

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Kleiton Rafael Lehen

**Estudo de Tarifas Horárias para Prosumidores  
Residenciais com Geração Fotovoltaica**

Porto Alegre

2019

Kleiton Rafael Lehnen

# **Estudo de Tarifas Horárias para Prosumidores Residenciais com Geração Fotovoltaica**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS

Escola de Engenharia

Departamento de Engenharia Elétrica

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Gladis Bordin

Porto Alegre

2019

Kleiton Rafael Lehnen

## **Estudo de Tarifas Horárias para Prosumidores Residenciais com Geração Fotovoltaica**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado. Porto Alegre, 13 de Junho de 2019

---

**Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Gladis Bordin**  
Orientadora

---

**Eng.<sup>o</sup> Diego F. Stankiewicz**

---

**Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro**

Porto Alegre  
2019

# Agradecimentos

À minha família, em especial a meus pais Elói e Isolde, pessoas tão amáveis e dedicadas à vida, pelos valores de base e pela confiança de todos os momentos.

À minha noiva Luiza, que com seu carinho e espírito diligente me inspira a seguir sempre em frente, por sonhar a conclusão desta etapa junto comigo.

Ao professor Carlos Machado, cujo trabalho conjunto possibilitou a chegada até este ponto e a conquista de uma vida verdadeiramente mais plena.

À professora Gladis, por colaborar imensamente para tornar a elaboração deste trabalho algo prazeroso e recompensador, graças à sua serenidade e profissionalismo.

A todos os demais professores do departamento que se dedicam apaixonadamente a compartilhar um pouco da sua experiência dentro e fora de sala de aula.

A todos os demais amigos e colegas que contribuíram à sua maneira com inspiração, parceria, críticas e acima de tudo, amizade verdadeira.

# Resumo

O Brasil experimenta atualmente uma mudança de paradigma energético através da expansão da geração distribuída. Os projetos fotovoltaicos de porte residencial são os mais acessíveis a um número crescente de consumidores. A forma de remunerar a geração solar na tarifa vigente cria desequilíbrio financeiro, com perda de receita às distribuidoras, repassada a todos os consumidores, inclusive aqueles que não possuem geração própria. É proposta, pela Agência Nacional de Energia Elétrica, a tarifação multipartes binômia. Com a mudança, o prosumidor (definido como o consumidor com geração de energia elétrica) perde a capacidade de compensar a parcela da tarifa correspondente ao transporte da energia. A tarifa horária branca é uma opção à tarifa vigente e à binômia, quando esta entrar em vigor. Neste contexto, o trabalho objetiva elaborar uma metodologia de análise horária para avaliar se a opção pela tarifa branca é economicamente viável. A metodologia consiste na elaboração de perfis de consumo e contabilização econômica das receitas de diferentes horários. Por meio de três estudos de caso, demonstra-se que atualmente não há vantagem em optar pela tarifa branca no contexto de autogeração, mas que essa tarifa é uma escolha vantajosa em relação à binômia, na comparação entre sistemas fotovoltaicos de mesma potência. Neste período de transição tarifária para o consumidor residencial urbano, do grupo B1, considerou-se oportuno analisar também o impacto financeiro devido a linhas de crédito para geração fotovoltaica, com resultados favoráveis a esta opção.

**Palavras-chave:** geração distribuída, energia fotovoltaica, tarifa branca, prosumidores residenciais.

# Abstract

Brazil today experiences an energy paradigm shift through expansion of distributed generation. Photovoltaic projects of residential size are more accessible to a growing number of consumers. But how the solar generation is remunerated in the current tariff creates financial imbalance, with loss of revenue to power distribution companies, redistributed to all consumers, including those without own generation. The regulator agency, ANEEL, proposes the binomial multipart pricing. With the change, the prosumer loses the capability to compensate the portion of the tariff corresponding to the transport of energy. The white hourly rate is an option at the current rate and the binomial one, in the future. In this context, the objective of this work is to create an hourly analysis methodology to evaluate if the option is economically attractive. The methodology consists in an elaboration of consumption profiles and the economic contabilization of different hourly incomes. Through three case studies, is demonstrated that currently there is no advantage in opting for the white tariff in the context of self-generation, but it is an advantageous choice in relation to the binomial tariff, in the comparison between photovoltaic systems of same power. In this transition period for the B1 group (urban residential consumer), the financial impact due to credit lines for photovoltaic generation was also considered, with favorable results to this option.

**Keywords:** distributed generation, photovoltaic energy, white hourly tariff, residential prosumers.

# Lista de ilustrações

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Valores médios da composição dos custos das distribuidoras . . . . .             | 16 |
| Figura 2 – Cálculo da tarifa monômnia . . . . .   | 17 |
| Figura 3 – Cálculo da tarifa binômnia . . . . .   | 17 |
| Figura 4 – Estrutura geral da metodologia proposta . . . . .                                | 26 |
| Figura 5 – Estrutura detalhada da metodologia proposta . . . . .                            | 27 |
| Figura 6 – Tarifa branca – dias de semana . . . . .   | 28 |
| Figura 7 – Conversão de consumo de faixa horária para posto tarifário . . . . .             | 33 |
| Figura 8 – Perfil A: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário . . . . .  | 34 |
| Figura 9 – Perfil B: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário . . . . .  | 34 |
| Figura 10 – Perfil C: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário . . . . . | 35 |
| Figura 11 – Eficiência financeira do sistema fotovoltaico na tarifa branca . . . . .        | 40 |
| Figura 12 – <i>Payback</i> horário para um sistema de 1,32 kWp . . . . .                    | 42 |
| Figura 13 – <i>Payback</i> horário para um sistema de 2,64 kWp . . . . .                    | 43 |
| Figura 14 – <i>Payback</i> horário para um sistema de 3,30 kWp . . . . .                    | 43 |
| Figura 15 – <i>Payback</i> horário para um sistema de 4,62 kWp . . . . .                    | 43 |
| Figura 16 – Fluxo de caixa com financiamento . . . . .                                      | 47 |
| Figura 17 – TIR em função do percentual financiado . . . . .                                | 49 |
| Figura 18 – VPL (R\$) em função da TMA . . . . .  | 50 |
| Figura 19 – Impacto do tempo de financiamento avaliado pelo VPL (R\$) . . . . .             | 51 |
| Figura 20 – Componentes de uma instalação residencial fotovoltaica . . . . .                | 59 |
| Figura 21 – Orçamento de GDF . . . . .  | 62 |
| Figura 22 – Função de custo do sistema fotovoltaico . . . . .                               | 70 |
| Figura 23 – Postos tarifários deslocados . . . . .  | 71 |
| Figura 24 – <i>Payback</i> comparativo para posto tarifário deslocado . . . . .             | 73 |

# Lista de tabelas

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 – Ranking de GD por distribuidora e potencial de geração . . . . .               | 21 |
| Tabela 2 – Custo inicial do sistema (Julho 2018). . . . .                                 | 22 |
| Tabela 3 – Capacidade anual absoluta de geração devido à localização do sistema . . . . . | 22 |
| Tabela 4 – Tributos por Distribuidora (Mar 2019) . . . . .                                | 22 |
| Tabela 5 – Postos tarifários e horários por distribuidora (fev 2019) . . . . .            | 29 |
| Tabela 6 – Tarifa de referência branca em R\$ por kWh (mar 2018) . . . . .                | 29 |
| Tabela 7 – Simulação horária, por postos tarifários (PVSyst) . . . . .                    | 38 |
| Tabela 8 – Resultados do estudo da tarifa branca . . . . .                                | 39 |
| Tabela 9 – Sobredimensionamento do SFV para atender o consumo . . . . .                   | 41 |
| Tabela 10 – Custos de financiamento . . . . .   | 51 |
| Tabela 11 – Equivalência entre os geradores dos dois estudos . . . . .                    | 63 |
| Tabela 12 – Resultados para tarifa monômnia . . . . .                                     | 64 |
| Tabela 13 – Resultados para tarifa binômnia . . . . .                                     | 65 |
| Tabela 14 – Resultados comparados com exclusão do ICMS . . . . .                          | 66 |
| Tabela 15 – Influência da troca de posto tarifário para o Perfil A . . . . .              | 71 |
| Tabela 16 – Influência da troca de posto tarifário para o Perfil B . . . . .              | 72 |
| Tabela 17 – Influência da troca de posto tarifário para o Perfil C . . . . .              | 72 |

# Lista de abreviaturas e siglas

|        |  |
|--------|--|
| ANEEL  | Agência Nacional de Energia Elétrica                   |
| CDB    | Certificado de Depósito Bancário                       |
| CP     | Consulta Pública                                       |
| COFINS | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social |
| EFV    | Energia fotovoltaica                                   |
| FC     | Fluxo de caixa   |
| GD     | Geração distribuída                                    |
| GDF    | Geração distribuída fotovoltaica                       |
| ICMS   | Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços     |
| MME    | Ministério de Minas e Energia                          |
| PFV    | Painel fotovoltaico                                    |
| PIS    | Programa de Integração Social                          |
| REN    | Resolução normativa                                    |
| SCEE   | Sistema de compensação de energia elétrica             |
| SEB    | Setor elétrico brasileiro                              |
| SFV    | Sistema fotovoltaico                                   |
| TE     | Tarifa de energia                                      |
| TIR    | Taxa Interna de Retorno                                |
| TMA    | Taxa Mínima de Atratividade                            |
| TUSD   | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição               |
| VPL    | Valor Presente Líquido                                 |

# Sumário

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO</b>                            | <b>11</b> |
| 1.1      | Caracterização do Problema                   | 11        |
| 1.2      | Objetivos                                    | 12        |
| 1.3      | Estrutura do Trabalho                        | 13        |
| <b>2</b> | <b>LEGISLAÇÃO E TARIFAS</b>                  | <b>14</b> |
| 2.1      | Legislação                                   | 14        |
| 2.2      | Tarifas                                      | 16        |
| 2.3      | Síntese do Capítulo                          | 18        |
| <b>3</b> | <b>ANÁLISE ECONÔMICA EM GDF</b>              | <b>19</b> |
| 3.1      | Análise Econômica Fotovoltaica               | 19        |
| 3.2      | Variáveis do Problema                        | 21        |
| 3.3      | Síntese do Capítulo                          | 24        |
| <b>4</b> | <b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>                  | <b>25</b> |
| 4.1      | Estrutura da Metodologia                     | 25        |
| 4.2      | A Tarifa Branca                              | 27        |
| 4.3      | VPL Horário                                  | 30        |
| 4.4      | Três Perfis de Consumo                       | 32        |
| 4.4.1    | Prosumidor Perfil A                          | 33        |
| 4.4.2    | Prosumidor Perfil B                          | 34        |
| 4.4.3    | Prosumidor Perfil C                          | 35        |
| 4.5      | Síntese do Capítulo                          | 36        |
| <b>5</b> | <b>ESTUDOS DE CASO</b>                       | <b>37</b> |
| 5.1      | Descrição dos Estudos de Caso                | 37        |
| 5.2      | Resultados                                   | 38        |
| 5.2.1    | Análise dos Resultados                       | 40        |
| 5.2.2    | A Influência da Demanda                      | 41        |
| 5.2.3    | Comparação das Tarifas                       | 42        |
| 5.3      | Síntese do Capítulo                          | 44        |
| <b>6</b> | <b>ANÁLISES DE LINHA DE CRÉDITO PARA GDF</b> | <b>46</b> |
| 6.1      | Considerações Iniciais                       | 46        |
| 6.2      | Método                                       | 47        |

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 6.3 | Exemplos de Análise de Financiamento . . . . .                                | 48 |
| 6.4 | Síntese do Capítulo . . . . .   | 52 |
| 7   | CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .  | 53 |
| 7.1 | Contribuições . . . . .   | 53 |
| 7.2 | Conclusão . . . . .   | 54 |
| 7.3 | Sugestões para Trabalhos Futuros . . . . .                                    | 54 |
|     | REFERÊNCIAS . . . . .   | 56 |
|     | APÊNDICE A – INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL .                            | 59 |
|     | APÊNDICE B – ESTUDO COMPARATIVO ENTRE TARIFA MONÔ-<br>MIA E BINÔMIA . . . . . | 63 |
| B.1 | Resultados . . . . .  | 63 |
| B.2 | Análise dos Resultados . . . . .  | 67 |
| B.3 | Síntese do Apêndice . . . . .   | 68 |
|     | APÊNDICE C – ANÁLISES GENERALISTAS . . . . .                                  | 69 |
| C.1 | Potência Qualquer . . . . .   | 69 |
| C.2 | Horário Qualquer . . . . .  | 70 |
| C.3 | Exemplo Comentado . . . . .   | 71 |
| C.4 | Síntese do apêndice . . . . .   | 73 |

# 1 Introdução

Entre 2005 e 2015, a Geração Distribuída (GD) mundial – impulsionada pelos avanços tecnológicos que tornaram a micro e minigeração fotovoltaica economicamente atrativas – teve um crescimento médio de 25% ao ano (1). Como resultado, ocorreu uma quebra de paradigma global do setor elétrico: a geração de energia, antes exclusivamente centralizada em usinas de maior porte, passou a dividir espaço com sistemas elétricos descentralizados de GD.

No Brasil, esse é um fenômeno ainda recente, que apesar de impor novos desafios à operação do sistema, desperta um interesse cada vez maior da população em geral. A microgeração distribuída fotovoltaica compreende uma faixa de geração menor ou igual a 75 kW e assim, se apresenta como uma opção atrativa para que o consumidor residencial – com demanda típica de 3 kVA (2) – participe do mercado de geração de energia. Neste contexto, há também um número cada vez maior de pequenas empresas, dentro da faixa de microgeração, que têm investido em GD de fonte solar.

Um indicador do potencial de crescimento dessa fonte de energia é o número mapeado de empresas do ramo: no Brasil, são cerca de oitocentas (maio 2019) (3). A decisão de apostar no mercado de GD é tanto devido a fatores econômicos quanto mercadológicos. E o primeiro passo para avaliar corretamente as questões ligadas à viabilidade econômica – a médio e longo prazo – da geração fotovoltaica, é conhecer as regras tarifárias que regem a comercialização de energia para o consumidor (ou prosumidor<sup>1</sup>) de interesse do estudo.

## 1.1 Caracterização do Problema

A regulação da GD no Brasil foi definida na Resolução Normativa (REN) nº 482 de 17 de abril de 2012 (4), pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e posteriormente modificada e aprimorada pela REN nº 687 de 24 de novembro de 2015 (5). Em síntese, essas resoluções possibilitam a participação de consumidores no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (6), no qual a comercialização de energia é feita através de um empréstimo (do excedente gerado) às concessionárias, que pode ser resgatado, na forma de créditos acumulados, quando a geração é menor que o consumo.

Essa transformação do setor traz, além de incertezas e dificuldades em termos operacionais, também novos desafios financeiros e econômicos, principalmente às distribuidoras de energia. Se por um lado a geração distribuída fotovoltaica (GDF) é muito

---

<sup>1</sup> **Prosumidor** é a denominação do consumidor que também possui geração de energia elétrica. A palavra tem origem no termo em inglês: "prosumer".

positiva para a economia do país e para o sistema elétrico como um todo – pois contribui para garantir a disponibilidade de energia elétrica – por outro lado, as novas tecnologias tendem a diminuir o mercado das distribuidoras. Deste modo, o modelo tarifário vigente, que mantinha o equilíbrio financeiro das empresas quando o mercado estava em expansão, torna-se impraticável à medida que a GD cresce (1). Em contraponto, qualquer alteração no método de cobrança para o consumidor e em consequência, no seu retorno pelo SCEE, pode inviabilizar o investimento em GDF.

Existe, portanto, uma divergência entre os interesses das empresas de distribuição e de potenciais pequenos investidores no mercado de microgeração. Por essas razões, é de grande relevância analisar como a utilização de diversas modalidades de tarifas impacta na atratividade e garantia do investimento neste nicho de mercado, já que a GD no Brasil está em franco desenvolvimento.

## 1.2 Objetivos

Complementar o trabalho *Impacto Financeiro da Aplicação da Tarifa Binômia no Retorno do Investimento em Geração Distribuída Fotovoltaica de Clientes Residenciais*, de Diego F. Stankiewicz, realizando um estudo econômico de sistemas fotovoltaicos residenciais que considere a exclusão do ICMS na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a utilização de tarifas horárias.

### Objetivo Específico

Desenvolver uma nova metodologia para o estudo de tarifas horárias para prosumidores residenciais com geração fotovoltaica, e avaliar economicamente a inclusão de incentivos econômicos, como linhas de crédito específicas para microgeração fotovoltaica.

### Objetivos Gerais

- Estudar o sistema de tarifação de energia elétrica no Brasil e normas que têm influência direta na microgeração fotovoltaica;
- Analisar características gerais e técnicas desta modalidade de geração;
- Realizar um estudo comparativo de uma metodologia já existente para o cálculo da tarifa binômia proposta pela ANEEL para avaliar o retorno de investimento em geração distribuída fotovoltaica;
- Avaliar os resultados obtidos no item anterior com a exclusão do ICMS na TUSD.

## 1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está subdividido em sete capítulos, incluindo este introdutório, além de três apêndices, descritos a seguir.

*Capítulo 2:* exposição resumida do setor elétrico brasileiro (SEB), sua estrutura tarifária, leis e resoluções pertinentes às análises deste trabalho.

*Capítulo 3:* exposição dos indicadores econômicos; descrição das variáveis do problema e de uma metodologia já existente, introdutória à análise horária.

*Capítulo 4:* critérios utilizados para a elaboração da metodologia de análise horária, sua estrutura, equacionamento e definição dos perfis de consumo.

*Capítulo 5:* estudo de caso do sistema fotovoltaico tarifado na modalidade horária e comparação com resultados econômicos das tarifas monômnia e binômnia.

*Capítulo 6:* avaliação do impacto econômico na opção por linhas de crédito para microgeração fotovoltaica – método e exemplos –, no contexto deste trabalho.

*Capítulo 7:* conclusão do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

*Apêndice A:* descrição dos componentes e custos de um sistema GDF residencial.

*Apêndice B:* exemplo de análise comparativa entre tarifa monômnia e binômnia.

*Apêndice C:* análise horária generalista para potência e posto tarifário quaisquer.

## 2 Legislação e Tarifas

Os principais órgãos do setor elétrico brasileiro são o Ministério de Minas e Energia (MME), formulador de políticas, e a ANEEL, regulador e fiscalizador. Os demais órgãos a eles subsidiados têm funções de caráter operacional. O sistema de tarifação de energia elétrica no Brasil e as normas e leis do qual deriva, delimitam as possibilidades de gerar receita com a instalação fotovoltaica. Conjuntamente, estes parâmetros determinam a máxima remuneração possível com geração e a forma como ela pode ser obtida. O capítulo compreende tópicos da legislação do SEB relacionada à GDF – essenciais à realização de um estudo de viabilidade econômica nessa modalidade de geração. Também, trata, de forma sucinta, das tarifas para prosumidores do grupo B1: como são formadas e a composição da fatura de energia elétrica.

### 2.1 Legislação

A partir da lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (7), é estabelecida a estrutura do SEB atual. A lei dispõe sobre a comercialização de energia elétrica; trata da criação de novas instituições e da alteração de funções de outras já existentes. A lei estabelece, no seu art. 1º, que a contratação de energia elétrica dar-se-ia de forma regulada ou livre. Adicionalmente, no seu § 1º, define que a comercialização da qual se trata o artigo será realizada nos ambientes de contratação regulada (ACR) e de contratação livre (ACL). No § 2º, estabelece que estão submetidas à contratação regulada concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica. O § 4º estatui que, para assegurar o princípio da modicidade, o repasse às tarifas para o consumidor deve ser função do custo de aquisição de energia elétrica, acrescido de encargos e tributos, além de ser estabelecido com base nos preços e quantidades de energia resultantes das licitações de que trata o § 2º. É feita menção à GD na alínea *a* do inciso II do § 8º do art. 2º, mas esta trata somente do repasse tarifário das distribuidoras aos consumidores finais, quando compra desta categoria de gerador. Adicionalmente, no seu art. 9º – o qual altera o art. 3º da lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 –, inciso XVIII, define as tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD).

Somente oito anos depois, com a REN nº 482 (4) da ANEEL, definiram-se as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica – instituído pelo SCEE. Posteriormente, em 2015 a REN nº 687 (5) propôs alterações na resolução que a precedeu, estabelecendo-se a base técnica e legal para a regulação da GD de pequeno porte no Brasil. No seu art. 7º, a REN nº 482 dispõe que, para o consumidor do grupo B, o faturamento deve ser considerado deduzidos a energia

injetada e eventual crédito acumulado – válido por no máximo 60 meses após data do faturamento –, nunca podendo ser debitado do custo de disponibilidade<sup>2</sup>. No inciso XIX, § 2º, ainda destaca que a cobrança das bandeiras tarifárias deve ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado.

Posteriormente, em 5 de julho de 2017, foi publicada pelo MME, por meio da nota técnica nº 5, a CP nº33 (9). Sua proposta é o aprimoramento do marco legal do setor elétrico e versa sobre a inclusão no sistema de tecnologias de geração renovável, como a fotovoltaica de pequena escala. Aponta uma tendência para a valorização de escolhas individuais do consumidor quanto à gestão de seu consumo de energia e de restrições técnicas de geração que incentivam a GD. Ainda faz um alerta para a judicialização do setor elétrico que, para preservar posições estratégicas no setor, acaba paradoxalmente impondo novos obstáculos à inovação. Nas suas seções 3.101 a 3.106, conquanto, residem os textos mais importantes para este estudo. É explicitado que a tarifa volumétrica (vigente) dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética ou GD. A economia de consumo representaria, em um primeiro momento, perda de receita para remunerar a infraestrutura da rede e, num segundo momento, transferiria esses custos para os demais consumidores, que não possuem recursos para a instalação de painéis fotovoltaicos.

Assim, estabelece-se a tarifa binômia (a ser implantada até 2021), com a diretriz de que a componente de uso da distribuição e da transmissão (ressalvando encargos e perdas) não deva ser cobrada por unidade de energia. Esse direcionamento para um padrão não exclusivamente volumétrico, faz com que, na prática, essa parcela não possa ser recuperada do SCEE. Ainda, é elucidado que tarifas horárias são mais um instrumento para valoração adequada da energia, já que além de tornarem o consumo mais eficiente, podem agregar valor à geração que é capaz de atender as horas críticas do sistema. E complementarmente, é apresentado o conceito de sinal locacional, o qual considera a possibilidade de eventuais benefícios da geração situada próxima à carga. Ao final dessa CP do MME, foi encaminhado um projeto de lei à Presidência da República, com algumas alterações: o prazo de implantação da cobrança das parcelas TUSD e TUST – que não mais será em R\$/energia – é estipulado para 31 de dezembro de 2023; esta vedação não se aplica aos componentes tarifários de perdas, inadimplência e encargos setoriais.

Em 30 de maio de 2018, foi aberta a CP nº10 (10) da ANEEL, que trata da necessidade de aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado no grupo B. Por meio da Nota Técnica nº 46, a agência divulgou uma compilação de contribuições sobre o tema, que abrange todos os tópicos legais abordados até aqui. Considera-se o fato que projetos atuais de GD são baseados em *payback*, utilizando a atual tarifa monômia e, que uma

<sup>2</sup> Este custo mínimo é regulado pela REN nº 414 / 2010 (8), da ANEEL, que no seu art. 98, o define como valor da moeda corrente equivalente a 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh; tenha a unidade instalação monofásica ou bifásica a 2 condutores; bifásico a 3 condutores ou trifásica, respectivamente.

mudança tarifária como proposta, tende a desestimular essa modalidade de geração. Apesar dessa consideração, é reforçada a tendência apontada na CP nº33: o problema do subsídio cruzado devido à GD leva à inevitável mudança para um sistema tarifário multipartes.

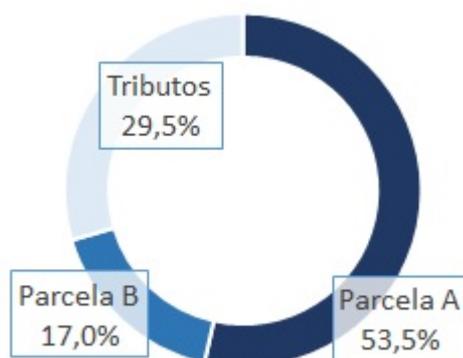
## 2.2 Tarifas

A atual tarifa monômnia, como discorrido na CP nº10, possui desvantagens que desincentivam as distribuidoras a realizarem ações de eficiência energética e apoiarem GD. Em contrapartida, é o modelo cujo entendimento é mais fácil aos consumidores. Ou seja, a tarifa, além de cobrir todos os custos fixos e variáveis da distribuidora, deve ser suficientemente simples para que o consumidor – que faz suas escolhas baseadas nos preços – tome as decisões esperadas. Compreender as partes que compõe a fatura de energia final, da geração ao consumo, é fundamental para avaliar as ponderações e decisões técnicas que fazem parte do atual momento do SEB e que direcionam o futuro de um investimento altamente dependente das tarifas.

Os serviços prestados pelas distribuidoras têm um custo associado, repassado aos seus clientes por meio da fatura de energia elétrica, nas suas diferentes modalidades tarifárias. A forma de remunerar as empresas é uma discussão central da CP nº 10, e que impacta diretamente em como o consumidor é tarifado. Na proposta da tarifa binômnia, por exemplo, é equivalente a de que forma compor as parcelas TE e TUSD. Entretanto, essa divisão ainda está em discussão e sua análise foge ao escopo deste trabalho.

A fatura paga pelo consumidor cobre os custos da compra de energia do gerador, de sua respectiva transmissão e posterior distribuição. Há ainda encargos setoriais, custos instituídos por lei, não gerenciáveis pelas concessionárias. De forma simplificada, a composição destes custos é dividida em Parcela A (compra e transmissão de energia e encargos setoriais), Parcela B (distribuição de energia) e tributos (ICMS, PIS/COFINS), como ilustrado na [Figura 1](#).

Figura 1 – Valores médios da composição dos custos das distribuidoras



Fonte: adaptado de ANEEL (11)

## Tarifa Monômnia

A tarifação monômnia equivalente em vigor agrega a Tarifa de Energia e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e, ambas são cobradas em R\$/kWh. A [Figura 2](#) ilustra o seu cálculo. Nesse modelo, as duas parcelas podem ser recuperadas pelo SCEE de GDF. A utilização do sistema de distribuição, tanto na entrega da energia, quanto na recuperação dos créditos, não é cobrada do gerador, acarretando em repasse desse déficit aos consumidores – o problema do subsídio cruzado descrito anteriormente.

Figura 2 – Cálculo da tarifa monômnia

$$\text{Conta (R\$)} = \left[ \text{TE (R\$/kWh)} + \text{TUSD (R\$/kWh)} \right] \times \text{Consumo (kWh)}$$

Fonte: adaptado de Stankiewicz (6)

## Tarifa Binômnia

As propostas de alteração tarifária para uma tarifa multipartes binômnia – a ser implementada daqui há 4 anos conforme sinalizado pelo MME – na prática, impedem que parte da TUSD seja compensada pelo prosumidor, o que representa uma perda de receita no retorno de investimento fotovoltaico. Seu cálculo é mostrado na [Figura 3](#).

Figura 3 – Cálculo da tarifa binômnia

$$\text{Conta (R\$)} = \left[ \begin{array}{l} \text{TE (R\$/kWh)} \times \text{Consumo (kWh)} \\ + \\ \text{TUSD (R\$/kW)} \times \text{Demanda (kW)} \end{array} \right]$$

Fonte: adaptado de D. Stankiewicz (6)

Esse é o entendimento da proposta da ANEEL decorrente da CP nº 10: Uma separação total entre TE e TUSD, esta última não mais cobrada em R\$/kWh<sup>3</sup>. O objetivo da agência reguladora, segundo suas sinalizações, é definir, dentro do prazo estipulado, a melhor forma de alocar os custos fixos e variáveis das distribuidoras, o que indica uma prática tarifária futura intermediária<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> O detalhamento dos custos às distribuidoras e outras composições de tarifação binômnia podem ser consultados no trabalho de D. Stankiewicz (6).

<sup>4</sup> P. ex.: uma TUSD inferior à TE, que atualmente são equivalentes.

## Tarifa Horária

A cobrança ao consumidor na tarifação horária é detalhada na [seção 4.2](#). Ela é semelhante à tarifa monômnia, mas composta como um somatório de todas as faixas horárias nas quais ocorreu consumo. Para cada uma delas há respectivas  $TE_{hn}$  e  $TUSD_{hn}$ , onde  $n$  é o respectivo horário de utilização. Atualmente a tarifa branca é a modalidade horária disponível ao grupo B1.

Convencionou-se chamar as tarifas monômnia e binômnia de tarifas padrão, pois no atual modelo – no qual a comercialização de energia ao consumidor residencial ocorre apenas no ambiente de contratação regulada – a tarifa vigente e a tarifa multipartes, que a substituí, são o padrão de cobrança, tanto para conexões já existentes e quanto para novas ligações. A tarifa branca, por sua vez, é uma opção: se o consumidor chega à conclusão que, pelo seu perfil de consumo, ela é mais vantajosa que a padrão, pode fazer esta opção.

## 2.3 Síntese do Capítulo

- A REN nº 482 da ANEEL é a principal referência normativa no estudo e projeto de sistemas de GDF;
- O prazo previsto para encerramento da cobrança na modalidade monômnia é 31 de dezembro de 2023, quando entrará em vigor a tarifa binômnia;
- As modalidades monômnia e binômnia são tarifas padrão. Caso o consumidor do grupo B1 julgue financeiramente vantajoso, pode optar pela tarifa horária branca.

## 3 Análise Econômica em GDF

O estudo do retorno de investimentos é um tema do domínio da engenharia econômica. As alternativas disponíveis em cada caso considerado são avaliadas por meio de diversos indicadores que, em conjunto, respondem uma pergunta simples e ao mesmo tempo fundamental: "vale à pena investir nessa opção?" Nesse capítulo, os indicadores são explorados de forma breve, de modo que se possa construir, a partir deles, uma metodologia adequada para avaliar o retorno de investimento em geração distribuída fotovoltaica. Eles são a base teórica tanto para o cálculo, atualização e validação dos estudos existentes (Apêndice B); quanto para as demais análises financeiras propostas ao longo deste trabalho.

### 3.1 Análise Econômica Fotovoltaica

Todo investimento, para ser viável, deve ter rendimento maior que uma *Taxa Mínima de Atratividade (TMA)*, em outras palavras, deve ter um retorno mínimo esperado ou custo de oportunidade associado. Para a avaliação econômica em GDF residencial, um valor de referência para a TMA é o melhor investimento de renda fixa disponível (Tesouro Direto / CELIC, por exemplo). A partir desse valor (percentual) de referência, a análise de retorno em energia fotovoltaica, é feita por meio de três indicadores: *Valor Presente Líquido (VPL)*, *Payback modificado ou descontado* e *Taxa Interna de Retorno (TIR)* (12).

O VPL é um método de análise de fluxo de caixa do qual derivam os outros dois. Com ele, traz-se para o presente a diferença entre as entradas e saídas – incluindo o investimento inicial –, descontadas a uma taxa de juros apropriada, a TMA. O valor presente líquido é calculado pela Equação (1), e se  $VPL > 0$ , o investimento é viável economicamente.

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} \quad (1)$$

O tempo  $t$  é avaliado em anos. Usualmente  $t = 0$  é o momento em que o investimento foi feito e o fluxo de caixa  $FC_0$  é, portanto, negativo. Assim,  $N$  representa o número de anos em que o negócio de interesse é avaliado. Quando o valor dos fluxos de caixa previstos e acumulados for maior ou igual ao valor inicialmente investido (em  $t = 0$ ), o investimento se paga, ou seja, atinge-se o *Payback*.

A metodologia da TIR, por sua vez, avalia o retorno percentual do investimento zerando o VPL na Equação (1). Desse modo, pela resolução numérica de um polinômio de ordem  $N$ , encontra-se uma solução para TMA, que recebe o nome de TIR.

Segundo D. Stankiewicz (6), a metodologia de análise financeira para um sistema fotovoltaico residencial se divide em duas etapas:

### 1. Definição do Sistema Fotovoltaico (SFV)

- Identificação da potência;
- Escolha da distribuidora e cidade – influencia a capacidade de geração anual, parcelas TUSD e TE da conta de energia e tributos.

### 2. Avaliação Econômica

- Critérios técnicos: perdas de geração no SFV, vida útil, possível manutenção;
- Critérios econômicos: TMA, tipo de tarifa (se monômnia, binômnia ou horária), reajuste tarifário e tributos estaduais.

Portanto, o retorno de investimento pode ser avaliado pela [Equação \(1\)](#), expandindo-se o termo o fluxo de caixa  $FC_t$  do numerador.  $FC_0 = -I_0$  é o investimento inicial em todo o equipamento necessário para geração residencial, descrito no [Apêndice A](#), mais o custo de mão de obra.  $FC_t, t>0$  inclui receitas e despesas ao longo do tempo avaliado. As receitas dependem diretamente do sistema de compensação de energia elétrica e são calculadas pelo produto entre a energia elétrica gerada e a tarifa praticada pela concessionária estudada. Por fim, as despesas advêm de um custo de manutenção anual ao qual o sistema está sujeito. Desse modo, obtém-se a [Equação \(2\)](#).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{\text{Geração [kWh]} \times \text{Tarifa [R\$/kWh]} - \text{Manutenção [R\]}}{(1 + TMA)^t} \quad (2)$$

Sabe-se que usualmente a garantia dos painéis fotovoltaicos é de 25 anos, com geração assegurada de no mínimo 80% da sua capacidade nominal (13). Isso equivale a dizer que  $N = 25$  anos e que deve existir uma *perda anual de geração* expressa por  $\phi_{ger}$ , com valor típico de 0,9 %/ano. A tarifa no primeiro ano é denotada por  $T_1$  e está sujeita a um reajuste anual  $\omega_{reaj}$ . O valor faturável, ou seja, o produto entre a geração e a tarifa, já descontado o custo mínimo de disponibilidade, depende da modalidade tarifária – como são tarifadas as parcelas TUSD e TE –, dos impostos estaduais e de como são cobrados na fatura. Assim, é possível determinar uma expressão geral para calcular o valor líquido do fluxo de caixa de um investimento fotovoltaico, a [Equação \(3\)](#).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{(1 - \phi_{ger})^t \cdot G_1 \times (1 + \omega_{reaj})^t \cdot T_1 - M}{(1 + TMA)^t} \quad (3)$$

## 3.2 Variáveis do Problema

O critério para a escolha dos locais da instalação da geração é o mesmo do trabalho de Stankiewicz (6), o que torna possível uma avaliação dos resultados também por comparação. No período que transcorreu até este estudo, o crescimento do número de unidades consumidoras com GD foi expressivo. As cinco distribuidoras previamente escolhidas continuam as primeiras no 'ranking' de geração distribuída da ANEEL. A RGE SUL, última da lista em 2018, triplicou o número de conexões (passando para a 3ª posição) e as demais distribuidoras, em média, dobraram o número de instalações com GD.

A capacidade de geração do sistema fotovoltaico depende principalmente do nível de incidência solar (também chamada de insolação), diretamente relacionado ao local onde ele é instalado. A quantidade de energia obtida para o período de interesse de análise (1 ano) é calculada através de um simulador solar. O *software* mais utilizado mundialmente nesse tipo de projeto é o *PVSyst* (14), que é uma ferramenta profissional completa tanto para o projeto elétrico do SFV quanto para os aspectos comerciais. Neste estudo, somente a primeira funcionalidade é utilizada.

A Tabela 1 contém as distribuidoras – com os respectivos números de conexões de GD – e cidades nas quais os geradores são avaliados – exibindo os resultados da simulação de geração solar. Estes últimos, são dados de forma relativa, em energia total anual por potência da instalação.

Tabela 1 – Ranking de GD por distribuidora e potencial de geração

| <b>Distribuidora:</b> | <b>CEMIG</b> | <b>CELESC</b> | <b>RGE SUL</b> | <b>CPFL SP</b> | <b>COPEL</b> |
|-----------------------|--------------|---------------|----------------|----------------|--------------|
| Nº de UCs:            | 12.273       | 4.862         | 4.667          | 4.260          | 4.207        |
| Cidade:               | Uberlândia   | Florianópolis | Sta. Cruz S.   | Campinas       | Curitiba     |
| kWh·ano/kWp:          | 1.810        | 1.440         | 1.413          | 1.663          | 1.467        |

Fonte: adaptado de ANEEL (15) e PVSyst (14)

O custo total do sistema fotovoltaico (Tabela 2) é determinado pelo preço de todos os componentes da instalação somado ao custo de projeto e mão de obra. Neste estudo foram utilizados como referência valores obtidos a partir de uma pesquisa feita pelo Portal Solar<sup>5</sup>, com cerca de 4.500 empresas do ramo. Os valores de referência do tamanho da instalação fotovoltaica (em kWp) relacionados ao número pessoas que residem na casa determinam os níveis de capacidade instalada que são adequados ao estudo um econômico do retorno de investimento mais próximo da realidade<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> O Portal Solar é a maior e mais confiável fonte de informação do ramo no Brasil.

<sup>6</sup> Estas são apenas referência. Um projeto de GDF real considera as particularidades de cada cliente, como por exemplo, perfil de consumo com base histórica.

Tabela 2 – Custo inicial do sistema (Julho 2018).

| Potência (kWp) | Descrição                   | Custo Total   |
|----------------|-----------------------------|---------------|
| P1 – 1,32      | Casa pequena – 2 pessoas    | R\$ 10.673,35 |
| P2 – 2,64      | Casa média – 3 a 4 pessoas  | R\$ 17.570,00 |
| P3 – 3,30      | Casa média – 4 pessoas      | R\$ 20.320,00 |
| P4 – 4,62      | Casa grande – 4 a 5 pessoas | R\$ 25.625,00 |

Fonte: adaptado de Portal Solar (16)

A geração total de cada sistema da [Tabela 2](#) é simulada no *PV Syst* a partir de uma base de dados real do tipo "typical meteorological year" (TMY), de onde obtém-se diretamente as coordenadas geográficas de cada cidade. Estes resultados estão na [Tabela 3](#) e servem de parâmetros aos estudos da tarifa monômnia e binômnia, bem como a uma parcela do estudo horário. Adicionalmente, quer-se também a geração anual por hora, detalhada no [Capítulo 5](#).

Tabela 3 – Capacidade anual absoluta de geração devido à localização do sistema

| Distribuidora     | CEMIG              | CELESC                | RGE SUL               | CPFL SP          | COPEL            |
|-------------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|------------------|------------------|
| Cidade<br>(UF)    | Uberlândia<br>(MG) | Florianópolis<br>(SC) | Santa Cruz S.<br>(RS) | Campinas<br>(SP) | Curitiba<br>(PR) |
| <b>Instalação</b> |                    |                       |                       |                  |                  |
| <b>1,32 kWp</b>   | 2461 kWh           | 1951 kWh              | 1987 kWh              | 2234 kWh         | 1898 kWh         |
| <b>2,64 kWp</b>   | 4692 kWh           | 3902 kWh              | 3974 kWh              | 4467 kWh         | 3797 kWh         |
| <b>3,30 kWp</b>   | 5905 kWh           | 4513 kWh              | 4602 kWh              | 5361 kWh         | 4556 kWh         |
| <b>4,62 kWp</b>   | 8366 kWh           | 6633 kWh              | 6757 kWh              | 7595 kWh         | 6454 kWh         |

Fonte: o autor

A [Tabela 4](#), contém os tributos que devem ser aplicados às tarifas fornecidas pelo órgão regulador. A forma de calculá-los é descrita a seguir.

Tabela 4 – Tributos por Distribuidora (Mar 2019)

| Distribuidora | UF | ICMS   | PIS & COFINS |
|---------------|----|--------|--------------|
| CEMIG         | MG | 30,00% | 4,20%        |
| CELESC        | SC | 25,00% | 3,20%        |
| RGE SUL       | RS | 30,00% | 3,10%        |
| CPFL SP       | SP | 25,00% | 2,90%        |
| COPEL         | PR | 29,00% | 4,20%        |

Fonte: adaptado de ANEEL (17)

A tarifa  $T_1$  muda de acordo com o método de tarifação adotado e já tem considerados os tributos ao consumidor. O ICMS sobre a geração de energia elétrica é determinado por faixa de consumo e varia de acordo com a unidade federativa. Já o PIS e COFINS são característicos de cada distribuidora e são obtidos através dos dados por elas fornecidos ou projeções econômicas. Para tarifas horárias, a notação é  $T_{hn}$ , na qual  $n$  denota o valor da tarifa no posto tarifário considerado.

• **Tarifa monômnia:**

a) Com cobrança integral de tributos.

$$T_1 = T_{Mon1a} = \frac{TE + TUSD}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (4)$$

b) Com a exclusão do ICMS na TUSD<sup>7</sup>.

$$T_1 = T_{Mon1b} = \frac{TE}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} + \frac{TUSD}{1 - (PIS + COFINS)} \quad (5)$$

• **Tarifa binômnia**<sup>8</sup>:

$$T_1 = T_{Bin1} = \frac{TE}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (6)$$

• **Tarifa branca:**

$$T_{hn} = \frac{TE_{hn} + TUSD_{hn}}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (7)$$

As parcelas TE e TUSD atualizadas são disponibilizadas pela agência reguladora (19), estando sujeitas a um reajuste, conforme discorrido, fornecido pelas concessionárias. Devido ao "tarifaço" de 2012, muitos dos dados mais recentes das distribuidoras, quando agrupados para calcular um índice de reajuste tarifário anual ( $\omega_{reaj}$ ), levam a índices muito descolados da realidade<sup>9</sup>. Alternativamente, optou-se por utilizar como referência de

<sup>7</sup> Este é um aspecto essencialmente jurídico. As atividades meio que compõe a TUSD não são mercadorias, pois apenas possibilitam o deslocamento e a entrega da energia elétrica ao consumidor final, forçando o entendimento de que sobre essa tarifa não incide ICMS, cabendo, portanto, a exclusão desses valores da base de cálculo do imposto estadual(18). Dadas as dificuldades financeiras de muitos estados, não é do interesse deles que haja perda de arrecadação e do ponto de vista do cliente participante do SCEE a exclusão do ICMS na TUSD representa uma queda considerável na receita faturável do empreendimento fotovoltaico, já que sua alíquota é tipicamente 30%.

<sup>8</sup> Segundo o entendimento da ANEEL pela CP n° 10, a qual consolida que a TUSD não pode mais ser recuperada pelo SCEE.

<sup>9</sup> A política de reajuste tarifário no Brasil é complexa, o que provoca grandes variações nos reajustes, que em um ano podem ser muito maiores que a inflação e no outro muito pequenos.

reajuste o IGPM (determinante nos preços finais ao consumidor) e o IPCA (relacionado aos custos operacionais da distribuidora), que avaliados em 15 anos, convergem a um valor muito próximo de 6%. Este valor foi adotado para todas as distribuidoras.

Está previsto um desconto no VPL decorrente da manutenção – principalmente limpeza dos painéis para evitar perdas de geração. Este gasto, no entanto, não foi incluído nos cálculos, pois é difícil estimar um valor constante dependente da geração. Ainda, de acordo com as condições de poluição (se baixa) e incidência de chuvas, não é necessário intervir anualmente. Adicionalmente, a inclusão da taxa de manutenção (R\$/kW/ano) possui um impacto relativamente baixo nos indicadores – inferior a 5% de perda na receita final.

O retorno de investimento em microgeração é calculado através de um *software* de planilhas, neste caso, o mais comum é utilizar *Excel*, conforme descrito por Blank & Tarkin (20). O produto entre geração e tarifa é a receita total do SFV, cuja composição – parte devido à economia por uso imediato da energia produzida, parte devido ao uso de créditos acumulados – não altera o cálculo econômico. Os conceitos de análise econômica para um sistema de GDF, abordados neste capítulo, estão exemplificados no [Apêndice B](#), na forma de um estudo comparativo entre sistemas residenciais tarifados na tarifa monômnia e binômnia, no qual comparam-se os resultados obtidos com o trabalho de D. Stankiewicz – após reajustes tarifários e queda de preço dos equipamentos – e avalia-se a influência da não cobrança do ICMS na TUSD.

A metodologia para o cálculo do retorno de investimento com tarifas horárias é proposta no próximo capítulo e é uma extensão deste: expande a [Equação \(3\)](#) para contabilizar todos os horários de geração e utilização da energia, definidos nos perfis de consumo.

### 3.3 Síntese do Capítulo

- Os indicadores econômicos utilizados são o VPL e seus derivados, *Payback* e TIR. Eles permitem avaliar a rentabilidade do investimento em GD e compará-lo com outras opções;
- A capacidade de geração (associada a perdas anuais) e a TA (associada a reajustes), são as fontes de renda do negócio fotovoltaico;
- A única despesa prevista é a manutenção (basicamente, limpeza dos painéis), cuja frequência está relacionada às características ambientais. Por ser difícil de determinar e ter um valor pequeno em comparação com as receitas, ela foi desconsiderada.

## 4 Metodologia Proposta

Tarifas horárias consideram as diferenças do custo da energia elétrica de acordo com a hora em que ela é consumida. Nos horários de ponta, usinas cujos custos marginais de operação são mais elevados têm de ser despachadas para suprir toda a carga sem que haja interrupção do serviço. Nesta condição de operação, o consumidor que opta pela modalidade tarifária horária paga um valor maior pela energia elétrica – em comparação à tarifa convencional –, mas em contrapartida, sua tarifa é consideravelmente menor, se consumir grande parte da sua energia em horários ‘fora da ponta’.

Avaliar o retorno de um investimento em GDF na modalidade horária, portanto, requer que adicionalmente à metodologia dos estudos das tarifas convencional e binômia, vista no [Capítulo 3](#), utilize-se uma nova abordagem. Neste capítulo são propostos perfis de consumidores (ou prosumidores) que se enquadram no perfil de microgeração. Eles podem optar pela única tarifa horária disponível até o momento: a *tarifa branca*. Os perfis propostos ilustram situações reais de consumo, ou seja, diferentes composições de demanda ‘fora ponta’, ‘intermediário’ e ‘ponta’. No cálculo econômico, a tarifa e geração anuais, antes fixos, são avaliados individualmente, por posto.

### 4.1 Estrutura da Metodologia

#### Estrutura Geral

A [Figura 4](#) ilustra a metodologia proposta. A análise do retorno de investimento em GDF na modalidade horária é subdividida em quatro blocos.

A *Definição do Sistema Fotovoltaico* utiliza os mesmos critérios da [seção 3.1](#), para as tarifas monômia e binômia. Adicionalmente, para computar a geração para cada posto tarifário, é simulada a geração anual por hora.

O *Comportamento do Prosumidor* define a utilização da energia elétrica em determinados períodos do dia, resultando em perfis de consumo.

A *Definição dos Postos Tarifários* é uma característica da tarifa horária branca. Como as tarifas são fornecidas ‘por posto’ os dados de geração e consumo também são convertidos para esta unidade.

A *Avaliação Econômica* concatena os demais blocos e calcula os resultados econômicos para a tarifa branca.

Figura 4 – Estrutura geral da metodologia proposta



Fonte: o autor

## Estrutura Detalhada

A [Figura 5](#) ilustra de maneira detalhada a metodologia proposta.

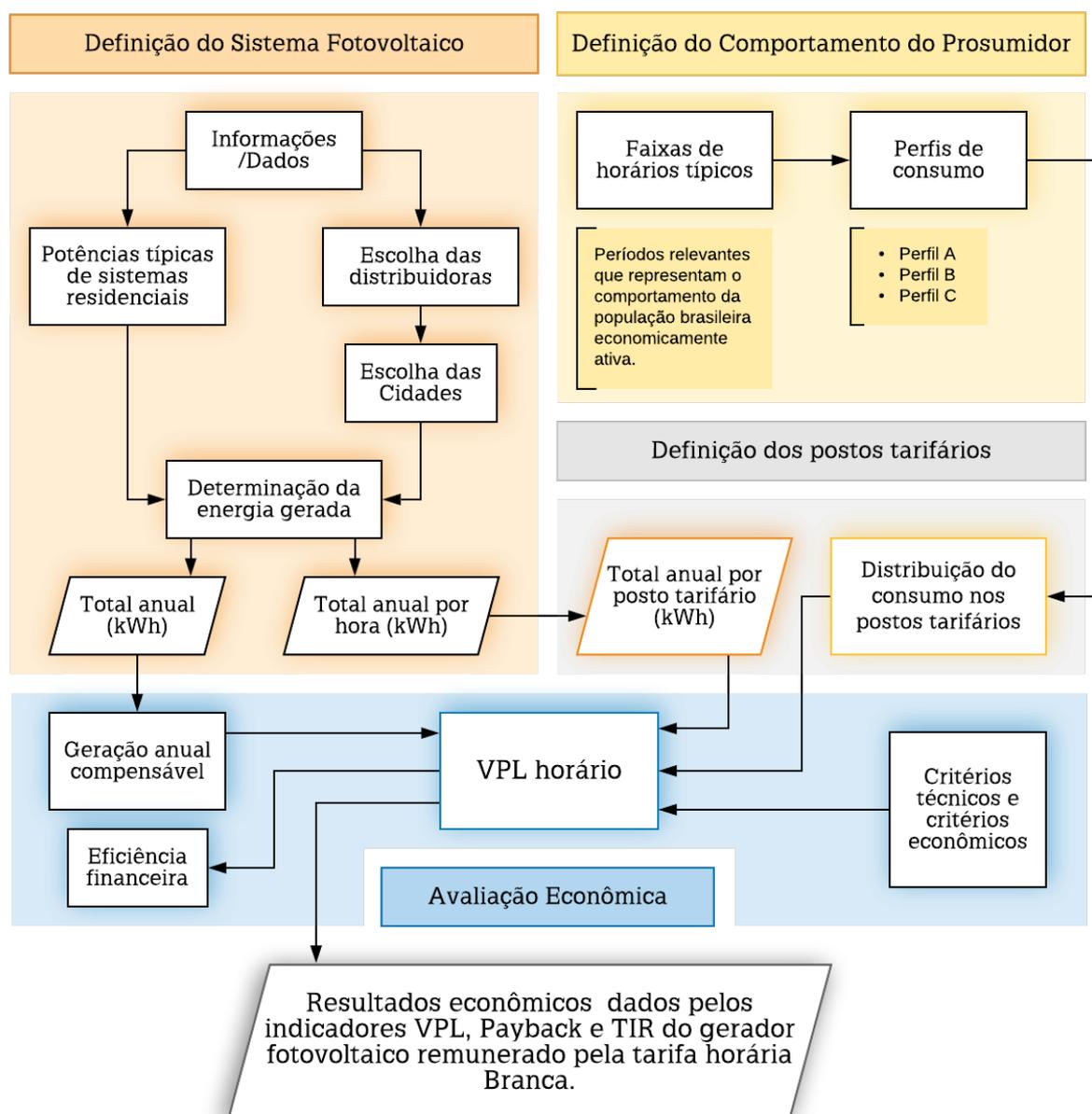
A *definição do sistema fotovoltaico* atende aos critérios de *potência* compatíveis com uma *instalação residencial*, ([Tabela 11](#)). O critério de *escolha das distribuidoras e cidades* é o mesmo que resulta na [Tabela 1](#). Através de um simulador solar, como o PVSyst ([14](#)), são coletados os dados de *geração anual*, total e também *por hora*.

A *definição o comportamento do prosumidor* considera *horários típicos* que caracterizam uma rotina de consumo. Nos dias úteis, durante a manhã e tarde, há menor consumo residencial, ao passo que à noite essa demanda é maior. Através dos *perfis de consumo* ([seção 4.4](#)), criam-se grupos cujas rotinas de consumo são diferentes, possibilitando avaliar o impacto financeiro relacionado ao horário de utilização da energia elétrica.

A *definição dos postos tarifários* ([seção 4.2](#)) origina da tarifa branca. Os dados de geração, obtidos com o sistema fotovoltaico, e os perfis de consumo, são distribuídos proporcionalmente entre os postos, para que haja compatibilidade com a TE e a TUSD horárias, disponibilizadas pela agência reguladora.

A *avaliação econômica* segue os *critérios técnicos e econômicos* da [seção 3.1](#). A equação que calcula o fluxo de caixa anual é modificada para o *VPL horário*, resultando na [Equação \(8\)](#) – com valores de geração e tarifa no primeiro ano reescritos na forma de um somatório –, cujas novas variáveis de entrada são: geração e consumo anuais por posto; TE e TUSD horárias. A análise de viabilidade econômica do gerador tarifado na modalidade branca é feita pelo VPL, TIR, *Payback*, e complementarmente pela *eficiência financeira* ([Figura 11](#)).

Figura 5 – Estrutura detalhada da metodologia proposta



Fonte: o autor

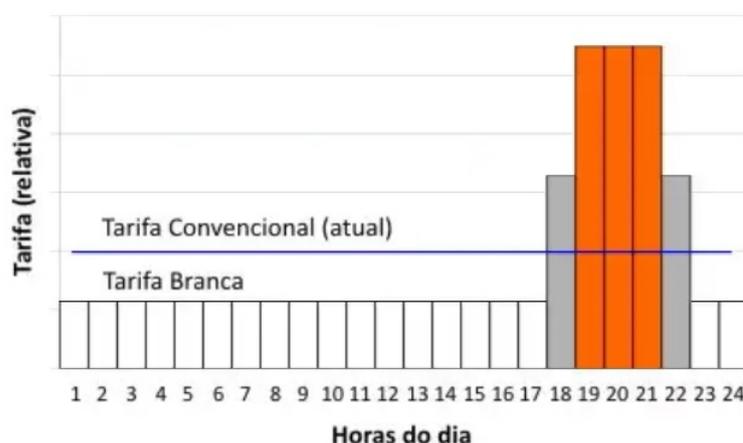
## 4.2 A Tarifa Branca

As condições necessárias para que fosse estabelecida a *tarifa branca* foram criadas com a REN nº 733 da ANEEL, em 2016 (21), cujos principais pontos são destacados. O prazo de adesão – a partir de 1º de janeiro de 2019 – é de imediato para um consumo superior 250 kWh/mês e doze meses para as demais UCs (Art 4º). O atendimento de parte da distribuidora deve ser de no máximo 30 dias (tanto para adesão quanto regresso à tarifação monômnia – Art. 7º e 8º) e ela deve arcar com os custos do equipamento de medição (aquisição e instalação – Art. 9º). Similarmente à tarifa monômnia, há a cobrança

de um valor mínimo, o custo de disponibilidade, conforme definido pela REN nº 414 (Art 12º). A modalidade tarifária branca é uma opção do consumidor (Art. 15º).

A Figura 6 ilustra a aplicação da tarifa branca nos diferentes Postos Tarifários em dias úteis. Nas cores branco, cinza e laranja os horários fora ponta, intermediário e ponta, respectivamente. Nos sábados, domingos e feriados, o valor aplicado é 'fora ponta' durante todo o dia. Essa consideração é importante na caracterização dos perfis de consumo, pois torna atrativa a adesão à tarifa branca a determinados perfis.

Figura 6 – Tarifa branca – dias de semana



Fonte: Adaptado de ANEEL (22)

## Postos Tarifários

Os postos tarifários são definidos na REN nº 414 (8) e também são referidos como 'horário de'<sup>10</sup>. A ANEEL mantém uma base de dados atualizada para consulta com os valores de tarifação – das concessionárias e permissionárias – com os postos ou horários de ponta, intermediário-1 (antes da ponta), intermediário-2 (após) e fora ponta. Apesar das nomenclaturas diferentes, a TE e TUSD dos postos intermediário-1 e -2 são iguais. Os horários e tarifas ds distribuidoras de interesse do estudo estão listadas na Tabela 5 e Tabela 6, respectivamente.

A distribuidora CEMIG é aquela cuja definição de postos tarifários mais se aproxima do horário em que há quantidade de geração suficiente para o acúmulo de créditos nos postos intermediário e de ponta. Conjuntamente, suas tarifas nestes dois postos também são as maiores dentre todas as distribuidoras do estudo. Tarifas maiores, para clientes sem auto-produção representam uma desvantagem, ao passo que em microgeração elevam os índices de rentabilidade do investimento fotovoltaico.

<sup>10</sup> Redação dada pela REN nº 479 de 3 de abril de 2012 (23).

Tabela 5 – Postos tarifários e horários por distribuidora (fev 2019)

| Distribuidora | UF | Intermed-1    | Ponta         | Intermed-2    |
|---------------|----|---------------|---------------|---------------|
| CEMIG         | MG | 16h00 – 16h59 | 17h00 – 19h59 | 20h00 – 20h59 |
| CELESC        | SC | 17h30 – 18h29 | 18h30 – 21h29 | 21h30 – 22h29 |
| CPFL SP       | SP | 17h00 – 17h59 | 18h00 – 20h59 | 21h00 – 21h59 |
| RGE SUL       | RS | 17h00 – 17h59 | 18h00 – 20h59 | 21h00 – 21h59 |
| COPEL         | PR | 17h00 – 17h59 | 18h00 – 20h59 | 21h00 – 21h59 |

Fonte: adaptado de ANEEL (24)

Tabela 6 – Tarifa de referência branca em R\$ por kWh (mar 2018)

| Distribuidora | Monômnia | Fora Ponta | Intermed. | Ponta |
|---------------|----------|------------|-----------|-------|
| CEMIG         | 0,587    | 0,479      | 0,790     | 1,136 |
| CELESC        | 0,520    | 0,451      | 0,580     | 0,883 |
| CPFL SP       | 0,485    | 0,406      | 0,537     | 0,828 |
| RGE SUL       | 0,547    | 0,448      | 0,618     | 0,958 |
| COPEL         | 0,508    | 0,436      | 0,597     | 0,920 |

Fonte: adaptado de ANEEL (19)

Estes dados, combinados, somados àqueles já considerados nos capítulos anteriores, são essenciais à análise do retorno de investimento fotovoltaico na modalidade horária.

## Compensação Fora de Posto

A capacidade de remunerar o negócio de geração fotovoltaica se estende além dos limites horários. Após REN n° 687 (5), a REN n° 482 (4) teve incluída em seu texto – parágrafo XI, art. 7° – que uma UC participante do SCEE faturada com tarifa horária pode utilizar créditos excedentes em um posto tarifário diferente daquele no qual estes foram gerados. Para isso, o saldo da energia gerada deve ser multiplicado pela relação entre as tarifas de energia aplicáveis a esta unidade (25).

Essa característica é fundamental para o equacionamento do VPL e análises econômicas subsequentes. A compensação fora de posto tarifário onde ocorreu a geração é feita de forma semelhante ao que ocorre na tarifação binômnia: a TUSD não pode ser recuperada pelo SCEE e, adicionalmente, a TE é corrigida para um valor equivalente entre a razão do posto de origem e o posto de destino, chamado de  $RC_{hnm}$ .

### 4.3 VPL Horário

Assim como nas modalidades tarifárias monômnia e binômnia, a análise econômica para a tarifa horária é feita através do indicador VPL e seus derivados, *Payback* e TIR. No entanto, como há faixas horárias diferentes de geração, com seus respectivos valores de tarifas, a Equação (3) é expandida, resultando na Equação (8).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{(1 - \phi_{ger})^t \times (1 + \omega_{reaj})^t \cdot [\sum_{n=1, k; m=1, k}^{N=k^2} G'_{hnm} \times T'_{hnm}] - M}{(1 + TMA)^t} \quad (8)$$

Os termos da equação para o cálculo do VPL continuam os mesmos, mas a parcela do numerador relativa à receita total adquirida com o sistema é rearranjada.  $G_1$  (geração no primeiro ano) e  $T_1$  (tarifa no primeiro ano) são agrupadas em um somatório para contabilizar a energia gerada em  $n$  faixas horárias distintas associada a  $m$  possíveis descontos e acréscimos por compensações fora de posto. Também a notação de  $G$  e  $T$  sofre alteração, pois seu significado é expandido.  $G'_{hnm}$  equivale à energia gerada no posto tarifário  $n$ , descontada a energia deste mesmo posto compensada pelo prosumidor em outro horário.  $G'_{hnm}$  é a geração compensada no horário  $m$  pelos créditos acumulados no posto  $n$ .  $T'_{hnm}$  é resultado da conversão da tarifa do posto  $n$  para o  $m$  pela razão entre as respectivas tarifas de energia e  $T'_{hnm} \equiv T_{hn}$ , já que não há conversão de tarifa.

O equacionamento do VPL para o caso geral de uma tarifa horária dentro das normas da ANEEL abrange um sem número de possíveis postos tarifários (de 2 a quantos se queira). Como a tarifa branca se limita a três faixas horárias distintas, convém escrever a formulação do retorno de investimento para esse caso específico, ou seja, abrir a expressão  $\sum_{n=1, k; m=1, k}^{N=k^2} G'_{hnm} \times T'_{hnm}$ , a qual é dada o nome de *Receita<sub>Total</sub>*. O número de termos dessa expressão é o quadrado do número  $k$  de postos tarifários.

Define-se  $n = 1$ , horário fora da ponta;  $n = 2$ , intermediário e  $n = 3$ , horário de ponta. Abrindo o somatório e agrupando todos os termos nos seus respectivos postos tarifários, obtém-se:

$$Receita_{Total} = Receita_{H1} + Receita_{H2} + Receita_{H3} \quad (9)$$

**Horário 1** (fora ponta)

$$Receita_{H1} = G'_{h11} \times T'_{h11} + G'_{h21} \times T'_{h21} + G'_{h31} \times T'_{h31}$$

$$Receita_{H1} = (G_{h1} - G'_{h12} - G'_{h13}) \times T_{h1} + G'_{h21} \times TE_{h2} \cdot RC_{h21} + G'_{h31} \times TE_{h3} \cdot RC_{h31}$$

**Horário 2** (intermediário)

$$Receita_{H2} = G'_{h22} \times T'_{h22} + G'_{h12} \times T'_{h12} + G'_{h32} \times T'_{h32}$$

$$Receita_{H2} = (G_{h2} - G'_{h21} - G'_{h23}) \times T_{h2} + G'_{h12} \times TE_{h1} \cdot RC_{h12} + G'_{h32} \times TE_{h3} \cdot RC_{h32}$$

**Horário 3** (ponta)

$$Receita_{H3} = G'_{h33} \times T'_{h33} + G'_{h13} \times T'_{h13} + G'_{h23} \times T'_{h23}$$

$$Receita_{H3} = (G_{h3} - G'_{h31} - G'_{32}) \times T_{h3} + G'_{h13} \times TE_{h1} \cdot RC_{h13} + G'_{h23} \times TE_{h2} \cdot RC_{h23}$$

Na qual a razão de conversão entre horários  $RC$  é calculada, para qualquer posto, pela [Equação \(10\)](#).

$$RC_{hnm} = \frac{TE_{hn}}{TE_{hm}} \quad (10)$$

Ao contabilizar a energia utilizada dentro de um posto tarifário  $n$ , computa-se a geração acumulada em créditos neste posto,  $G'_{nn} \times T_{hn}$ , mais alguma energia eventual recebida de outro,  $G'_{mn} \times T_{hmn}$ . Quando dentro do mesmo horário, a tarifa utilizada é a soma da  $TE_{hn}$  e a  $TUSD_{hn}$ , mas para postos diferentes, a TUSD não pode mais ser compensada e a diferença das tarifas de energia horárias deve ser considerada pela [Equação \(10\)](#).

Na prática, alguns dos termos do somatório  $Receita_{Total}$  sempre se anulam: por exemplo, ao utilizar créditos acumulados no posto 3 no posto 1, necessariamente não pode ocorrer o inverso, pois conforme a norma estabelece, só se pode utilizar energia acumulada fora de horário de geração se houver excedente.

**Simplificação do VPL Horário**

A abertura do total faturável com o sistema fotovoltaico dificulta a compreensão do problema, já que múltiplas compensações em diferentes postos podem ser feitas. A solução para simplificar a análise é fazer algumas considerações a respeito da característica técnica de geração e suas implicações na remuneração do negócio. Dos dados apresentados na [seção 4.2](#) é possível pressupor que na modalidade de tarifação horária branca, a maior parte da geração do sistema ocorre – durante o dia – fora da ponta, mesmo com as variações por distribuidora. Com participação pequena, há energia gerada no horário intermediário e por último, quase que inexistente, a geração na ponta. Portanto, haverá somente energia suficiente para ser compensada fora do posto a partir da energia gerada horário 1 e todo o consumo adicional nos horários 2 e 3 ocorrerá através da conversão apropriada dos créditos acumulados no horário fora de ponta. Dessa forma, a [Equação \(9\)](#) se reduz à [Equação \(11\)](#).

$$Receita_{Total} = [(G_{h1} - G'_{h12} - G'_{h13}) \times T_{h1}]_{H1} + [G_{h2} \times T_{h2} + G'_{h12} \times TE_{h1} \cdot RC_{h12}]_{H2} \\ + [G_{h3} \times T_{h3} + G'_{h13} \times TE_{h1} \cdot RC_{h13}]_{H3} \quad (11)$$

Em resumo, da energia  $G_{h1}$ , gerada no horário H1, são descontados os valores  $G'_{h12}$  e  $G'_{h13}$ , transferidos a H2 e H3. Ela se converte em receita ao ser multiplicada pela tarifa  $T_{h1}$ . No H2, além da receita  $G_{h2} \times T_{h2}$  gerada no próprio posto,  $G'_{h12}$  é computada

financeiramente quando multiplicada pela  $T_{h1}$  e uma razão de conversão  $RC_{h12}$ . O mesmo ocorre em H3.

A *demanda horária* do sistema fotovoltaico (operando na modalidade tarifária branca) determina a quantidade de energia transferida de um posto a outro. Essa demanda – típica de um perfil de consumo – é definida a seguir, na [seção 4.4](#), através de faixas horárias, devidamente transpostas para postos tarifários. Matematicamente, a demanda resolve os termos da equação que se referem à geração compensada em posto diferente. Por exemplo, na [Equação \(11\)](#), considerando que toda energia compensada fora de posto é gerada fora da ponta, tem-se:

$$D_{h2} = G_{h2} + G'_{h12} \longrightarrow G'_{h12} = D_{h2} - G_{h2}$$

$$D_{h3} = G_{h3} + G'_{h13} \longrightarrow G'_{h13} = D_{h3} - G_{h3}$$

## 4.4 Três Perfis de Consumo

Um pressuposto fundamental do estudo horário e dos demais feitos neste trabalho é que o sistema é projetado de forma a otimizar o retorno financeiro. Por exemplo, de acordo com a localização do prosumidor faturado na modalidade horária e seu perfil, duas instalações fotovoltaicas com volume de energia consumido semelhantes podem ter potências nominais distintas. Resumidamente, isso garante que haja aproveitamento ótimo dos créditos acumulados no SCEE e que não haja necessidade de efetuar qualquer desconto no fluxo de caixa (FC) devido à energia não compensada.

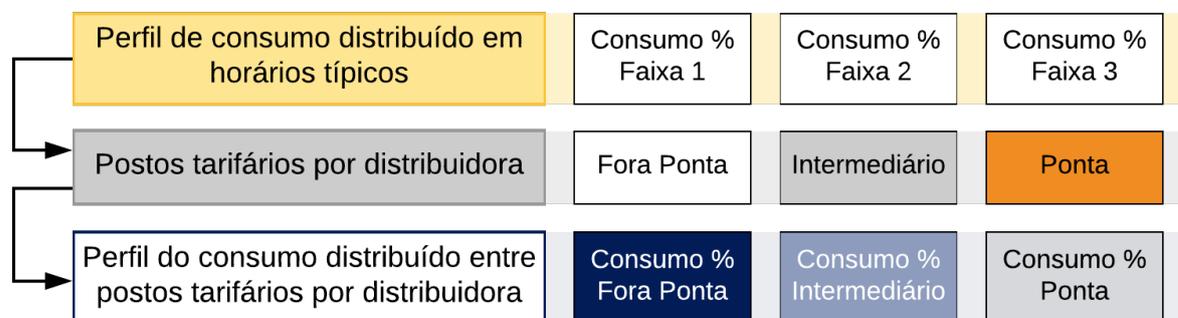
Como os horários de cada posto mudam de acordo com a distribuidora, constroem-se diferentes perfis de consumo em relação ao horário de maior utilização da energia (fixados independentemente da distribuidora). Para cumprir o pressuposto de otimalidade de uso do sistema, é fixado um consumo máximo anual – com distribuição distinta ao longo do dia – por perfil, segundo a [Tabela 3](#). Os dados da [Tabela 5](#) são combinados com os resultados de geração horária através do 'software' *PVSyst* (14), o que fornece a geração efetiva por posto tarifário.

A definição dos 'perfis de consumo' é feita por atribuição percentual de três faixas horárias típicas da rotina de grande parte dos brasileiros. **Faixa 1**, para sábados domingos e feriados; **Faixa 2**, para dias úteis, das 23h às 19h e **Faixa 3**, das 19h às 23h. E para cada perfil, essas faixas são ainda distribuídas entre horários fora da ponta, intermediário e de ponta. Pressupõe-se que a demanda projetada, determinada pelos perfis de consumo, seja distribuída uniformemente por posto tarifário.

Um consumidor com uma rotina de utilização da energia elétrica conhecida (ou *perfil de consumo*) pode ter seu consumo distribuído em *horários típicos*. A [Figura 7](#) ilustra o processo de conversão do consumo aos horários definidos pela tarifa branca. Este

cálculo pode ser feito intuitivamente ou diretamente através do *Excel*. Neste trabalho, a distribuição anual de consumo foi aproximada pela distribuição semanal, desconsiderando feriados (com erro pouco significativo no resultado final).

Figura 7 – Conversão de consumo de faixa horária para posto tarifário



Fonte: o autor

#### 4.4.1 Prosumidor Perfil A

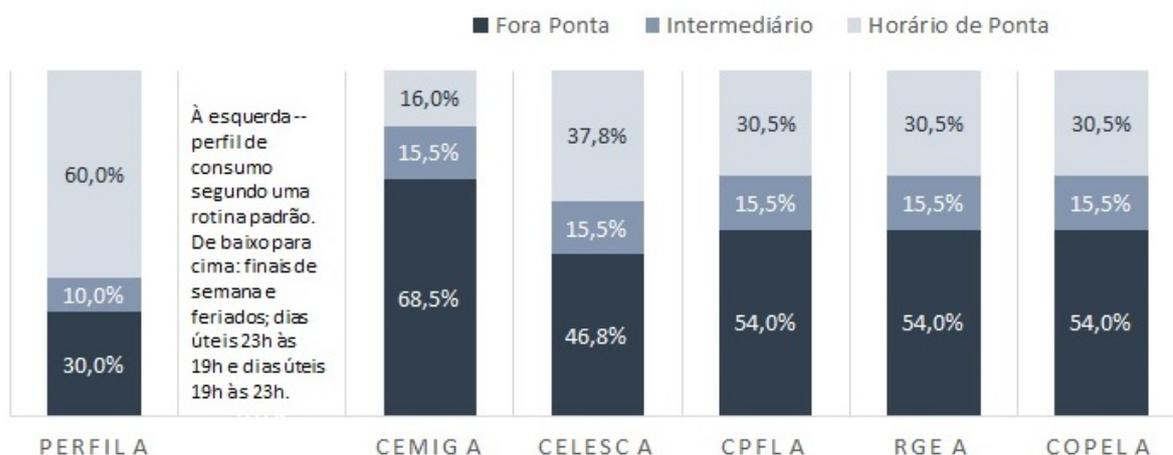
Distribuição de consumo (%): **30 – 10 – 60**

Este perfil retrata a rotina de um **Consumidor Padrão**, cuja residência possui um sistema de GDF – durante a semana quando trabalha, está afastado da sua residência fixa até o início da noite, quando retorna e consome a maior parte da energia elétrica (60%) no período que normalmente é considerado horário de ponta. Nos finais de semana e feriados, seu consumo médio é um valor entre os de máximo e mínimo que ocorrem durante a semana (30%).

Na prática, representa o pior caso possível para a maior parte das distribuidoras. A CEMIG é exceção, visto que suas faixas horárias de ponta ocorrem ainda no período do final da tarde. Quando esta distribuição de consumo é agrupada de acordo com a denominação horária de cada distribuidora, o resultado pode ser representado graficamente na [Figura 8](#).

O gráfico, além de representar o *perfil de consumo distribuído entre os postos tarifários por distribuidora*, permite avaliar qualitativamente a quantidade de energia que será compensada fora de posto. Como o pico de geração fotovoltaica ocorre em torno do meio-dia, fora da ponta, quanto maior o consumo neste posto, menor a perda por conversão de créditos. À medida que a rotina de consumo se afasta do *Perfil A* e se aproxima do *perfil C*, como é mostrado nas representações dos demais perfis, a seguir, maior se torna a quantidade de energia consumida fora da ponta. Esse comportamento indica uma tendência de melhores resultados econômicos quando o consumo é distribuído igualmente ao longo do dia ou concentrado nos sábados, domingos e feriados.

Figura 8 – Perfil A: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário



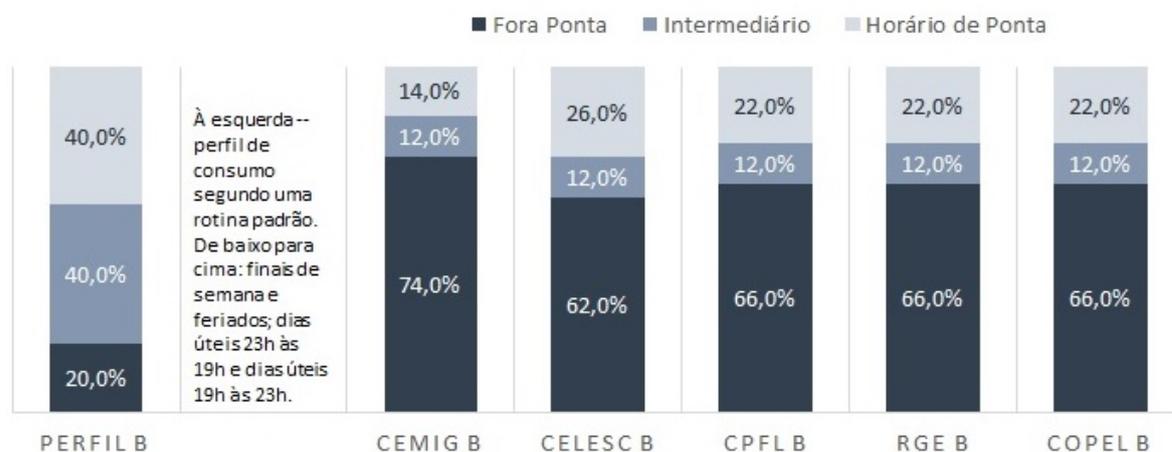
Fonte: o autor

#### 4.4.2 Prosumidor Perfil B

Distribuição de consumo (%): **20 – 40 – 40**

Este é o perfil de um **Consumidor Intermediário** que possui GDF. Pode ser concebido, por exemplo, como uma casa na qual residentes consomem energia em períodos alternados – onde filhos utilizam energia elétrica durante o dia, ou um dos cônjuges trabalha em casa –, ou ainda, pessoas que possuem uma rotina que lhes impõe dormir mais cedo – quando comparadas ao Consumidor Padrão, e portanto, demandar mais energia elétrica no período que compreende o vespertino e o início da noite (40%). Sua representação horária por distribuidora é mostrada na [Figura 9](#).

Figura 9 – Perfil B: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário



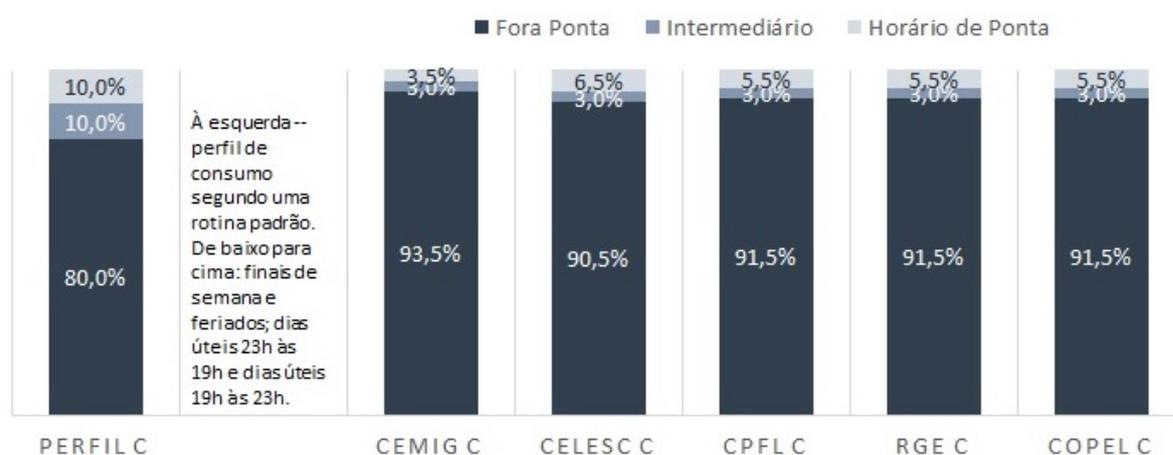
Fonte: o autor

### 4.4.3 Prosumidor Perfil C

Distribuição de consumo (%): **80 – 10 – 10**

O **Consumidor Eventual** é aquele que possui instalação de GDF como parte de um modelo de negócio com locação para lazer (do tipo 'AirBnB') ou em residência de uso esporádico em finais de semana, como por exemplo, uma casa na praia. Naturalmente, esse tipo de uso (80% nos sábados, domingos e feriados) coincide com o período de maior geração fotovoltaica, que atualmente, ocorre durante o horário fora da ponta. Sua representação horária por distribuidora é mostrada na [Figura 10](#).

Figura 10 – Perfil C: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário



Fonte: o autor

Este é um caso particular, pois o pressuposto de que a geração excedente parte somente do posto 1 para os postos 2 e 3 se mostra incorreta. Para a distribuidora CEMIG,  $G'_{h12}$  e  $G'_{h13}$  resultam em valores negativos para este perfil de consumo. Ou seja, a direção da compensação é oposta: há excedente de geração não consumido pelos respectivos postos que deve percorrer um caminho inverso ao que foi assumido anteriormente na simplificação da  $Receita_{Total}$ , ou seja, ter-se-á  $G'_{h21}$  e  $G'_{h31}$ .

Contanto que todas as variáveis estejam bem definidas, sempre é possível utilizar a definição mais geral (com nove termos e suas derivações) para o cálculo. Neste estudo, porém, optou-se por simplificar novamente a expressão, de forma a ser mais adequada às ferramentas de análise utilizadas. Quando a geração nos postos horários 2 e 3 é excedente, esta pode ser compensada no posto 1 e a receita faturável pelo SCE pode ser representada pela [Equação \(12\)](#).

$$\begin{aligned}
 Receita_{Total} = & G_{h1} \times T_{h1} + G'_{h21} \times TE_{h2} \cdot RC_{h21} + G'_{h31} \times TE_{h3} \cdot RC_{h31} \\
 & + (G_{h2} - G'_{h21}) \times T_{h2} + (G_{h3} - G'_{h31}) \times T_{h3} \quad (12)
 \end{aligned}$$

## 4.5 Síntese do Capítulo

- A tarifa branca possui aspectos que a assemelham tanto à tarifa monômnia quanto à binômnia. Com relação à primeira, a tarifa branca equivale a defini-la em três diferentes níveis. Mas no aspecto de compensação fora de posto, a tarifa branca possui características da modalidade binômnia, já que a TUSD não pode mais ser compensada;
- O fato da unidade consumidora faturada na modalidade horária poder utilizar os créditos excedentes em um posto diferente daquele onde a energia foi gerada torna o negócio atrativo para qualquer perfil de consumo. Caso contrário, somente para o *Perfil C* haveria atrativo econômico na opção horária – o que já ocorre com o consumidor sem geração fotovoltaica;
- Diferentemente das tarifas padrão, a rentabilidade do sistema de GDF na tarifa branca depende do horário de geração de créditos e do horário de sua utilização. Por essa razão, é necessário estabelecer perfis de consumo. Geração, consumo e perfis são definidos em função dos postos tarifários, pois a TE e a TUSD horárias são fornecidas por posto;
- A análise econômica de um sistema de GD faturado na modalidade horária aumenta a complexidade do cálculo do FC na ordem de  $k^2$ , onde  $k$  é o número de postos tarifários – três, na tarifa branca;
- Quando a equação da  $Receita_{Total}$  é reduzida, deve-se tomar o cuidado de observar se a direção de compensação fora de posto é mantida positiva com a variação do perfil de consumo. Caso contrário, deve-se calcular uma nova equação reduzida ou utilizar a versão completa;
- Mesmo para o prosumidor com *perfil A*, a maior parte da demanda ocorre fora da ponta, indicando que a maior parte da energia gerada é compensada no posto de origem, resultando em menor perda por conversão de posto.

## 5 Estudos de Caso

Neste capítulo, o desempenho econômico dos sistemas fotovoltaicos de 1,32 kWp; 2,64 kWp; 3,30 kWp e 4,62 kWp (Tabela 2), cuja capacidade de geração é função da localização geográfica, é avaliado nas cidades da Tabela 1, através da tarifação horária. O cálculo econômico para a tarifa branca é feito pela Equação (8) e suas deduções – *Payback* e TIR. Os resultados financeiros do horário de utilização da energia são avaliados através *três estudos de caso*, a partir dos perfis de consumo, construídos na seção 4.4.

### 5.1 Descrição dos Estudos de Caso

#### Caso A – Prosumidor Padrão

A demanda total é maior à noite (60%), portanto uma parcela considerável da energia gerada – no período do dia – é convertida para os postos intermediário e de ponta. De acordo com a Figura 8, essa conversão depende das definições de postos tarifários por distribuidora e em média é de 45%. O cálculo deste caso é feito através do VPL Horário, considerando que a  $Receita_{Total}$  é determinada pela sua versão reduzida, a Equação (11).

#### Caso B – Prosumidor Intermediário

O consumo de energia é distribuído igualmente entre o dia e a noite (40% – 40 %), nos dias úteis. Como resultado, a quantidade média de energia compensada fora de posto é menor, 27,2%. Esse valor é obtido a partir da Figura 9 e é 40% inferior ao do Perfil A. Como no caso anterior, o cálculo é feito através do VPL Horário, considerando que a  $Receita_{Total}$  é determinada pela sua versão reduzida, a Equação (11).

#### Caso C – Prosumidor Eventual

Neste caso, a maior parte da energia compensada coincide com o posto de geração (Figura 10). Esta particularidade pode alterar o pressuposto de que a compensação ocorre somente a partir de créditos excedentes fora da ponta. Se algum dos termos calculados da Equação (11) for negativo, ela não poderá mais ser utilizada. Nestes casos, o VPL deve ser calculado a partir da abertura completa da Equação (9) ou sua versão reduzida, adequada à condição de operação do sistema, por exemplo, a Equação (12).

Na tarifa branca, os tributos são calculados conforme descrito pela Equação (7). Cada posto possui suas respectivas tarifas de energia e de uso do sistema de distribuição.

Por exemplo, o posto intermediário possui TE e TUSD intermediárias. A TA (fornecida sem o acréscimo de tributos estaduais) é reajustada ao menos uma vez ao ano em datas diferentes para cada distribuidora<sup>11</sup>.

Na análise horária, a capacidade anual de geração é computada localmente, no primeiro ano de operação, por potência instalada. A exemplo da Tabela 3, também é registrada a média anual horária, que agrupada com a Tabela 5, resulta na Tabela 7.

Tabela 7 – Simulação horária, por postos tarifários (PVSyst)

| <b>Distribuidora</b><br>(Cidade)  | Capacidade<br>Instalada (kWp) | P-1 (kWh)<br>'Fora Ponta' | P-2 (kWh)<br>'Intermediário' | P-3 (kWh)<br>'Ponta' |
|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------------|------------------------------|----------------------|
| <b>CEMIG</b><br>(Uberlândia)      | 1,32                          | 2201,8                    | 170,0                        | 88,6                 |
|                                   | 2,64                          | 4174,7                    | 340,0                        | 177,6                |
|                                   | 3,30                          | 5284,8                    | 408,1                        | 212,7                |
|                                   | 4,64                          | 7486,0                    | 578,0                        | 302,0                |
| <b>CELESC</b><br>(Florianópolis)  | 1,32                          | 1928,5                    | 21,1                         | 1,3                  |
|                                   | 2,64                          | 3856,9                    | 42,2                         | 2,6                  |
|                                   | 3,30                          | 4459,3                    | 51,0                         | 3,2                  |
|                                   | 4,64                          | 6557,5                    | 72,0                         | 4,5                  |
| <b>CPFL SP</b><br>(Campinas)      | 1,32                          | 2182,4                    | 48,1                         | 3,2                  |
|                                   | 2,64                          | 4364,8                    | 96,2                         | 6,4                  |
|                                   | 3,30                          | 5237,3                    | 115,4                        | 7,7                  |
|                                   | 4,64                          | 7420,1                    | 163,5                        | 10,9                 |
| <b>RGE SUL</b><br>(Santa Cruz S.) | 1,32                          | 1823,3                    | 62,5                         | 12,4                 |
|                                   | 2,64                          | 3646,6                    | 125,1                        | 25,0                 |
|                                   | 3,30                          | 4376,1                    | 150,1                        | 29,9                 |
|                                   | 4,64                          | 6199,3                    | 212,6                        | 42,4                 |
| <b>COPEL</b><br>(Curitiba)        | 1,32                          | 1934,8                    | 46,7                         | 5,7                  |
|                                   | 2,64                          | 3869,7                    | 93,4                         | 11,0                 |
|                                   | 3,30                          | 4475,8                    | 112,5                        | 14,0                 |
|                                   | 4,64                          | 6579,0                    | 159,0                        | 19,0                 |

Fonte: o autor

## 5.2 Resultados

Os resultados para os três casos estudados são apresentados em conjunto, de maneira que se possa observar as diferenças entre perfis de consumo. O reajuste anual  $\omega_{\text{anual}}$  é de 6%; a perda de geração, 0,9% ao ano e o período de análise, 25 anos; mesmos valores utilizados na Apêndice B, para os cálculos de retorno nas tarifas monômnia e binômnia.

<sup>11</sup> e está disponível para consulta na biblioteca virtual da ANEEL, na legislação referente à resolução homologatória (26).

Tabela 8 – Resultados do estudo da tarifa branca

| <b>CEMIG</b>   |           |        |           |        |            |        |
|----------------|-----------|--------|-----------|--------|------------|--------|
| Pot.<br>(kWp)  | Caso A    |        | Caso B    |        | Caso C     |        |
|                | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)   | TIR(%) |
| P1             | 22.756,03 | 19,96  | 23.834,39 | 20,51  | 27.906,10  | 22,53  |
| P2             | 46.534,20 | 22,71  | 48.590,78 | 23,32  | 56.356,05  | 25,60  |
| P3             | 59.920,60 | 24,27  | 62.508,96 | 24,93  | 72.282,11  | 27,39  |
| P4             | 88.058,97 | 26,77  | 91.725,69 | 27,50  | 105.570,55 | 30,23  |
| <b>CELESC</b>  |           |        |           |        |            |        |
| Pot.<br>(kWp)  | Caso A    |        | Caso B    |        | Caso C     |        |
|                | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)   | TIR(%) |
| P1             | 7.463,05  | 11,59  | 9.467,45  | 12,80  | 13.064,27  | 14,86  |
| P2             | 18.703,11 | 13,90  | 22.711,90 | 15,26  | 29.905,54  | 17,61  |
| P3             | 21.655,76 | 13,91  | 26.293,25 | 15,27  | 34.615,10  | 17,61  |
| P4             | 36.053,52 | 15,93  | 42.869,77 | 17,44  | 55.101,33  | 20,06  |
| <b>RGE SUL</b> |           |        |           |        |            |        |
| Pot.<br>(kWp)  | Caso A    |        | Caso B    |        | Caso C     |        |
|                | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)   | TIR(%) |
| P1             | 9.518,13  | 12,83  | 11.178,12 | 13,79  | 14.610,27  | 15,71  |
| P2             | 22.820,17 | 15,30  | 26.140,42 | 16,39  | 33.005,26  | 18,58  |
| P3             | 28.146,98 | 15,80  | 32.131,34 | 16,93  | 40.369,25  | 19,18  |
| P4             | 43.035,16 | 17,48  | 48.679,51 | 18,70  | 60.349,58  | 21,16  |
| <b>CPFL SP</b> |           |        |           |        |            |        |
| Pot.<br>(kWp)  | Caso A    |        | Caso B    |        | Caso C     |        |
|                | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)   | TIR(%) |
| P1             | 14.387,79 | 15,47  | 15.042,31 | 15,82  | 17.118,86  | 16,92  |
| P2             | 33.038,64 | 18,69  | 34.347,67 | 19,11  | 38.500,77  | 20,40  |
| P3             | 42.732,93 | 19,81  | 44.369,22 | 20,24  | 49.560,59  | 21,60  |
| P4             | 62.859,26 | 21,79  | 65.150,06 | 22,26  | 72.417,98  | 23,75  |
| <b>COPEL</b>   |           |        |           |        |            |        |
| Pot.<br>(kWp)  | Caso A    |        | Caso B    |        | Caso C     |        |
|                | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)  | TIR(%) | VPL(R\$)   | TIR(%) |
| P1             | 10.570,18 | 13,44  | 12.247,58 | 14,40  | 15.708,33  | 16,30  |
| P2             | 24.907,90 | 15,99  | 28.262,45 | 17,08  | 35.183,43  | 19,26  |
| P3             | 28.918,02 | 16,02  | 32.802,83 | 17,11  | 40.817,83  | 19,30  |
| P4             | 46.604,12 | 18,25  | 52.307,71 | 19,47  | 64.075,17  | 21,93  |

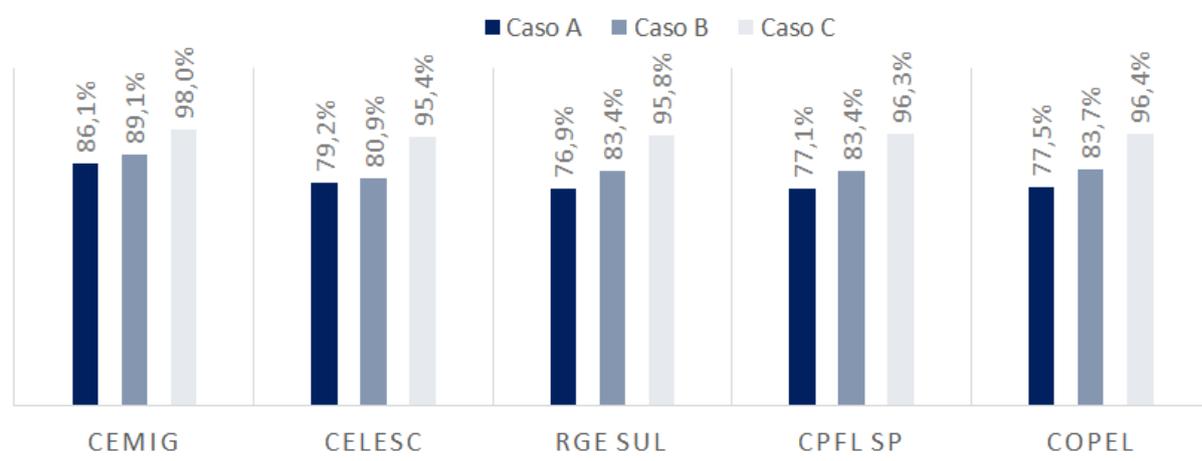
Fonte: o autor

### 5.2.1 Análise dos Resultados

Quando a Tarifa Branca é avaliada fora do SCEE, pressupõe-se que sua aplicabilidade é restrita, pois grande parte do consumidor residencial se enquadra em um padrão de consumo próximo ao *Perfil A*. Consequentemente, sua vantagem fica mais aparente à medida que o consumo se aproxima do *Perfil C*. Sob a perspectiva do negócio fotovoltaico, no entanto, quando a tarifa branca é comparada com a tarifa monômnia, não há vantagem alguma em adotá-la. Primeiro, porque o custo da energia elétrica é a grande fonte de receita do investimento e no horário fora da ponta, quando há geração, de fato, a tarifa é justamente menor. O segundo motivo é a falta de créditos acumulados no período coincidente ao maior consumo. Mesmo com a possibilidade de utilizar créditos excedentes, haverão perdas de receita – tão maiores quanto maior for o consumo fora de posto onde há créditos acumulados –, pois há ineficiência financeira.

Quando compara-se a energia total que o gerador é capaz de produzir em um ano com àquela acumulada em créditos no mesmo período, pode-se determinar a capacidade de gerar receita, por distribuidora<sup>12</sup>.

Figura 11 – Eficiência financeira do sistema fotovoltaico na tarifa branca



Fonte: o autor

Sob o ponto de vista puramente técnico, essa diferença impacta no dimensionamento do sistema fotovoltaico. Por exemplo, um projeto na cidade de Santa Cruz do Sul – sob concessão da RGE SUL. Se um dado consumidor possuísse um consumo anual de 4.500 kWh, pode-se afirmar, com base nos dados da Tabela 3, que um sistema adequado para este caso seria o de 3,30 kWp<sup>13</sup>, pois na tarifa monômnia, a receita gerada em créditos é integralmente

<sup>12</sup> Define-se *eficiência financeira* a partir da normalização da receita total para cada perfil de consumo. Esta é uma medida relativa que tem forte correlação com as definições de postos tarifários por concessionária, cujo resultado depende também das tarifas de referência por concessionária, com menor influência.

<sup>13</sup> Na prática, dimensiona-se o sistema para atender cerca de 103% do consumo total previsto.

revertida. Quando, no futuro, os créditos forem compensados somente por uma fração da tarifa total (pela TE, provavelmente), o dimensionamento SFV continua o mesmo. Mas quando o sistema é projetado para operar na tarifa branca e o ganho monetário depende do fator tempo, invariavelmente será necessário considerar um sobredimensionamento do sistema para atender a essa particularidade. O inverso da eficiência se converte em quantidade chamada *Sobredimensionamento do SFV*.

Tabela 9 – Sobredimensionamento do SFV para atender o consumo

| <b>Distrib.</b> | <b>CEMIG</b><br>(Uberlândia) | <b>CELESC</b><br>(Florianópolis) | <b>RGE SUL</b><br>(St <sup>a</sup> Cruz Sul) | <b>CPFL SP</b><br>(Campinas) | <b>COPEL</b><br>(Curitiba) |
|-----------------|------------------------------|----------------------------------|--|------------------------------|----------------------------|
| Caso A          | 116 %                        | 126 %                            | 130 %  | 130 %                        | 129 %                      |
| Caso B          | 112 %                        | 124 %                            | 120 %  | 120 %                        | 119 %                      |
| Caso C          | 102 %                        | 105 %                            | 104 %  | 104 %                        | 104 %                      |

Fonte: o autor

Segundo a [Tabela 9](#), o consumidor fictício do exemplo, se possuísse um perfil de consumo do tipo A, necessitaria de um instalação de aproximadamente 4,29 kWp; se do tipo B, 3,96 kWp e se do tipo C, 3,43 kWp. Como os indicadores de desempenho do estudo analisam as diferenças dos sistemas fotovoltaicos – potência da instalação – e não as de demanda – o consumidor propriamente dito –, deve ficar claro, que em um projeto real, a diferença de investimento será considerada sempre que o cálculo indicar que a tarifa horária é mais vantajosa equiparada a outra opção.

### 5.2.2 A Influência da Demanda

Na [Tabela 8](#) estão explicitados os resultados de cada um dos casos pela *TIR* e pelo *VPL*<sup>14</sup>. Minas Gerais é "um ponto fora da curva", pois é quase incomparável às outras cidades analisadas. O estado possui uma tarifa mais elevada, contrastando com os demais; seus postos intermediário e de ponta interseccionam durante mais tempo o período de geração e a incidência solar de Minas Gerais também é extremamente favorável na comparação. Repetiu-se para o caso horário a influência do ICMS observada nos exemplos do [Apêndice B](#). À medida que o gerador é mais rentável, com o aumento da sua potência, maior é a influência negativa da perda de receita pela isenção do tributo. O efeito é mais observável pela *TIR*, sendo quase negligenciável pelo *Payback*.

Um dos objetivos implícitos do estudo é identificar, quantitativamente, como comportamento em relação à demanda altera o resultado final dos ganhos com GD. O que se observa – ao contrário do esperado – é que uma grande variação da quantidade de energia utilizada em cada horário impactou em uma pequena diferença nos índices econômicos. Em

<sup>14</sup> No estudo horário os resultados são obtidos sempre considerando a cobrança do ICMS

média, a variação de 60% de uso em horários típicos de ponta para apenas 10%, impacta em uma variação média da TIR inferior a 3% e no tempo de retorno do investimento, em no máximo 2 anos. As razões para que isso seja possível são, essencialmente:

- A possibilidade de compensação fora do horário da geração, abordada ao final da [seção 4.2](#), evita que o prosumidor tenha de pagar à concessionária pela energia de ponta, muito mais cara – tendo o ônus de sobredimensionar seu sistema;
- Na prática, quando o horário de consumo é tipicamente nos horários que correspondem à ponta do sistema, mesmo assim, na média, o maior percentual de consumo ainda é no horário fora da ponta – o que é ilustrado pela [Figura 8](#).

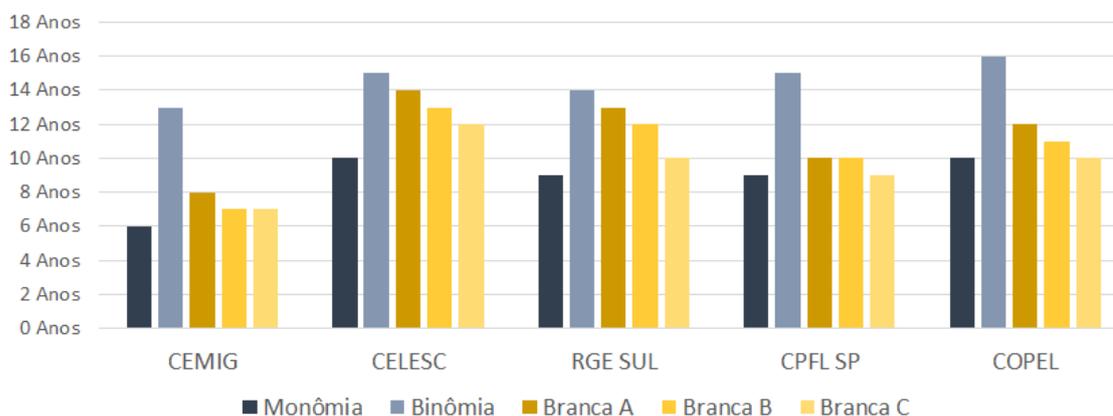
Ressalta-se que essas comparações são feitas sob o ponto de vista do sistema unicamente. É esperado que um eventual *sobredimensionamento* dessas diferenças aumentem percentualmente.

### 5.2.3 Comparação das Tarifas

Os gráficos da [Figura 12](#), [Figura 13](#), [Figura 14](#) e [Figura 15](#) comparam os resultados econômicos obtidos, respectivamente, com os sistemas P1, P2, P3 e P4, na tarifação branca, nos casos A, B e C, com aqueles calculados no [Apêndice B](#), através do indicador *payback*.

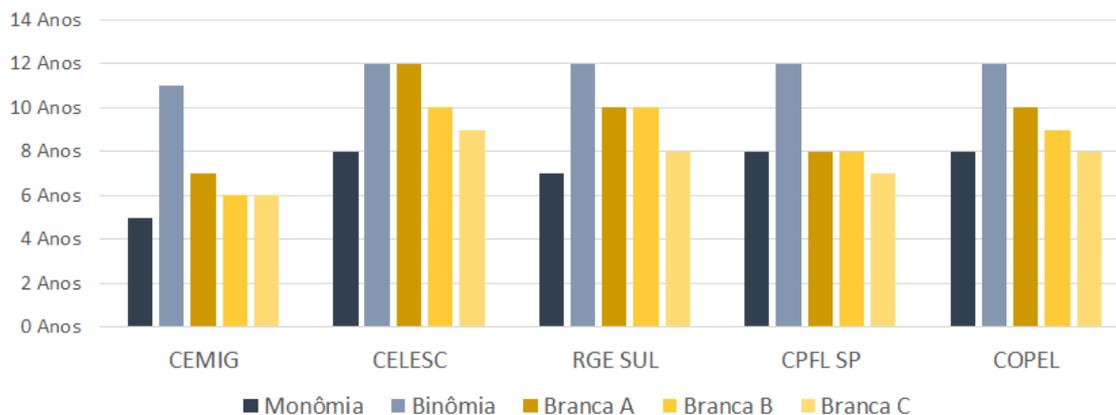
A análise dos resultados, até este ponto, comprova que a *tarifa branca* não é vantajosa para os investimentos atuais em GDF, faturados pela *tarifa monômnia*. Esta última, no entanto, inevitavelmente será substituída por uma cobrança volumétrica, a *tarifa binômnia*, que claramente prejudicará muito o retorno do investimento fotovoltaico, a risco de inviabilizá-lo completamente. A tarifação horária é, portanto, uma das alternativas disponíveis quando a mudança ocorrer.

Figura 12 – *Payback* horário para um sistema de 1,32 kWp



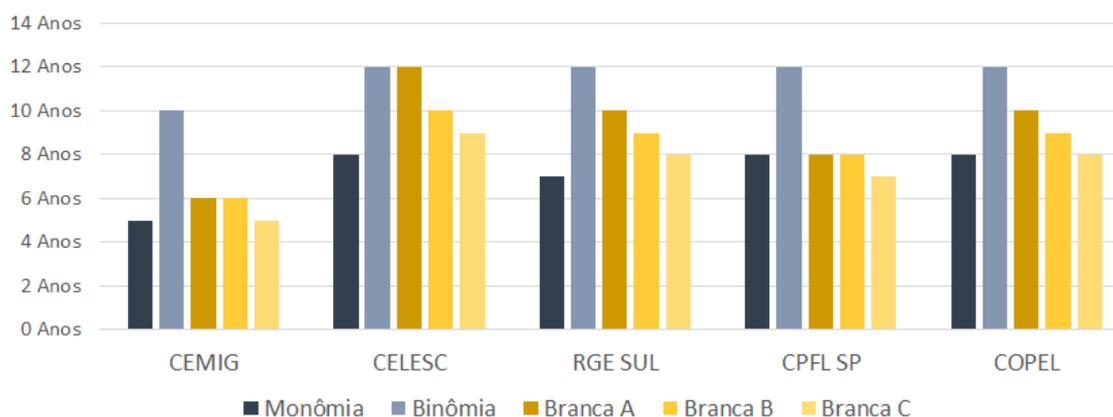
Fonte: o autor

Figura 13 – *Payback* horário para um sistema de 2,64 kWp



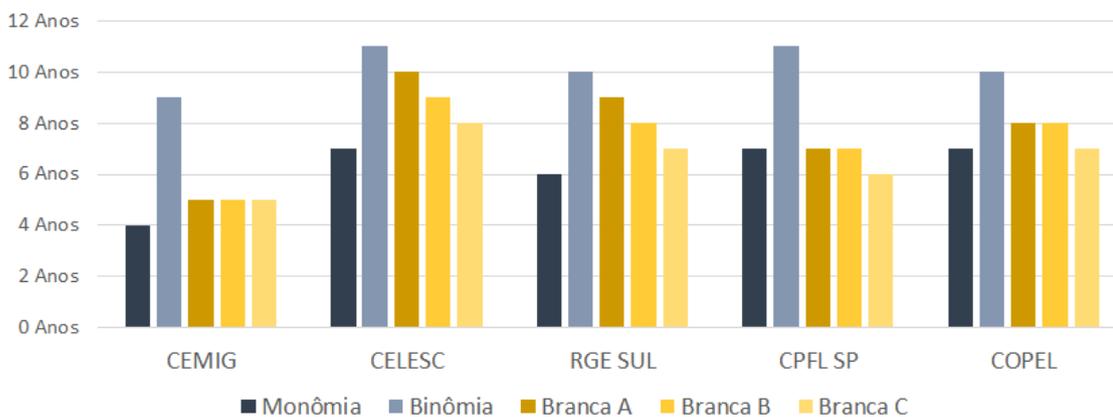
Fonte: o autor

Figura 14 – *Payback* horário para um sistema de 3,30 kWp



Fonte: o autor

Figura 15 – *Payback* horário para um sistema de 4,62 kWp



Fonte: o autor

Para os quatro níveis de potência e em todas as cinco cidades do estudo, à medida que a demanda horária por energia se aproxima da geração horária em postos coincidentes – *Perfil C* –, o resultado do *Payback* aponta para uma proximidade de resultados equivalentes àqueles obtidos com a *tarifa monômnia*. Ao passo que uma tendência ao consumo típico do *Perfil A* aproxima o tempo de retorno do investimento de um sistema no contexto da *Tarifa Binômnia*.

Minas Gerais – que possui as maiores tarifas e a maior insolação dentre todos os estados analisados – novamente é o estado que apresenta os resultados financeiros mais atrativos. Estes são alavancados pela sua definição distinta de postos tarifários. No estado, o horário de ponta ocorre uma hora antes dos demais analisados, o que implica em maior geração nesse posto e no horário intermediário (neste último até 6 vezes mais e na ponta até 25). O consumo, por sua vez, é inversamente proporcional e conseqüentemente, ocorre em proporção maior fora da ponta.

A combinação de uma maior *eficiência financeira* (Figura 11) em decorrência de maior demanda característica coincidente com o horário de geração (muito evidente na Figura 8), torna Uberlândia e também a toda a região sob concessão da CEMIG muito atrativas à opção pela Tarifa Branca, independentemente do perfil de consumo. Campinas, sob a concessão da CPFL SP, também apresentou uma média de resultados muito favorável para a utilização de tarifas horárias, já que a cidade é a segunda colocada do estudo em capacidade de geração. A cidade também foi a única do estudo para a qual os resultados do *payback* da tarifa branca se equipararam àqueles da tarifa monômnia. Para as demais distribuidoras, à medida que há aumento da potência instalada, ao contrário do caso mineiro e campineiro, não é observada uma diferença igualmente significativa entre o *Payback* pela modalidade binômnia e a horária. Novamente, em decorrência de um subaproveitamento do sistema pela compensação fora de posto, a conclusão definitiva a respeito da viabilidade da tarifa branca – ou seja, optar por ela ou manter a binômnia – requer uma segunda análise, do impacto financeiro decorrente de projetar um sistema maior do que aquele necessário para as outras modalidades tarifárias.

Após o estudo realizado ao longo deste trabalho e visando torná-lo mais realístico, ou seja, condizente com um projeto de Engenharia, o próximo capítulo descreve uma análise de linha de crédito para geração distribuída fotovoltaica.

### 5.3 Síntese do Capítulo

- A tarifa branca pode ser vantajosa, em comparação com a tarifa vigente monômnia, para consumidores que demandem energia elétrica em horários fora de ponta, uma tendência ilustrada no *Perfil C*, mas isso nunca ocorre no contexto de GD;

- Na denominação postos tarifários atual – que reflete a curva de carga integralizada das distribuidoras – a divergência existente entre postos de geração e de consumo provoca ineficiência financeira ao sistema;
- Quando, ao exemplo do caso mineiro, há maior coincidência entre postos de geração e de consumo, somada a tarifas elevadas, evidencia-se uma forte correlação destes fatores no retorno financeiro do investimento fotovoltaico;
- Os resultados econômicos da comparação entre os perfis de consumo pelo *payback* apontaram uma diferença menor do que a esperada – haja vista a variação de consumo na ponta de até 25% entre os perfis A e C.
- Em Campinas e Belo Horizonte – cidades com a maior capacidade de geração do estudo – o comportamento do prosumidor em relação ao consumo tem pouca relevância na opção pela tarifa branca. Nas demais cidades, a diferença entre postos é de somente 1 ano; impacto semelhante à não cobrança do ICMS e até sete vezes menor do que aquela resultante da comparação entre tarifas monômnia e binômnia (Tabela 14).
- O estudo mostra que a tarifa branca é uma opção atrativa quando comparada com a tarifa binômnia com a separação total da TE e da TUSD, esta não podendo mais ser faturada pelo SCEE;
- Apesar das diferenças notáveis no *payback*, não é possível concluir em todos os casos que a tarifa branca é uma opção financeiramente melhor que a binômnia, pois não se considera um sobredimensionamento necessário do sistema.

## 6 Análises de Linha de Crédito para GDF

Até essa etapa, analisou-se a viabilidade de um projeto fotovoltaico residencial considerando que todo o investimento nos equipamentos e despesas de instalação é feito antes do gerador entrar em operação – denotado com o " $-I_0$ " no fluxo de caixa. Na prática, todavia, nem todos os potenciais investidores dessa categoria de geração têm condições financeiras de arcar com todos os custos 'à vista'. A exemplo do que ocorre com outros bens – como eletrodomésticos, automóveis e bens imóveis – há como facilitar a adesão à microgeração de EFV, por meio de incentivos econômicos. Destacam-se os empréstimos e subsídios. Neste trabalho são estudados os impactos do primeiro somente, posto que linhas de crédito são os caminhos mais acessíveis para a maior parte dos consumidores e que há abundância no mercado de modalidades de financiamento para GDF. Em resumo, quer-se avaliar se há algum grande prejuízo em optar por esta forma de investimento, tomando como base opções reais e adaptando o método econômico já utilizado nos capítulos anteriores para esta nova modalidade.

### 6.1 Considerações Iniciais

Neste estudo a cooperativa de crédito Sicredi foi a instituição de referência escolhida para fornecer os dados de entrada do financiamento de recursos para aquisição do sistema de GD. O banco é reconhecido pelas empresas do ramo de energia solar como uma das melhores opções no quesito baixas taxas de juros e é também de fácil acesso ao autor, por ser deste correntista. Através de reunião com a gerente Ligia T. G. Shaefer(27), realizou-se um levantamento das opções de crédito disponíveis, resumidas a seguir.

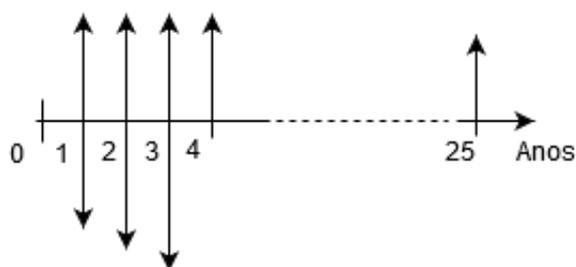
- Existem dois tipos de *taxas de juros*:
  - *Pós-fixada* – Seu valor tem relação com o perfil de cliente (poder aquisitivo, histórico de inadimplência ou se pessoa física ou pessoa jurídica), mas a variação é pouco significativa. É composta de duas parcelas, uma fixa (cerca de metade) e outra variável, indexada ao CDB, somando o valor de 1,01%;
  - *Pré-fixada* – Difere da taxa anterior pela maneira como é contratada. Seu valor não está vinculado a nenhum outro índice, o que garante segurança de invariabilidade ao investidor. Por ter uma componente de menor risco, atualmente seu valor é de 2%.
- Os prazos para financiamento são de até 36 meses para a modalidade *Pré-fixada* e 120 meses para a *Pós-fixada*;

- Independentemente do tempo contratado, as taxas de juros são as mesmas para cada modalidade;
- Na prática estabelece-se uma parcela mensal próxima ao valor faturável pelo SCEE em cada conta de energia elétrica, tornando o investimento comercialmente atrativo.

## 6.2 Método

O estudo com financiamento consiste em descontar anualmente do fluxo de caixa o montante correspondente às parcelas mensais, computando-as semelhantemente à despesa, caso houvesse manutenção anual. Em um financiamento de 40 meses, por exemplo, a cada parcela é aplicada a taxa de juros correspondente ao financiamento e, ao término de 12 meses, todas as parcelas somadas são subtraídas do fluxo de caixa no cálculo do VPL, e assim sucessivamente. No 4º ano, haverão somente 4 parcelas a computar, mas o procedimento continua o mesmo. A Figura 16 ilustra o método de cálculo adotado: não há despesa inicial pois o sistema fotovoltaico foi totalmente financiado; a receita inicial é menor do que a parcela a pagar; neste caso, o período do financiamento é de 36 meses e a tarifação, monômnia.

Figura 16 – Fluxo de caixa com financiamento



Fonte: o autor

Qualquer estudo anterior deste trabalho pode ser analisado como um investimento financiado, considerando-se **três parâmetros que podem ser variados** e que afetam diretamente os indicadores econômicos: *taxa de juros*, *tempo do financiamento* e *valor (%) da entrada* (se houver). Além de outro, típico do cálculo de retorno econômico, a *TMA*. A variação deles leva a um sem número de combinações possíveis, mas, consideradas as possibilidades práticas, estas ficam restritas. O procedimento utilizado é baseado em possibilidades realistas e segue os seguintes passos:

1. *Avaliar o retorno do investimento na tarifa vigente*, quitando o negócio antes da Tarifa Binômnia entrar em vigor. Ou seja, comparar o retorno obtido com a Tarifa Monômnia nas modalidades de financiamento disponíveis:

- a) Pós-fixado (taxa de juros de 1%), duração de 36 meses e valor de financiamento correspondente variando de 0 a 100%; e
  - b) Pré-fixado (taxa de juros de 2%), com os mesmos parâmetros.
2. Avaliar o retorno do investimento na tarifa horária, opção mais rentável no futuro, em períodos mais longos, logo, utilizar, obrigatoriamente, a taxa de juros *pós-fixada*;
  3. Também variar a TMA, como forma de medir sua contribuição nos indicadores econômicos.

A TMA está associada à diversos critérios subjetivos como custo de oportunidade, custo de capital e níveis de risco. Fora das fronteiras do consumo residencial, em grandes projetos, essa taxa pode ser definida pelo gestor, em função da política de investimento da empresa (28). Já o pequeno investidor é muito heterogêneo. Isso ocorre pois a maneira como o brasileiro trata suas finanças ainda é muito diversa, e este geralmente não tem acesso às melhores opções de investimento. Mesmo pessoas com poder aquisitivo relativamente alto ainda recorrem à poupança, com rendimentos não maiores que 0,5% ao mês. Nessa realidade, uma TMA de 6,4% é adequada como referência.

Mas há outras formas de determiná-la, ou mesmo calculá-la. A TMA pode ser obtida do mercado (custo de oportunidade), a partir da taxa média de rentabilidade das aplicações financeiras como títulos públicos, ou outras de menor risco. Atualmente, os títulos de Tesouro SELIC pré e pós-fixados têm rendimentos superiores a 8% ao ano. Tsai utiliza o conceito de custo médio ponderado de capital (CMPC), dado que seu estudo trata de uma obra civil de maior porte. O método considera a influência de três fatores: o capital de terceiros, o capital próprio e a emissão de ações (se houver). A contribuição individual de cada um dos fatores combinada é utilizada para calcular a TMA.

Após analisar a viabilidade do negócio fotovoltaico nas diversas modalidades tarifárias com o investimento inicial em  $t = 0$ , pôde-se concluir que grande parte dos casos é viável economicamente. A partir destes resultados positivos, busca-se avaliar o impacto dos índices de financiamento na atratividade do negócio, por meio das tendências de comportamento dos indicadores, a partir de dois exemplos.

### 6.3 Exemplos de Análise de Financiamento

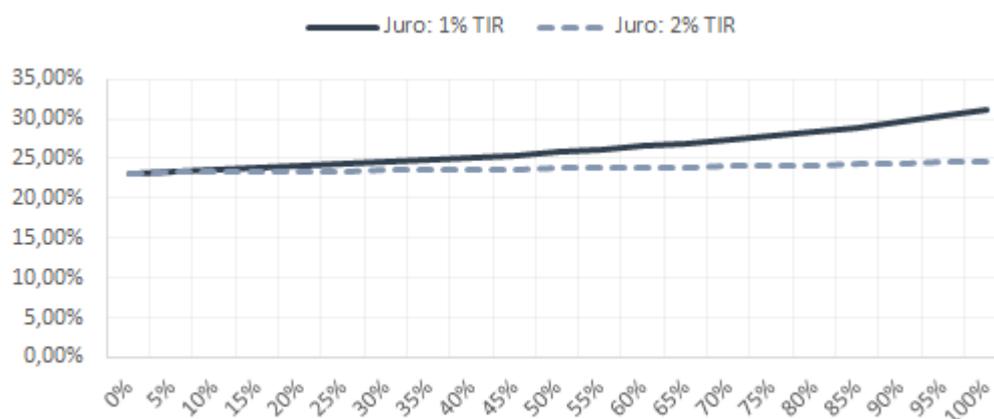
Como três parâmetros específicos da linha de crédito para GDF, além da TMA são variados, fixaram-se os sistemas e as cidades. Os exemplos a seguir apresentam os resultados para um sistema avaliado na tarifação vigente e na tarifa branca, ambos viáveis economicamente para os critérios adotados.

## Sistema de 3,3 kWp

Um sistema de 3,3 kWp instalado em Santa Cruz do Sul (cidade mais próxima), cujo valor inicial é o mesmo utilizado durante todo o estudo – R\$ 20.320,00 –, faturado na tarifa monômnia, com financiamento cujo término ocorrerá antes da mudança tarifária, terá duração de **36 meses**. Quer-se avaliar o impacto da taxa de juros e do percentual financiado nos indicadores econômicos.

O resultado gráfico da [Figura 17](#) demonstra que para ambas as taxas de juros aplicáveis à GDF, o percentual total financiado do negócio influencia positivamente no retorno financeiro – sob o ponto de vista da TIR –; ou ao menos, não influencia negativamente. Tal resultado é contraintuitivo, já que o juro impõe um custo adicional à aquisição do gerador.

Figura 17 – TIR em função do percentual financiado



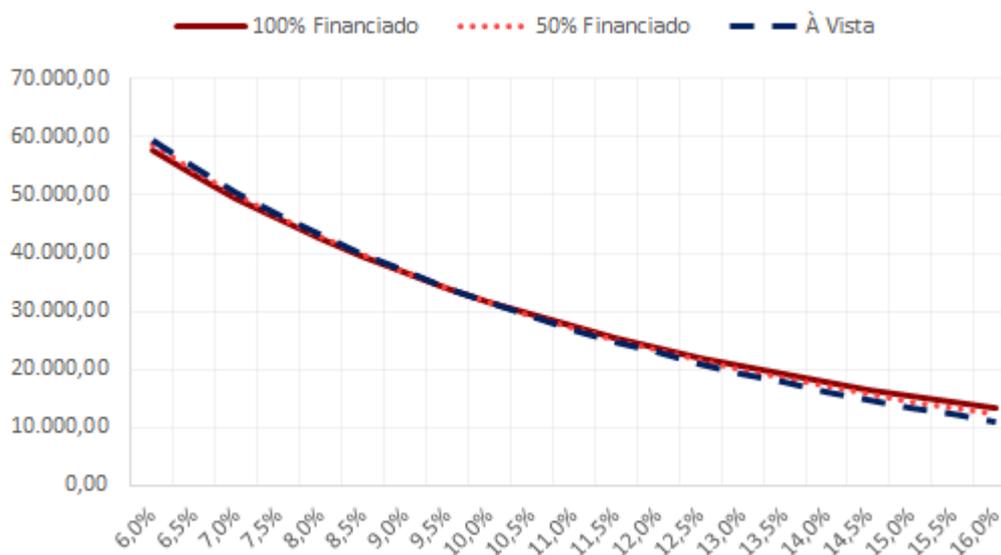
Fonte: o autor

Através [Figura 18](#), ilustra-se a evolução do rendimento com o aumento da taxa mínima de atratividade para três formas de aquisição do sistema fotovoltaico: à vista, parcialmente financiado e totalmente financiado.

A análise da variação do VPL explica porque no financiamento de um bem gerador de renda, a opção de compra à prazo pode ser mais vantajosa do que a opção à vista. Isso é facilitado graças à natureza do modelo de negócios adotado. Em um empréstimo pessoal, as taxas de juro frequentemente são da ordem de 3%. Mas no caso da GDF, a possibilidade de ajustar as parcelas para um valor equivalente à conta de energia (agora compensável), reduz o risco de inadimplência para a instituição financeira a praticamente zero, justificando a oferta de taxas comparativamente muito menores.

Quando a TMA é mais próxima à taxa básica de juros atualmente em prática, o valor total do retorno financeiro, dado pelo VPL, segue o comportamento que intuitivamente se espera: o valor líquido obtido com o negócio cuja aquisição foi feita antes do início de sua operação é maior do que se houve financiamento, seja ele parcial ou total. Mas próximo

Figura 18 – VPL (R\$) em função da TMA



Fonte: o autor

à região na qual o custo de oportunidade do negócio é 10%, há um ponto de inflexão, a partir do qual o financiamento se mostra como a opção mais vantajosa. Tal cenário se aplica a perfis de investidores mais sofisticados, pois não é incomum obter rendimentos próximos de 12% com aplicações em uma carteira diversificada contendo títulos de renda fixa e renda variável selecionados. Portanto, neste caso, é preferível àquele investimento inicial à vista, adquirir o sistema de GD financiado, aliado à carteira de ativos de alta renda.

### Sistema de 4,62 kWp

No primeiro exemplo, avaliaram-se os impactos da variação das taxas de juros, do percentual financiado e da TMA; dentro de um prazo de 36 meses e para um sistema faturado na tarifa vigente. Resta avaliar o parâmetro *tempo do financiamento*, cujo valor máximo na instituição escolhida é de 120 meses.

Como quer se observar o comportamento financeiro até o máximo tempo de financiamento disponível, utiliza-se a tarifa branca. O Perfil A de consumidor – Figura 8 – é escolhido uma vez que representa a demanda mais comum entre os consumidores residenciais. A instalação analisada é um sistema de 4,62 kWp em Minas Gerais, pois foi aquele que apresentou o melhor desempenho dentre todos os avaliados. O custo do sistema é o mesmo utilizado em todas as análises deste estudo, R\$25.625,00.

A Tabela 10 ilustra isoladamente os custos decorrentes de optar pelo financiamento integral do gerador fotovoltaico. Uma das vantagens em estender o período de financiamento é a redução do valor da parcela. A prática das instituições financeiras é ajustar o

tempo de financiamento até o ponto em que o valor da parcela se iguale à conta de energia (no exemplo, 66 meses), de modo que o negócio "se paga" no momento em que entra em operação. Desse ponto em diante, não há como analisar a viabilidade econômica nem pelo *payback*, nem pela TIR.

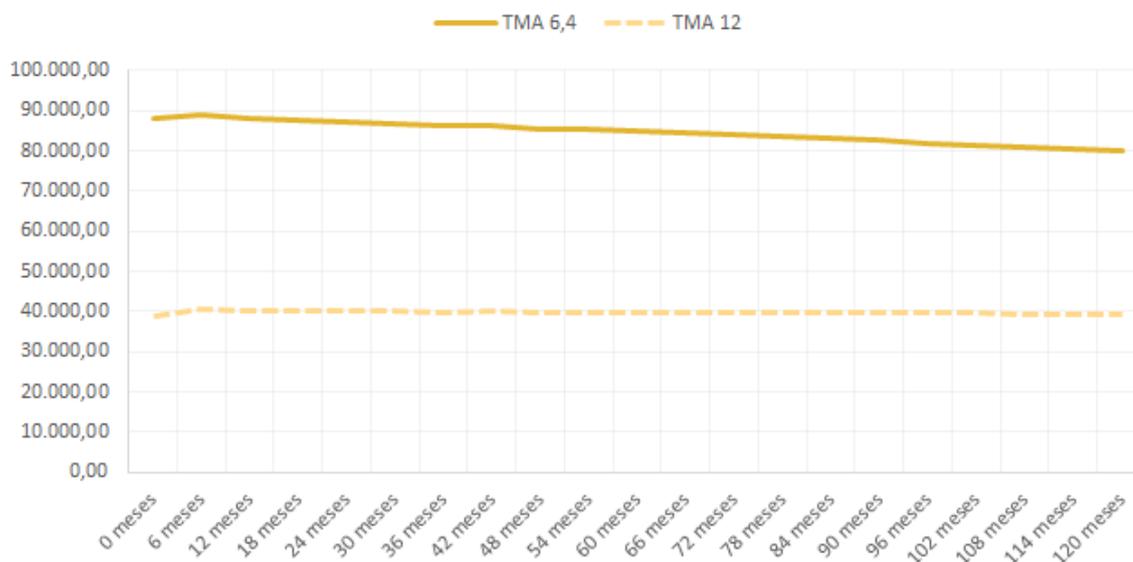
Tabela 10 – Custos de financiamento

| Tempo:            | 30 meses      | 60 meses      | 90 meses      | 120 meses     |
|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Primeira parcela: | R\$ 847,11    | R\$ 423,56    | R\$ 282,37    | R\$ 211,78    |
| Última parcela:   | R\$ 1.141,78  | R\$ 769,47    | R\$ 691,42    | R\$ 698,95    |
| Custo final:      | R\$ 29.761,43 | R\$ 34.937,67 | R\$ 41.314,28 | R\$ 49.204,41 |

Fonte: o autor

Apesar da vantagem de redução da parcela, o juro, mesmo que baixo, pode triplicar seu valor até o final do contrato e elevar o custo total em R\$ 23.579,41. No entanto, a análise econômica pelo VPL, ilustrada na [Figura 19](#), mostra que, dada a alta rentabilidade do investimento em GD, nesse caso em particular, há pouco ou nenhum prejuízo em estender o tempo de financiamento.

Figura 19 – Impacto do tempo de financiamento avaliado pelo VPL (R\$)



Fonte: o autor

Quando a TMA é um valor próximo à taxa de juros básica, a maior perda de receita decorrente de um financiamento a longo prazo é menor que R\$ 10.000,00; valor muito inferior ao calculado sem considerar os rendimentos. Quando a TMA é mais elevada, a duração do financiamento não exerce qualquer influência sobre o retorno do investimento, de acordo com o VPL. Em casos como este último, quando fatores econômicos tem baixa

influência sobre os indicadores de viabilidade do projeto, os critérios são mais pessoais e subjetivos – como por exemplo, disponibilidade imediata de recursos para investimento ou risco de comprometimento de capital a longo prazo.

## 6.4 Síntese do Capítulo

- A viabilidade econômica de um sistema de GDF com recurso de terceiros é avaliada a partir de um sistema cujos indicadores econômicos foram favoráveis para pagamento de 100% do sistema antes de iniciar a operação;
- Uma instalação que operar na tarifa vigente, e linha de crédito de 36 meses, avaliada pela TIR, tem um rendimento maior com financiamento integral, a uma taxa de juros de 1%, do que o mesmo empreendimento pago à vista (mas VPL menor);
- A TMA é um parâmetro relevante no financiamento fotovoltaico. Pelo VPL, custos de oportunidade superiores a 10% também apontam que o financiamento integral é vantajoso em relação ao pagamento à vista, em  $t = 0$ ;
- Para financiamentos de longa duração, tanto o *payback*, quanto a TIR não podem mais ser utilizados para avaliar a viabilidade econômica do gerador;
- O prejuízo decorrente das taxas de juro em financiamentos de longo prazo é muito menor em GDF do que em outro bem não gerador de renda, ou mesmo inexistente;
- A opção por financiamento depende também de fatores subjetivos e pessoais. O estudo econômico subsidia tais escolhas.

## 7 Considerações Finais

A liberdade individual de escolha e, conseqüentemente, o aumento do senso de responsabilidade de cada indivíduo, são cada vez mais valorizados na sociedade brasileira. Os órgãos reguladores, por sua vez, realizam um movimento de encontro ao equilíbrio tarifário, para viabilizar tanto a operação do SEB e suas distribuidoras, quanto de micro e minigeração. Exemplo disso é a audiência pública de nº 01 da ANEEL de 2019 (17). Ela é um desdobramento da CP nº10 (10), cujo objetivo é obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à GD.

Responsabilidade, como par indivisível de liberdade, é um tema central do processo de discussão iniciado em março de 2018 pela agência reguladora. Sob hipótese alguma o aumento do número de unidades consumidoras com geração fotovoltaica pode prejudicar aqueles que não dispõem do sistema. E sob o ponto de vista regulatório econômico, essa expansão indiscriminada, no contexto da tarifação vigente, é insustentável a longo prazo. Dada a proporção do impacto das decisões que visam alterar a REN nº482 (4), todo o processo tem sido conduzido de forma transparente, com abertura à participação de todas instituições do setor interessadas, que podem enviar suas contribuições.

Dentre os aspectos em discussão, destacam-se: as alternativas, resultados e impactos da redução da TA monômnia compensável (com cenários cujo corte vão além da TUSD, a uma parcela da TE); a forma de transição e seu momento, chamado de gatilho (determinar se o critério adequado é de data ou potência) e a possibilidade de comercialização do excedente de geração da micro e minigeração no mercado livre. Assim como em situações cotidianas de engenharia, as soluções propostas têm prós e contras.

### 7.1 Contribuições

Diante do impasse em ser mantido o atual modelo de remuneração dos sistemas de GDF, a existência de múltiplas soluções – com seus prós e contras – que se adequam a diferentes perfis de consumidores, é uma alternativa que preserva os princípios de livre escolha de todos os consumidores.

A contribuição do trabalho, neste período de transição tarifária, é no sentido de dar suporte às decisões futuras de consumidores e agentes do setor elétrico. A influência de um único prosumidor é desprezível, mas quando múltiplas unidades consumidoras se beneficiam de créditos acumulados com GDF (em abril de 2019, quase noventa mil unidades), o impacto no orçamento de toda sociedade (subsídio cruzado), não pode ser negligenciado.

A metodologia proposta contribui com um método de cálculo para o retorno de investimento na opção por tarifação horária adequado a qualquer perfil de consumo e compatível com diferentes definições de postos tarifários.

A avaliação da tarifa branca a partir dos resultados obtidos com estudos de caso foi positiva, validando-a como alternativa para o pequeno investidor em GDF. No Brasil, o mercado de comercialização de energia elétrica ao grupo B é restrito a poucas alternativas. A existência de uma opção economicamente atrativa contribui para ampliar a liberdade individual de escolha do prosumidor, sem prejudicar os demais consumidores. Assim como a opção binômia, há vantagens e desvantagens na escolha pela modalidade horária, cabendo unicamente ao consumidor determinar a mais adequada ao seu perfil.

Após a proposta de transição da tarifa vigente para outra volumétrica, instalou-se um ambiente de pessimismo em relação ao futuro da microgeração distribuída no Brasil, motivado pela atual incerteza da capacidade de remuneração dos futuros projetos de GDF. Os resultados do trabalho apontam para um caminho oposto: o momento atual é favorável aos pequenos negócios de geração fotovoltaica. O consumidor que optar por investir em GD antes da transição tarifária terá um retorno financeiro médio três a quatro vezes maior que a taxa básica de juros. Aquele que não possui recursos próprios imediatos para realização do investimento não é prejudicado se recorrer a uma linha de crédito fotovoltaico, ao contrário, em alguns cenários, a opção é até mais lucrativa.

Frente à mudança de paradigma do mercado de energia elétrica brasileiro, a transição para um modelo tarifário capaz de remunerar adequadamente os agentes do mercado, sem prejudicar os demais consumidores, é inevitável. Mas isto não pode inviabilizar o mercado de microgeração, dada a sua importância técnica, econômica e mercadológica. Desse modo, buscou-se contribuir com argumentos positivos para a expansão do setor de microgeração e garantia das liberdades de escolha individual e, sobretudo, no desenvolvimento de uma legislação equidosa para agentes do setor elétrico e pequenos investidores.

## 7.2 Conclusão

Os resultados obtidos neste estudo mostram que a tarifa branca é uma alternativa viável para o faturamento de investimentos em microgeração distribuída fotovoltaica nas distribuidoras estudadas, a partir da entrada em vigor da tarifa binômia.

## 7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

- **Distinção por demanda ao invés de potência instalada**

Neste estudo foram utilizados quatro potências típicas de instalações fotovoltaicas residenciais como forma de avaliar a influência do tamanho do sistema nos indicadores

econômicos. Foi observada uma ineficiência financeira, intrínseca da compensação por tarifa horária – resultado do desacoplamento entre geração horária e consumo horário –, maior para o perfil A e menor para o perfil C. Por isso, uma mesma demanda nas modalidades tarifárias padrão necessita de um sistema maior na tarifação branca. Sugere-se realizar um estudo com distinção por demanda (p. ex.: D1 – 2000 kWh/ano, D2 – 4.000 kWh/ano e assim por diante), que considera um sobredimensionamento e possibilita comparar diretamente tarifas horárias com tarifas volumétricas.

- **Estender o estudo para sistemas maiores, incluindo critério da TMA, e avaliar economicamente instalações de múltiplos usuários**

A metodologia de cálculo econômico horária proposta neste trabalho foi aplicada a perfis de consumo e potências instaladas residenciais. Um estudo futuro pode avaliar o impacto das mudanças tarifárias e alternativas disponíveis em sistemas de maior escala pertencentes ao grupo B (p. ex. comerciais ou industriais). Serão aplicáveis os mesmos métodos e equacionamento utilizados para sistemas de pequeno porte, mas é recomendado que sejam utilizados critérios econômicos objetivos para determinar a TMA. Como alternativa, sugere-se também avaliar economicamente, no contexto de instalações maiores do que as deste estudo, casos de *empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada* ou *auto consumo remoto*.

- **Realizar uma análise econômica combinada, com tarifa vigente e binômia, ou branca**

Este tipo de análise depende diretamente da definição, por parte da agência reguladora, dos processos de transição tarifária para o grupo B previstos na consulta pública do início de 2018 e da sua posterior discussão, que ocorre em 2019. Como até o momento previsto para esta mudança os sistemas fotovoltaicos estudados não se pagam, um estudo econômico mais preciso deve em utilizar dois modelos tarifários: em uma mesma análise avaliar o retorno financeiro na tarifa vigente, combinado a outra, disponível após a transição ocorrer.

# Referências

- 1 CASTRO, N. J. de; DANTAS, G. *Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, impactos e ajustes*. Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, 2018. 442 p., 24 cm.
- 2 RGE. Regulamento de instalações consumidoras fornecimento em baixa tensão. 4 ago. 2015. Disponível em: <<https://www.rge-rs.com.br/atendimento-a-consumidores/orientacoes-tecnicas/padroes-de-entrada/Documents/RIC%20Baixa%20Tens%C3%A3o%201.4.pdf#search=ric>>.
- 3 PORTAL SOLAR. Lista de empresas de energia solar no Brasil. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/fornecedores/empresas-de-energia-solar/>>. Acesso em: 27 mai. 2019.
- 4 ANEEL. Resolução normativa nº 482. 17 abr. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- 5 ANEEL. Resolução normativa nº 687. 21 nov. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- 6 STANKIEWICZ, D. F. *Impacto Financeiro da Aplicação da Tarifa Binômia no Retorno de Investimento em Geração Distribuída Fotovoltaica de Clientes Residenciais*. 53 f. — Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, Porto Alegre, 2018.
- 7 BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. dispõe sobre a comercialização de energia elétrica; altera leis anteriores e dá outras providências. *Diário Oficial da União - Seção 1 - 16/3/2004, Página 2 (Publicação Original)*, Brasília, DF, 15 mar. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2004/lei-10848-15-marco-2004-531234-norma-pl.html>>.
- 8 ANEEL. Resolução normativa nº 414. 9 set. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>.
- 9 MME. Consulta Pública nº 33 – aprimoramento do marco legal do setor elétrico. 03 jul. 2017.
- 10 ANEEL. Consulta Pública nº 10 – avaliação da necessidade de aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado ao grupo b (baixa tensão). 02 mar. 2018.
- 11 ANEEL. Como é composta a tarifa. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset\\_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 07 fev. 2019.
- 12 FILOMENA, T. P. *Engenharia Econômica e Avaliações: Notas de aula*. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, Escola de Administração, 2012.
- 13 PORTAL SOLAR. Escolhendo o painel fotovoltaico. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/escolhendo-o-painel-fotovoltaico--10-coisas-para-saber.html>>. Acesso em: 14 out. 2018.

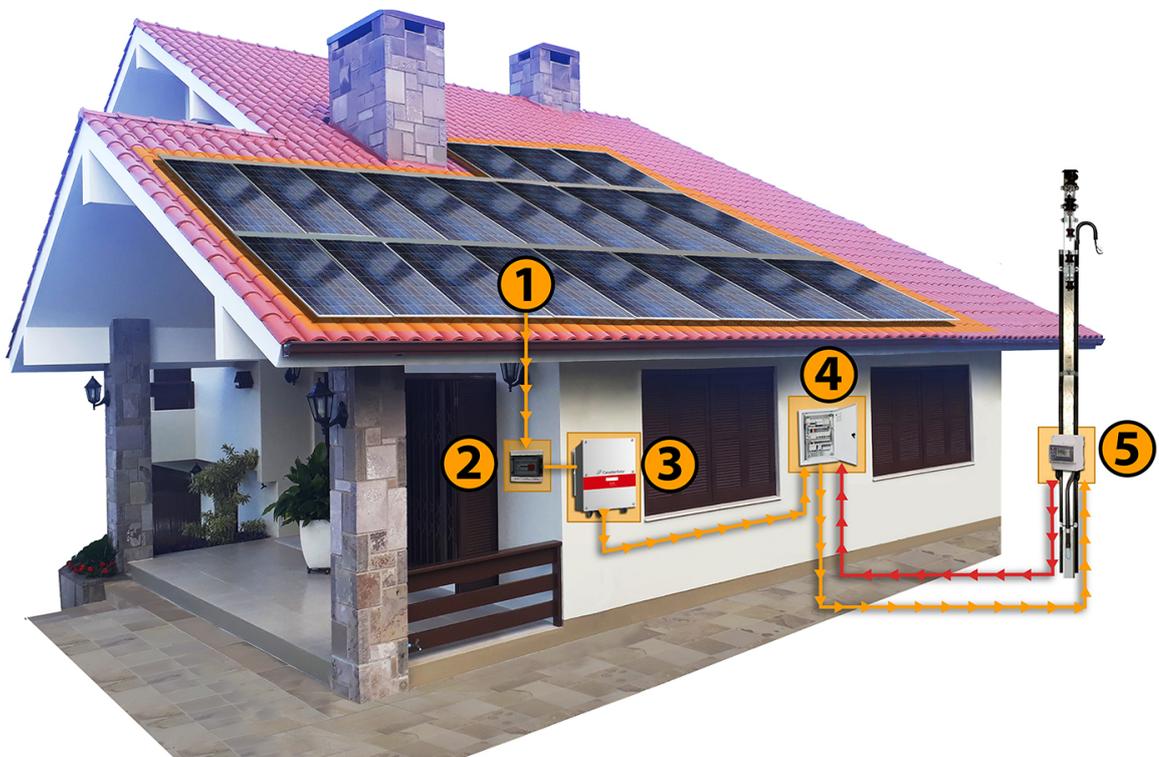
- 14 PVSyst 'Photovoltaic Software', v. 6.7 "trial". Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>>.
- 15 ANEEL. Ranking geração distribuída por distribuidora. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Distribuidora.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp)>. Acesso em: 09 jan. 2019.
- 16 PORTAL SOLAR. Quanto custa a energia solar fotovoltaica. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 10 mar. 2019.
- 17 ANEEL. Audiência Pública nº 1 – microgeração distribuída local\_segunda versão. 2019. Disponível em: <[bit.ly/2Vf1J9m](http://bit.ly/2Vf1J9m)>. Acesso em: 20 abr. 2019.
- 18 KERN, K. TUSD e TUST no cálculo do ICMS sobre a energia elétrica. *Jornal do Comércio*. Disponível em: <<http://bit.ly/2QySyf7>>. Acesso em: 22 mar. 2019.
- 19 ANEEL. Calendário e resultado dos processos tarifários de distribuição. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>.
- 20 BLANK, L.; TARQUIN, A. *Engineering Economy*. 7. ed. New York: Mc Graw Hill, 2012. 642 p.
- 21 ANEEL. Resolução normativa nº 733. 06 dez. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>>.
- 22 ANEEL. Tarifa branca. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 07 fev. 2019.
- 23 ANEEL. Resolução normativa nº 479. 3 abr. 2012. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf)>.
- 24 ANEEL. Postos tarifários. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>>. Acesso em: 07 fev. 2019.
- 25 ANEEL. Daniel Vieira e Marco Aurélio Lenzi Castro. *Cadernos Temáticos ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de compensação de energia elétrica*. 2. ed. Brasília DF, 2016.
- 26 ANEEL. Biblioteca virtual – resoluções homologatórias. Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 07 fev. 2019.
- 27 SHAEFER, L. T. G. Financiamento para sistemas fotovoltaicos. 22 mar. 2019. Agência Pe. Amstad, Sicredi Pioneira RS (Comunicação oral).
- 28 TSAI, L. *Estudo de Viabilidade Econômica na Construção de um Empreendimento "Minha Casa, Minha Vida"*. 93 f. — Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, Porto Alegre, 2018.
- 29 PORTAL SOLAR. Como funciona o painel solar fotovoltaico – placas fotovoltaicas. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 14 out. 2018.
- 30 PORTAL SOLAR. Inversor grid tie. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/inversor-grid-tie.html>>. Acesso em: 14 out. 2018.

- 31 ANEEL. *PRODIST*: Módulo 3. [S.l.]. Seção 3.7.7 – Sistema de Medição.
- 32 MINHA CASA SOLAR. Gerador solar para conexão on-grid. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/grupolistacompra/gerador-solar-para-conexao-a-re>>. Acesso em: 10 fev. 2019.
- 33 FRAUNHOFER ISE. *Energy Charts*. Disponível em: <<https://www.energy-charts.de/power.htm>>. Acesso em: 08 abr. 2019.

# APÊNDICE A – Instalação Fotovoltaica Residencial

Uma instalação fotovoltaica residencial, como a da [Figura 20](#), contém os elementos essenciais para realizar a auto-produção com o sistema conectado à rede de distribuição de energia elétrica.

Figura 20 – Componentes de uma instalação residencial fotovoltaica



Fonte: o autor

Os *painéis solares* ① geram energia elétrica em corrente contínua (DC). Através de dispositivos de proteção DC, que compõe a "*String Box*" ②, ela é direcionada ao *Inversor Grid-Tie* ③ e convertida em corrente alternada (AC). A saída do inversor é conectada ao *quadro de distribuição* ④ da residência, já existente – com as devidas proteções CA –, de onde a energia produzida é distribuída para todas as cargas locais. Se a produção de EFV é maior do que o consumo, o excedente passa por um *medidor bidirecional* ⑤ e é entregue à rede elétrica. Assim é possível contabilizar tanto a energia que é injetada no sistema de distribuição quanto aquela que é consumida.

## Painéis Fotovoltaicos (PFVs)

Atualmente, 90% dos PFVs (ou painéis solares) são fabricados com Cristal de Silício ultra-puro e possuem uma camada protetora externa de vidro temperado resistente a granizo. A geração de energia ocorre pelo processo fotovoltaico: quando fótons incidem sobre os painéis, elétrons se desprendem e estão livres para migrar até partes da célula de silício que contém lacunas. Esse fluxo de elétrons cria, por consequência, uma corrente elétrica que alimenta as cargas de interesse e o sistema elétrico (29).

Nove das dez maiores operações de fabricação de painéis são chinesas, e existe uma tendência forte dessa dominância no mercado se manter pelos próximos dez anos. A *eficiência* dos PFVs de Silício Cristalino é da ordem de 15 a 19%, de modo que um valor de 17% já caracteriza um produto "premium". O padrão de garantia atual é 25 anos, com no mínimo 80% da potência original do PFV(13). Há um indicativo forte de que uma "nova" tecnologia irá dominar o mercado em poucos anos, a PERC (Passive Emmitter and Rear Contact). Quase 30 anos após sua concepção inicial ela atingiu comercialmente os níveis de eficiência alcançados em pesquisa e, com a mesma arquitetura atual, é possível um incremento de cerca de 1% na eficiência do painel, avanço muito significativo em um mercado ultracompetitivo.

O *preço* de um PFV é dado em US\$/Watt, varia muito com o câmbio e aumenta com as taxas de importação. Um valor de referência para um grande importador é de R\$ 2,00/Watt. Assim, uma placa de 315 Wp custará algo em torno de R\$ 630,00.

## Inversor Grid-Tie

Grid-Tie é um tipo de inversor específico para ser conectado ao SCEE: ele sincroniza suas frequência e tensão às da rede e se desconecta dela quando ela deixa de fornecer energia (norma internacional de segurança para proteger alguém que esteja fazendo manutenção na rede) (30). Alguns parâmetros importantes de um inversor são: *Potência Nominal*; *Tensão de Saída*; *Eficiência Máxima* – 95% é um valor típico, abaixo de 94% indica qualidade inferior; *Eficiência EU (ou CEC)* – consider as condições reais com índices maiores de umidade e calor; *Correntes máximas de entrada e saída* – CC e CA; *Grau de Proteção* – contra poeira, contato acidental e água.

Seu preço no varejo pode variar de R\$ 2.500,00 - para 1kWp - a R\$ 9.000,00 - para 5 kWp (outubro de 2018).

Uma variação desse componente são os *microinversores*. Ao invés de um utilizar um único grande inversor para todo o sistema, implementam-se dispositivos menores que atendam os painéis solares individualmente. Existem várias vantagens nessa abordagem: aumento da confiabilidade do sistema a falhas nesse componente; sua garantia é maior em

comparação aos inversores tradicionais; há menor perda de geração por sombras; é possível dimensionar o sistema para uma potência menor e depois aumentá-lo tendo que somente alterar a proteção. O custo dessa confiabilidade e flexibilidade maiores ainda afasta os investidores desse tipo de equipamento, pois aumenta os custos do inversor em até 50%.

## Medidor Bidirecional

É um medidor que atende às mesmas especificações exigidas pelas unidades consumidoras já conectadas ao mesmo nível de tensão de micro ou minigeração distribuída. Além de medir o consumo, esse equipamento afere também a geração de energia. A medição pode ser realizada opcionalmente por dois medidores distintos (se for uma alternativa de menor custo). Para o caso da microgeração, a distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição sem custos, bem como pela sua posterior manutenção (31).

## String Box

É um conjunto de dispositivos de proteção obrigatórios, semelhantes àqueles disponíveis em uma instalação elétrica de baixa tensão, mas, específico para GDF. Constitui-se basicamente de três elementos: DPS, Disjuntor CC e um par de fusíveis na saída CC. Seu preço, para uma faixa de potência residencial, varia de R\$ 700,00 a R\$ 1.100,00.

## Acessórios

Além dos componentes mais básicos da instalação de geração solar, há outros elementos importantes que não podem ser negligenciados na formulação dos custos de implementação do sistema. São eles, conectores, cabos e suportes dos módulos fotovoltaicos. Somados, principalmente em razão do último, seu custo ocupa uma fração entre 5% e 10% do valor total do investimento.

## Cálculo de Custo do Sistema

O custo inicial do empreendimento fotovoltaico é determinado pela soma dos custos individuais de cada equipamento mais as despesas com projeto, instalação e homologação. No estudo optou-se pela utilização de valores médios, fornecidos pelo Portal Solar, tendo em vista que o cálculo sistema a sistema adicionaria novas variáveis ao problema. Um exemplo prático é a escolha da potência nominal do módulo inversor. Para todas as cidades consideradas, estabeleceu-se que o custo inicial é o mesmo. Mas a rigor, quanto menor é a incidência solar na região, menor é a potência que necessitará ser convertida. Ou seja, uma instalação com a mesma potência nominal – dos painéis fotovoltaicos – em

Minas Gerais e no Rio Grande do Sul, neste último, seguramente terá potência nominal do Inversor inferior. Essa é uma diferença considerável. Dado que o inversor fotovoltaico tende a impactar em cerca de 1/3 do custo final, e que esse componente pode variar de 1 p.u. a 0,78 p.u. – tendo como base a potência nominal do maior componente utilizado no estudo – essa diferença representaria variações de custo final do sistema da ordem de 7%.

Neste estudo, o cálculo individual de cada sistema fotovoltaico foi importante como forma de avaliar se os valores médios utilizados são realistas. Na Figura 21, o investimento total é calculado considerando que os custos com serviços somam 30% e equipamento 70% – prática de empresas do ramo consultadas. No estudo, foi utilizado o valor de R\$ 20.320,00, para esta mesma instalação, coerente com aquele calculado, pois espera-se que em um projeto dedicado, consiga-se um valor mais baixo.

Figura 21 – Orçamento de GDF

**Potência nominal: 3,3 kWp**

| Qtde.  | Equipamento                              | Descrição | Val. Unit.   | Total                |
|--|--|-----------|--------------|----------------------|
| 10   | Painel solar: Canadian Solar 330 kW      |           | R\$ 739,00   | R\$ 7.390,00         |
| 1  | Inversor grid-tie: Integteam 3,0 kW      |           | R\$ 6.105,00 | R\$ 6.105,00         |
| 1  | String Box: Fusíveis, Disjuntores, DPS   |           | R\$ 752,00   | R\$ 752,00           |
| 1  | Conectores: Par do tipo MC4              |           | R\$ 20,00    | R\$ 20,00            |
| 3  | Suporte módulos: Suportam múltiplos mód. |           | R\$ 500,00   | R\$ 1.500,00         |
| 10   | Par de "cabo solar": Conectam os módulos |           | R\$ 11,40    | R\$ 114,00           |
| <b>Valor total equipamentos:</b>                   |  |           |              | <b>R\$ 15.881,00</b> |
| Desconto, condições esp.: pagamento à vista boleto |  |           | 10,00%       | R\$ 14.292,90        |
| <b>Implementação: Projeto e Instalação ~30%</b>    |  |           |              | <b>R\$ 4.287,87</b>  |
| <b>Investimento total:</b>                         |  |           |              | <b>R\$ 18.580,77</b> |

Fonte: Excel, dados, Minha Casa Solar (32)

De forma complementar, foram orçados – com duas empresas cujo número de projetos executados é maior do que cento e cinquenta – dois sistemas para uma aplicação real: residência cuja demanda sofreu um incremento considerável nos últimos três meses. A primeira empresa, apresentou um sistema de 6 kWp, com valor de R\$ 28.500,00. A partir dos dados médios disponíveis *on-line* e por meio de uma aproximação polinomial, calculou-se que esse sistema deve custar R\$ 29.700,00. A diferença entre os resultados reais e calculados é semelhante ao gerador da Figura 21. Outra empresa, contatada um mês após a primeira, apresentou um valor de R\$ 22.990,00 para um sistema de 5,3 kWp (prevendo inversor para possível expansão a até 6,5 kWp). Calculado, o sistema custaria, pela média nacional, R\$ 27.653,94. Estes resultados, por um lado, mostram a dificuldade de estabelecer o custo inicial, em decorrência da grande variação dos preços do equipamento. Por outro, indicam que a escolha pelos dados médios são adequados para uma análise conservadora, com baixo risco de conclusões irrealistas.

# APÊNDICE B – Estudo Comparativo entre Tarifa Monômia e Binômia

Este apêndice complementa o [Capítulo 3](#), avaliando retorno do investimento por meio do *VPL*, *TIR* e *Payback* nas modalidades tarifárias atual e multipartes pós CP nº10 e, opcionalmente, serve como introdução à metodologia proposta e aos estudos de caso para a tarifa branca, cujo cálculo de fluxo de caixa é mais extenso.

Primeiro, comparam-se os resultados deste trabalho com aqueles obtidos por Stankiewicz (6), que apresenta diferenças significativas no custo inicial do projeto e nas tarifas aplicadas. Essa avaliação pretende demonstrar como uma tendência de queda no aporte inicial para se ter acesso ao SCEE e um reajuste tarifário por parte das concessionárias impactam na atratividade do investimento. Também, é importante avaliar o retorno financeiro na modalidade tarifária atual sem a cobrança do ICMS na parcela TUSD, visto que esse impasse jurídico continua atual e impacta na projeção de lucratividade do negócio fotovoltaico até o ano de 2023 – de acordo com o prazo da ANEEL.

Devido à mudança dos valores típicos de instalações fotovoltaicas residenciais, duas faixas de potência da instalação geradora têm diferenças significativas, P2 e P4. Seus valores estão listados na [Tabela 11](#), e esta variação também tem importância na análise comparativa entre os trabalhos.

Tabela 11 – Equivalência entre os geradores dos dois estudos

| <b>Autor</b>       | <b>P1 (kWp)</b> | <b>P2 (kWp)</b> | <b>P3 (kWp)</b> | <b>P4 (kWp)</b> |
|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <b>Lehnen</b>      | 1,32            | 2,64            | 3,30            | 4,62            |
| <b>Stankiewicz</b> | 1,35            | 2,16            | 3,24            | 5,40            |

Fonte: o autor

## B.1 Resultados

A [Tabela 12](#) e a [Tabela 13](#) dispõe, lado a lado, os resultados dos dois estudos, comparando o retorno investimento para a tarifa monômia e binômia (com separação total entre TE e TUSD), respectivamente. A [Tabela 14](#) considera o entendimento jurídico de que na TUSD não deve ser descontado o ICMS, ou seja, este tributo não é faturável pelo SCEE. O resultado financeiro sem a inclusão desse tributo é apresentado juntamente com modalidades monômia, e binômia pela perspectiva do *payback*. .

Tabela 12 – Resultados para tarifa monômnia

| CEMIG             |            |        |         |             |          |         |
|-------------------|------------|--------|---------|-------------|----------|---------|
| Potência<br>(kWp) | Lehnen     |        |         | Stankiewicz |          |         |
|                   | VPL(R\$)   | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%)   | Payback |
| P1                | 33.739,53  | 25,36  | 6 anos  | 16.967,52   | 15,62    | 10 anos |
| P2                | 67.105,04  | 28,71  | 5 anos  | 32.228,12   | 20,48    | 7 anos  |
| P3                | 86.245,67  | 30,86  | 5 anos  | 48.505,11   | 21,89    | 7 anos  |
| P4                | 125.353,56 | 34,10  | 4 anos  | 90.687,75   | 27,78    | 5 anos  |
| CELESC            |            |        |         |             |          |         |
| Potência<br>(kWp) | Lehnen     |        |         | Stankiewicz |          |         |
|                   | VPL(R\$)   | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%)   | Payback |
| P1                | 17.945,27  | 17,49  | 9 anos  | 12.835,95   | 12,85    | 13 anos |
| P2                | 39.667,26  | 20,64  | 7 anos  | 25.760,33   | 19,27    | 9 anos  |
| P3                | 45.879,83  | 20,64  | 7 anos  | 39.093,62   | 19,20    | 9 anos  |
| P4                | 71.672,47  | 23,48  | 6 anos  | 74.755,04   | 22,35    | 7 anos  |
| RGE SUL           |            |        |         |             |          |         |
| Potência<br>(kWp) | Lehnen     |        |         | Stankiewicz |          |         |
|                   | VPL(R\$)   | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%)   | Payback |
| P1                | 22.220,64  | 19,69  | 8 anos  | 11.176,98   | 12,56    | 13 anos |
| P2                | 48.218,00  | 23,21  | 6 anos  | 23.142,15   | 16,70    | 9 anos  |
| P3                | 55.864,29  | 23,23  | 6 anos  | 35.283,39   | aprox.17 | 9 anos  |
| P4                | 86.234,46  | 26,41  | 6 anos  | 68.340,54   | 22,50    | 7 anos  |
| CPFL SP           |            |        |         |             |          |         |
| Potência<br>(kWp) | Lehnen     |        |         | Stankiewicz |          |         |
|                   | VPL(R\$)   | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%)   | Payback |
| P1                | 19.711,82  | 18,41  | 8 anos  | 9.376,57    | 11,63    | 14 anos |
| P2                | 43.186,76  | 21,70  | 7 anos  | 20.320,19   | 13,67    | 10 anos |
| P3                | 52.596,27  | 22,39  | 7 anos  | 31.173,86   | 16,36    | 8 anos  |
| P4                | 77.676,45  | 24,69  | 6 anos  | 61.409,05   | 21,08    | 7 anos  |
| COPEL             |            |        |         |             |          |         |
| Potência<br>(kWp) | Lehnen     |        |         | Stankiewicz |          |         |
|                   | VPL(R\$)   | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%)   | Payback |
| P1                | 18.506,05  | 17,78  | 9 anos  | 9.883,32    | 11,87    | 13 anos |
| P2                | 40.804,20  | 18,64  | 7 anos  | 21.109,28   | 16,96    | 9 anos  |
| P3                | 49.722,89  | 21,21  | 7 anos  | 32.326,50   | 16,96    | 9 anos  |
| P4                | 73.597,30  | 22,24  | 6 anos  | 61.350,48   | 21,04    | 7 anos  |

Fonte: o autor

Tabela 13 – Resultados para tarifa binômnia

| CEMIG             |           |        |         |             |        |         |
|-------------------|-----------|--------|---------|-------------|--------|---------|
| Potência<br>(kWp) | Lehnen    |        |         | Stankiewicz |        |         |
|                   | VPL(R\$)  | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%) | Payback |
| P1                | 9.610,02  | 12,88  | 13 anos | 1.010,25    | 7,19   | 23 anos |
| P2                | 21.101,12 | 14,72  | 11 anos | 7.162,80    | 10,51  | 16 anos |
| P3                | 28.348,57 | 15,86  | 10 anos | 12.046,46   | 10,84  | 15 anos |
| P4                | 43.326,95 | 17,54  | 9 anos  | 29.143,96   | 14,24  | 11 anos |
| CELESC            |           |        |         |             |        |         |
| Potência<br>(kWp) | Lehnen    |        |         | Stankiewicz |        |         |
|                   | VPL(R\$)  | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%) | Payback |
| P1                | 6.469,01  | 10,97  | 15 anos | 1.812,13    | 7,61   | 22 anos |
| P2                | 16.714,73 | 13,20  | 12 anos | 8.435,60    | 9,15   | 16 anos |
| P3                | 19.333,25 | 13,20  | 12 anos | 13.895,53   | 11,00  | 15 anos |
| P4                | 32.655,53 | 15,16  | 11 anos | 32.237,76   | 14,17  | 12 anos |
| RGE SUL           |           |        |         |             |        |         |
| Potência<br>(kWp) | Lehnen    |        |         | Stankiewicz |        |         |
|                   | VPL(R\$)  | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%) | Payback |
| P1                | 7.165,56  | 11,41  | 14 anos | -340,26     | 6,27   | 27 anos |
| P2                | 18.107,84 | 13,69  | 12 anos | 5.046,85    | 8,33   | 18 anos |
| P3                | 20.995,91 | 13,71  | 12 anos | 8.965,50    | 9,49   | 17 anos |
| P4                | 35.038,10 | 15,70  | 10 anos | 23.927,35   | 12,76  | 12 anos |
| CPFL SP           |           |        |         |             |        |         |
| Potência<br>(kWp) | Lehnen    |        |         | Stankiewicz |        |         |
|                   | VPL(R\$)  | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%) | Payback |
| P1                | 6.710,20  | 11,12  | 15 anos | 282,88      | 6,69   | 25 anos |
| P2                | 17.189,34 | 13,37  | 12 anos | 6.030,10    | 8,99   | 17 anos |
| P3                | 21.395,88 | 13,83  | 12 anos | 10.392,27   | 9,98   | 16 anos |
| P4                | 33.474,44 | 15,34  | 10 anos | 26.337,37   | 13,38  | 12 anos |
| COPEL             |           |        |         |             |        |         |
| Potência<br>(kWp) | Lehnen    |        |         | Stankiewicz |        |         |
|                   | VPL(R\$)  | TIR(%) | Payback | VPL(R\$)    | TIR(%) | Payback |
| P1                | 5.895,87  | 10,60  | 16 anos | -855,05     | 5,95   | 28 anos |
| P2                | 15.577,19 | 12,80  | 13 anos | 4.237,84    | 8,77   | 19 anos |
| P3                | 19.453,13 | 13,24  | 12 anos | 7.788,72    | 9,44   | 18 anos |
| P4                | 30.717,36 | 14,71  | 11 anos | 20.809,55   | 12,00  | 13 anos |

Fonte: o autor

Tabela 14 – Resultados comparados com exclusão do ICMS

| CEMIG             |                 |                       |                 |
|-------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|
| Potência<br>(kWp) | Payback         |                       |                 |
|                   | Tarifa Monômnia | Aplicado o desc. ICMS | Tarifa Binômnia |
| P1                | 6 anos          | 7 anos                | 13 anos         |
| P2                | 5 anos          | 6 anos                | 11 anos         |
| P3                | 5 anos          | 6 anos                | 10 anos         |
| P4                | 4 anos          | 5 anos                | 9 anos          |

| CELESC            |                 |                       |                 |
|-------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|
| Potência<br>(kWp) | Payback         |                       |                 |
|                   | Tarifa Monômnia | Aplicado o desc. ICMS | Tarifa Binômnia |
| P1                | 9 anos          | 10 anos               | 15 anos         |
| P2                | 7 anos          | 8 anos                | 12 anos         |
| P3                | 7 anos          | 8 anos                | 12 anos         |
| P4                | 6 anos          | 7 anos                | 11 anos         |

| RGE SUL           |                 |                       |                 |
|-------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|
| Potência<br>(kWp) | Payback         |                       |                 |
|                   | Tarifa Monômnia | Aplicado o desc. ICMS | Tarifa Binômnia |
| P1                | 8 anos          | 9 anos                | 14 anos         |
| P2                | 6 anos          | 7 anos                | 12 anos         |
| P3                | 6 anos          | 7 anos                | 12 anos         |
| P4                | 6 anos          | 6 anos                | 10 anos         |

| CPFL SP           |                 |                       |                 |
|-------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|
| Potência<br>(kWp) | Payback         |                       |                 |
|                   | Tarifa Monômnia | Aplicado o desc. ICMS | Tarifa Binômnia |
| P1                | 8 anos          | 9 anos                | 15 anos         |
| P2                | 7 anos          | 8 anos                | 12 anos         |
| P3                | 7 anos          | 8 anos                | 12 anos         |
| P4                | 6 anos          | 7 anos                | 10 anos         |

| COPEL             |                 |                       |                 |
|-------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|
| Potência<br>(kWp) | Payback         |                       |                 |
|                   | Tarifa Monômnia | Aplicado o desc. ICMS | Tarifa Binômnia |
| P1                | 9 anos          | 10 anos               | 16 anos         |
| P2                | 7 anos          | 8 anos                | 13 anos         |
| P3                | 7 anos          | 8 anos                | 12 anos         |
| P4                | 6 anos          | 7 anos                | 11 anos         |

Fonte: o autor

## B.2 Análise dos Resultados

Para avaliar a metodologia existente, os cálculos tarifários foram refeitos para cada caso, adotando a mesma metodologia de avaliação tarifária, mesmo critério de escolha das distribuidoras (e cidades) e níveis de potência da instalação, de acordo com o tamanho da residência. Alteram-se as tarifas desde o período da análise anterior – segundo o reajuste tarifário anual das distribuidoras – e a disponibilidade de valores típicos de instalações de microgeração fotovoltaica residencial. A combinação de critérios semelhantes e variações financeiras possibilitou avaliar a variação da atratividade do investimento em pouco menos de um ano.

Os resultados da [Tabela 12](#) e [Tabela 13](#) mostram uma melhora significativa nos resultados do pequeno investimento em GDF no Brasil. Destaca-se a faixa de potência P1, cujo investimento inicial total, anteriormente de R\$ 14.000,00 reduziu para R\$ 11.000,00. O crescente interesse da população em "painéis solares" e energias renováveis contribui para um aumento da demanda em equipamentos de entrada, resultando, pelas leis de mercado, em redução de custo do equipamento. Quando ambos os estudos são comparados na modalidade monômnia, mesmo o pior dos casos justifica investir em microgeração, dado que uma TIR de 11,87% é consideravelmente superior à média dos melhores investimentos em renda fixa disponíveis no mercado atualmente (Tesouro Direto). Já com as revisões tarifárias e redução do custo inicial, Florianópolis e Curitiba, que apresentaram os piores resultados financeiros, obtiveram um desempenho do ponto de vista da TIR de quase 18%, pagando o investimento em 9 anos.

Na avaliação pela tarifa binômnia com separação total entre TE e TUSD – pior caso possível –, se esta entrasse em vigor há cerca de um ano atrás, seria seguro dizer, a partir dos resultados obtidos, que dada a existência de investimentos em renda fixa com proventos similares ou, ainda, o risco de eventuais custos adicionais com o sistema por algum imprevisto, desaconselhariam a opção pelo investimento fotovoltaico residencial quando este é avaliado pelos critérios econômicos. O atual estudo demonstra melhora nos rendimentos pela tarifa binômnia, alavancada pelo reajuste tarifário e redução do custo dos equipamentos. A análise dos indicadores atesta todos os sistemas avaliados em todas as cidades como economicamente viáveis.

Os resultados deste estudo ao considerar que o ICMS não pode ser faturado na parcela TUSD na atual modalidade tarifária monômnia, apresentados na [Tabela 14](#), demonstram que essa prática aumenta em um ano o *Payback* de todas as instalações consideradas. Quando o retorno percentual do negócio é avaliado, observa-se que, em média, há queda de 2% nos rendimentos anuais dados pela TIR, um impacto muito menor que as variações favoráveis do mercado.

### B.3 Síntese do Apêndice

- Após um ano, as mudanças de mercado impactaram positivamente na atratividade da GDF residencial nas modalidades monômia e binômia, com melhoras nos resultados, em alguns casos, superiores a 60%;
- O impacto legal da isenção do ICMS na TUSD não é significativo a ponto de alterar a decisão de escolha do investimento;
- Os resultados obtidos mostram um cenário atual altamente favorável para o investimento em GDF, pois em alguns cenários é possível pagar boa parte do sistema antes da mudança tarifária;
- A Tarifa Binômia indica uma tendência de inviabilidade econômica para a microgeração, mas a alta das tarifas, a redução de custos pelas leis do mercado e o indicativo de incentivos futuros para esta fonte, a mantém como opção segura para a diversificação de investimentos;
- A ANEEL ainda não definiu quanto deve ser destinado a cada parcela da futura tarifa binômia e por essa razão, o cenário deste estudo pode ser considerado pessimista.

## APÊNDICE C – Análises Generalistas

Para a realização dos cálculos econômicos, utilizaram-se valores reais, tanto de geração (estes com uma simulação criteriosa via software) quanto de custos do sistema fotovoltaico (através de um estudo de abrangência nacional). Estes últimos, podem ser usados para definir uma função de custo do gerador. A relação entre capacidade de geração e capacidade instalada é constante. Logo, seguindo alguns critérios, é possível avaliar o sistema – dentro de uma faixa definida – para qualquer potência que se queira. Além disso, ao longo do estudo horário, as técnicas de cálculo dos respectivos postos tarifários de geração e demanda permitem que se faça uma análise complementar: manter o perfil de consumo mas variar o posto tarifário, já que, em outros países, há horários de ponta que ocorrem durante o dia.

Atualmente, para os consumidores do grupo B1, a tarifa branca e a tarifa binômica são independentes. Este apêndice apresenta informações complementares para estudos futuros:

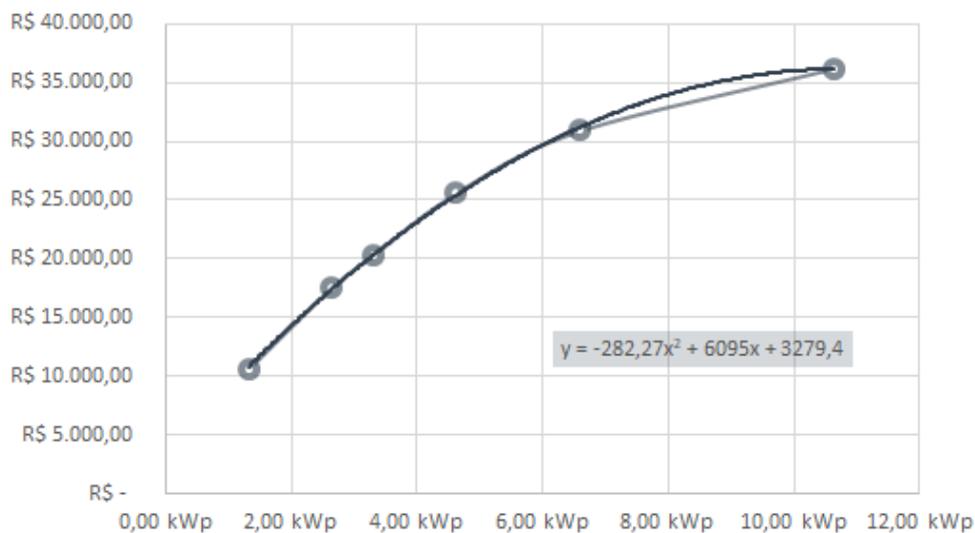
1. Introdução à análise econômica através da comparação entre diferentes demandas típicas de consumo residencial, alternativamente à comparação entre diferentes potências instaladas;
2. Possibilidade de comparar diretamente os resultados obtidos na tarifação branca e binômica, como forma de avaliar se a escolha primeira é vantajosa ou não;
3. Exemplo de aproveitamento máximo da energia gerada na modalidade horária branca, com deslocamento dos postos tarifários.

### C.1 Potência Qualquer

Todos os estudos realizados neste trabalho utilizaram dados reais. A energia total obtida com cada sistema, em todas as cidades selecionadas, foi obtida por meio de simulação criteriosa. Outra forma de obter a energia anual total gerada em um dado microgerador é a partir da energia relativa. Haja vista que a relação potência do sistema e capacidade anual de geração é linear, se ela for conhecida, como descrito na [Tabela 1](#), pode ser utilizada como forma de obter a energia total anual em qualquer sistema – sem a necessidade de efetuar nova simulação. Também a quantidade de energia por posto tarifário pode ser tratada da mesma forma. Quando a geração anual por hora é convertida a por posto, sua proporção também é linear.

Os cálculos específicos deste estudo podem assim ser generalizados para potências diferentes daquelas fixadas. Adotou-se prática semelhante com o preço do SFV. O Portal Solar, a exemplo dos sistemas utilizados ao longo do estudo, fornece dados adicionais para instalações residenciais maiores (6,6 e 10,65 kWp, cujos custos são R\$ 30.930,00 e R\$ 36.235,00, respectivamente). Adicionalmente há disponibilidade de dados para sistemas de porte comercial e industrial. Os dados residenciais foram utilizados para gerar uma função de custo, ilustrada pela [Figura 22](#).

Figura 22 – Função de custo do sistema fotovoltaico



Fonte: o autor

A aproximação por função polinomial foi escolhida à logarítmica, pois apresentou erro médio de aproximação menor que 1%. Portanto, o custo do sistema  $C$ , dado em R\$, é uma função da potência de entrada  $P$  (kWp).

$$C(P) = -282,27 \cdot P^2 + 6096 \cdot P + 3279,4 \quad (13)$$

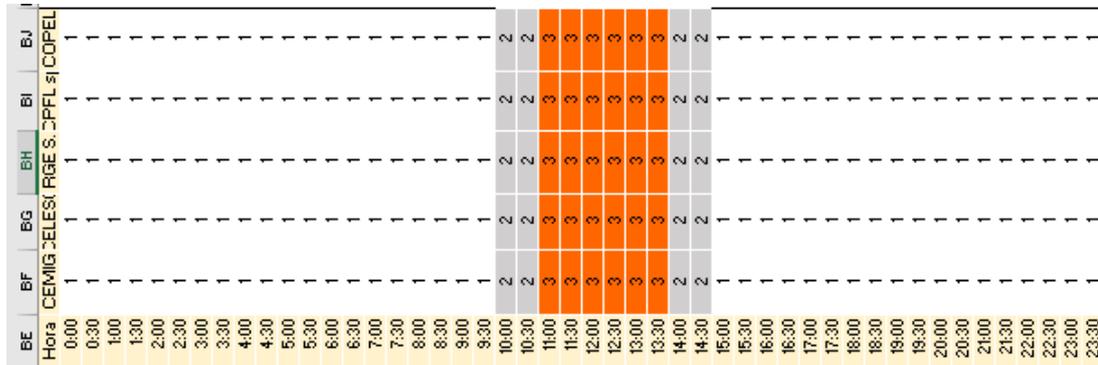
## C.2 Horário Qualquer

A planilha de cálculo foi formulada de maneira a acomodar tanto os dados horários de geração, quanto os dados de demanda por faixa de horário nos postos tarifários, mesmo que estes sejam alterados. Isso permite a análise da tarifa branca em cenários cujos horários sejam mais favoráveis à geração solar, à exemplo da CEMIG. Experiências internacionais com implementação em larga escala de energias renováveis – caso da Alemanha, com grande potência instalada de energia solar e eólica – são exemplos de que horários de ponta podem ocorrer coincidentemente com o pico de geração fotovoltaica (33).

Nesta análise, a forma completa da [Equação \(8\)](#) deve ser utilizada. Fixa-se a potência da instalação em um valor qualquer (quanto mais alto mais rentável); a geração é

calculada pela relação entre  $kWh/kWp$  característica de cada cidade e o custo do sistema pela Equação (13). É possível realizar um estudo completo com pequenas variações dos postos tarifários pelo ajuste das faixas intermediária e ponta, como ilustrado na Figura 23.

Figura 23 – Postos tarifários deslocados



Fonte: Excel, planilha, o autor.

### C.3 Exemplo Comentado

A potência do sistema é fixada para 5,28 kWp; a TMA é elevada para 9% – valor compatível com os melhores investimentos conservadores disponíveis no mercado – e os postos tarifários são deslocados para a faixa na qual há o máximo aproveitamento do sistema. Os resultados são apresentados a seguir:

Tabela 15 – Influência da troca de posto tarifário para o Perfil A

| Perfil A de consumo comparado |                   |        |               |                 |        |               |
|-------------------------------|-------------------|--------|---------------|-----------------|--------|---------------|
| Cidade<br>(5,28 kWp)          | Postos Deslocados |        |               | Postos Vigentes |        |               |
|                               | VPL (R\$)         | TIR(%) | $\eta$ \$ (%) | VPL (R\$)       | TIR(%) | $\eta$ \$ (%) |
| Uberlândia                    | 84.351,18         | 31,55  | 90,9          | 70.426,00       | 28,18  | 86,1          |
| Florianópolis                 | 56.706,86         | 24,81  | 94,9          | 25.678,81       | 16,82  | 79,2          |
| Santa Cruz                    | 67.882,60         | 27,56  | 98,2          | 23.206,11       | 16,14  | 76,9          |
| Campinas                      | 66.329,82         | 27,18  | 98,6          | 48.436,00       | 22,75  | 77,1          |
| Curitiba                      | 64.442,20         | 26,72  | 98,5          | 34.819,85       | 19,26  | 77,6          |

Fonte: o autor

Também foi avaliada a eficiência financeira da instalação ( $\eta$ \$). Já no primeiro caso – perfil A – é possível diferenciar as limitações da definição de tarifa branca e do posicionamento dos postos tarifários. Como a janela de tarifa de ponta e intermediária é muito menor que a fora da ponta, – mesmo na condição de aproveitamento máximo do sistema, com alta geração de créditos no horário de pico–, o percentual de energia

convertido em receita tem um teto. Esperava-se que, levado à máxima capacidade de geração de receita, o sistema tarifado na modalidade horária pudesse ser subdimensionado. Mas dados os limites apontados, o máximo aproveitamento nesse indicador é um valor próximo de 99%.

Tabela 16 – Influência da troca de posto tarifário para o Perfil B

| Perfil B de consumo comparado |                   |        |               |                 |        |               |
|-------------------------------|-------------------|--------|---------------|-----------------|--------|---------------|
| Cidade<br>(5,28 kWp)          | Postos Deslocados |        |               | Postos Vigentes |        |               |
|                               | VPL (R\$)         | TIR(%) | $\eta$ \$ (%) | VPL (R\$)       | TIR(%) | $\eta$ \$ (%) |
| Uberlândia                    | 92.273,01         | 33,46  | 91,6          | 73.583,40       | 28,95  | 89,1          |
| Florianópolis                 | 59.031,96         | 25,39  | 98,4          | 31.565,57       | 18,40  | 80,9          |
| Santa Cruz                    | 70.036,21         | 28,09  | 97,6          | 30.681,24       | 18,16  | 83,4          |
| Campinas                      | 69.369,54         | 27,92  | 98,3          | 50.409,03       | 23,24  | 83,4          |
| Curitiba                      | 66.988,45         | 27,34  | 98,1          | 39.747,18       | 20,54  | 83,7          |

Fonte: o autor

Destaca-se também que a prática de levar os postos tarifários ao ponto de geração máxima do sistema fotovoltaico resultou em indicadores mais homogêneos. A grande diferença existente entre os perfis de consumo na definição horária atual se torna praticamente irrelevante. Causa disso é que, nessa condição, o percentual de consumo fora da ponta é sempre superior a 90%. Assim, um resultado exatamente igual é obtido para os perfis de consumo A e C, antes extremos opostos.

Tabela 17 – Influência da troca de posto tarifário para o Perfil C

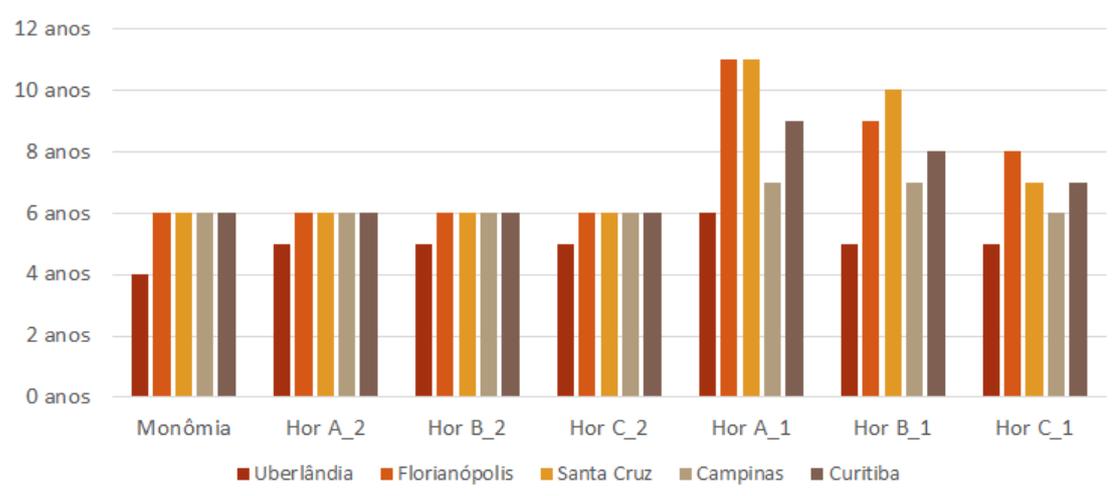
| Perfil C de consumo comparado |                   |        |               |                 |        |               |
|-------------------------------|-------------------|--------|---------------|-----------------|--------|---------------|
| Cidade<br>(5,28 kWp)          | Postos Deslocados |        |               | Postos Vigentes |        |               |
|                               | VPL (R\$)         | TIR(%) | $\eta$ \$ (%) | VPL (R\$)       | TIR(%) | $\eta$ \$ (%) |
| Uberlândia                    | 84.351,18         | 31,55  | 77,5          | 82.857,09       | 31,19  | 98,0          |
| Florianópolis                 | 56.706,86         | 24,81  | 89,8          | 42.129,19       | 21,15  | 95,4          |
| Santa Cruz                    | 67.882,60         | 27,56  | 85,9          | 45.813,44       | 22,08  | 95,8          |
| Campinas                      | 66.329,82         | 27,18  | 88,4          | 56.668,77       | 24,80  | 96,3          |
| Curitiba                      | 64.442,20         | 26,72  | 89,1          | 49.913,07       | 23,12  | 96,4          |

Fonte: o autor

Mesmo que a capacidade percentual do sistema não tenha atingido o aproveitamento superior à tarifa monômnia, o fato de existir a possibilidade de compensação fora de posto em qualquer direção não pode ser negligenciado. A tarifa branca na ponta, por seu valor muito mais alto, elevou os indicadores. O resumo deste estudo de caso é representado pelo *payback* comparado. A [Figura 24](#) ilustra a homogeneidade dos resultados obtidos

(entre Hor N\_2) e como um melhor aproveitamento financeiro equipara o *payback*, antes no patamar da tarifa binômia (Hor N\_1), àquele da tarifa vigente.

Figura 24 – Payback comparativo para posto tarifário deslocado



Fonte: o autor

As condições para alcançar um aproveitamento de 100% (ou até mesmo valores um pouco acima disso) envolvem uma combinação de consumo por posto proporcional à geração por posto (evitando perdas financeiras por compensação) e uma geração excedente na ponta elevada (a TE da ponta é sensivelmente maior que a TA fora da ponta). As perdas financeiras, são, portanto, característica intrínseca do investimento em GDF na modalidade horária.

#### C.4 Síntese do apêndice

- As Análises Generalistas permitem expandir este estudo para sistemas cujas potências sejam intermediárias às tabeladas, e também, efetuar uma análise por demanda, ao invés de por potência instalada;
- A possibilidade de estender as análises à potências quaisquer – cuja geração segue uma função linear – impõe que um custo generalista também deva ser determinado – cuja função é não linear;
- A análise generalista para horário qualquer pode aproximar os postos tarifários do horário máximo de geração – em torno do meio-dia. Nessa realidade, a máxima eficiência financeira do sistema foi de 98,6%, mas o retorno econômico se equipara, para todos os perfis de consumo, ao da tarifa vigente, monômia.