 5.097,39	R\$ 160.713,22
7	R\$ 91.032,62	R\$ 75.426,31	-R\$ 5.260,51	R\$ 161.198,42
8	R\$ 70.185,45	R\$ 77.178,31	-R\$ 5.428,85	R\$ 141.934,92
9	R\$ 71.815,72	R\$ 78.971,01	-R\$ 5.602,57	R\$ 145.184,16
10	R\$ 73.483,85	R\$ 80.805,35	-R\$ 5.781,85	R\$ 148.507,35
11	R\$ 75.190,74	R\$ 82.682,30	-R\$ 5.966,87	R\$ 151.906,16
12	R\$ 76.937,27	R\$ 84.602,84	-R\$ 6.157,81	R\$ 155.382,30
13	R\$ 78.724,37	R\$ 86.568,00	-R\$ 6.354,86	R\$ 158.937,50
14	R\$ 80.552,98	R\$ 88.578,80	-R\$ 6.558,22	R\$ 162.573,56
15	R\$ 82.424,06	R\$ 90.636,31	-R\$ 6.768,08	R\$ 166.292,29
16	R\$ 84.338,61	R\$ 92.741,61	-R\$ 6.984,66	R\$ 170.095,55
17	R\$ 86.297,62	R\$ 94.895,81	-R\$ 7.208,17	R\$ 173.985,26
18	R\$ 88.302,14	R\$ 97.100,05	-R\$ 7.438,83	R\$ 177.963,36
19	R\$ 90.353,23	R\$ 99.355,49	-R\$ 7.676,87	R\$ 182.031,84
20	R\$ 92.451,95	R\$ 101.663,32	-R\$ 7.922,53	R\$ 186.192,74
21	R\$ 94.599,43	R\$ 104.024,75	-R\$ 8.176,05	R\$ 190.448,13
22	R\$ 96.796,78	R\$ 106.441,04	-R\$ 8.437,69	R\$ 194.800,13
23	R\$ 99.045,18	R\$ 108.913,45	-R\$ 8.707,69	R\$ 199.250,94
24	R\$ 101.345,80	R\$ 111.443,29	-R\$ 8.986,34	R\$ 203.802,75
25	R\$ 103.699,86	R\$ 114.031,90	-R\$ 9.273,90	R\$ 208.457,86

Fonte: O próprio autor.

4.1.3 Análise dos resultados do caso 1

Para o cenário da REN 482 obteve-se uma tarifa de compensação igual à tarifa de consumo e há a cobrança do custo de disponibilidade. No cenário da Lei 14.300, devido à cobrança gradual do fio B, a energia que é injetada produz uma receita menor que a energia consumida instantaneamente.

Como resultado da análise financeira, no cenário da REN 482 o payback do projeto é de 2 anos e 4 meses e a TIR é 42,33%. Já para a análise da Lei 14.300, o payback calculado é de 2 anos e 6 meses e a TIR é 38,78%. A nova regra de compensação para o caso 1 provoca uma redução de 3,55% na TIR.

4.2 Caso 2: Microgeração com autoconsumo remoto

No Caso 2 também foi considerado um sistema de 70 kW, porém na modalidade Autoconsumo Remoto. Desta forma é possível observar o impacto da não simultaneidade na viabilidade financeira do sistema. O dimensionamento considerado no software foi o mesmo do Caso 1, entretanto, toda energia gerada pela Usina é injetada na rede da concessionária para compensar o consumo em uma outra unidade consumidora. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Dados do Sistema para o Caso 2

Potência nominal	Potência Pico	Produção do sistema
70 kW	91,8 kWp	160,8 MWh/ano

Fonte: O próprio autor.

4.2.1 Análise do caso 2 para o cenário da REN 482

A economia obtida é calculada a partir da tarifa de compensação. Na Tabela 10 são apresentados a tarifa do cliente e a previsão de geração de eletricidade.

Tabela 10 – Tarifa e Geração de eletricidade do Caso 2 para o cenário da REN 482

Ano	Tarifa de compensação (R\$/MWh)	Geração anual (MWh)
0	1.048,32	0
1	1.090,25	160,80
2	1.125,14	159,87
3	1.158,90	158,08
4	1.195,98	156,73
5	1.234,25	155,40
6	1.273,75	154,50
7	1.314,51	152,77
8	1.356,57	151,47
9	1.399,98	150,19
10	1.444,78	149,32
11	1.491,02	147,64
12	1.538,73	146,39
13	1.587,97	145,14
14	1.638,78	144,30
15	1.691,22	142,69
16	1.745,34	141,47
17	1.801,19	140,27
18	1.858,83	139,46
19	1.918,32	137,90
20	1.979,70	136,72
21	2.043,05	135,56
22	2.108,43	134,78
23	2.175,90	133,27
24	2.245,53	132,14
25	2.317,38	131,01

Fonte: O próprio autor.

Nesse caso, para as regras da REN 482 há cobrança do valor mínimo de referência de 100 kWh mensais nas duas unidades consumidoras, geradora e consumidora. As saídas do fluxo de caixa são descritas na Tabela 11, os valores de O&M e custo de disponibilidade são despesas anuais para o primeiro ano de operação da usina.

Tabela 11 – Saídas do fluxo de caixa Caso 2

Capex	O&M	Custo de disponibilidade
R\$ 419.526	R\$ 4.363,07	R\$ 2.616,61

Fonte: O próprio autor.

Na Tabela 12 é apresentado o fluxo de caixa no cenário da REN 482 para o caso 2.

Tabela 12 – Fluxo de Caixa do Caso 2 para cenário REN 482

Ano	Economia total obtida	Capex + O&M	Custo de disponibilidade	Fluxo de Caixa
0	R\$ 0,00	-R\$ 419.526,00	R\$ 0,00	-R\$ 419.526,00
1	R\$ 175.312,91	-R\$ 4.363,07	-R\$ 2.616,61	R\$ 168.333,23
2	R\$ 177.304,46	-R\$ 4.502,69	-R\$ 2.700,34	R\$ 170.101,43
3	R\$ 181.071,30	-R\$ 4.637,77	-R\$ 2.781,35	R\$ 173.652,18
4	R\$ 185.277,22	-R\$ 4.786,18	-R\$ 2.870,36	R\$ 177.620,69
5	R\$ 189.580,84	-R\$ 4.939,34	-R\$ 2.962,21	R\$ 181.679,30
6	R\$ 193.984,42	-R\$ 5.097,39	-R\$ 3.057,00	R\$ 185.830,03
7	R\$ 198.490,29	-R\$ 5.260,51	-R\$ 3.154,82	R\$ 190.074,96
8	R\$ 203.100,83	-R\$ 5.428,85	-R\$ 3.255,78	R\$ 194.416,20
9	R\$ 207.818,45	-R\$ 5.602,57	-R\$ 3.359,96	R\$ 198.855,92
10	R\$ 212.645,66	-R\$ 5.781,85	-R\$ 3.467,48	R\$ 203.396,33
11	R\$ 217.584,99	-R\$ 5.966,87	-R\$ 3.578,44	R\$ 208.039,68
12	R\$ 222.639,06	-R\$ 6.157,81	-R\$ 3.692,95	R\$ 212.788,30
13	R\$ 227.810,52	-R\$ 6.354,86	-R\$ 3.811,12	R\$ 217.644,53
14	R\$ 233.102,10	-R\$ 6.558,22	-R\$ 3.933,08	R\$ 222.610,80
15	R\$ 238.516,60	-R\$ 6.768,08	-R\$ 4.058,94	R\$ 227.689,58
16	R\$ 244.056,86	-R\$ 6.984,66	-R\$ 4.188,82	R\$ 232.883,38
17	R\$ 249.725,81	-R\$ 7.208,17	-R\$ 4.322,87	R\$ 238.194,78
18	R\$ 255.526,44	-R\$ 7.438,83	-R\$ 4.461,20	R\$ 243.626,42
19	R\$ 261.461,81	-R\$ 7.676,87	-R\$ 4.603,96	R\$ 249.180,98
20	R\$ 267.535,05	-R\$ 7.922,53	-R\$ 4.751,28	R\$ 254.861,23
21	R\$ 273.749,35	-R\$ 8.176,05	-R\$ 4.903,32	R\$ 260.669,97
22	R\$ 280.108,00	-R\$ 8.437,69	-R\$ 5.060,23	R\$ 266.610,08
23	R\$ 286.614,35	-R\$ 8.707,69	-R\$ 5.222,16	R\$ 272.684,50
24	R\$ 293.271,83	-R\$ 8.986,34	-R\$ 5.389,27	R\$ 278.896,22
25	R\$ 300.083,95	-R\$ 9.273,90	-R\$ 5.561,72	R\$ 285.248,32

Fonte: O próprio autor.

4.2.2 Análise do caso 2 para o cenário Lei 14.300

A valoração da energia compensada inclui uma cobrança gradativa do Fio B conforme descrito no capítulo 2. A tarifa de compensação e a geração para esse cenário são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Tarifa e Geração de eletricidade do Caso 2 para o cenário da Lei 14.300

Ano	Tarifa de compensação (R\$/MWh)	Geração anual (MWh)
0	1.048,32	0
1	1.047,69	160,80
2	1.037,29	159,87
3	1.023,16	158,08
4	1.009,21	156,73
5	993,31	155,40
6	975,37	154,50
7	972,37	152,77
8	756,11	151,47
9	780,31	150,19
10	805,28	149,32
11	831,05	147,64
12	857,64	146,39
13	885,09	145,14
14	913,41	144,30
15	942,64	142,69
16	972,80	141,47
17	1.003,93	140,27
18	1.036,06	139,46
19	1.069,21	137,90
20	1.103,43	136,72
21	1.138,74	135,56
22	1.175,18	134,78
23	1.212,78	133,27
24	1.251,59	132,14
25	1.291,64	131,01

Fonte: O próprio autor.

Os custos de capex e O&M são os mesmos apresentados na tabela 13, nesse cenário não há cobrança do custo de disponibilidade. Os resultados do fluxo de caixa são descritos na Tabela 14.

Tabela 14 – Fluxo de Caixa do Caso 2 para cenário da Lei 14.300

Ano	Economia total obtida	Capex + O&M	Fluxo de caixa
0	R\$ 0,00	-R\$ 419.526,00	-R\$ 419.526,00
1	R\$ 168.468,29	-R\$ 4.363,07	R\$ 164.105,21
2	R\$ 163.459,71	-R\$ 4.502,69	R\$ 158.957,02
3	R\$ 159.862,96	-R\$ 4.637,77	R\$ 155.225,19
4	R\$ 156.342,60	-R\$ 4.786,18	R\$ 151.556,43
5	R\$ 152.572,45	-R\$ 4.939,34	R\$ 147.633,12
6	R\$ 148.542,80	-R\$ 5.097,39	R\$ 143.445,41
7	R\$ 146.826,81	-R\$ 5.260,51	R\$ 141.566,30
8	R\$ 113.202,34	-R\$ 5.428,85	R\$ 107.773,49
9	R\$ 115.831,80	-R\$ 5.602,57	R\$ 110.229,23
10	R\$ 118.522,35	-R\$ 5.781,85	R\$ 112.740,49
11	R\$ 121.275,38	-R\$ 5.966,87	R\$ 115.308,51
12	R\$ 124.092,37	-R\$ 6.157,81	R\$ 117.934,56
13	R\$ 126.974,78	-R\$ 6.354,86	R\$ 120.619,92
14	R\$ 129.924,15	-R\$ 6.558,22	R\$ 123.365,94
15	R\$ 132.942,03	-R\$ 6.768,08	R\$ 126.173,95
16	R\$ 136.030,01	-R\$ 6.984,66	R\$ 129.045,35
17	R\$ 139.189,72	-R\$ 7.208,17	R\$ 131.981,55
18	R\$ 142.422,81	-R\$ 7.438,83	R\$ 134.983,98
19	R\$ 145.731,01	-R\$ 7.676,87	R\$ 138.054,14
20	R\$ 149.116,05	-R\$ 7.922,53	R\$ 141.193,52
21	R\$ 152.579,72	-R\$ 8.176,05	R\$ 144.403,67
22	R\$ 156.123,84	-R\$ 8.437,69	R\$ 147.686,15
23	R\$ 159.750,29	-R\$ 8.707,69	R\$ 151.042,59
24	R\$ 163.460,97	-R\$ 8.986,34	R\$ 154.474,63
25	R\$ 167.257,84	-R\$ 9.273,90	-R\$ 419.526,00

Fonte: O próprio autor.

4.2.3 *Análise dos resultados do caso 2*

Na análise desse caso, toda a energia é faturada pela tarifa de compensação. No cenário da REN 482 há a cobrança do custo de disponibilidade de duas unidades consumidoras.

Como resultado da análise financeira, no cenário da REN 482 o payback do projeto é de 2 anos e 5 meses e a TIR é 42,01%. Já para a análise da Lei 14.300, o payback calculado é de 2 anos e 7 meses e a TIR 36,08%. A nova regra de compensação para o caso 1 provoca uma redução de 5,93% na TIR.

4.3 Caso 3: Minigeração com autoconsumo remoto menor que 500 kW

No caso 3, é realizado o estudo de caso de uma usina de geração remota de 500 kW, classificada como minigeração. Não havendo carga junto à usina, toda energia gerada é injetada na rede para compensação de outras 10 unidades consumidoras reunidas por meio de consórcio.

O sistema é composto por 1.250 módulos do fabricante Trina com 510 Wp cada, divididos em 5 inversores Huawei de 100 kW. Na Tabela 15 são apresentados os resultados do dimensionamento.

Tabela 15 – Dados do Sistema para o Caso 3

Potência nominal	Potência Pico	Produção do sistema
500 kW	637,5 kWp	1.122 MWh/ano

Fonte: O próprio autor.

Nesse caso o valor de Capex é R\$ 4,31/MWp, de acordo com Greener (2022). A usina está enquadrada no grupo A4, logo ocorre cobrança da demanda. Para determinar a tarifa de demanda, a TUSD é convertida para R\$/MWh, de acordo com a Equação 1.

$$TUSD_{R\$/MWh} = \frac{TUSD_{R\$/kW*12}}{8760*FC_{AC}} \quad (1)$$

FC_{AC} é o fator de capacidade AC da usina, calculado conforme a Equação 2, em que E é a energia gerada no primeiro ano de funcionamento da usina, e P_{AC} É a potência nominal em kW da usina.

$$FC_{AC} = \frac{E}{P_{AC}*t} \quad (2)$$

Por meio da tarifa de demanda em R\$/MWh é possível calcular os custos anuais de demanda de acordo com a geração de eletricidade.

4.3.1 Análise do caso 3 para o cenário da REN 482

Neste cenário, além cobrança da demanda da usina, aplicando a TUSD demanda, há o pagamento do custo de disponibilidade das unidades consumidoras beneficiárias no sistema de compensação. Na Tabela 16 são expostos a tarifa de compensação e geração de eletricidade. Os custos anuais do funcionamento da usina para o Caso 3 são apresentados na Tabela 17.

Tabela 16 – Tarifa e geração de eletricidade Caso 3 para cenário da REN 482

Ano	Tarifa de compensação (R\$/MWh)	Geração anual (MWh)
0	917,23	0,00
1	1.090,25	1122,00
2	1.125,14	1099,56
3	1.158,90	1090,21
4	1.195,98	1080,95
5	1.234,25	1071,76
6	1.273,75	1062,65
7	1.314,51	1053,62
8	1.356,57	1044,66
9	1.399,98	1035,78
10	1.444,78	1026,98
11	1.491,02	1018,25
12	1.538,73	1009,59
13	1.587,97	1001,01
14	1.638,78	992,50
15	1.691,22	984,07
16	1.745,34	975,70
17	1.801,19	967,41
18	1.858,83	959,19
19	1.918,32	951,03
20	1.979,70	942,95
21	2.043,05	934,93
22	2.108,43	926,99
23	2.175,90	919,11
24	2.245,53	911,29
25	2.317,38	903,55

Fonte: O próprio autor.

Tabela 17 – Saídas do fluxo de caixa Caso 3 para cenário REN 482

Capex	O&M	Custo anual de demanda	Custo de disponibilidade
R\$ 2.747.625	R\$ 27.476	R\$ 147.080,98	R\$ 13.083,05

Fonte: O próprio autor.

Por fim, o cálculo da TIR, payback e VPL para o Caso 3 é realizado a partir das entradas e saídas apresentadas na Tabela 18.

Tabela 18 – Fluxo de Caixa do Caso 3 para cenário da REN 482

Ano	Economia total obtida	Capex + O&M	Custo anual de demanda	Custo de disponibilidade	Fluxo de caixa
0	R\$ 0,00	-R\$ 2.747.625,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 2.747.625,00
1	R\$ 1.223.265,45	-R\$ 28.575,30	-R\$ 147.080,98	-R\$ 13.083,05	R\$ 1.034.526,12
2	R\$ 1.237.161,74	-R\$ 29.489,71	-R\$ 144.139,36	-R\$ 13.501,71	R\$ 1.050.030,96
3	R\$ 1.263.445,25	-R\$ 30.374,40	-R\$ 142.914,18	-R\$ 13.906,76	R\$ 1.076.249,91
4	R\$ 1.292.792,55	-R\$ 31.346,38	-R\$ 141.699,40	-R\$ 14.351,78	R\$ 1.105.394,99
5	R\$ 1.322.821,54	-R\$ 32.349,47	-R\$ 140.494,96	-R\$ 14.811,04	R\$ 1.135.166,08
6	R\$ 1.353.548,04	-R\$ 33.384,65	-R\$ 139.300,75	-R\$ 15.284,99	R\$ 1.165.577,65
7	R\$ 1.384.988,25	-R\$ 34.452,96	-R\$ 138.116,70	-R\$ 15.774,11	R\$ 1.196.644,49
8	R\$ 1.417.158,76	-R\$ 35.555,45	-R\$ 136.942,70	-R\$ 16.278,88	R\$ 1.228.381,72
9	R\$ 1.450.076,52	-R\$ 36.693,23	-R\$ 135.778,69	-R\$ 16.799,80	R\$ 1.260.804,80
10	R\$ 1.483.758,90	-R\$ 37.867,41	-R\$ 134.624,57	-R\$ 17.337,40	R\$ 1.293.929,52
11	R\$ 1.518.223,65	-R\$ 39.079,17	-R\$ 133.480,26	-R\$ 17.892,19	R\$ 1.327.772,02
12	R\$ 1.553.488,95	-R\$ 40.329,70	-R\$ 132.345,68	-R\$ 18.464,74	R\$ 1.362.348,82
13	R\$ 1.589.573,39	-R\$ 41.620,25	-R\$ 131.220,74	-R\$ 19.055,62	R\$ 1.397.676,78
14	R\$ 1.626.496,00	-R\$ 42.952,10	-R\$ 130.105,37	-R\$ 19.665,40	R\$ 1.433.773,14
15	R\$ 1.664.276,25	-R\$ 44.326,57	-R\$ 128.999,47	-R\$ 20.294,69	R\$ 1.470.655,52
16	R\$ 1.702.934,06	-R\$ 45.745,02	-R\$ 127.902,98	-R\$ 20.944,12	R\$ 1.508.341,95
17	R\$ 1.742.489,81	-R\$ 47.208,86	-R\$ 126.815,80	-R\$ 21.614,33	R\$ 1.546.850,82
18	R\$ 1.782.964,36	-R\$ 48.719,54	-R\$ 125.737,87	-R\$ 22.305,99	R\$ 1.586.200,97
19	R\$ 1.824.379,06	-R\$ 50.278,57	-R\$ 124.669,09	-R\$ 23.019,78	R\$ 1.626.411,62
20	R\$ 1.866.755,74	-R\$ 51.887,48	-R\$ 123.609,41	-R\$ 23.756,41	R\$ 1.667.502,44
21	R\$ 1.910.116,74	-R\$ 53.547,88	-R\$ 122.558,73	-R\$ 24.516,62	R\$ 1.709.493,51
22	R\$ 1.954.484,93	-R\$ 55.261,41	-R\$ 121.516,98	-R\$ 25.301,15	R\$ 1.752.405,39
23	R\$ 1.999.883,71	-R\$ 57.029,78	-R\$ 120.484,08	-R\$ 26.110,79	R\$ 1.796.259,06
24	R\$ 2.046.337,01	-R\$ 58.854,73	-R\$ 119.459,97	-R\$ 26.946,33	R\$ 1.841.075,98
25	R\$ 2.093.869,32	-R\$ 60.738,08	-R\$ 118.444,56	-R\$ 27.808,62	R\$ 1.886.878,07

Fonte: O próprio autor.

4.3.2 Análise do caso 3 para o cenário da Lei 14.300

Por se tratar de um projeto menor que 500 kW, ocorre a cobrança gradual do Fio B na compensação. A tarifa de compensação e a geração anual são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Tarifa e Fluxo de caixa Caso 3

Ano	Tarifa de compensação (R\$/MWh)	Geração anual (MWh)
0	917,23	0,00
1	1.047,69	1122,00
2	1.037,29	1099,56
3	1.023,16	1090,21
4	1.009,21	1080,95
5	993,31	1071,76
6	975,37	1062,65
7	972,37	1053,62
8	756,11	1044,66
9	780,31	1035,78
10	805,28	1026,98
11	831,05	1018,25
12	857,64	1009,59
13	885,09	1001,01
14	913,41	992,50
15	942,64	984,07
16	972,80	975,70
17	1.003,93	967,41
18	1.036,06	959,19
19	1.069,21	951,03
20	1.103,43	942,95
21	1.138,74	934,93
22	1.175,18	926,99
23	1.212,78	919,11
24	1.251,59	911,29
25	1.291,64	903,55

Fonte: O próprio autor.

De acordo com a nova regra, o custo de demanda é calculado com base na tarifa TUSD geração e não é cobrado custo de disponibilidade. Na Tabela 20 são expostos os custos da usina. Por fim, na Tabela 21 é apresentado o fluxo de caixa.

Tabela 20 – Saídas do fluxo de caixa Caso 3 para cenário Lei 14.300

Capex	O&M	Custo anual de demanda
R\$ 2.747.625	R\$ 28.575,30	R\$ 105.856,96

Fonte: O próprio autor.

Tabela 21 – Fluxo de Caixa do Caso 3 para cenário da Lei 14.300

Ano	Economia total obtida	Capex + O&M	Custo anual de demanda	Fluxo de caixa
0	R\$ 0,00	-R\$ 2.747.625,00	R\$ 0,00	-R\$ 2.747.625,00
1	R\$ 1.175.506,32	-R\$ 28.575,30	-R\$ 105.856,96	R\$ 1.041.074,06
2	R\$ 1.140.558,39	-R\$ 29.489,71	-R\$ 103.739,82	R\$ 1.007.328,86
3	R\$ 1.115.461,71	-R\$ 30.374,40	-R\$ 102.858,03	R\$ 982.229,28
4	R\$ 1.090.898,03	-R\$ 31.346,38	-R\$ 101.983,74	R\$ 957.567,91
5	R\$ 1.064.591,37	-R\$ 32.349,47	-R\$ 101.116,88	R\$ 931.125,03
6	R\$ 1.036.474,04	-R\$ 33.384,65	-R\$ 100.257,38	R\$ 902.832,00
7	R\$ 1.024.500,48	-R\$ 34.452,96	-R\$ 99.405,20	R\$ 890.642,32
8	R\$ 789.882,00	-R\$ 35.555,45	-R\$ 98.560,25	R\$ 655.766,30
9	R\$ 808.229,38	-R\$ 36.693,23	-R\$ 97.722,49	R\$ 673.813,66
10	R\$ 827.002,93	-R\$ 37.867,41	-R\$ 96.891,85	R\$ 692.243,67
11	R\$ 846.212,56	-R\$ 39.079,17	-R\$ 96.068,27	R\$ 711.065,12
12	R\$ 865.868,38	-R\$ 40.329,70	-R\$ 95.251,69	R\$ 730.286,99
13	R\$ 885.980,77	-R\$ 41.620,25	-R\$ 94.442,05	R\$ 749.918,47
14	R\$ 906.560,33	-R\$ 42.952,10	-R\$ 93.639,29	R\$ 769.968,94
15	R\$ 927.617,92	-R\$ 44.326,57	-R\$ 92.843,36	R\$ 790.447,99
16	R\$ 949.164,63	-R\$ 45.745,02	-R\$ 92.054,19	R\$ 811.365,42
17	R\$ 971.211,82	-R\$ 47.208,86	-R\$ 91.271,73	R\$ 832.731,24
18	R\$ 993.771,13	-R\$ 48.719,54	-R\$ 90.495,92	R\$ 854.555,67
19	R\$ 1.016.854,45	-R\$ 50.278,57	-R\$ 89.726,70	R\$ 876.849,18
20	R\$ 1.040.473,94	-R\$ 51.887,48	-R\$ 88.964,03	R\$ 899.622,44
21	R\$ 1.064.642,07	-R\$ 53.547,88	-R\$ 88.207,83	R\$ 922.886,36
22	R\$ 1.089.371,58	-R\$ 55.261,41	-R\$ 87.458,06	R\$ 946.652,10
23	R\$ 1.114.675,50	-R\$ 57.029,78	-R\$ 86.714,67	R\$ 970.931,05
24	R\$ 1.140.567,18	-R\$ 58.854,73	-R\$ 85.977,60	R\$ 995.734,86
25	R\$ 1.167.060,28	-R\$ 60.738,08	-R\$ 85.246,79	R\$ 1.021.075,41

Fonte: O próprio autor.

4.3.3 Análise dos resultados do caso 3

Como resultado da análise financeira, no cenário da REN 482 o payback do projeto é de 2 anos e 7 meses e a TIR é 39,96%. Já para a análise da Lei 14.300, o payback calculado é de 2 anos e 8 meses e a TIR 34,67%. A nova regra de compensação para o caso 1 provoca uma redução de 5,29% na TIR.

4.4 Caso 4: Minigeração com autoconsumo remoto maior que 500 kW

Como última variação do estudo de caso, foi realizada simulação de um sistema de Minigeração com 1.000 kW de potência instalada na modalidade autoconsumo remoto. Neste caso, toda energia gerada é injetada na rede para compensação do consumo de outras 20 unidades consumidoras reunidas por meio de consórcio.

O sistema foi dividido em 5 inversores Huawei de 200 kW de potência nominal e um total de 2.700 módulos de 510 Wp do fabricante Trina. O dimensionamento e resultado da simulação é apresentado na Tabela 22.

Tabela 22 – Dados do Sistema para o Caso 4

Potência nominal	Potência Pico	Produção do sistema
1.000 kW	1.377 kWp	2.316 MWh/ano

Fonte: O próprio autor.

O valor de Capex é R\$ 4,35/MWp, de acordo com os estudos da Greener (2022).

4.4.1 Análise do caso 4 para o cenário da REN 482

No faturamento dessa usina são contabilizados os custos com a demanda, e nas unidades beneficiárias haverá pagamento do custo de disponibilidade. Na Tabela 23 são expostos a tarifa e a geração de eletricidade para o Caso 4.

Tabela 23 –Tarifa e geração de eletricidade Caso 4 para cenário da REN 482

Ano	Tarifa de compensação (R\$/MWh)	Geração anual (MWh)
0	1.048,32	0,00
1	1.090,25	2316,00
2	1.125,14	2269,68
3	1.158,90	2250,39
4	1.195,98	2231,26
5	1.234,25	2212,29
6	1.273,75	2193,49
7	1.314,51	2174,84
8	1.356,57	2156,36
9	1.399,98	2138,03
10	1.444,78	2119,86
11	1.491,02	2101,84
12	1.538,73	2083,97
13	1.587,97	2066,26
14	1.638,78	2048,69
15	1.691,22	2031,28
16	1.745,34	2014,01
17	1.801,19	1996,90
18	1.858,83	1979,92
19	1.918,32	1963,09
20	1.979,70	1946,41
21	2.043,05	1929,86
22	2.108,43	1913,46
23	2.175,90	1897,19
24	2.245,53	1881,07
25	2.317,38	1865,08

Fonte: O próprio autor.

Na Tabela 24 são descritos todos os custos da usina.

Tabela 24 – Saídas do fluxo de caixa Caso 4 para cenário REN 482

Capex	O&M	Custo anual de demanda	Custo de disponibilidade
R\$ 5.989.950	R\$ 62.295,48	R\$ 294.161,96	R\$ 26.166,11

Fonte: O próprio autor.

Por fim, as entradas e saídas são apresentadas na Tabela 25.

Tabela 25 – Fluxo de Caixa do Caso 4 para cenário da REN 482

Ano	Economia total obtida	Capex + O&M	Custo anual de demanda	Custo de disponibilidade	Fluxo de caixa
0	R\$ 0,00	-R\$ 5.989.950,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 5.989.950,00
1	R\$ 2.525.029,22	-R\$ 62.295,48	-R\$ 294.161,96	-R\$ 26.166,11	R\$ 2.142.405,67
2	R\$ 2.553.713,55	-R\$ 64.288,94	-R\$ 288.278,72	-R\$ 27.003,42	R\$ 2.174.142,47
3	R\$ 2.607.967,19	-R\$ 66.217,60	-R\$ 285.828,35	-R\$ 27.813,52	R\$ 2.228.107,71
4	R\$ 2.668.545,05	-R\$ 68.336,57	-R\$ 283.398,81	-R\$ 28.703,56	R\$ 2.288.106,12
5	R\$ 2.730.530,02	-R\$ 70.523,34	-R\$ 280.989,92	-R\$ 29.622,07	R\$ 2.349.394,69
6	R\$ 2.793.954,77	-R\$ 72.780,08	-R\$ 278.601,51	-R\$ 30.569,98	R\$ 2.412.003,20
7	R\$ 2.858.852,75	-R\$ 75.109,05	-R\$ 276.233,39	-R\$ 31.548,22	R\$ 2.475.962,10
8	R\$ 2.925.258,18	-R\$ 77.512,54	-R\$ 273.885,41	-R\$ 32.557,76	R\$ 2.541.302,48
9	R\$ 2.993.206,08	-R\$ 79.992,94	-R\$ 271.557,38	-R\$ 33.599,61	R\$ 2.608.056,15
10	R\$ 3.062.732,27	-R\$ 82.552,71	-R\$ 269.249,14	-R\$ 34.674,79	R\$ 2.676.255,62
11	R\$ 3.133.873,42	-R\$ 85.194,40	-R\$ 266.960,53	-R\$ 35.784,39	R\$ 2.745.934,10
12	R\$ 3.206.667,03	-R\$ 87.920,62	-R\$ 264.691,36	-R\$ 36.929,49	R\$ 2.817.125,56
13	R\$ 3.281.151,49	-R\$ 90.734,08	-R\$ 262.441,49	-R\$ 38.111,23	R\$ 2.889.864,69
14	R\$ 3.357.366,08	-R\$ 93.637,57	-R\$ 260.210,73	-R\$ 39.330,79	R\$ 2.964.186,98
15	R\$ 3.435.350,97	-R\$ 96.633,97	-R\$ 257.998,94	-R\$ 40.589,38	R\$ 3.040.128,68
16	R\$ 3.515.147,31	-R\$ 99.726,26	-R\$ 255.805,95	-R\$ 41.888,24	R\$ 3.117.726,86
17	R\$ 3.596.797,15	-R\$ 102.917,50	-R\$ 253.631,60	-R\$ 43.228,66	R\$ 3.197.019,39
18	R\$ 3.680.343,55	-R\$ 106.210,86	-R\$ 251.475,73	-R\$ 44.611,98	R\$ 3.278.044,99
19	R\$ 3.765.830,57	-R\$ 109.609,61	-R\$ 249.338,19	-R\$ 46.039,56	R\$ 3.360.843,22
20	R\$ 3.853.303,29	-R\$ 113.117,11	-R\$ 247.218,81	-R\$ 47.512,83	R\$ 3.445.454,53
21	R\$ 3.942.807,81	-R\$ 116.736,86	-R\$ 245.117,45	-R\$ 49.033,24	R\$ 3.531.920,26
22	R\$ 4.034.391,35	-R\$ 120.472,44	-R\$ 243.033,96	-R\$ 50.602,30	R\$ 3.620.282,66
23	R\$ 4.128.102,20	-R\$ 124.327,56	-R\$ 240.968,17	-R\$ 52.221,57	R\$ 3.710.584,90
24	R\$ 4.223.989,75	-R\$ 128.306,04	-R\$ 238.919,94	-R\$ 53.892,66	R\$ 3.802.871,11
25	R\$ 4.322.104,59	-R\$ 132.411,83	-R\$ 236.889,12	-R\$ 55.617,23	R\$ 3.897.186,41

Fonte: O próprio autor.

4.4.2 Análise do caso 4 para o cenário da Lei 14.300

Por se tratar se um projeto de autoconsumo remoto acima de 500 kW, a Lei 14.300 estabelece a cobrança de outras componentes tarifárias na compensação. A tarifa e geração de eletricidade anual do caso 4 são apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 - Tarifa e geração de eletricidade Caso 4 para cenário da REN 482

Ano	Tarifa de compensação (R\$/MWh)	Geração anual (MWh)
0	1.048,32	0,00
1	786,82	2316,00
2	812,00	2269,68
3	836,36	2250,39
4	863,12	2231,26
5	890,74	2212,29
6	919,24	2193,49
7	732,67	2174,84
8	756,11	2156,36
9	780,31	2138,03
10	805,28	2119,86
11	831,05	2101,84
12	857,64	2083,97
13	885,09	2066,26
14	913,41	2048,69
15	942,64	2031,28
16	972,80	2014,01
17	1.003,93	1996,90
18	1.036,06	1979,92
19	1.069,21	1963,09
20	1.103,43	1946,41
21	1.138,74	1929,86
22	1.175,18	1913,46
23	1.212,78	1897,19
24	1.251,59	1881,07
25	1.291,64	1865,08

Fonte: O próprio autor.

Na Tabela 27 são expostos os custos da usina considerando a aplicação da TUSD geração. Por fim, na Tabela 28 é apresentado o fluxo de caixa.

Tabela 27 - Saídas do fluxo de caixa Caso 4 para cenário Lei 14.300

Capex	O&M	Custo anual de demanda
R\$ 5.989.950	R\$ 62.295,48	R\$ 211.713,92

Fonte: O próprio autor.

Tabela 28 – Fluxo de Caixa do Caso 4 para cenário da Lei 14.300

Ano	Economia total obtida	Capex + O&M	Custo anual de demanda	Fluxo de caixa
0	R\$ 0,00	-R\$ 5.989.950,00	R\$ 0,00	-R\$ 5.989.950,00
1	R\$ 1.822.269,66	-R\$ 62.295,48	-R\$ 211.713,92	R\$ 1.548.260,26
2	R\$ 1.842.970,65	-R\$ 64.288,94	-R\$ 207.479,64	R\$ 1.571.202,07
3	R\$ 1.882.124,56	-R\$ 66.217,60	-R\$ 205.716,06	R\$ 1.610.190,89
4	R\$ 1.925.842,55	-R\$ 68.336,57	-R\$ 203.967,48	R\$ 1.653.538,50
5	R\$ 1.970.576,02	-R\$ 70.523,34	-R\$ 202.233,75	R\$ 1.697.818,93
6	R\$ 2.016.348,56	-R\$ 72.780,08	-R\$ 200.514,77	R\$ 1.743.053,71
7	R\$ 1.593.439,21	-R\$ 75.109,05	-R\$ 198.810,39	R\$ 1.319.519,77
8	R\$ 1.630.451,62	-R\$ 77.512,54	-R\$ 197.120,50	R\$ 1.355.818,58
9	R\$ 1.668.323,75	-R\$ 79.992,94	-R\$ 195.444,98	R\$ 1.392.885,83
10	R\$ 1.707.075,57	-R\$ 82.552,71	-R\$ 193.783,70	R\$ 1.430.739,16
11	R\$ 1.746.727,52	-R\$ 85.194,40	-R\$ 192.136,54	R\$ 1.469.396,59
12	R\$ 1.787.300,51	-R\$ 87.920,62	-R\$ 190.503,37	R\$ 1.508.876,52
13	R\$ 1.828.815,93	-R\$ 90.734,08	-R\$ 188.884,10	R\$ 1.549.197,75
14	R\$ 1.871.295,66	-R\$ 93.637,57	-R\$ 187.278,58	R\$ 1.590.379,51
15	R\$ 1.914.762,12	-R\$ 96.633,97	-R\$ 185.686,71	R\$ 1.632.441,43
16	R\$ 1.959.238,21	-R\$ 99.726,26	-R\$ 184.108,38	R\$ 1.675.403,58
17	R\$ 2.004.747,40	-R\$ 102.917,50	-R\$ 182.543,46	R\$ 1.719.286,44
18	R\$ 2.051.313,67	-R\$ 106.210,86	-R\$ 180.991,84	R\$ 1.764.110,98
19	R\$ 2.098.961,58	-R\$ 109.609,61	-R\$ 179.453,41	R\$ 1.809.898,57
20	R\$ 2.147.716,26	-R\$ 113.117,11	-R\$ 177.928,05	R\$ 1.856.671,10
21	R\$ 2.197.603,42	-R\$ 116.736,86	-R\$ 176.415,66	R\$ 1.904.450,89
22	R\$ 2.248.649,35	-R\$ 120.472,44	-R\$ 174.916,13	R\$ 1.953.260,78
23	R\$ 2.300.880,98	-R\$ 124.327,56	-R\$ 173.429,34	R\$ 2.003.124,08
24	R\$ 2.354.325,84	-R\$ 128.306,04	-R\$ 171.955,19	R\$ 2.054.064,61
25	R\$ 2.409.012,12	-R\$ 132.411,83	-R\$ 170.493,57	R\$ 2.106.106,71

Fonte: O próprio autor.

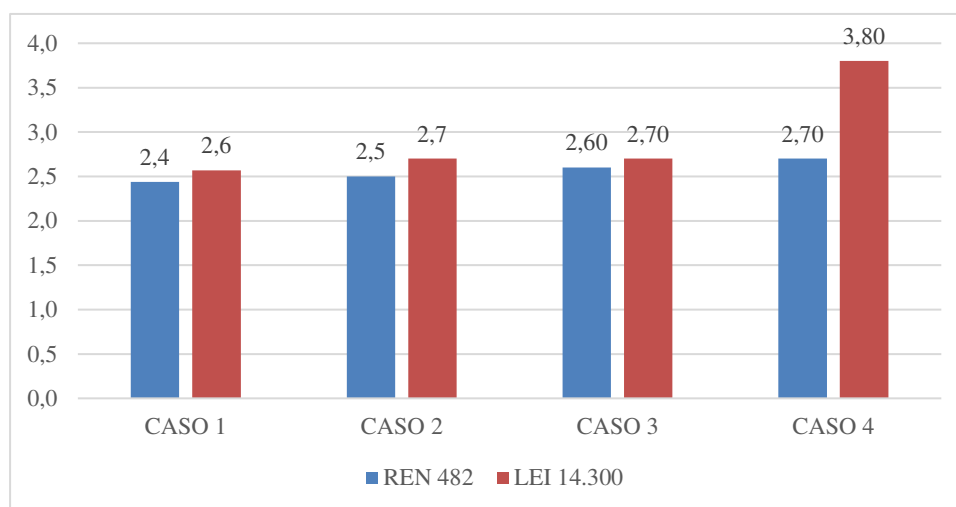
4.4.3 Análise dos resultados do caso 4

Como resultado da análise financeira, no cenário da REN 482 o payback do projeto é de 2 anos e 8 meses e a TIR é 38,06%. Já para a análise da Lei 14.300, o payback calculado é de 3 anos e 9 meses e a TIR 26,20%. A nova regra de compensação para o caso 1 provoca uma redução de 11,86% na TIR.

4.5 Análise comparativa dos casos

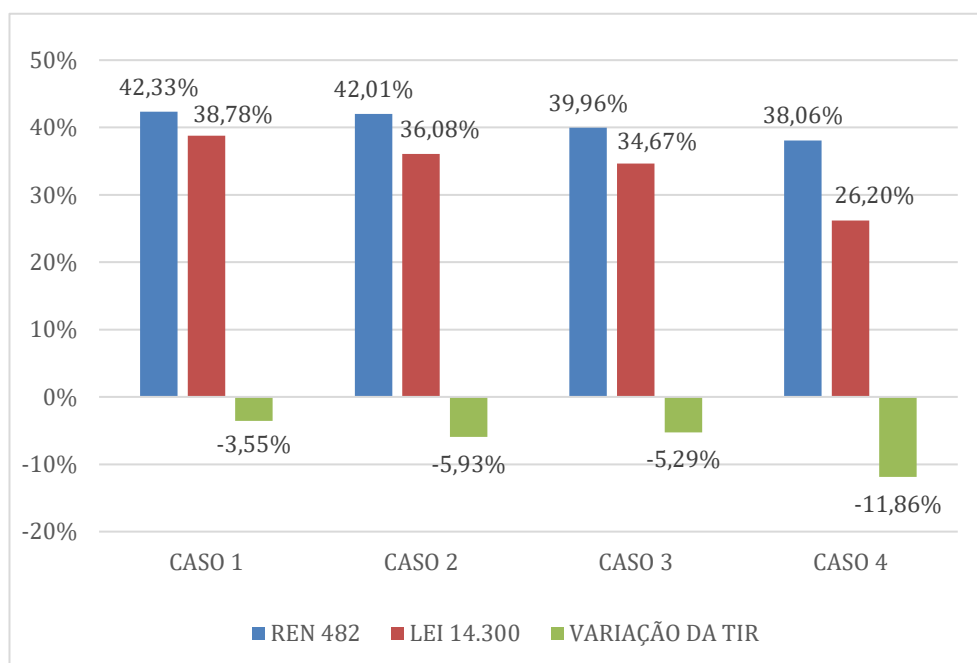
Nos Gráficos 2 e 3 são apresentados o comparativo dos valores de TIR e payback em cada caso para os dois cenários.

Gráfico 2 – Impacto da Lei 14.300 no payback em anos



Fonte: O próprio autor

Gráfico 3 – Impacto da Lei 14.300 na TIR dos projetos



Fonte: O próprio autor.

Observando os resultados dos casos 1 e 2, é notável que o caso 2 possui maior variação na TIR. Sabendo que ambos os projetos apresentam o mesmo valor de potência instalada, verifica-se que usinas com autoconsumo remoto sofrem maiores impactos com a nova legislação. Todavia, devido à cobrança gradual do fio B nesses projetos, o aumento do payback não é significativo.

No caso 3, observa-se que o impacto negativo da cobrança do fio B é maior que o impacto positivo da redução da tarifa de demanda, resultando numa queda na TIR

do projeto.

No caso 4, percebe-se uma redução significativa na TIR do projeto, significando maiores impactos em usinas de autoconsumo remoto com potência maior que 500 kW. O payback também apresenta um aumento significativo nos projetos de maior porte.

4.6 Considerações finais

Considerando os parâmetros de estudo apresentados no item 3.1 desse trabalho, foram aplicados os procedimentos metodológicos descritos no capítulo 3. A partir dos resultados obtidos pode-se verificar os principais impactos das mudanças regulatórias implementadas pela Lei 14.300 em cada caso apresentado.

5 CONCLUSÃO

Ao longo deste trabalho, foi apresentado o contexto regulatório da GD. A sanção da Lei 14.300 trouxe segurança jurídica para os consumidores e fez importantes alterações na forma de compensação da energia injetada. Para analisar seus impactos na viabilidade de projetos de energia solar de diferentes portes, realizou-se um estudo de caso múltiplo. Foram estudados quatro casos, microgeração com autoconsumo local, microgeração com autoconsumo remoto, minigeração com autoconsumo remoto menor que 500 kW e minigeração com autoconsumo remoto maior que 500 kW.

A análise do fluxo de caixa para os cenários da REN nº482 e da Lei 14.300 permitiu comparar os valores de TIR e payback em cada caso. A partir dos resultados obtidos, concluiu-se que nos casos de microgeração para o cenário da Lei 14.300 apresentam um aumento de dois meses do payback, no projeto com autoconsumo remoto a queda na TIR é quase o dobro do projeto com autoconsumo local. Nos projetos de minigeração com autoconsumo remoto há uma redução de até 11,86% na TIR e aumento do payback, porém os valores se mantêm maiores que a TMA. Em todos os casos a Lei 14.300 apresenta impactos financeiros negativos, todavia a atratividade do investimento é mantida. A partir desse estudo, concluiu-se que o marco legal da MMGD deve reduzir as vantagens financeiras dos projetos.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestão de trabalho futuro propõe-se novos estudos para avaliação de fluxo de caixa do ponto de vista do investidor, considerando o modelo de negócio aplicado e obtendo os índices financeiros com capital próprio ou de terceiros. Também é relevante acompanhar as novas decisões regulatória para a realização de uma nova análise a partir da regra definida para o período pós transição regulatória.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL (Brasil). Conta de luz sobe mais que o dobro da inflação no mercado cativo. 2022. Disponível em: <https://abraceel.com.br/blog/2022/01/conta-de-luz-sobe-mais-que-o-dobro-da-inflacao-no-mercado-cativo/>. Acesso em: 23 jun. 2022.

ABSOLAR. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico ABSOLAR. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 10 jun. 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução homologatória nº 3.025, de 19 de abril de 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223026ti.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. 2018. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>. Acesso em: 12 abr. 2022.

ANEEL - Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica 2ª edição. 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeracao+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em: 06 maio 2022.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Focus Relatório de Mercado de 18 de março de 2022. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em: 18 de março de 2022.

BRASIL. Assembleia Legislativa. Constituição (2022). Lei nº 14.300, de 07 de janeiro de 2022. Lei 14.300. Distrito Federal, Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 10 fev. 2022.

BRIGHT STRATEGIES. O que esperar da Revisão da REN 482? 2020. Disponível em: https://barbararubim.com.br/wp-content/uploads/2020/05/Ebook_REN482_BarbaraRubim.pdf. Acesso em: 04 maio 2022.

GREENER. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Sancionado o PL 5.829/2019 que institui o Marco Legal da MMD. 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>. Acesso em: 15 jun. 2022.

GREENER. Estudo Estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico. 2021. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategicogeracao-distribuida-2021-mercado-fotovoltaico-2-semester/>. Acesso em: 15 jun. 2022.

MEYER, Marina. O que esperar da atual revisão normativa da geração distribuída? 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-esperar-da-atual-revisao-normativa-da-geracao-distribuida/>. Acesso em: 06 maio 2022.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. 2014. 106 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014. Disponível em: https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/publico/Dissertacao_Renny_vfinal.pdf. Acesso em: 23 jun. 2022.

NETO, José Vieira et al. ESTUDO DOS IMPACTOS NA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA A PARTIR DOS IMPACTOS NA REVISÃO DA NORMA SOBRE A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2020.

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2017. 2ª Edição. Disponível em: https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressed.pdf. Acesso em: 23 jun. 2022.

RUBIM, Bárbara. LEI 14.300: o que você precisa saber sobre o marco legal da geração própria. 2022. Disponível em: <https://barbararubim.com.br/oficinadoconhecimento-2/>. Acesso em: 06 abr. 2022.

SENADO, Agência. Lei institui marco legal da micro e minigeração de eletricidade. 2022. Disponível em: [https://www.camara.leg.br/noticias/843782-lei-institui-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-de-energia/#:~:text=O%20presidente%20Jair%20Bolsonaro%20sancionou,sexta%2Dfeira%20\(7\)](https://www.camara.leg.br/noticias/843782-lei-institui-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-de-energia/#:~:text=O%20presidente%20Jair%20Bolsonaro%20sancionou,sexta%2Dfeira%20(7).). Acesso em: 22 mar. 2022.

SILVEIRA, Camila et al. Avaliação do Desempenho e Estudo da Viabilidade financeira da Geração Distribuída por Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA NO AMBIENTE CONSTRUÍDO, p. 1184-1192, 2018.