

Álvaro Della Justina do Nascimento

**GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA COMO
ELEMENTO SUBSIDIÁRIO PARA SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM AMBIENTE DE
TARIFAS DIFERENCIADAS.**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Civil da
Universidade Federal de Santa Catarina
para a obtenção do grau de Mestre em
Construção Civil
Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D

Florianópolis - SC
2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

do Nascimento, Álvaro Della Justina
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA COMO ELEMENTO
SUBSIDIÁRIO PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA EM AMBIENTE DE TARIFAS DIFERENCIADAS. /
Álvaro Della Justina do Nascimento ; orientador,
Ricardo Rùther, 2019.
105 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de
Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós
Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Energia solar
fotovoltaica. 3. Armazenamento de energia. 4.
Análises econômicas. I. Rùther, Ricardo. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Álvaro Della Justina do Nascimento

Geração fotovoltaica distribuída como elemento subsidiário para sistemas de armazenamento de energia em ambiente de tarifas diferenciadas.

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil

Florianópolis, 28 de fevereiro de 2019.

Prof. Glicério Trichês, Dr. Eng.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.
Orientador



Prof.^a Izete Zanesco Dr.^a

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul



Prof. Adriano Moehlecke, Dr. Eng.

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

Prof. Roberto Lamberts, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina

Dedicado a todos que contribuíram de
forma direta ou indireta neste estudo.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer principalmente à minha família, em especial à minha mãe, Eloiza Elena Della Justina, a base que me dá forças para seguir adiante.

Meus amigos que sempre estiveram ao meu lado, mesmo quando saí da cidade onde crescemos juntos.

Ao meu orientador Ricardo Rüther, pela paciência, boas ideias e dedicação.

Ao grupo Fotovoltaica, por me acolher nesta nova etapa.

Do... or do not. There is no try.
(Mestre Yoda, 1980)

RESUMO

Com o aumento da penetração de fontes renováveis de energia nas redes de transmissão e de distribuição de energia e, especialmente, através da geração distribuída com sistemas solares fotovoltaicos, as flutuações inerentes a estes geradores, que antes eram absorvidas pelas redes de distribuição, agora passam a ser mais críticas. Sistemas de armazenamento de energia surgem como uma alternativa para sanar os efeitos da flutuação da geração e permitir o uso desta energia a qualquer momento. Para permitir e incentivar o uso de sistemas de armazenamento e a redução da demanda em horário de ponta para o consumidor residencial, a Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL instituiu a modalidade de Tarifa Branca. Esta nova modalidade tarifária abre uma nova possibilidade de investimento aos clientes: o uso de sistemas de armazenamento. Este estudo visa analisar as métricas técnico-econômicas e trazer um novo modelo de custo nivelado de energia para comparar alternativas de investimento em sistemas fotovoltaicos e armazenamento de energia em ambiente de Tarifa Branca dentro do contexto de redes inteligentes no Brasil. Essa análise é possível através da simulação de sistemas de armazenamento de energia e sua interação com a geração fotovoltaica e demanda energética residencial. Os resultados obtidos através da metodologia aplicada evidenciam a necessidade de adequação dos mecanismos de incentivo através do incremento da diferença de postos tarifários, bem como a necessidade de redução de custo destes sistemas, pois, atualmente, não há rentabilidade com o seu emprego. Em um comparativo entre alternativas de investimento foi possível verificar a dependência da geração distribuída na rentabilidade de sistemas híbridos.

Palavras-chave: Alternativas de investimentos, Custo nivelado de energia, Viabilidade econômica, Energia Solar Fotovoltaica, Tarifa Branca.

ABSTRACT

With the increasing penetration of renewable energy sources like solar photovoltaics in transmission and especially in distribution networks, the natural fluctuations in output power due to the intermittency of the solar resource availability, which were previously absorbed by the distribution network, are now becoming more critical. Energy storage systems emerge as an alternative to compensate these fluctuations and allow the use of stored energy at anytime. The possibility of dispatching renewable energy at peak times can reduce the overload of the distribution network and increase the efficiency of the network. To allow and encourage the use of storage systems and demand reduction at peak times for the residential customer, the Brazilian Regulatory Energy Agency-ANEEL created a new time-of-use tariff structure, the so-called “Tarifa Branca”. This new tariff structure opens a new possibility for customers to invest in the use of storage systems. This study aims to analyze the technical-economic metrics and propose a new model of the levelized cost of energy to compare alternative investments in photovoltaic systems and energy storage within the context of smart electricity networks in Brazil. This analysis is possible through the simulation of energy storage systems and its interaction with the photovoltaic generation and residential energy demand. The results obtained through the proposed methodology evidences the need for adapting the incentives mechanisms by increasing the time-of-use tariff spread, as well as the need to reduce battery costs to make storage systems economically viable. Over a comparison between investment alternatives it was possible to verify the dependence on distributed generation on hybrid systems.

Keywords: Investments alternatives, Levelized cost of energy, economic viability, Photovoltaics, Time of use.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Componentes da rede inteligente para baixa tensão.....	31
Figura 2. Produção mundial de módulos FV por tecnologia (em %)	33
Figura 3. Gerador solar fotovoltaico de 2 kWp operando em Florianópolis ao longo de um ano.	33
Figura 4. Médias mensais do total diário da irradiação global horizontal em Florianópolis, em kWh/m ² .dia (INPE, 2006).	34
Figura 5. Potência garantida pela nominal de módulos de CdTe e p-Si.35	
Figura 6. Diagrama das perdas energéticas de sistemas de armazenamento. Adaptado de: Zakeri e Syri (2015).	40
Figura 7. Topologias de sistemas PV com baterias, com acoplamento CC em (a) e no barramento CA em (b).....	41
Figura 8. Diagrama de uma célula eletroquímica de lítio ferro fosfato (ZHANG et al., 2011).	43
Figura 9. Variação anual dos custos de sistemas de armazenamento de íons de lítio (CURRY, 2017).	45
Figura 10. Diagrama do sistema de armazenamento.....	47
Figura 11. Variação tarifária dentro da modalidade de Tarifa Horária Branca em dias úteis.....	49
Figura 12. Tarifa Branca para as 15 maiores concessionárias atuantes no Brasil.	49
Figura 13. Curvas objetivo do gerenciamento pelo lado da demanda...	51
Figura 14. Autoconsumo com geração solar fotovoltaica e o uso de sistemas de armazenamento.	52
Figura 15. Fator de carga para um perfil de demanda energética residencial diária.	53
Figura 16. Variação do valor presente líquido pela taxa interna de retorno.	56
Figura 17. Exemplo representativo de fluxo de caixa e valor descontado	57
Figura 18. Diagrama das diferentes alternativas de investimentos.	66
Figura 19. Curva de demanda residencial.	68
Figura 20. Histograma do fator de carga para 500 UCs residenciais analisadas.	68
Figura 21. Gráfico de incidências horárias de demanda de pico.	69
Figura 22. Fluxograma da simulação de um sistema de armazenamento.	71
Figura 23. Fluxograma da interação Fotovoltaica – Bateria.	73
Figura 24. Fluxo de caixa do caso base.....	80

Figura 25. Custo presente líquido pela variação da taxa de juros em diferentes horizontes.	80
Figura 26. Interação da geração do sistema fotovoltaico residencial de 2,5 kWp com o consumo de energia para a primeira semana de dados de geração.	82
Figura 27. Gráfico do Fator de Carga e Autoconsumo para diferentes valores de Potência instalada.	83
Figura 28. Variação da geração FV exportada e do consumo não atendido pelo sistema FV para diferentes potências instaladas.	83
Figura 29. Desempenho do sistema de armazenamento para a primeira semana do ano simulado.	85
Figura 30. Dimensionamento marginal do sistema de armazenamento relacionando a capacidade de carga (em kWh) pelo potencial de economia anual (em Reais). A faixa acima indica valores em até 85% do limite teórico.	86
Figura 31. Relação do Fator de Carga pela variação da quantidade de horas disponíveis para recarga.	87
Figura 32. Desempenho do sistema híbrido para a primeira semana. ...	88
Figura 33. Fatura mensal de energia considerando ou não a taxa de disponibilidade da concessionária.	89
Figura 34. Gráfico 3D da economia para diferentes capacidades de armazenamento e potências FV instaladas.	91
Figura 35. Fluxos de caixa para 30 anos das diferentes alternativas de investimento.	93
Figura 36. Sensibilidade do LCOE para o sistema fotovoltaico variações de $\pm 20\%$ nas variáveis do cenário base.	99
Figura 37. Sensibilidade do LCOS de sistemas de armazenamento para variações de $\pm 20\%$ nas variáveis do cenário base.	100
Figura 38. Sensibilidade do LCOS do sistema híbrido para variações de 20% nas variáveis do cenário base.	100
Figura 39. Gráfico do LCOS das duas alternativas para uma vida útil de 30 e para a postergação do investimento em 5 e 10 anos, sob diferentes taxas de juros.	102
Figura 40. Alterações na curva de demanda para sensibilidade no fator de carga.	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparativo entre diferentes tecnologias de armazenamento	45
Tabela 2. Equações para o Custo Nivelado de Armazenamento - LCOS	61
Tabela 3. Variáveis avaliadas na análise de sensibilidade.....	76
Tabela 4. Variáveis empregadas na simulação.....	79
Tabela 5. Avaliação da fração de autoconsumo (em %) para diferentes capacidades de armazenamento e potência FV.	90
Tabela 6. Porcentagem da economia total proveniente da arbitragem de energia para diferentes capacidades de armazenamento e potência FV instalada.....	92
Tabela 7. Valores de VPL (R\$) para casos de sensibilidade quanto aos custos iniciais de cada alternativa e taxa de juros aplicada, para 30 anos.	94
Tabela 8. Resultados da TIR para as alternativas de geração (à esquerda), armazenamento (centro) e híbrida (à direita) com diferentes custos iniciais e horizonte de 30 anos.	95
Tabela 9. Taxa interna de retorno modificada e comparada a uma TMA de 6% ao ano.	96
Tabela 10. Resultados de LCOE e LCOS para as alternativas de investimento ao variar custos iniciais e taxa de juros aplicada. Destacados estão os casos base de cada alternativa.	97
Tabela 11. Tarifas e custos atuais e futuros para a avaliação da postergação de investimentos.....	101
Tabela 12. Impacto da redução da demanda de pico no LCOS e custo anual na Tarifa Branca.	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI – Advanced Metering Infrastructure
ANEEL – Agência Reguladora de Energia Elétrica
CA – Corrente alternada
CC – Corrente contínua
CDB – Certificado de Depósito Bancário
CDI – Certificado de Depósito Interbancário
DoD – Depth of discharge
ESS – Energy Storage System
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FIT – Feed in Tariff
Fotovoltaica/UFSC - Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina
FV - Fotovoltaico
GD – Geração Distribuída
GLD – Gerenciamento pelo Lado da Demanda
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços
ICT – Information and Communications Technology
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor
IRENA – International Renewable Energy Agency
LCOE – Levelized cost of energy
NPC – Net Present Cost
NREL – National Renewable Energy Laboratory
PHEV – Plug-in Hybrid Electrical Vehicle
PV – Photovoltaic
REN – Resolução Normativa
RPT – Real Time Pricing
SG – Smart Grid
SELIC – Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SIN – Sistema Interligado Nacional
SoC – State of Charge
SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment
T&D – Transmissão e distribuição
TIR – Taxa interna de retorno
ToU – Time of Use
UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina
VPL – Valor Presente Líquido
WACC – Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Objetivos	29
1.1.1	Objetivo geral	29
1.1.2	Objetivos específicos	29
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	31
2.1	Geração Fotovoltaica Distribuída (GD)	32
2.1.1	Componentes	32
2.1.1.1	Módulos	32
2.1.1.2	Inversores	35
2.1.1.3	Demais componentes e engenharia	36
2.1.2	Dimensionamento.....	37
2.2	Sistemas de armazenamento de energia	38
2.2.1	Armazenamento eletroquímico de energia	39
2.2.1.1	Chumbo ácido e chumbo ácido selada	41
2.2.1.2	Níquel Cádmio e Níquel Metal Hidreto	42
2.2.1.3	Íon de lítio e suas variações.	42
2.2.2	Dimensionamento.....	46
2.2.3	Simulação de um sistema de armazenamento	46
2.2.4	Medidores inteligentes e infraestrutura de comunicação	47
2.3	Gerenciamento pelo lado da demanda	50
2.4	Aspectos econômicos	55
2.4.1	Indicadores econômicos	55
2.4.2	Tempo de vida	63
2.4.3	Taxas de juros e inflação	63
2.5	Síntese	64
3	METODOLOGIA	65
3.1	Geração do caso base e análise de custos.....	66
3.2	Projeto de um sistema fotovoltaico residencial.....	66

3.3	Medição da geração e consumo residencial.....	67
3.4	Simulação de um sistema de armazenamento.....	69
3.5	Cálculo da interação - geração fotovoltaica com bateria dentro do ambiente de Tarifa Branca.....	72
3.6	Análise econômica e de sensibilidade.....	74
4	RESULTADOS	79
4.1	Geração do caso base e análise de custo.....	80
4.2	Projeto de um sistema fotovoltaico residencial.....	81
4.3	Medição da geração e consumo residencial.....	81
4.4	Simulação de um sistema de armazenamento.....	84
4.5	Cálculo da interação da geração fotovoltaica com baterias dentro do ambiente de Tarifa Branca.....	87
4.6	Análise econômica e de sensibilidade.....	92
5	CONCLUSÕES.....	104
	REFERÊNCIAS.....	107

1 INTRODUÇÃO

O Brasil, sendo um país de dimensões continentais, enfrenta os desafios de suprir uma demanda crescente de energia enquanto tenta manter a confiabilidade em um sistema onde a principal fonte de energia é hidráulica, que pode apresentar variações na disponibilidade de geração devido à sazonalidade e baixa previsibilidade dos períodos de estiagem. Tendo em vista este desafio, se fez necessária a interconexão das grandes centrais geradoras e centros urbanos através do SIN – Sistema interligado Nacional.

O SIN, que é operado pelo ONS - Operador Nacional do sistema, utiliza uma extensa rede de linhas de transmissão para o atendimento das cargas a ele ligadas. O atendimento é realizado primeiramente pelas usinas hidrelétricas de fio d'água operando 24 h, com pouco ou nenhum poder de responder ao sistema, cujo aspecto construtivo impede o acúmulo ou geração de grandes reservatórios e deixando a geração à mercê do regime hidrológico da bacia onde está instalada a usina. Em um segundo momento, o atendimento é realizado por usinas hidrelétricas com reservatório que acompanham a carga; estas operam desde a manhã até o final do horário de pico noturno e sua geração é o mais próximo possível da demanda elétrica final. Por fim, a regulação de tensão e frequência, bem como o atendimento da demanda de pico, é realizada através de usinas termelétricas, que têm resposta mais rápida, mas que levam também a um incremento considerável nos custos de geração e um ônus no aspecto ambiental (ZURN et al., 2017).

Visando contribuir para a melhoria da rede elétrica brasileira empregando fontes renováveis, o Ministério de Minas e Energia – MME, através da agência reguladora de energia elétrica – ANEEL, investe em políticas para estender o SIN de forma a conectar centrais hidrelétricas com regimes hídricos complementares e estimula a geração distribuída.

Desde a abertura do Brasil à geração distribuída através da resolução normativa - REN 482 de 2012 da ANEEL e seu sistema de compensação de energia (ANEEL, 2012), o Brasil tem se deparado com um aumento constante da penetração de fontes de energia distribuídas em sua rede elétrica. Este novo cenário energético, que atualmente apresenta taxa de crescimento exponencial, em janeiro de 2019 contava com mais de 49 mil instalações entre mini e microgeração fotovoltaica em todo país (ANEEL, 2019) representando mais de 99% de todas as fontes de mini e microgeração distribuída instaladas (tendo quase 300% de aumento na quantidade de instalações entre 2016 e 2017), cenário de desenvolvimento que deve manter-se com a perspectiva de que o Brasil alcance mais de

29% da matriz energética com fontes renováveis de energia (excluindo centrais hidrelétricas de grande porte) até 2026 (MME/EPE, 2017).

A REN 482 foi atualizada pela REN 687 de 2015 visando reduzir o tempo de conexão, os custos e estender a abrangência da geração distribuída aos consumidores nas modalidades autoconsumo remoto e geração compartilhada. A REN 687/2015 também alterou os valores de potência que definem a microgeração (para até 75 kW) e minigeração (entre 75 kW e 5 MW).

Tendo em vista a taxa de crescimento da quantidade de instalações de sistemas de microgeração, que por enquanto corresponde a 0,87% da matriz energética brasileira (ANEEL, 2018a), a geração fotovoltaica¹ de grande penetração ocasionaria uma redução no despacho necessário das usinas hidrelétricas de acompanhamento de carga, enquanto que a regulação da tensão e frequência ocasionadas pela intermitência da geração fotovoltaica deveria ser atendida por usinas termelétricas. Esta solução deve incrementar o custo total para o atendimento do sistema e aumentar a complexidade da operação do sistema elétrico, demandando o uso de medidas como o armazenamento de energia e o gerenciamento da carga.

Sistemas de armazenamento de energia quando inseridos na rede de distribuição são capazes de: a) controlar a variação de tensão e frequência; b) controlar o fluxo de potência, até evitando fluxo reverso de potência; c) evitar perdas por sobreaquecimento nas linhas nos horários de pico; d) postergar investimentos em reforço na rede e troca de transformadores (YUNUSOV et al., 2016).

A inserção de sistemas de armazenamento pode ser realizada pela própria concessionária em sua rede ou pulverizada ao nível do consumidor de energia, desde que este tenha os incentivos fiscais e econômicos para arcar com o investimento.

Este estudo apresenta uma análise técnico-econômica das alternativas de investimento disponíveis aos clientes cativos de uma concessionária, no contexto da nova estrutura das redes inteligentes, também chamadas de *Smart Grids* (SG), buscando apresentar uma metodologia aplicável e que auxilie na tomada de decisões.

¹ Do ponto de vista físico, não existe "geração" de energia e sim somente conversão de uma forma para outra e que ao longo desta dissertação o termo "geração fotovoltaica" deve ser sempre entendido como "conversão direta da energia luminosa dos fótons em energia elétrica".

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

Desenvolver uma metodologia de análise técnico-econômica para comparar alternativas de investimento com base em dados reais ou simulados de consumo de energia elétrica, geração fotovoltaica de energia elétrica e armazenamento eletroquímico de energia elétrica dentro do ambiente tarifário brasileiro, com as tarifas convencionais e o modelo de Tarifa Branca no setor residencial.

1.1.2 Objetivos específicos

- Determinar o dimensionamento ideal para um sistema de armazenamento eletroquímico de energia elétrica através de dados obtidos de demanda residencial e geração fotovoltaica.
- Realizar diferentes análises alternando os parâmetros técnico econômicos nas simulações.
- Levantar os aspectos técnicos e não técnicos a serem avaliados quando se comparam os investimentos.

O estudo foi estruturado de forma a trazer no segundo capítulo um detalhamento técnico-econômico dos sistemas fotovoltaicos, sistemas de armazenamento e componentes de redes inteligentes. Foi realizado também um detalhamento dos indicadores e parâmetros econômicos empregados para a avaliação dos investimentos. No terceiro capítulo apresenta-se a descrição detalhada da metodologia aplicada e no quarto, os resultados obtidos com a sua aplicação. Por fim, na conclusão apresentam-se as considerações acerca da metodologia proposta e seu desempenho.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo do estudo são apresentados os componentes que constituem as chamadas Redes Inteligentes de Energia (doravante chamadas de SG, do inglês *Smart Grid*), vistos para redes de distribuição de uma concessionária de energia e cuja descrição é relevante ao estudo técnico-econômico posterior.

A SG é uma evolução necessária da rede elétrica atual ao incorporar controle, comunicação e fluxo de energia em duas vias. Para uma concessionária de energia, este novo modelo de rede pode representar uma variação no perfil de demanda de seus usuários, inserção de fontes renováveis de energia e armazenamento de energia, atuando para a prevenção de perdas elétricas, melhoria da qualidade da energia, aumento da eficiência energética e um melhor controle sobre os usuários no tocante tarifário e fiscal através dos medidores inteligentes e uma melhoria na infraestrutura de comunicação (BHATT; SHAH; JANI, 2014).

A Figura 1 exibe os principais componentes da SG que são abordados nos tópicos seguintes deste estudo.

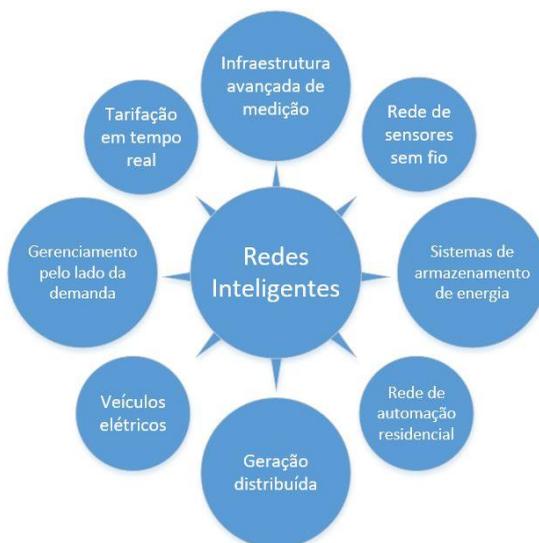


Figura 1. Componentes da rede inteligente para baixa tensão.

A aplicação simultânea de todas as tecnologias citadas no diagrama da Figura 1 seria o caso ideal, dada a relação mutualista, embora a aplicação individual destas tecnologias já seja possível para a melhoria gradual da rede elétrica atual.

2.1 Geração Fotovoltaica Distribuída (GD)

A todo o instante, incidem no planeta Terra $1,77 \times 10^{17}$ W de potência irradiante provenientes do Sol; esta energia pode ser aproveitada através do efeito fotovoltaico em módulos compostos por células solares fotovoltaicas de materiais semicondutores de forma descentralizada. Tal potência irradiante é de 1367 W/m^2 na distância média entre Terra e Sol, chega a cerca de 1000 W/m^2 na superfície terrestre após sofrer atenuações causadas pela atmosfera (NREL, 2017).

A resultante do efeito fotovoltaico é uma tensão e corrente elétrica contínua que deverá ser convertida para alternada para que possa ser aproveitada nas aplicações domésticas. Desta forma, um sistema de geração fotovoltaica básico é constituído pelos módulos fotovoltaicos, inversores, elementos de proteção elétrica e controle, condutores e elementos mecânicos de fixação.

2.1.1 Componentes

2.1.1.1 Módulos

As diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos diferenciam-se pelos elementos químicos que as constituem e o processo de fabricação. Atualmente no mercado se destacam as seguintes tecnologias (em ordem de relevância): silício multicristalino (p-Si), silício monocristalino (m-Si), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e silício amorfo e microamorfo (a-Si e $\mu\text{c-Si}$). A parcela do mercado mundial ocupada por cada tecnologia pode ser vista na Figura 2.

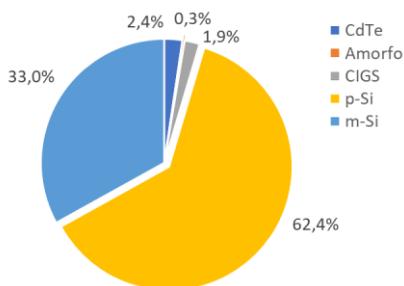


Figura 2. Produção mundial de módulos FV por tecnologia (em %)
 Fonte: (FRAUNHOFER, 2018).

A geração fotovoltaica ao longo de um dia tem como forma uma distribuição normal com a média ao meio dia solar. Esta geração depende estreitamente das condições atmosféricas e da temperatura. A Figura 3 exibe esta distribuição para um sistema de 2 kWp em boas condições de irradiação operando no laboratório de energia solar da UFSC na cidade de Florianópolis.

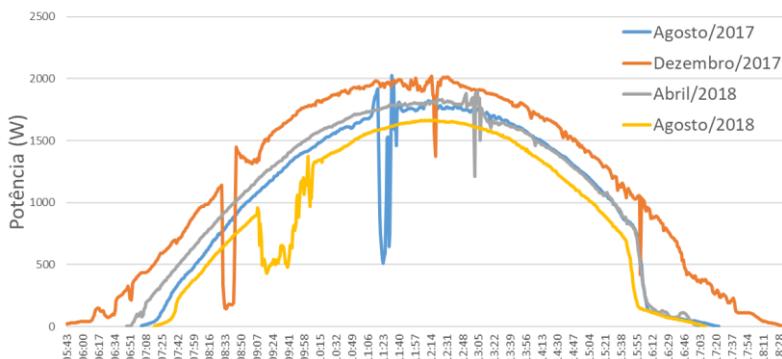


Figura 3. Gerador solar fotovoltaico de 2 kWp operando em Florianópolis ao longo de um ano.

Leituras de irradiação solar local e na mesma inclinação dos módulos (G_{POA}) são utilizadas para estimar o potencial de geração de sistemas fotovoltaicos. Estas leituras, quando não obtidas através da medição com sensores locais ao longo de um ano, são estimadas através de estações meteorológicas em solo e dados de satélite e compiladas em modelos físicos por entidades como o National Renewable Energy

Laboratory NREL, nos EUA e o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais INPE no Brasil, entre outros.

As leituras de irradiância são realizadas por células de referência ou por piranômetros, ambos posicionados na horizontal e em alguns casos adicionalmente em uma inclinação com o solo equivalente à latitude do local, para medir a irradiação solar para o local em questão ao longo de um ano. A Figura 4 exibe os valores de irradiação média mensal horizontal para a cidade de Florianópolis, obtidas através do banco de dados do projeto SWERA coordenado pelo INPE, com uma resolução espacial de 10 x 10 km e levando em conta dez anos de dados medidos (INPE, 2006).

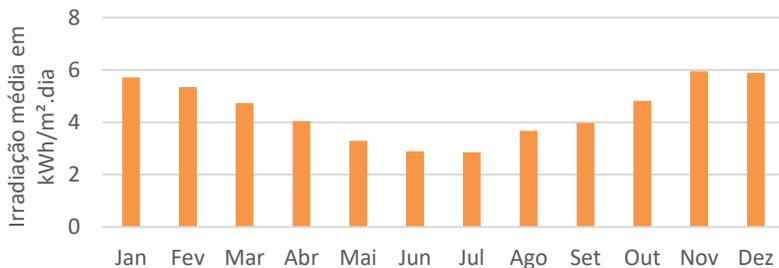


Figura 4. Médias mensais do total diário da irradiação global horizontal em Florianópolis, em kWh/m².dia (INPE, 2006).

O fabricante também deverá fornecer informações quanto à garantia dos módulos, em uma porcentagem especificando a diminuição da potência dos módulos ao longo de sua vida útil. O gráfico da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** exibe as garantias dadas pelos fabricantes de duas diferentes tecnologias (CdTe e p-Si) de módulos fotovoltaicos.

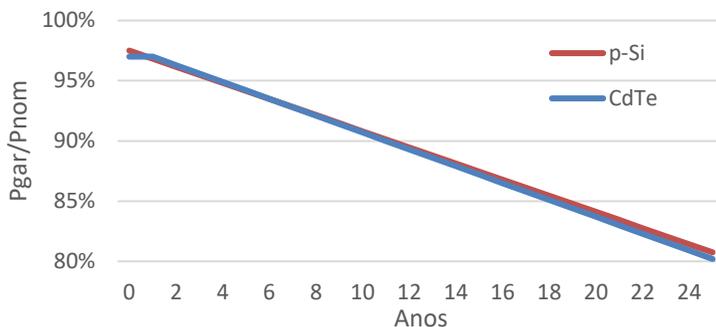


Figura 5. Potência garantida pela nominal de módulos de CdTe e p-Si.
Fonte: First Solar (2016) e YINGLY (2015).

A degradação prevista nas garantias dos fabricantes será considerada nos cálculos futuros através do fator de degradação d incidente sobre a geração fotovoltaica anual. Jordan e Kurtz (2011) realizaram um estudo que revisou na literatura os valores de degradação dos módulos e avaliou os impactos das diferentes taxas na análise econômica dos sistemas FV. Os artigos avaliados com data após 2000 apresentam uma taxa média de degradação de 0,7 %/ano para módulos de silício cristalino e até 1,5 %/ano para módulos de filme fino; tal fator foi considerado essencial para a determinação das receitas futuras provenientes da geração fotovoltaica.

Ainda vislumbrando a perspectiva da economia de módulos fotovoltaicos, a aquisição dos mesmos deverá ser facilitada com o tempo. Segundo um relatório da *International Renewable Energy Agency - IRENA* de 2015, a redução do custo por kWp instalado deve manter o ritmo de 18 a 22% a cada vez que a produção acumulada duplica. Dentre os fatores citados para a redução dos custos estão a produção em grande escala, a melhoria da eficiência de conversão da célula fotovoltaica e a redução da espessura das células, que implica na economia com matéria-prima, e a melhora nos processos de fabricação.

2.1.1.2 Inversores

Inversores são conversores CC-CA que realizam a conversão da potência em CC gerada nos módulos fotovoltaicos para os padrões elétricos da rede da concessionária. Possuem também funções de segurança, seccionamento, monitoramento e a capacidade de realizar serviços ancilares.

Como consequência do consumo e perdas internas dos componentes eletrônicos presentes em um inversor, toda a transformação da fonte de corrente contínua em alternada está sujeita a uma eficiência. Atualmente inversores para sistemas residenciais apresentam uma eficiência de conversão de até 98% (FRAUNHOFER, 2016).

Inversores de pequeno porte, adequados para pequenos geradores solares fotovoltaicos de uso residencial, podem ser empregados tanto para um único módulo (chamados microinversores), quanto para uma série (*string*) de módulos. Microinversores possuem a vantagem de não comprometerem a geração do sistema quando um único módulo se encontrar sombreado, mas têm um custo mais elevado.

Em virtude da queda acentuada observada nos preços dos módulos fotovoltaicos, causada em parte pela concorrência de fornecedores de módulos provenientes da Ásia e parte pela queda nos custos de produção e aumentos de eficiência, os inversores passaram a corresponder a uma fatia relativamente crescente dos custos em um sistema fotovoltaico residencial (FRAUNHOFER, 2016). Porém, a indústria de inversores tem entregue inversores com uma redução anual de preços de até 8%, o que representa uma curva de aprendizado² entre 18 e 20% (IRENA, 2016).

2.1.1.3 Demais componentes e engenharia

Os demais componentes em uma instalação fotovoltaica compreendem os cabos de corrente contínua, a caixa de junção para agregar eletricamente as diferentes séries de módulos fotovoltaicos (*strings*), disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos, estrutura metálica, condutores e conexões de aterramento.

Deve-se considerar também os chamados *soft-costs*, que são todos os custos que incorrem em um projeto excluindo os equipamentos. Segundo pesquisa realizada pelo Instituto de Desenvolvimento e Energias Alternativas – IDEAL (IDEAL, 2017), no mercado brasileiro há uma grande quantidade de empresas comercializadoras e instaladoras de sistemas fotovoltaicos, porém, muitas destas empresas não possuem muita experiência em instalações; 60% das empresas realizaram menos que quatro instalações ao longo do ano de 2016. A redução de custos com instalação através do desenvolvimento do mercado de empresas integradoras está gerando o aumento da concorrência, o que consequentemente leva à busca pela eficiência e o enxugamento dos custos.

² Redução nos custos de aquisição sempre que a capacidade de produção dos equipamentos dobrar.

2.1.2 Dimensionamento

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial deve sempre considerar a demanda energética residencial em um período de um ano. No contexto da legislação brasileira (REN ANEEL 482/2012 e REN 687/2015), do total em kWh deverá ser descontada a tarifa mínima da concessionária (denominada de custo de disponibilidade da rede de distribuição) equivalente a 30, 50 e 100 kWh mensais para consumidores atendidos por uma rede mono, bi e trifásica, respectivamente.

A geração fotovoltaica deverá ser equivalente ao consumo médio anual de energia E_{med} no mesmo período descontadas as perdas e o montante em energia equivalente ao custo de disponibilidade. O equacionamento para dimensionar o gerador, em kWp, é dado por:

$$P_{fv} = E_{med} \cdot P_{sol} / G_{POA} \cdot PR \quad (1)$$

Onde P_{fv} equivale à potência do gerador fotovoltaico em CC, P_{sol} é a constante da irradiância de referência (1 kW/m²), G_{POA} a irradiação anual incidente no plano dos módulos (kWh/m².ano) e PR é o coeficiente de desempenho do sistema fotovoltaico, que relaciona as eficiências e perdas do sistema e fica tipicamente entre 75 e 80%, devendo chegar aos 90% nos sistemas mais modernos e bem projetados e instalados (FRAUNHOFER, 2016; REICH et al., 2012).

Dentre as características e fatores a qual estão submetidos os módulos fotovoltaicos que trazem incertezas para as análises futuras (TOMOSK; HAYSOM; WRIGHT, 2017) estão:

- Potência efetiva dos módulos;
- Desvios na inclinação dos módulos;
- Temperatura de operação dos módulos, tendo em vista o tipo de integração na edificação (e seus efeitos na ventilação posterior dos módulos);
- Possíveis sombreamentos do gerador solar fotovoltaico;
- Degradação dos módulos;
- *Soiling* (acúmulo de sujeira sobre os módulos);
- Variações de custo;
- Qualidade da instalação de todos os componentes do gerador solar fotovoltaico;
- Perdas elétricas e de transformação;
- Incerteza dos dados de irradiação.

2.2 Sistemas de armazenamento de energia

Sistemas de armazenamento de energia (ESS) são definidos como uma unidade de armazenamento de energia em suas formas cinética, eletroquímica ou elétrica, juntamente com seus conversores para a forma elétrica, controladores de carga e inversores.

O uso de ESS traz mais flexibilidade à rede elétrica em todos os seus níveis (geração, transmissão e distribuição). Conforme Gallo et al. (2016) e Pearre e Swan (2015), as principais aplicações para sistemas de armazenamento são:

- Arbitragem – armazenamento da energia em período fora de pico para poder despachá-la no período de pico, beneficiando-se da diferença entre tarifas de energia;
- Regulação da frequência e tensão - atenuação das discrepâncias entre geração e consumo, uma vez que o balanço entre estes é fundamental para a estabilidade da rede;
- Redução de picos - como a arbitragem, sistemas de armazenamento podem suavizar a curva de carga, podendo reduzir as cobranças por capacidade disponibilizada para consumidores;
- Integração de fontes renováveis de energia – podem reduzir o impacto da intermitência de fontes renováveis de energia como fotovoltaica e eólica;
- Armazenamento sazonal - para o caso do bombeamento de água, o reservatório de hidrelétricas pode ser utilizado para compensar a variação do regime sazonal das águas.
- Alimentação ininterrupta – possibilidade de manter o abastecimento em situações críticas ou de contingência.
- Adiamiento de investimentos – resultado da suavização da curva de carga e redução dos picos, sistemas de transmissão e distribuição podem ter benefícios econômicos diretos com sistemas de armazenamento;
- *Black start* – Possibilidade de fornecer energia para atender ao religamento de usinas, atendendo aos seus serviços auxiliares e/ou magnetizando geradores.

Outra alternativa para sistemas de armazenamento de energia é a utilização de veículos elétricos do tipo *plug-in* na modalidade *vehicle-to-grid* (V2G) ou *vehicle-to-home* (V2H) onde é possível o despacho da

energia disponível na bateria do veículo para oferecer suporte para a rede elétrica ou diretamente para a residência.

Para Kempton e Tomi (2005), ao considerar um cenário de alta penetração de energias renováveis, não fundir a rede elétrica ao sistema de transportes com alta penetração de veículos elétricos é uma perda de oportunidade, pois acarreta na necessidade da instalação de sistemas de armazenamento exclusivos, aumentando o custo de fontes renováveis e desprezando o potencial de armazenamento presente em toda a frota veicular.

As aplicações de *black start*, arbitragem e armazenamento sazonal são exemplos para quando o ESS está inserido junto à geração, enquanto aplicações de adiamento de investimentos e regulação de tensão e frequência são voltadas para o setor de transmissão e distribuição. O foco deste estudo são aplicações junto à geração distribuída em sistemas residenciais, principalmente a avaliação dos benefícios econômicos da arbitragem tarifária.

2.2.1 Armazenamento eletroquímico de energia

Visando o aproveitamento da geração fotovoltaica nos horários de pico de demanda residencial noturno, se faz necessário o uso de sistemas de armazenamento de energia. Dentre as diferentes tecnologias de armazenamento comercialmente disponíveis, o uso de baterias eletroquímicas se mostra proeminente para o atendimento dos diversos ciclos de carga e descarga do uso doméstico quando comparadas com células a combustível e supercapacitores (WINTER; BRODD, 2004).

O princípio de funcionamento de uma célula eletroquímica consiste em um anodo e um catodo imersos em um eletrólito que geram uma corrente com uma diferença de potencial entre seus terminais equivalente à intensidade da reação química e com duração referente à quantidade do material ativo disponível. Uma bateria é o resultado da junção de várias células em série e paralelo, e esta é chamada de secundária quando a reação química pode ser revertida para que a carga seja reestabelecida.

Os termos energia específica, densidade de energia e densidade de potência foram elaborados para descrever a capacidade dos sistemas de armazenamento em fornecer energia e potência ao sistema quando comparados com seu peso ou volume (densidades gravimétricas e volumétricas) da bateria. Do ponto de vista de densidade energética e densidade de potência, supercapacitores são capazes de fornecer mais potência ao descarregar, porém com uma capacidade de armazenamento reduzida, padrão oposto ao encontrado em células de combustível que

apresentam grande capacidade de armazenamento e baixa corrente de descarga (WINTER; BRODD, 2004).

A vida útil de um sistema de armazenamento eletroquímico de energia é medida através da quantidade de ciclos completos de carga e descarga que podem ser realizados antes que as baterias sofram uma degradação em sua capacidade que as tornem inutilizáveis para sua aplicação. A relação da capacidade nominal de uma bateria e sua capacidade após determinados ciclos de utilização é seu estado de saúde (SoH). Para baterias automobilísticas, o final da vida útil é alcançado quando o SoH cai para valores entre 70 e 80%, finalizando este ciclo e iniciando sua segunda vida como baterias estacionárias (SAEZ-DE-IBARRA et al., 2016).

Comumente empregada, a eficiência total do sistema de armazenamento representa uma porcentagem da energia inserida no sistema pela energia nos terminais de saída após as perdas por auto descarga, sistemas auxiliares, perdas térmicas e resistência interna, como visto na Figura 6. Esta eficiência é também produto da multiplicação das eficiências de carga e descarga da bateria e eficiência da conversor CA/DC/CA do inversor (DUFO-LÓPEZ; BERNAL-AGUSTÍN, 2015).

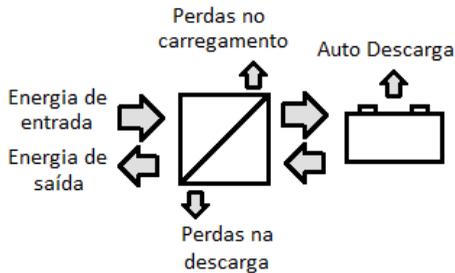


Figura 6. Diagrama das perdas energéticas de sistemas de armazenamento. Adaptado de: Zakeri e Syri (2015).

Quanto à conexão elétrica do sistema de armazenamento de energia à rede doméstica, esta pode ser realizada em duas modalidades: acoplada ao barramento CC junto à geração fotovoltaica ou acoplada ao barramento CA através de um inversor bidirecional (RANAWEERA; MIDTGÅRD, 2016) como pode ser visto na Figura 7.

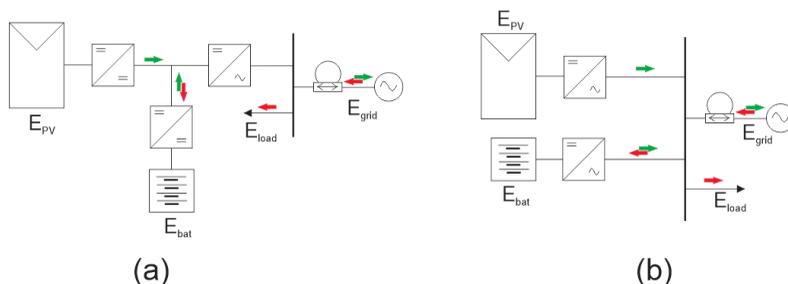


Figura 7. Topologias de sistemas PV com baterias, com acoplamento CC em (a) e no barramento CA em (b).

Fonte: Adaptado de (RANAWEERA; MIDTGÅRD, 2016) e (LUTHANDER et al., 2015)

Um comparativo entre estas duas topologias é encontrado em Ranaweera e Midtgård (2016); porém os resultados não mostram diferenças significativas. Uma possível justificativa para o emprego de uma ou outra topologia poderia ser dada pela adaptação de sistemas fotovoltaicos existentes. Para sistemas novos pode-se optar pelos inversores híbridos PV-Bateria, enquanto para *retrofit* de instalações existentes o sistema de baterias pode ser inserido através de um sistema à parte.

Das diversas tecnologias de baterias secundárias existentes, as mais empregadas comercialmente são as baterias de chumbo ácido, níquel cádmio e níquel metal hidreto, íons de lítio e suas variantes.

2.2.1.1 Chumbo ácido e chumbo ácido selada

Baterias de chumbo ácido são robustas e baratas devido à maturidade da tecnologia. Apesar da sua baixa densidade energética, profundidade de descarga e vida útil, baterias de chumbo ácido ainda têm sua maior aplicação na indústria automotiva aliada a motores de combustão interna.

Seus eletrodos são compostos por chumbo (PbO_2 e Pb) enquanto seu eletrólito é uma solução de ácido sulfúrico (H_2SO_4). Uma deficiência conhecida das baterias de chumbo ácido era a liberação de gases durante sua operação, o que exigia que esta fosse alocada em um ambiente ventilado e que eventualmente ocorresse a reposição do eletrólito. Esta limitação foi amenizada pela tecnologia de baterias seladas e gel.

Em sistemas elétricos, baterias de chumbo ácido encontram aplicação em sistemas isolados devido ao seu baixo custo e larga disponibilidade no mercado.

2.2.1.2 Níquel Cádmio e Níquel Metal Hidreto

Baterias de níquel cádmio (NiCd) tem uma densidade energética intermediária entre as tecnologias de chumbo ácido e íons de lítio, tendo sido a tecnologia mais aplicada em ferramentas elétricas e veículos elétricos antes da expansão das baterias de íons de lítio.

Sua química consiste em eletrodos de níquel (NiOOH) e cádmio metálico. Em baterias de níquel metal hidreto (NiMH), o cádmio foi substituído por hidreto metálico; esta substituição proporciona uma maior densidade energética ao passo que elimina a preocupação ambiental causada pela utilização de cádmio.

Baterias a base de níquel (especialmente as de NiCd) sofrem do chamado 'efeito memória' quando são recarregadas repetidamente após descargas parciais. Este efeito memória degrada a capacidade da bateria reduzindo sua tensão nominal. O efeito de redução da tensão nominal pode causar uma má estimativa do estado de carga (porcentagem de carga restante) da bateria.

2.2.1.3 Íon de lítio e suas variações.

Fundamentalmente, o lítio é o terceiro elemento químico mais leve e tem o menor potencial de redução eletroquímica, possibilitando que tenha o maior potencial por célula. O anodo de células de íons de lítio é constituído por camadas de grafite e seu cátodo pode variar entre diversos compostos como ferro fosfato e óxido de titânio, cobalto e manganês (NITTA et al., 2015).

Baterias de íons de lítio têm maior densidade de potência e de energia, sendo atualmente as melhores alternativas para a indústria automobilística elétrica pois provêm energia aliada a uma redução de peso possibilitando maior autonomia (DIOUF; PODE, 2015). Apesar destas baterias necessitarem de um circuito eletrônico adicional para evitar sobrecarga e danos por curto-circuito e reversão de polaridade (LUO et al., 2015), elas apresentam a vantagem de não necessitarem de manutenção (ANUPHAPPHARADORN et al., 2014). Outra vantagem é uma vida útil superior, apresentando uma maior quantidade de ciclos de vida mesmo em situações de grande profundidade de descarga.

Diouf e Pode (2015) em seu estudo sobre o potencial do uso de baterias de íons de lítio em energias renováveis, afirmam que a substituição da atual frota por 1 bilhão de veículos elétricos com capacidade de 15 kWh utilizaria 30% das reservas conhecidas de lítio. Enquanto o estudo da IRENA (2015) reitera que não deverá ocorrer uma depleção das reservas de lítio em um futuro próximo, mas deverão ser

buscadas alternativas para o uso de metais mais raros e caros como o cobalto presente no cátodo de algumas tecnologias de baterias. Esta preocupação com a escassez de materiais fez com que a tecnologia a base de lítio-ferro-fosfato (LiFePO_4) se tornasse a preferida para usos em larga escala (SCROSATI; GARCHE, 2010). A escolha do LiFePO_4 ocorre como um compromisso entre redução de custos e potencial da célula, uma vez que as tecnologias à base de cobalto (como LiCoO_2) apresentavam melhor desempenho em nível de tensão e capacidade volumétrica (NITTA et al., 2015).

A Figura 8 exhibe o diagrama construtivo de uma célula eletroquímica de LiFePO_4 . A compreensão de como ocorrem as reações elétricas e químicas dessa tecnologia permite a avaliação de seu comportamento e dos mecanismos que levam à degradação das baterias.

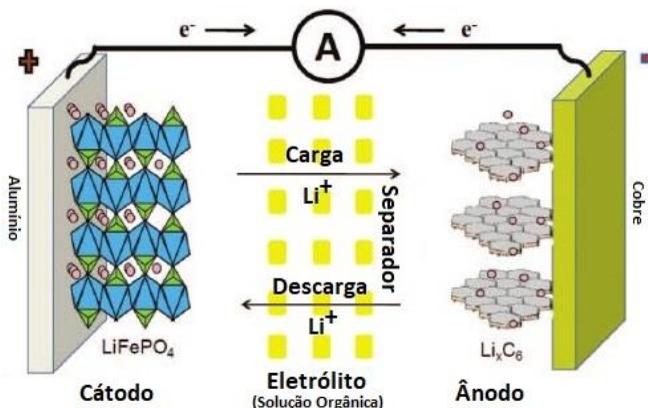


Figura 8. Diagrama de uma célula eletroquímica de lítio ferro fosfato (ZHANG et al., 2011).

Fatores como a corrente elétrica à qual as células estão sujeitas durante os ciclos de carga e descarga, a temperatura de operação e a profundidade de descarga afetam a taxa de deterioração da capacidade de armazenamento do sistema e os mecanismos de degradação das células se somam ou se agravam de acordo com as condições na qual é submetida a célula em funcionamento (FENG; GOOI; CHEN, 2015). Em baterias de LiFePO_4 , esses fatores estão diretamente ligados aos seguintes mecanismos de degradação (OMAR et al., 2014):

- Consumo de lítio no ânodo;
- Formação e crescimento da interface sólida do eletrólito;
- Aumento da resistência interna;

- Desbalanceamento entre células de uma mesma bateria.

A interface sólida do eletrólito - SEI consiste no acúmulo de um composto da solução orgânica do eletrólito com impurezas junto à estrutura de carbono do ânodo. Assim, a SEI forma uma barreira que gera uma resistência à chegada dos íons de lítio ao ânodo. O crescimento da SEI é tido como o principal mecanismo de degradação das células de LiFePO_4 , embora sua formação seja necessária para o funcionamento das células, a evolução deste sintoma reflete no aumento da resistência interna da célula e no sequestro de lítio no ânodo (VETTER et al., 2005).

Sarker et al. (2017) descrevem em seu artigo como baterias estão sujeitas a maior degradação de acordo com o fator C de corrente de descarga. Um fator C unitário representa uma corrente de descarga capaz de descarregar totalmente a bateria em uma hora, enquanto um fator de 3C significa uma descarga total em 20 minutos. O autor conclui que uma estratégia de carga e descarga da bateria que priorize descargas mais lentas reduzem a taxa de degradação do banco e possibilitam uma maior vida útil.

As baterias de íons de lítio têm apresentado uma queda acentuada em seus custos nos últimos anos, como pode ser visto na Figura 9, devido ao incremento significativo em sua fabricação. Desde 2010, foi observada uma redução anual dos custos de 19% para as baterias utilizadas em veículos elétricos (CURRY, 2017). Maiores reduções de preços são esperadas para baterias de íons de lítio devido ao renovado interesse para aplicações residenciais, automobilísticas e para eletro portáteis (IRENA, 2015). Sistemas de armazenamento de energia residencial se beneficiam da queda nos custos de produção das baterias automotivas uma vez que estas podem ser reaproveitadas como baterias estacionárias.

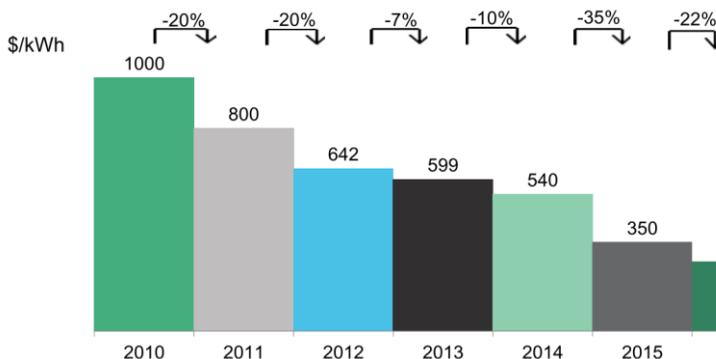


Figura 9. Variação anual dos custos de sistemas de armazenamento de íons de lítio (CURRY, 2017).

Sistemas de armazenamento de energia são constituídos pelo conjunto de baterias e o sistema de proteção, controle de carga e inversores, chamado *Battery Balance of the System* – BBoS. Embora a redução média dos custos anuais para as baterias esteja entre 16 e 19%, a redução anual de custos do BBoS (que equivale a 54% do custo total) está em torno de 6% (RENEWABLE; AGENCY, 2017).⁷

Enquanto a capacidade instalada para baterias estacionárias cresceu de 800 MW em 2014 para 1720 MW em 2016, Vandepaer, Cloutier e Amor (2017) alertam que deverá existir uma regulamentação para compelir a reciclagem dos sistemas e avaliam através de uma análise de ciclo de vida que os danos ambientais são maiores devido ao processo de fabricação que ocorre em países com uma matriz energética baseada em combustíveis fósseis e carvão como a China.

A Tabela 1 a seguir exibe um comparativo das especificações entre as baterias previamente enumeradas.

Tabela 1. Comparativo entre diferentes tecnologias de armazenamento

Especificação	Chumbo Ácido	NiCd	NiMH	Lítio		
				Cobalto	Manganês	Fosfato
Densidade Energética (Wh/kg)	30-50	45-80	60-120	150-190	100-135	90-120
Ciclos de vida a 80% DoD	200-300	1000	300-500	500-1000	500-1000	1000-2000
Tempo de carga rápida	8-16h	1h	2-4h	2-4h	>1h	>1h
Audo Desgarga / mês (temp. amb)	5%	20%	30%	<10%		
Tensão nominal da célula (V)	2	1,2	1,2	3,6	3,8	3,3
Corrente de pico	5C	20C	5C	>3C	>30C	>30C
Necessidade de manutenção	3-6 meses	1-2 meses	2-3 meses	Não		
Em uso desde	1859	1950	1990	1991	1996	1999
Toxicidade	Muito Alta	Muito Alta	Baixa	Baixa		

Fonte: (DIOUF; PODE, 2015).

2.2.2 Dimensionamento

O dimensionamento de sistemas de armazenamento depende essencialmente de sua aplicação. Em sistemas isolados e redes de distribuição sujeitas a intermitências, os sistemas são dimensionados para serem capazes de fornecer a potência necessária para os picos e com uma capacidade de carga suficiente para atender toda a demanda em dias de baixa insolação.

Para sistemas conectados à rede, em redes elétricas sujeitas ao mecanismo de *Feed-In-Tariff*, onde a tarifa de injeção da geração distribuída excedente é inferior a tarifa de consumo, o maior benefício é obtido através do incremento do autoconsumo. Luthander et al. (2015) em sua revisão da literatura encontraram que valores de 0,5 a 1 kWh de capacidade de armazenamento para cada kWp de potência fotovoltaica seriam capazes de incrementar o autoconsumo entre 10 e 24%. Esta faixa de capacidade de armazenamento foi posteriormente verificada por Cucchiella, D'Adamo e Gastaldi (2016).

Zheng, Meinrenken e Lackner (2014) verificaram que para redes elétricas sob modalidades tarifárias horárias, os maiores benefícios ao sistema são obtidos com o atendimento da demanda de pico, formulando o dimensionamento ideal como razão do consumo médio anual em horário de ponta pela eficiência e profundidade de carga do sistema de armazenamento. Do ponto de vista do consumidor de energia, o atendimento desta demanda constitui o principal fator para o retorno de seu investimento quando aplicada a modalidade tarifária Branca, que será explicada nos próximos tópicos.

2.2.3 Simulação de um sistema de armazenamento

Outra abordagem para o dimensionamento é a simulação do comportamento do sistema de armazenamento como realizado em Bortolini; Gamberi; Graziani (2014) e Erdinc et al. (2015). O sistema de armazenamento de energia pode ser simulado através das equações (2) a (5) de seu estado de carga (*State of Charge - SoC*), profundidade de descarga (*Depth of Discharge - DoD*) e suas eficiências como são discutidas em Ranaweera; Midtgard (2016), Zucker; Hinchliffe (2014), Setlhaolo; Xia (2016) e como pode ser visto na Figura 10.

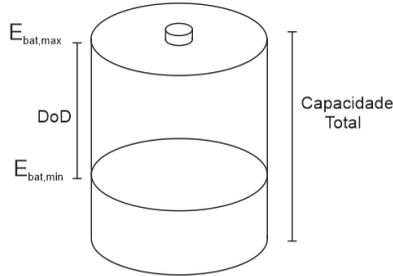


Figura 10. Diagrama do sistema de armazenamento

Sendo:

$$SoC_h = SoC_{(h-1)} + Eff \cdot E_{bat,h} \quad (\text{Eq. 2})$$

$$E_{bat,min} \leq SoC_h \leq E_{bat,max} \quad (\text{Eq. 3})$$

$$E_{bat,min} = (1 - DoD) \cdot E_{bat,max} \quad (\text{Eq. 4})$$

$$Eff = \begin{cases} Eff = \eta & E_{bat,h} > 0 \\ Eff = \frac{1}{\eta} & E_{bat,h} < 0 \end{cases} \quad (\text{Eq. 5})$$

Estas equações elementares regem a dinâmica dos fluxos de energia do sistema de armazenamento, cujo funcionamento consiste em uma capacidade de armazenamento máxima ($E_{bat,max}$ em kWh) e mínima ($E_{bat,min}$ em kWh) limitada por uma profundidade máxima de descarga (DoD) por questões de manutenção da vida útil, e que a cada instante h teria uma determinada energia armazenada (SoC_h em kWh) que pode ser incrementada ou reduzida, com uma eficiência Eff , para atender à demanda doméstica. A equação 5 exibe o comportamento da eficiência para situações de carga e descarga do sistema de armazenamento.

2.2.4 Medidores inteligentes e infraestrutura de comunicação

Componente essencial para a evolução da SG, a infraestrutura de comunicação - ICT deverá ser estendida para manter uma troca constante de informações entre os consumidores, rede, operadores e demais integrantes. Dentre as aplicações possíveis através da integração da rede de telecomunicação à rede elétrica estão, segundo Bhatt, Shah e Jani (2014):

- Medições no tocante tarifário: leituras com maior periodicidade, demanda passível de ser flexibilizada, energia pré-paga.
- Automação de subestações: SCADA e interface com o sistema de transmissão.
- Automação residencial: controle remoto da demanda, eficiência energética.
- Controle da rede elétrica: monitoramento, manutenção preventiva, controle do fluxo de potência.
- Integração de renováveis: geração distribuída e *net metering*.
- Gerenciamento de veículos elétricos: controle de frota e carga.

Advanced Metering Infrastructure – AMI é uma aplicação da SG responsável pela interface direta da concessionária com seus clientes. Seu principal componente, o medidor inteligente, substituirá os atuais wathorímetros ao incorporar a medição de energia em quatro quadrantes (tanto para compra quanto para venda de energia), controle remoto do padrão de entrada da unidade consumidora e transmissão em tempo real da demanda.

O emprego de medidores inteligentes permitirá também o uso de modalidades tarifárias como o *Time of Use* – ToU (em que a tarifa pelo consumo de energia se diferencia nos períodos de ponta, intermediário e fora de ponta) e a modalidade de *Real Time Pricing* - RTP onde a tarifa tem um reajuste horário para corresponder ao valor da energia no atacado (FARIA; VALE, 2011).

Seguindo a modalidade ToU, a ANEEL instituiu a modalidade Tarifária Horária Branca, através da REN 479/2012 que atualizou a REN 414/2010 (ANEEL, 2010) que estabelecia as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, onde a tarifa de energia em horários fora de pico é inferior à tarifa convencional, enquanto que nos períodos intermediário e de ponta haverá um grande acréscimo, como pode ser visto na Figura 11.

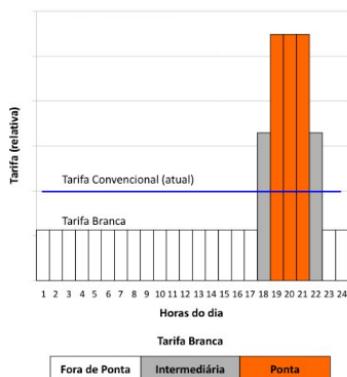


Figura 11. Variação tarifária dentro da modalidade de Tarifa Horária Branca em dias úteis

Fonte: (BRASIL, 2015)

O valor e o horário de referente a Tarifa Branca são estipulados por cada concessionária, se adaptando às particularidades de sua demanda de ponta. A Figura 12 exibe os valores dos diferentes postos tarifários para as maiores concessionárias de energia em atuação no Brasil conforme disponibilizado pela ANEEL (2018c).

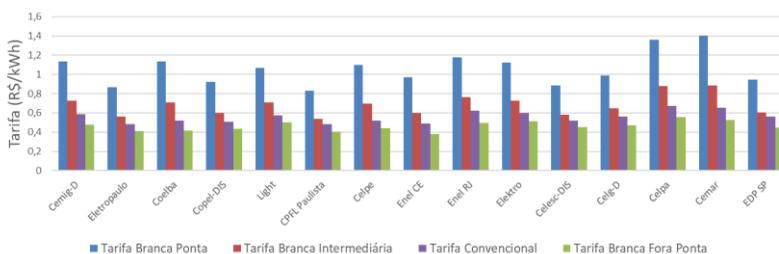


Figura 12. Tarifa Branca para as 15 maiores concessionárias atuantes no Brasil.

O *spread* tarifário é um fator de grande impacto na avaliação da rentabilidade de sistemas de armazenamento, sendo dado pela diferença entre os valores ponta e fora ponta. Para as concessionárias expostas na Figura 12, o maior *spread* é de 0,874 e o menor 0,422. Essa grande diferença entre *spreads* sugere que a análise da viabilidade econômica de sistemas de armazenamento deva ser realizada caso-a-caso para diferentes concessionárias.

A criação da Tarifa Horária Branca surge como uma estratégia para a redução da demanda energética de consumidores residenciais nos horários de pico. Em um sistema elétrico como o brasileiro, altamente dependente do regime de chuvas para manter a geração de suas usinas hidrelétricas, conectadas a um complexo sistema de T&D em um país de grandes dimensões, a redução do pico de demanda pode diminuir a necessidade da entrada em funcionamento de termelétricas em situações de níveis baixos nos reservatórios. A escalada para o uso de termelétricas menos eficientes e com altos custos de operação pode assim ser evitada, reduzindo as perdas em transmissão e distribuição e postergando investimentos para substituição de transformadores e condutores nas redes de distribuição (YUNUSOV et al., 2016).

Para o contexto regulatório brasileiro, redigido na REN 687 da ANEEL em 2016, a iteração da geração distribuída com a Tarifa Branca é:

XI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;(ANEEL, 2012).

Na prática, o texto da resolução diz que pode haver a compensação da geração fotovoltaica no horário de ponta desde que mantida a proporção entre os diferentes postos tarifários.

2.3 Gerenciamento pelo lado da demanda

Proposto inicialmente por Gellings (1985), o conceito de gerenciamento pelo lado da demanda - GLD estendia ao usuário final a capacidade de moldar seu consumo de energia de forma a trazer benefícios ao sistema de distribuição da concessionária. A Figura 13 exhibe as diferentes formas como a curva de demanda pode ser modificada. Cada uma delas será descrita a seguir.

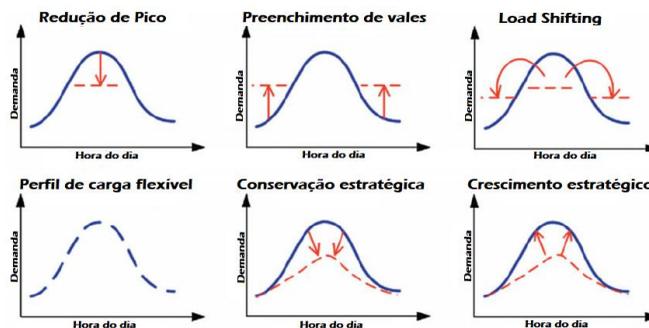


Figura 13. Curvas objetivo do gerenciamento pelo lado da demanda
Fonte: (WANG; XUE; YAN, 2014).

- Redução do pico: visa reduzir a demanda da rede elétrica em seu período mais crítico e pode ser realizada através do despacho de energia acumulada nos sistemas de armazenamento.
- Conservação estratégica: pode ser obtida através da melhoria da eficiência dos eletrodomésticos, quando a mesma função pode ser realizada com menos energia.
- Crescimento estratégico: é a capacidade de incrementar a demanda para manter a estabilidade da rede.
- Carga flexível: permite ao operador de rede prever a curva de carga já considerando sua flexibilidade para encontrar a melhor forma de atender a demanda.
- *Load shifting*: é realizada quando a demanda do horário de pico é flexível a ponto de poder ser transferida para o horário fora de ponta ou quando a geração fotovoltaica se faz presente.
- Preenchimento de vales: visa suavizar a curva de carga aumentando o fator de carga, dado pela divisão do valor da potência de pico pela demanda média.

A mudança nos padrões de consumo pode ocorrer através da conscientização dos usuários ou do fornecimento de incentivos apropriados a estes, ou ainda através do emprego de eletrodomésticos inteligentes com um melhor gerenciamento da demanda.

Como consequência do *Load Shifting* tem-se o aumento do autoconsumo residencial, que é, por definição, a parcela da demanda residencial atendida pela geração fotovoltaica própria (ou a geração fotovoltaica armazenada) no mesmo instante de tempo. A Figura 14, a seguir, ilustra a métrica do autoconsumo visto como a área em que

acontece a coincidência entre a geração fotovoltaica e a demanda energética residencial.

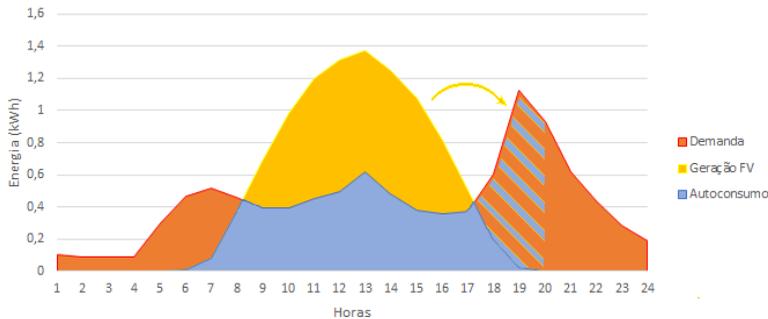


Figura 14. Autoconsumo com geração solar fotovoltaica e o uso de sistemas de armazenamento.

Como visto em Luthander et al. (2015), o emprego de sistemas de armazenamento pode incrementar a parcela de autoconsumo em até 24% quando empregadas baterias na proporção de até 1kWh para cada 1kWp de geração fotovoltaica. Esta parcela varia de 2 a 15% quando são empregadas soluções de gerenciamento pelo lado da demanda.

Lang et al. (2016) avaliaram que em um cenário sem subsídios para a geração fotovoltaica, o aumento do autoconsumo seria capaz de incrementar a rentabilidade de sistemas fotovoltaicos e ao mesmo tempo proteger seu proprietário de mudanças na legislação e tarifas de fornecimento de energia convencional.

Neste estudo, a métrica de autoconsumo é considerada para avaliar a integração de sistemas de armazenamento (quanto ao seu dimensionamento) e impacto na rede elétrica de sistemas de geração distribuída. Quanto ao dimensionamento do sistema de armazenamento, foi avaliado o crescimento marginal da parcela de autoconsumo na medida em que se incrementa a capacidade do sistema e os efeitos são discutidos também sob o viés econômico.

Outra métrica empregada é o fator de carga - FC, onde o perfil de consumo de energia diário é avaliado. O FC é dado pela equação (5), a seguir.

$$FC = \frac{\text{média do consumo diário}}{\text{valor do pico de consumo diário}} = \frac{\sum_{1}^{24} E_h}{24 \cdot \text{Max}(E_h)} \quad (5)$$

Valores de FC próximos ao unitário indicam que o perfil de consumo de energia não apresenta grandes picos, o que em sistemas de armazenamento de energia representa que pouca energia deverá ser transferida do horário fora de ponta para a ponta.

A Figura 15 ilustra um perfil de demanda energética diário com um pico de demanda noturno: para uma demanda média de 0,426 kWh e um pico de 1,129 kWh, tem-se um FC de 37,7%.

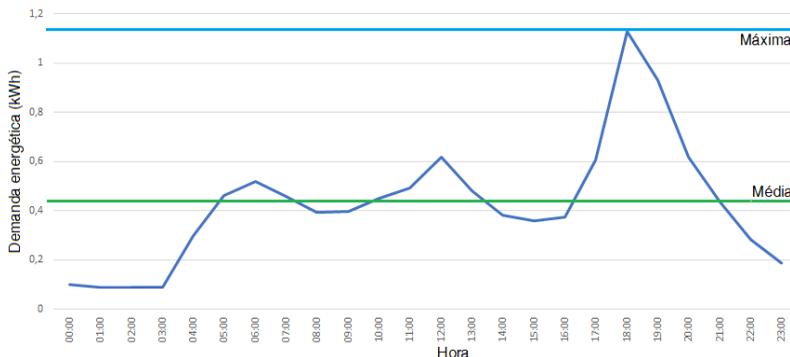


Figura 15. Fator de carga para um perfil de demanda energética residencial diária.

O FC e o autoconsumo fotovoltaico se relacionam quando se verificam em horários em que ocorrem os picos de demanda energética. Perfis de baixo FC com picos noturnos apresentam baixo autoconsumo, enquanto perfis com picos diurnos (mesmo com FC alto) apresentam melhor autoconsumo.

2.4 Aspectos econômicos

Visando verificar quais as melhores alternativas de investimento para sistemas de armazenamento e geração fotovoltaica, esta seção visa expor as métricas e indicadores econômicos que auxiliem na tomada de decisão para estes investimentos no contexto de redes inteligentes e da tarifação brasileira.

Nesta seção são empregados termos como capital, investidor e alternativas de investimentos, que no contexto desta dissertação se referem à quantia disponibilizada (capital) por um consumidor cativo de uma concessionária (investidor) que esteja avaliando a aquisição de um sistema fotovoltaico com ou sem um sistema de armazenamento de energia, podendo este optar por não realizar ou adiar a execução (alternativas de investimentos).

A princípio, metodologias de avaliações econômicas exigem a construção de um fluxo de caixa, um gráfico que represente no eixo das abcissas o tempo (em anos) e no eixo das ordenadas, o montante financeiro equivalente à diferença entre as receitas e custos.

2.4.1 Indicadores econômicos

Os indicadores mais utilizados na literatura para avaliações econômicas são o valor presente líquido - VPL, a taxa interna de retorno - TIR, o tempo de retorno de investimento - PBT como é mais conhecido no termo em inglês, e o custo nivelado de energia, ou *Levelized Cost of Energy* - LCOE como é mais conhecido no termo em inglês (SOMMERFELDT; MADANI, 2017). Tais indicadores serão apresentados a seguir.

Valor Presente Líquido: Equivale ao somatório dos valores do fluxo de caixa capitalizados para o instante inicial com uma taxa de juros de referência. Valores de VPL positivos indicam a lucratividade do investimento (valores em unidades monetárias).

Os valores futuros referentes aos custos e receitas durante a vida útil do sistema de geração fotovoltaica são capitalizados para o instante inicial através da equação 6:

$$VP_n = (R_n - C_n) / (1 + j)^n \quad (6)$$

Onde j é a taxa de juros aplicada e correspondente ao custo de oportunidade no uso do capital e n é o período, em anos. Portanto, o VPL é dado por:

$$VPL = -C_0 + \sum_{n=1}^T VP_n \quad (7)$$

O VPL é um indicador altamente dependente da taxa de juros aplicada e supõe que toda a receita ao longo do projeto seria reinvestida na mesma taxa de juros empregada³.

Taxa Interna de Retorno: Equivale à taxa de juros necessária para que o VPL seja nulo ao final da vida útil do projeto (em porcentagem). Quando taxas de juros inferiores à TIR são aplicadas na equação 7, o projeto rende valores de VPL positivos, assim como taxas maiores retornam VPLs negativos. A variação do VPL pela TIR pode ser vista na Figura 16.

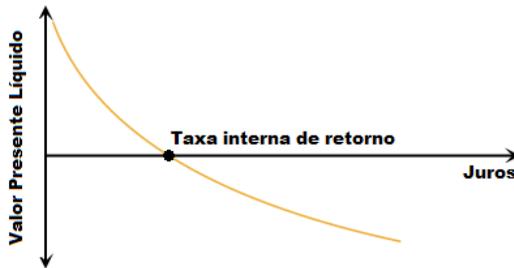


Figura 16. Variação do valor presente líquido pela taxa interna de retorno.

A TIR é empregada para comparar a taxa máxima de juros que poderia ser aplicada a um investimento ainda mantendo a rentabilidade e assim compará-la à TIR de alternativas ou taxas de juros de investimentos como por exemplo renda fixa (tesouro direto, certificados de crédito bancário, letras de crédito imobiliário, etc) ou variável (fundos e ações).

Taxa interna de Retorno Modificada: Para a determinação da TIR modificada, é gerado um fluxo de caixa onde receitas são capitalizadas para o instante final (T) através da TMA enquanto despesas são capitalizadas para o instante inicial aplicando uma taxa de juros de financiamento superior, correspondendo ao capital de terceiros.

³ Custo Presente Líquido: De forma análoga ao Valor Presente Líquido, o NPC (do inglês *Net Present Cost*) retorna ao instante inicial apenas os custos incorridos do investimento (ou custos de não se realizar um investimento) através de uma taxa de juros j

$$TIR_M = \sqrt[T]{\frac{VF_T}{VP}} - 1 \quad (7)$$

Valores da TIR modificada tendem a ser mais conservadores ao considerar que todo fluxo de caixa positivo seria reinvestido a uma taxa de juros realista em investimentos de baixo risco já disponíveis no mercado como fundos de renda fixa.

Payback time: tempo necessário para que o VP acumulado deixe de ser negativo, quando o projeto reverte para um quadro de lucro (valor em anos). A Figura 17 exibe um fluxo de caixa e pode ser observado o instante (em $n=12$) em que o valor descontado cruza o eixo das abscissas, representando, portanto, um *payback time* de doze anos.

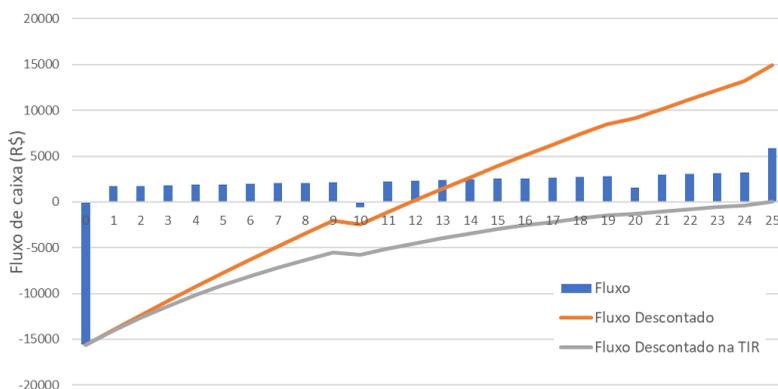


Figura 17. Exemplo representativo de fluxo de caixa e valor descontado

O indicador de PBT empregado neste estudo é o *payback* descontado, diferente do *payback* simples que não considera a variação do valor do capital ao longo do tempo.

Custo nivelado de energia (LCOE - *Levelized Cost of Energy*): A equação que descreve o LCOE é obtida através do equilíbrio dos custos (C_n) e receitas (R_n) durante a vida de um projeto capitalizados para o instante inicial através de uma taxa j :

$$\sum_{n=1}^T \frac{R_n}{(1+j)^n} = C_0 + \sum_{n=1}^T \frac{C_n}{(1+j)^n} \quad (8)$$

Onde as receitas correspondem à economia obtida através da geração anual de energia (E_n) multiplicada pela tarifa média incidente, enquanto os custos anuais equivalem às parcelas de operação e

manutenção ($C_{O\&M}$), combustível (C_{comb}), substituição periódica de equipamentos (C_{equip}) e amortização de financiamento (C_{finc}).

$$C_n = C_{finc} + C_{O\&M} + C_{comb} + C_{equip} \quad (9)$$

Para sistemas fotovoltaicos, a parcela de combustível é nula, a parcela de O&M é reduzida a um percentual do custo inicial para representar os custos de reparos em conexões e limpeza dos módulos. O financiamento é opcional e o custo de reposição de equipamentos deve considerar a troca dos inversores e sistema de armazenamento ao final de sua garantia.

Neste estudo, os custos de reposição dos equipamentos consideram uma redução nos preços dos sistemas de armazenamento e inversores bem como uma redução na potência nominal dos inversores para corresponder à degradação dos módulos.

Assim, a partir da equação de equilíbrio de custos e receitas:

$$\sum_{n=1}^T \frac{LCOE \cdot E_{PV,n}}{(1+j)^n} = C_0 + \sum_{n=1}^T \frac{C_n}{(1+j)^n} \quad (10)$$

Sendo o LCOE um valor médio, pode ser isolado e rearranjando a parcela da geração para o denominador, tem-se:

$$LCOE = \frac{(C_0 + \sum_{n=1}^T \frac{C_n}{(1+j)^n})}{\sum_{n=1}^T \frac{E_{PV,n}}{(1+j)^n}} \quad (11)$$

O resultado é a equação base do LCOE, que pode ser utilizada para comparar diferentes tecnologias de geração de energia desde que estejam em condições regulatórias similares: por exemplo, usinas fotovoltaicas de grande porte podem ter seu LCOE calculado e comparado com usinas térmicas a diesel ou grandes aerogeradores, pois todas comercializam sua energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Para a microgeração fotovoltaica distribuída, o LCOE calculado poderá ser empregado na comparação com outras tecnologias de microgeração ou com a tarifa da própria concessionária. A comparação do LCOE com a tarifa da concessionária permite determinar as condições em que um investimento se torna viável ou se deverá ser abandonado ou adiado.

A postergação do investimento é uma alternativa quando o LCOE do sistema projetado se mostra superior à tarifa; em outras palavras, quando a paridade com a rede não foi alcançada.

Branker, Pathak e Pearce (2011) realizaram a revisão de 27 artigos para LCOE de sistemas fotovoltaicos publicados entre os anos 2003 e 2010. Segundo os autores, ao avaliar sistemas fotovoltaicos aplicando o LCOE é recomendado que todos os parâmetros que afetam o sistema sejam devidamente modelados e justificados. Como limitações conhecidas do método estão a imprecisão dos modelos dos diferentes parâmetros, o fato do método em sua forma básica não considerar os riscos envolvidos nos projetos e que previsões muito adiante no futuro poderão não ser corretas.

Assim, o LCOE deve ser reconhecido como uma imagem da viabilidade econômica de um sistema caso as políticas atuais sejam mantidas. Porém, uma visão mais ampla pode ser obtida através de uma análise de sensibilidade das variáveis e parâmetros empregados.

Custo nivelado de armazenamento (LCOS – Levelized cost of storage): Custo nivelado de armazenamento usa a métrica do custo nivelado de energia para estipular a que valor de tarifa média deveria ser descarregada a energia armazenada em baterias para zerar os custos do sistema ao longo de sua vida útil (BELDERBOS et al., 2017).

Não existe um equacionamento universalmente aceito para o LCOS, uma vez que os autores empregam diferentes análises quando se refere à energia de carga e descarga. A Tabela 2 a seguir expõe diferentes equacionamentos para o LCOS, seu autores e considerações relevantes ao cálculo.

Na metodologia deste estudo se encontra o modelo matemático proposto para a descrição do LCOS para o contexto regulatório e tarifário brasileiro.

Tabela 2. Equações para o Custo Nivelado de Armazenamento - LCOS

Equacionamento	Autor	Considerações
$LCOS = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$	WORLD ENERGY COUNCIL (2016)	Não considera os custos com a energia para carga do sistema
$LCOS = \frac{Capex + Opex \cdot AF}{W \cdot AF}$	ABDON et al.(2017)	OPEX considera o custo de compra de energia em três diferentes tarifas. AF é o fator de anualização.
$LCOS = \frac{A_{bat}}{E_{frombat} \cdot \eta_{inv}}$	QUOILIN et al. (2016)	LCOS aparece como um termo adicional no cálculo do LCOE de sistemas híbridos.
$LCOS = LCOE - \frac{\text{preço de carga}}{\text{eficiência total}}$	ZAKERI; SYRI (2015)	Separa o custo de carga do sistema para calcular o valor da energia do ESS separadamente.
$LCOS = \frac{Capex + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{W_{Out}}{(1+i)^t}}$ $A_t = Opex + Capex_{re,t} + c_{el} \cdot W_{in} - R_t$	JÜLCH et al. (2015)	Traz o custo da compra de energia como uma despesa juntamente com os gastos de O&M.
$LCOES = \frac{Capex + Opex}{\sum_{i=0}^n \frac{E_{dis}}{(1+r)^n}}$	PENA-BELLO et al.(2017)	Traz dois indicadores, o primeiro é para o custo associado à descarga da bateria ao longo da vida do projeto, enquanto o segundo é para o valor nivelado para a descarga da bateria.

$LVOES = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_{dis}}{(1+r)^i}}$		
$RADP = \frac{\sum_t \frac{(OCC_t + FOM_t + TCC_t)}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{MWh_t}{(1+r)^t}}$ $RAPS = RADP - \frac{\sum_t \frac{TCC_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{MWh_t}{(1+r)^t}}$ $RAOP = \frac{\sum_t \frac{(OCC_t + FOM_t)}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{MWh_t}{(1+r)^t}}$	BELDERBOS et al.(2017)	<p>Traz em seu artigo três métricas para o cálculo de valores tarifários necessários para avaliar a rentabilidade dos ESS. A primeira é uma transcrição do LCOS, enquanto o RAPS considera a diferença necessária entre preço de carga e descarga para avaliar a rentabilidade. O último indicador proposto pelos autores descreve a receita necessária através da descarga para igualar apenas os custos de aquisição e manutenção.</p>
$LCOE_{St} = \frac{\sum C_{St}}{\sum E_{OUT,St,t}} + K_t \frac{p_{int,0}}{\eta_{St}}$ $K_t = \frac{\sum_{t=1}^T E_{int,t} \frac{(1 + PIF_{p_{int}})^t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_{int,t}}{(1+i)^t}}$	PAWEL (2014)	<p>Ao inserir a energia de carga vezes a tarifa de energia inicial no equacionamento como custo, o autor usa da eficiência total do sistema para isolar um termo que consiste na tarifa, um fator de incremento tarifário e a eficiência total.</p>

2.4.2 Tempo de vida

Quanto ao tempo de vida dos projetos, o valor típico utilizado é de 25 anos, dada a garantia da maioria dos fabricantes de módulos fotovoltaicos, principal componente do sistema.

Em Branker; Pathak e Pearce (2011) os autores advogam pelo uso de um horizonte de 30 anos, uma vez que a garantia para os inversores é de 10 anos (logo o ideal seriam múltiplos de 10) e a degradação dos módulos fotovoltaicos tem se mostrado inferior aos valores especificados pelos fabricantes (alguns fabricantes já oferecem garantias de 30 anos para seus módulos fotovoltaicos). Estes efeitos de redução na degradação foram levantados por Jordan e Kurtz (2011) ao analisar aproximadamente 2000 amostras de degradação de módulos e sistemas.

Neste estudo, são considerados cenários empregando o horizonte base de 30 anos e 25 anos para a análise de sensibilidade.

2.4.3 Taxas de juros e inflação

Taxas de juros são aplicadas para representar a variação do valor do capital ao longo do tempo ou o custo inerente de aplicar o capital em um projeto quando se possuem alternativas de igual ou maior rentabilidade. Outro fator importante a ser considerado é a fonte deste capital, podendo ser tanto capital próprio ou de terceiros. Diferentes tratamentos podem ser dados para cada uma destas alternativas.

Para a variação do capital ao longo do tempo, pode-se considerar um investimento de baixa liquidez como um título de renda fixa a longo prazo, como títulos comprados para previdência corrigidos por uma taxa referente à inflação. Comparando alternativas de investimento se faz necessária a comparação do investimento em questão contra a TIR de seu concorrente.

Quando for feito o uso de capital próprio (CP), neste caso é empregada a taxa mínima de atratividade (TMA), que seria o rendimento mínimo necessário de um investimento visando o lucro e de forma a pagar as despesas relacionadas com a administração do mesmo. Uso de capital de terceiros (F): no caso de instituições financeiras, deve-se empregar a taxa de juros na qual o empréstimo ou o financiamento foi realizado (J). A WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) é a taxa de juros a ser determinada de acordo com a proporção de cada fonte de capital:

$$WACC = \frac{CP}{CP+F} \cdot TMA + \frac{F}{CP+F} \cdot J \quad (12)$$

Neste estudo, diferentes taxas de juros reais foram aplicadas para observar o comportamento do LCOE frente a este parâmetro e simular diferentes cenários de financiamento. A taxa de juros real corresponde à taxa de juros nominal descontada a taxa da inflação, dada pela equação:

$$j_r = \frac{(1+j_n)}{(1+i)} - 1 \quad (13)$$

A inflação brasileira, aferida pelo IBGE em seu Índice Nacional de preços ao Consumidor – IPCA, tem registrado um crescimento médio de 6,3% ao ano desde a implementação do Plano Real que recuperou a economia brasileira de uma hiperinflação em 1994.

O atual cenário econômico brasileiro traz valores de inflação acumulada em 3,75% a.a., enquanto os indicadores de rendimento dos principais investimentos disponíveis no mercado (CDI) se encontram em 6,42% a.a.; porém com a tendência de queda nos próximos meses, enquanto a poupança tem um acumulado anual de 4,62% (VALOR, 2017). Com esses valores, tem-se taxas de juros reais anuais de 2,57% para a CDI e 0,83% para a poupança.

2.5 Síntese

Sistemas de armazenamento conectados à rede elétrica contribuindo para a integração de fontes renováveis de energia têm atraído grande interesse da comunidade científica, com um número crescente de publicações acerca dos aspectos técnicos e econômicos dos sistemas.

Enquanto avaliações econômicas de sistemas FV possuem métricas já consagradas, para sistemas de armazenamento de energia ainda não há um consenso de como deveriam ser calculados os benefícios da arbitragem tarifária, uma situação que varia ainda de acordo com o contexto regulatório de cada país.

Como avaliado ao final de cada tópico que descreve cada componente de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, as perspectivas de redução de custos resultarão em grandes mudanças nas avaliações econômicas destes sistemas já em um horizonte de curto e médio prazo.

3 METODOLOGIA

A metodologia para avaliação de alternativas de geração e armazenamento foi dividida em seis etapas, visando o conhecimento dos custos e variáveis envolvidas na análise, predição da receita proveniente da geração distribuída e arbitragem tarifária do ESS e a consequente análise destes investimentos, a saber:

1. Geração do caso base e análise de custos;
2. Projeto de um sistema fotovoltaico residencial;
3. Medição da geração e consumo residencial;
4. Simulação de um sistema de armazenamento;
5. Cálculo da interação da geração fotovoltaica com ESS dentro do ambiente de Tarifa Branca;
6. Análise econômica e de sensibilidade.

As etapas acima descrevem como uma residência se beneficiaria com a instalação de um sistema fotovoltaico e como seu proprietário poderia avaliar a viabilidade de instalar sistemas de armazenamento de energia e/ou migrar para uma diferente modalidade tarifária através dos dados de produção e consumo de energia.

Portanto, foram avaliadas como alternativas ao consumidor a aquisição dos diferentes equipamentos e/ou alteração no regime tarifário, entre quatro possibilidades:

Caso base – Visa demonstrar os custos de não se investir em sistemas fotovoltaicos e de armazenamento;

1ª alternativa – Avalia a geração fotovoltaica conectada à rede elétrica sob tarifação residencial comum na modalidade *net metering*;

2ª alternativa – Avalia o retorno de sistemas de armazenamento de energia sob Tarifa Branca e sem geração fotovoltaica;

3ª alternativa – Avalia o retorno da geração fotovoltaica com sistemas de armazenamento de energia sob Tarifa Branca.

O diagrama da Figura 18 exhibe as delimitações de cada alternativa de investimento, bem como o possível fluxo energético.

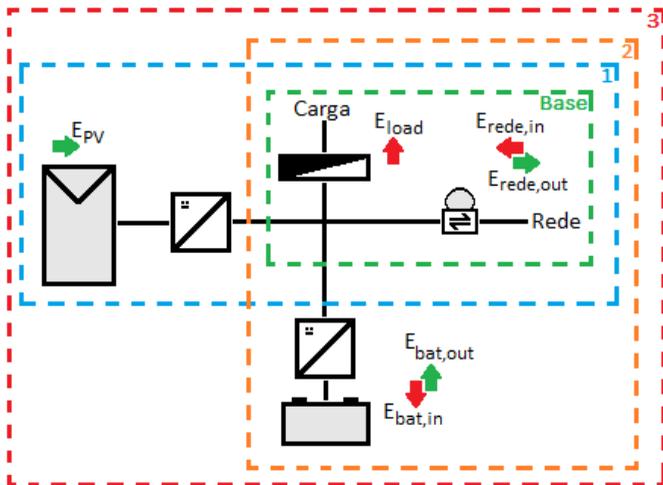


Figura 18. Diagrama das diferentes alternativas de investimentos.

Na Figura 18 se vê o caso base (denominado Base na cor verde), a 1ª alternativa de geração fotovoltaica distribuída (em 1-azul), somente armazenamento para arbitragem tarifária (em 2-laranja) e o sistema híbrido (em 3-vermelho).

3.1 Geração do caso base e análise de custos.

Para estabelecer a base de comparação entre todas as alternativas de investimento, o caso base foi gerado através do levantamento da demanda energética residencial ($E_{rede,n}$) e tarifa de energia (T_{base}), levantada através das faturas mensais de energia ao longo de um ano. Assim, supondo que a demanda energética não sofreria incremento ao longo dos anos, podem-se estabelecer os custos que seriam incorridos caso nenhuma das alternativas de investimento fosse selecionada.

O Custo Presente Líquido - NPC (eq. 14) estima o quanto seria gasto ao longo de uma vida útil de um sistema fotovoltaico (T) com faturas de energia descontadas a uma taxa de juros equivalente ao custo de oportunidade e considerando também o incremento tarifário anual (IT).

$$NPC = \sum_{n=1}^T \frac{E_{rede,n} \cdot T_{base} \cdot (1+IT)^n}{(1+j)^n} \quad (14)$$

3.2 Projeto de um sistema fotovoltaico residencial.

Para a primeira alternativa de investimento, um sistema fotovoltaico conectado à rede sob o regime de *net metering* e modalidade

tarifária residencial B1 foi avaliado, sendo este o tipo de instalação mais comum para geração distribuída no Brasil.

O dimensionamento do sistema foi realizado conforme descrito na seção 2.1.2.

Para a análise da alternativa de geração distribuída, os custos da instalação de um sistema fotovoltaico foram estipulados com os custos de componentes, instalação e engenharia (custos *turn-key*).

3.3 Medição da geração e consumo residencial.

Com o gerador fotovoltaico instalado, os dados referentes a um ano de geração fotovoltaica e consumo de energia no mesmo instante devem ser adquiridos em medidas horárias por um período mínimo de um ano. Tais medições são possíveis através do cruzamento dos dados de geração provenientes do inversor e de medidores inteligentes instalados no padrão de entrada da residência.

Sistemas de automação residencial e medidores inteligentes são alternativas de sistemas capazes de monitorar a demanda energética desde que possuam um sistema de armazenamento e visualização de dados. O conhecimento dos padrões de consumo horários da residência pode, alternativamente, permitir o cálculo dos custos da migração da tarifação normal para a Tarifa Branca mesmo sem a instalação de um ESS.

Foram obtidas curvas de carga para 1000 unidades consumidoras através do P&D ANEEL-EDP-UFSC de geração distribuída com sistemas de armazenamento. A EDP disponibilizou as leituras de medidores inteligentes de seu projeto InovCity na cidade de Domingos Martins-ES com uma resolução temporal de 30 minutos para um período de um ano. Das 1000 unidades, pouco mais que a metade apresentava séries temporais completas para análise.

Os dados referentes a 500 residências foram tratados para que fosse possível a visualização do perfil de consumo energético de cada unidade consumidora para cada dia. A leitura proveniente dos medidores inteligentes consiste de valores incrementais de energia, logo o valor da energia consumida consiste na diferença entre duas leituras consecutivas.

Então, valores de consumo energético horários médios (e seu desvio padrão) foram obtidos e separados entre dias úteis e finais de semana. A Figura 19 exhibe o padrão de consumo médio anual de uma das residências, aferida por um medidor inteligente com 30 minutos de resolução, com pico de demanda no horário de ponta e diferentes comportamentos entre dias úteis e finais de semana.

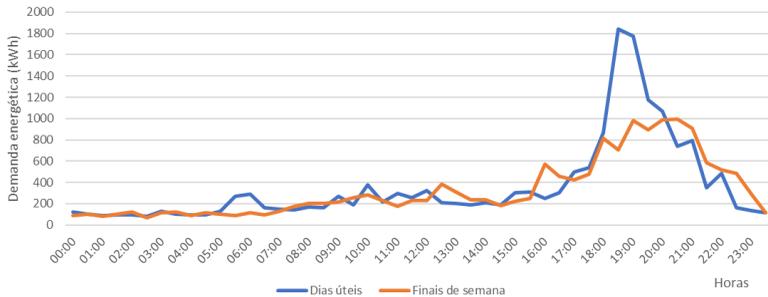


Figura 19. Curva de demanda residencial.

Foi calculado o FC das médias diárias para classificar as unidades consumidoras em faixas de FC. O histograma da Figura 20 exibe a distribuição da amostra analisada com uma média de 36,8% e desvio padrão em 12,8%.

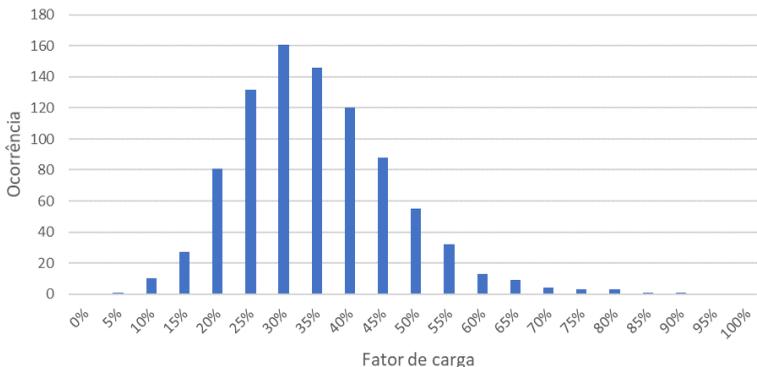


Figura 20. Histograma do fator de carga para 500 UCs residenciais analisadas.

Uma análise de quando ocorrem os picos de demanda foi realizada; esse fator é essencial para avaliar a viabilidade para a Tarifa Branca e impacta diretamente sobre o autoconsumo da residência. A Figura 21 exibe a distribuição horária das incidências de demandas de ponta.

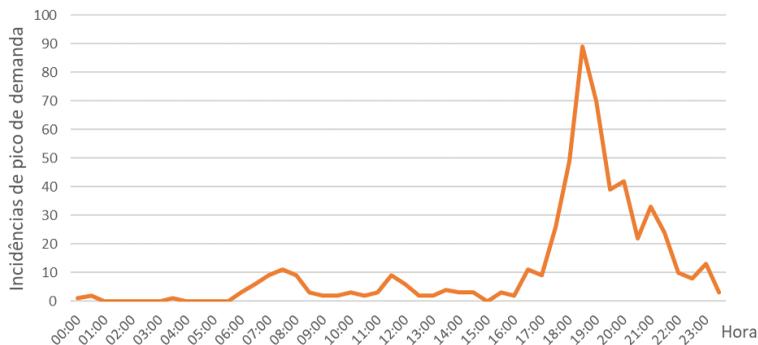


Figura 21. Gráfico de incidências horárias de demanda de pico.

A curva de demanda para dias úteis da Figura 19 exibe um FC de 19,4% e um consumo médio em ponta de 4,6 kWh. Ambos fatores, demanda em horário de pico e fator de carga são essenciais para a análise desenvolvida, pois alteram a capacidade de armazenamento de energia necessária, seus custos e, assim, sua viabilidade econômica.

3.4 Simulação de um sistema de armazenamento

Para a segunda alternativa, onde somente o sistema de armazenamento seria instalado, sem a geração fotovoltaica, o retorno financeiro para o sistema de baterias deve considerar a economia advinda da arbitragem tarifária do período fora de ponta para a ponta na modalidade de Tarifa Branca.

A Figura 22 exibe o fluxograma que descreve o comportamento de um sistema de armazenamento onde a carga do banco de baterias ocorre em um horário de menor demanda da rede elétrica da concessionária e a descarga ocorre nos horários de ponta para beneficiar-se da modalidade de Tarifa Branca.

Como variáveis de entrada tem-se um ano de curvas de carga da residência obtidas através de medidores inteligentes e as características técnicas de um ESS. Para sistemas com a tecnologia de LiFePO₄, são características uma profundidade de descarga superior a 80% e uma eficiência aproximada em 90%.

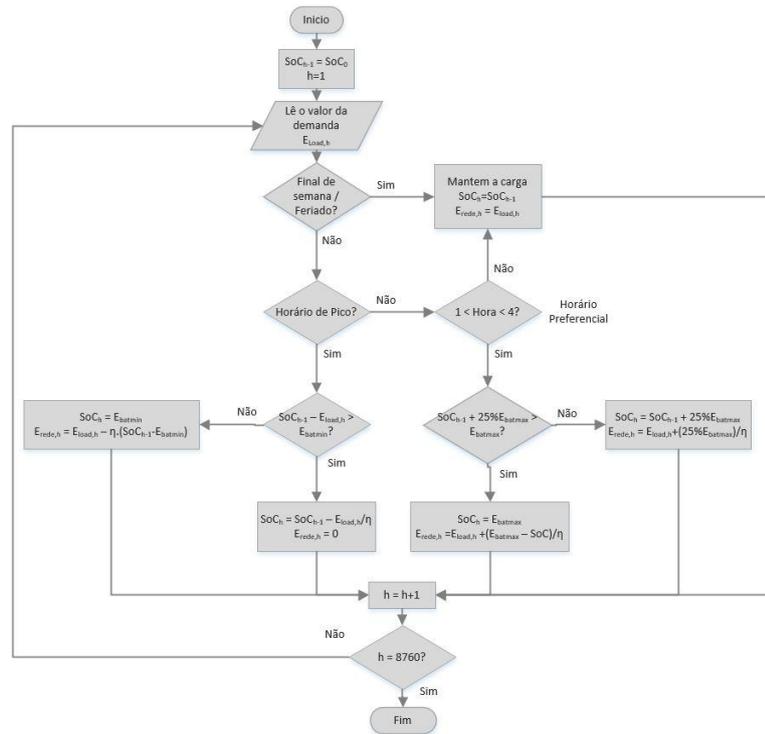


Figura 22. Fluxograma da simulação de um sistema de armazenamento.

O fluxograma exibe as restrições quanto à carga e descarga da bateria, sujeitas às limitações de capacidade e eficiência do ESS, e como a carga em horário de baixa demanda é realizada em um fator 0,25C (o ciclo para uma carga completa levaria 4 horas) para uma carga mais suave e de menor impacto na degradação das células. Recargas com um fator C maior, além de potencialmente danosas à bateria, levariam à transferência do horário de pico noturno para a madrugada.

O sistema de armazenamento é limitado para a análise econômica pela sua quantidade de ciclos de carga e descarga (de até 5 mil ciclos para baterias de Li-Íon) ou sua vida em calendário de 10 anos; portanto a substituição do sistema deverá estar prevista na análise de custos da alternativa.

3.5 Cálculo da interação - geração fotovoltaica com bateria dentro do ambiente de Tarifa Branca

Com base na metodologia aplicada em Bortolini, Gamberi e Graziani (2014), a interação entre o sistema fotovoltaico e o sistema de armazenamento de energia deverá ser calculada para que seja explicitada a economia devido ao uso da geração distribuída e do armazenamento aplicando os valores de Tarifa Branca. A descrição desta interação está no fluxograma da Figura 23.

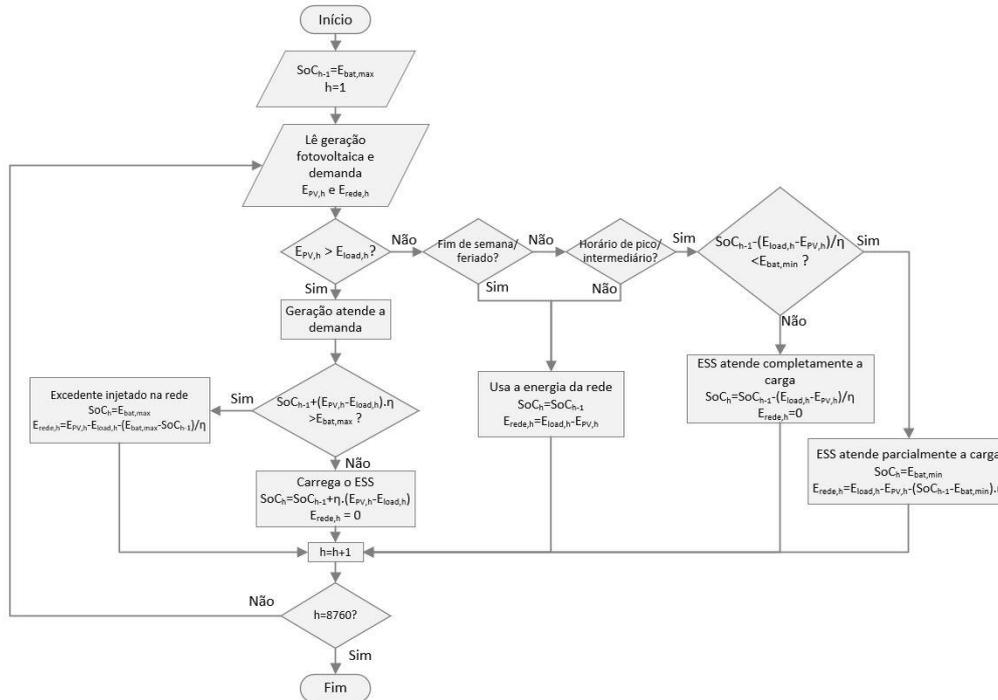


Figura 23. Fluxograma da interação Fotovoltaica – Bateria.
 Fonte: Adaptado de (BORTOLINI; GAMBERI; GRAZIANI, 2014).

Após o processamento do fluxo horário de energia chega-se a resultantes equivalentes à geração fotovoltaica fornecida à rede, demanda energética em autoconsumo e ciclo de carga e descarga da bateria. A série temporal da energia consumida (e exportada) para a rede fornece o custo com energia elétrica quando multiplicada pela tarifa incidente em seu horário, conforme as seguintes equações:

$$C_{rede,n} = \sum_{h=1}^{8760} T_h E_{rede,h} \quad (14)$$

Onde T_h corresponde aos três postos horários de ponta, intermediário e fora de ponta:

$$T_h = \begin{cases} T_1 & \text{hora} = 1 \rightarrow 17; 23; 24 \\ T_2 & \text{hora} = 18; 22 \\ T_3 & \text{hora} = 19; 20; 21 \end{cases} \quad (15)$$

Um balanço anual pode ser realizado para: (i) obter os valores referentes aos créditos no sistema de compensação de energia de acordo com a REN 482/2012 da ANEEL; (ii) verificar a sazonalidade da geração e do consumo e (iii) como isto poderia afetar o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia.

3.6 Análise econômica e de sensibilidade

Para a avaliação econômica das alternativas de investimentos de geração distribuída com armazenamento se faz necessário o conhecimento dos custos e receitas referentes à realização do projeto. Os custos iniciais podem ser obtidos através de orçamentos de empresas instaladoras e compreendem os custos de projeto, aquisição, instalação e licenciamento dos sistemas fotovoltaicos.

As receitas para a avaliação são provenientes da economia ocasionada pela injeção da geração fotovoltaica na rede doméstica ou a descarga do banco em horário de pico, resultando em uma economia na fatura de energia quando comparada ao caso base.

Para o horizonte temporal dos investimentos T é realizada uma capitalização anual dos custos e receitas de forma a construir um fluxo de caixa. Valores monetários distribuídos temporalmente devem ser capitalizados para um instante comum através de uma taxa de juros para que seja possível o cálculo dos indicadores econômicos do projeto.

Análises através do LCOE podem ser realizadas para sistemas fotovoltaicos através da equação 16, retirada de Bortolini, Gamberi e Graziani (2014).

$$LCOE_{FV} = \left(C_0 + \sum_{n=1}^T \frac{C_n}{(1+j)^n} \right) / \sum_{n=1}^T \frac{E_{FV} \cdot (1-d)^n}{(1+j)^n} \quad (16)$$

Onde C_n equivale aos custos anuais para a manutenção do sistema, C_0 aos custos de instalação e E_{FV} à energia fotovoltaica gerada ao longo do ano quando considerada uma depreciação d .

Para a avaliação de sistemas de armazenamento de energia foi empregado o LCOS, onde o numerador equivale à anualização dos custos de aquisição e manutenção do sistema e o denominador equivale à receita proveniente da descarga do banco em tarifas diferenciadas:

$$LCOS_{Bat} = \left(C_0 + \sum_{n=1}^T \frac{C_n}{(1+j)^n} \right) / \sum_{n=1}^T \frac{(m_1 \cdot E_{Bat,T1} + m_2 \cdot E_{Bat,T2} + m_3 \cdot E_{Bat,T3})}{(1+j)^n} \quad (17)$$

Onde os multiplicadores m_1 , m_2 e m_3 equivalem à proporção na qual cada tarifa horária se desvia da tarifa convencional, representando os períodos de fora de ponta, intermediária e ponta, respectivamente. Ao mesmo tempo, $E_{bat,T}$ representa a energia consumida ou armazenada para cada período. A rentabilidade do sistema pode ser verificada uma vez que embora a energia seja consumida para o carregamento do banco de baterias fora do horário de ponta, a diferença entre tarifas proporciona um saldo positivo.

Para a interação fotovoltaica com o sistema de baterias, o LCOS no âmbito da Tarifa Branca pode ser calculado pela equação:

$$LCOS_{Tot} = \left(C_0 + \sum_{n=1}^T \frac{C_n}{(1+j)^n} \right) / \sum_{n=1}^T \frac{E_{liq}^n \cdot (1-d)^n}{(1+j)^n} \quad (18)$$

Sendo E_{liq} o balanço positivo do fluxo de energia dado por:

$$E_{liq}^n = m_1 \cdot (E_{FV,T1}^n - E_{Bat,T1}^n) + m_2 \cdot (E_{FV,T2}^n + E_{Bat,T2}^n) + m_3 \cdot (E_{FV,T3}^n + E_{Bat,T3}^n) \quad (\text{Eq. 19})$$

Considerando:

$$E_{Bat,T1}^n = (E_{Bat,T2}^n + E_{Bat,T3}^n) / \eta \quad (\text{Eq. 20})$$

$$m_3 > m_2 > m_1 \quad (\text{Eq. 11})$$

Pode ser verificado que para valores usuais de eficiência total ($\eta \cong 0,90$), mesmo nos piores casos, em que não há geração FV ou descarga no horário de ponta, E_{liq} deve fornecer um valor positivo. A exceção ocorre, dada as condições anteriores, em casos onde m_1 é maior que m_2 dividido por η .

Ressalta-se que a metodologia de LCOS aqui proposta emprega o conceito de energia líquida, uma resultante da interação dos ciclos da bateria com a injeção na rede do sistema fotovoltaico. A energia empregada no carregamento do banco de baterias seria proveniente unicamente da geração fotovoltaica e, assim, poderia não ser considerada um custo como visto nas metodologias de Belderbos et al. (2017) e Pawel (2014), mas sim visto como uma redução da compensação energética pela geração. Portanto a energia de carregamento retorna como receita em um momento seguinte quando empregada a Tarifa Branca.

A análise de sensibilidade consiste em variações percentuais nas variáveis empregadas nas simulações. Essa análise de sensibilidade difere das simulações de Monte Carlo pois ocorrem, *Ceteris Paribus*, de forma a isolar e conhecer a influência de cada variável.

A Tabela 3 a seguir exhibe as variáveis que sofrerão alterações percentuais para as análises de sensibilidade.

Tabela 3. Variáveis avaliadas na análise de sensibilidade.

Variáveis Técnicas	Variáveis Econômicas
Degradação FV	Custos Iniciais
Capacidade ESS	Tarifa base
Potência FV	Crescimento da tarifa
Eficiência ESS	Taxa de juros

Profundidade de
descarga
Fator de carga
Vida útil

Redução de custos
Adiamento do projeto

Serão constantes para todas as simulações: a demanda energética residencial mensal, irradiação média anual e a PR do sistema FV. Desta forma a geração FV será alterada somente pela potência instalada.

4 RESULTADOS

A Tabela 4 exhibe as variáveis empregadas na simulação de: (i) um sistema fotovoltaico puro, (ii) um sistema somente de armazenamento e (iii) um sistema fotovoltaico com armazenamento (híbrido), cujos comportamentos foram descritos nos fluxogramas da Figura 22 e Figura 23. As diferentes alternativas possuem as características de demanda, potência instalada e capacidade de armazenamento em comum, fazendo com que a Tabela 4 seja uma tabela aplicável para todas as alternativas de investimentos.

Tabela 4. Variáveis empregadas na simulação

Variáveis técnicas

Capacidade do sistema de armazenamento	4 kWh
SoC ₀ - Carga inicial do banco de baterias	4 kWh
DoD - Profundidade de descarga	80% ⁴
η - Eficiência do sistema de armazenamento	95% ⁴
P _{FV} - Potência FV	2,5 kWp
G _{POA} - Irradiação média incidente no plano dos módulos	4,64 kWh/m ² .dia
PR - Taxa de desempenho	82% ⁵
d - Taxa de degradação	0,5% / ano
E _{med} - Demanda energética	300 kWh/mês
FC - Fator de carga	18, 38 e 58%

Variáveis econômicas

T - Período	25 e 30 anos
j - Taxa de juros	3 a 15%
C _{0,fv} - Custo inicial fotovoltaico	3000 a 7000 R\$/kWp
C _{0,bat} - Custo inicial armazenamento	1000 a 7000 R\$/kWh
C _{10,20,inv} - Custo pela substituição de inversores	26 e 29% de C ₀
C _{O&M} - Custos anuais de O&M	1% C ₀
T _h - Tarifa de energia base	0,6893 R\$/kWh
T ₁ - Tarifa Branca fora de ponta	0,5938 R\$/kWh
T ₂ - Tarifa Branca intermediária	0,8175 R\$/kWh
T ₃ - Tarifa Branca de ponta	1,2554 R\$/kWh
Aumento anual da tarifa	3,82%

⁴ Valores típicos para baterias de LiFePO₄.

⁵ PR simulada para um sistema FV de 2,5 kWp instalado em Domingos Martins – ES com módulos da tecnologia CdTe.

4.1 Geração do caso base e análise de custo

O emprego da metodologia tem início através da aquisição das faturas de energia que descrevem mês a mês o consumo de energia de uma residência unifamiliar.

O consumo anual é multiplicado pela tarifa de energia vigente e estabelece o custo base para esta análise, caso não sejam realizados nenhum dos investimentos previamente descritos. O valor inicial (R\$ 2.493) e o incremento devido ao crescimento da tarifa de energia podem ser visualizados na Figura 24.

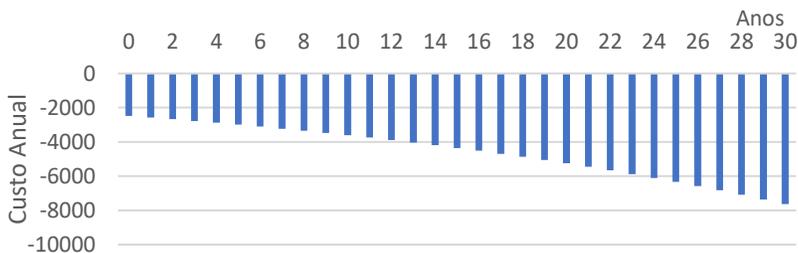


Figura 24. Fluxo de caixa do caso base.

O NPC foi calculado a diferentes taxas de juros para um horizonte de 25 e 30 anos (Figura 25).

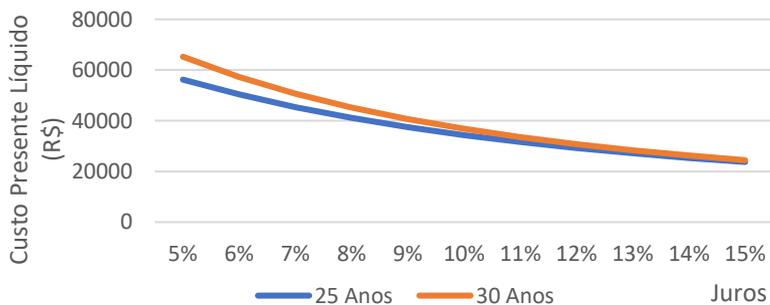


Figura 25. Custo presente líquido pela variação da taxa de juros em diferentes horizontes.

Somando todos os valores do fluxo de caixa da Figura 24, seriam gastos R\$ 107.181 ao longo de 25 anos com faturas de energia; quando considerada a correção a uma taxa de juros de 6% este valor passa a ser R\$ 50.353. O incremento da taxa de juros leva a uma maior dedução deste

valor, e quando comparado ao horizonte de 30 anos pode ser observada a convergência dos valores de custo presente líquido dos dois prazos.

4.2 Projeto de um sistema fotovoltaico residencial

Uma residência unifamiliar com uma demanda energética mensal de 300 kW/h demandaria a instalação de um sistema fotovoltaico de 2,3 kWp de acordo com o dimensionamento calculado através da equação (1), e dada a dedução correspondente a 30 kWh da taxa de disponibilidade da concessionária para residências atendidas com padrão monofásico.

Este valor seria incrementado para 2,5 kWp para corresponder a potência de inversores disponíveis no mercado; assim, o custo *turn-key* do sistema fotovoltaico ficaria entre R\$ 7.500 e 17.500 para a variação de 3000 a 7000 R\$/kWp instalado.

4.3 Medição da geração e consumo residencial

A instalação de um sistema fotovoltaico demanda a substituição do antigo relógio watt-horímetro unidirecional por um bidirecional para a medição da energia injetada na rede na modalidade *net metering*. Esta substituição, quando em um ambiente de *Smart Grid* ocorrerá para um medidor inteligente capaz de aferir a energia injetada e transmiti-la em tempo real à concessionária e a sistemas de monitoramento. Assim, podem ser obtidos gráficos da curva de carga e da geração fotovoltaica com grande resolução temporal para permitir a realização das análises aqui propostas.

Das unidades consumidoras avaliadas no contexto do P&D EDP-UFSC, uma unidade consumidora representativa, com 38% de FC e pico de demanda noturno foi retirada da amostra para ser utilizada nas análises seguintes. Outras duas amostras, com FCs de 18 e 58% foram retiradas para análises de sensibilidade quanto a esse fator.

Os dados de consumo aferidos e de geração fotovoltaica (sintetizados através do software PVSyst para um sistema FV com módulos de CdTe na cidade de Domingos Martins-ES) foram calculados e o resultado da iteração para a primeira semana do ano pode ser visto na Figura 26.

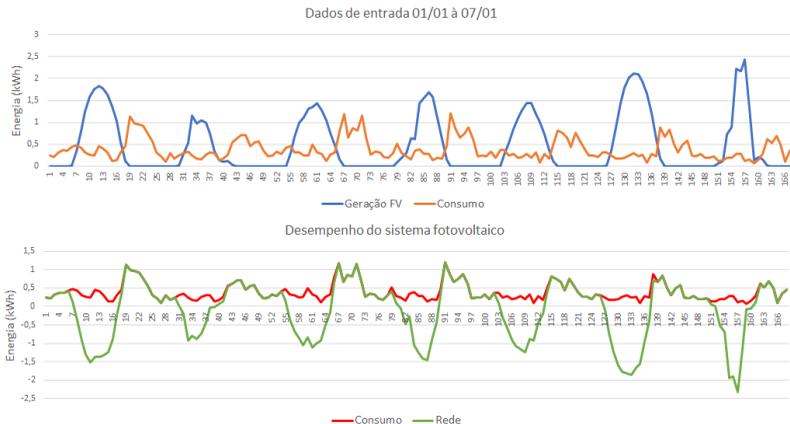


Figura 26. Interação da geração do sistema fotovoltaico residencial de 2,5 kWp com o consumo de energia para a primeira semana de dados de geração.

A curva verde que representa a energia da rede (E_{rede}), advinda da sobreposição das curvas de geração e demanda residencial, fornece a nova demanda energética a ser suprida pela concessionária à residência após a instalação da geração distribuída. Quando multiplicada pela tarifa incidente na modalidade comum fornece os valores da nova fatura de energia, que deverá ser deduzida do custo base para fornecer a economia devido à instalação do sistema fotovoltaico. Esta economia anual foi calculada em R\$ 2233,56 para o sistema de 2,5 kWp.

Como figura de mérito, o autoconsumo da residência também pôde ser calculado através da sobreposição das curvas de geração e demanda, enquanto através da variação dos valores de potência FV instalada foi possível gerar o gráfico na Figura 27.

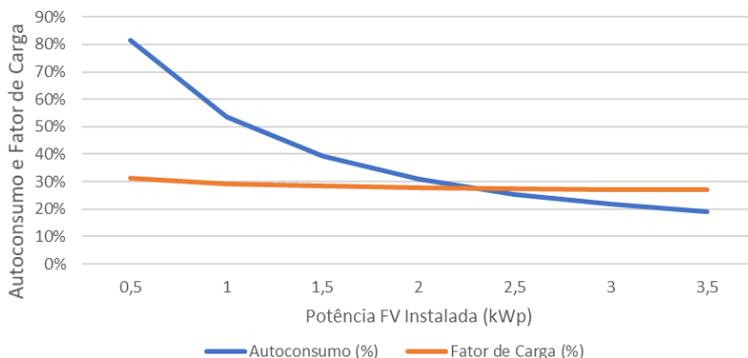


Figura 27. Gráfico do Fator de Carga e Autoconsumo para diferentes valores de Potência instalada.

Vale notar que para o gráfico acima, coincidentemente o encontro entre as duas curvas equivale ao dimensionamento ideal do sistema fotovoltaico. Neste ponto a demanda energética fora do período de geração equivale ao excedente de energia exportado para a rede, como visto na Figura 28.

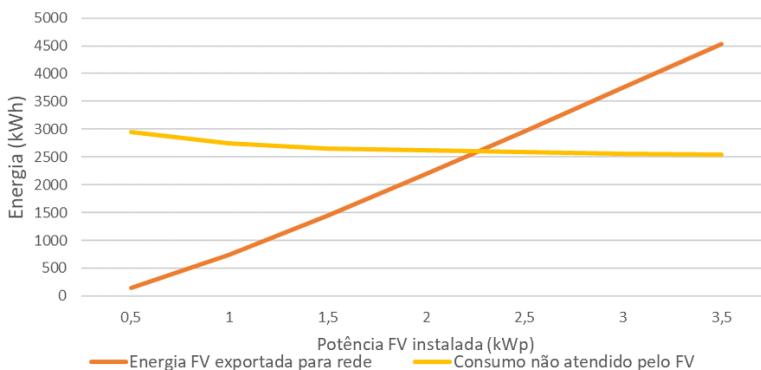


Figura 28. Variação da geração FV exportada e do consumo não atendido pelo sistema FV para diferentes potências instaladas.

O pequeno decréscimo da curva no consumo não atendido pela geração FV é devido ao fato do consumo estar concentrado no horário de ponta e o acréscimo na potência FV instalada resulta apenas no

suprimento do consumo no começo e fim do dia, nos demais períodos a geração é exportada à rede.

Através das curvas de carga horárias e a tarifa incidente sob cada posto horário na modalidade de Tarifa Branca pode-se calcular o custo anual com eletricidade para essa modalidade. Utilizando uma tarifa de 0,6893 R\$/kWh e multiplicadores de 0,86, 1,18 e 1,82 para os períodos de fora de ponta, intermediário e ponta (respectivamente) para a concessionária EDP-ES, tem-se um custo anual de R\$ 2677,90, valor que ao longo de 25 anos totalizaria R\$ 115.694 (considerando o incremento tarifário anual de 3,18%). Este valor, quando descontado a uma taxa de juros de 6% retorna um NPC de R\$ 54.353, que corresponde a uma diferença de 7,9% do custo base fora da Tarifa Branca, **resultando em um prejuízo de migrar para a Tarifa Branca** neste exemplo.

4.4 Simulação de um sistema de armazenamento

Através do fluxograma da Figura 22, que compila o comportamento descrito através das equações da seção 2.2.3, o sistema de armazenamento pôde ser simulado. O fluxo de energia na residência e no sistema de armazenamento, ao longo da primeira semana do ano simulado, podem ser vistos na Figura 29, a seguir.

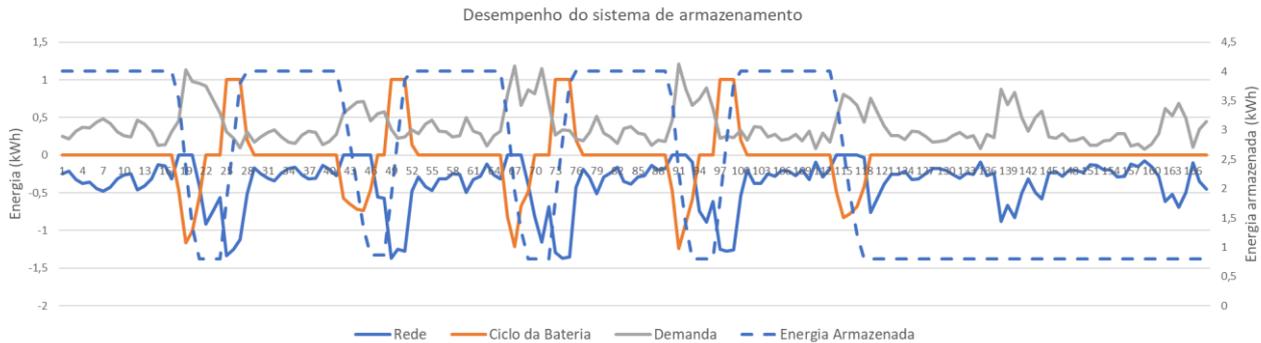


Figura 29. Desempenho do sistema de armazenamento para a primeira semana do ano simulado.

O desempenho do sistema de armazenamento com uma capacidade de 4 kWh e 80% de DoD, priorizando a carga em horário fora de ponta e a descarga em horário de ponta durante os dias úteis permite uma economia anual calculada em R\$ 439,17 quando comparada com o custo base para sistemas dentro da modalidade de Tarifa Branca (calculado ao final do passo anterior). Este valor corresponde a 84% do limite teórico da economia de sistemas de armazenamento (conforme exposto no Apêndice 1).

Mantendo constantes os demais valores da Tabela 4, a capacidade de armazenamento do sistema de baterias foi alterada em passos de 0,5 kWh e para cada simulação foi tomada a economia ao final do primeiro ano para a construção do gráfico da Figura 30.

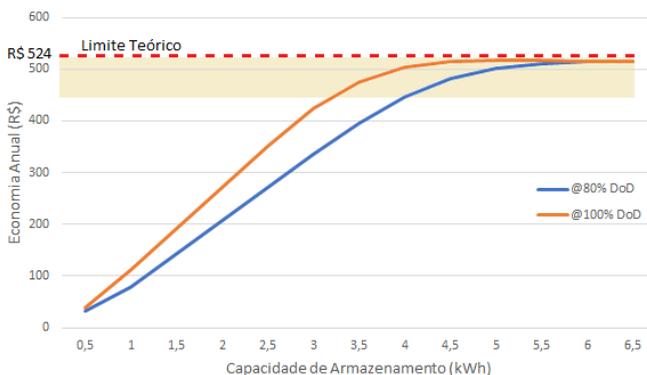


Figura 30. Dimensionamento marginal do sistema de armazenamento relacionando a capacidade de carga (em kWh) pelo potencial de economia anual (em Reais). A faixa acima indica valores em até 85% do limite teórico.

Pode-se observar que a inflexão da curva ocorre a partir de 4 kWh com 80% de profundidade de descarga e que valores maiores de capacidade representam uma elevação nos custos de aquisição do sistema sem que haja um aumento significativo na economia anual. Uma avaliação da média do consumo em horário intermediário e de ponta mostra que 4,05 kWh são consumidos entre 18 e 23 h, revelando que o dimensionamento da capacidade do sistema é adequado.

Como figura de mérito, uma vez que não há geração para que o autoconsumo seja avaliado, pode-se observar o incremento do fator de carga da residência, dado que o objetivo do sistema de armazenamento é a redução dos picos e sua movimentação para um horário de baixa

demanda (preenchimento dos vales). O novo valor de fator de carga médio para dias úteis é de 31,8%, uma redução quando comparada ao fator de carga inicial de 38,1%. Esta redução no FC é justificada pela geração de um novo pico de demanda durante a madrugada (horário programado para recarga) com dimensão equivalente à capacidade do banco dividido pela quantidade de horas disponíveis para sua carga.

A figura 31 mostra o comportamento do fator de carga para a variação das horas disponíveis para carga da bateria durante a madrugada, revelando um ganho para cargas mais lentas tanto para a concessionárias (através de um FC menor) quanto para o cliente, com uma redução da degradação do sistema de armazenamento.



Figura 31. Relação do Fator de Carga pela variação da quantidade de horas disponíveis para recarga.

4.5 Cálculo da interação da geração fotovoltaica com baterias dentro do ambiente de Tarifa Branca

A interação da geração do sistema fotovoltaico com ESS pode ser avaliada através do fluxograma da Figura 23, com base nos dados de geração e consumo de energia na residência. O fluxo de energia do sistema e o ciclo de carga/descarga da bateria, para a primeira semana do ano avaliado, podem ser observados na Figura 32.

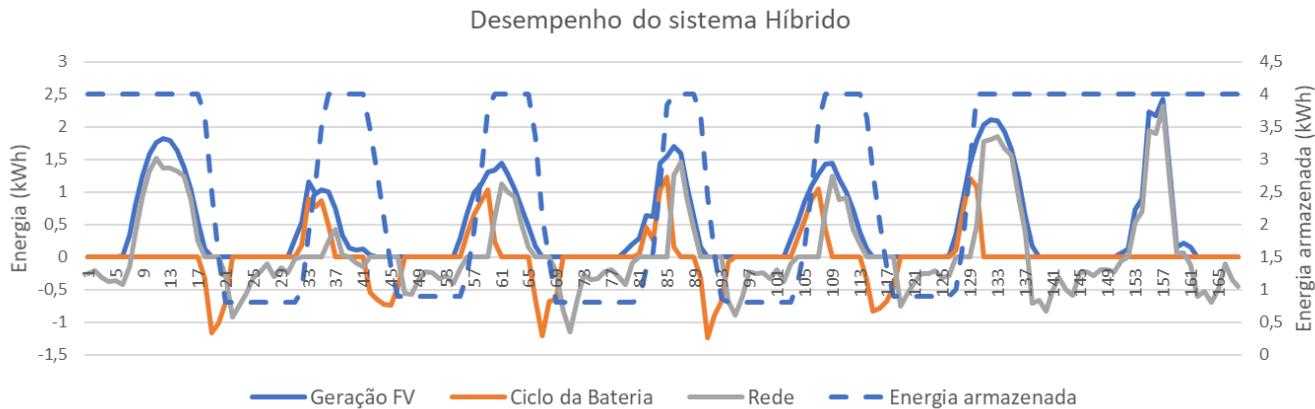


Figura 32. Desempenho do sistema híbrido para a primeira semana.

A economia ocasionada pelo uso do sistema híbrido é calculada através da multiplicação da demanda energética resultante (Rede, em cinza) pela tarifa de energia incidente no posto horário (considerando a taxa de disponibilidade da concessionária) e reduzida do custo base para a Tarifa Branca, calculado no passo 3 desta metodologia. A Figura 33 exibe o balanço mensal dos custos com energia para o sistema simulado quando aplicada ou não a taxa de disponibilidade da concessionária.

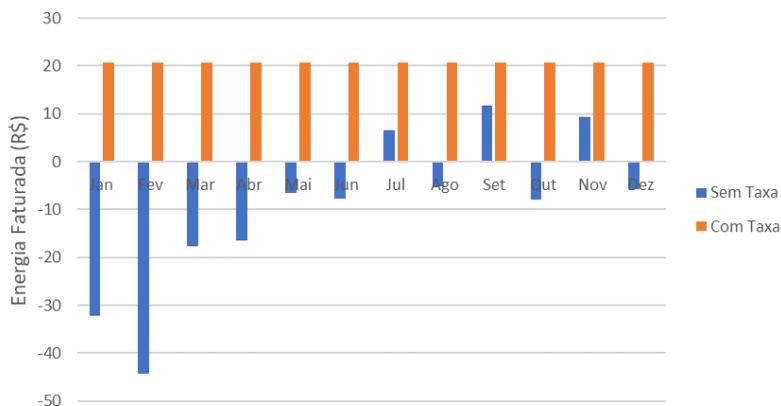


Figura 33. Fatura mensal de energia considerando ou não a taxa de disponibilidade da concessionária.

Para o sistema simulado (gerador fotovoltaico de 2,5 kWp e banco de baterias de íons de Li de 4 kWh) durante nove meses do ano a geração fotovoltaica gera créditos para a rede. Enquanto que para os meses de julho, setembro e novembro o consumo ainda não supera os 30 kWh da taxa de disponibilidade.

Ao final do primeiro ano, a fatura anual de energia, após a instalação do sistema híbrido passou a R\$ 248,16, uma economia anual de R\$ 2.429,74 quando comparada ao custo base na Tarifa Branca, que corresponde ao limite de economia teórico, conforme descrito no Apêndice 1.

O comportamento do sistema híbrido difere da alternativa de somente armazenamento ao apenas utilizar a energia localmente gerada, incrementando assim o autoconsumo residencial e, também, alterando seu fator de carga. A Tabela 5 foi elaborada para avaliar o incremento do

autoconsumo para a unidade consumidora para diferentes capacidades de armazenamento e potência FV instalada.

Tabela 5. Avaliação da fração de autoconsumo (em %) para diferentes capacidades de armazenamento e potência FV.

Potência FV (kWp)	Autoconsumo					
	Capacidade de armazenamento (kWh)					
	0	1	2	3	4	5
0,5	82%	96%	99%	99%	100%	100%
1	54%	65%	75%	83%	88%	92%
1,5	39%	48%	55%	63%	69%	74%
2	31%	37%	43%	49%	55%	59%
2,5	25%	31%	36%	40%	45%	49%
3	22%	26%	30%	34%	38%	41%
3,5	19%	23%	26%	30%	33%	36%
4	17%	20%	23%	26%	29%	32%
4,5	15%	18%	21%	24%	26%	28%
5	14%	16%	19%	21%	24%	26%
5,5	12%	15%	17%	19%	22%	23%
6	11%	14%	16%	18%	20%	21%

Para o caso base, com 4 kWh de capacidade de armazenamento, o sistema híbrido é capaz de incrementar o autoconsumo de 25,46% para 45,16% quando comparada com a alternativa de somente geração fotovoltaica sem armazenamento.

Como visto no cálculo do dimensionamento ideal para sistemas de armazenamento puro, alterações em sua capacidade podem gerar variações na economia proporcionada. Para sistemas híbridos, as alterações na potência fotovoltaica instalada também seriam capazes de fornecer diferentes cenários de rentabilidade. Para avaliar estes diferentes cenários, passos de 0,5 kWp e 1 kWh de potência instalada e capacidade

de armazenamento foram empregados para a construção do gráfico da Figura 34.

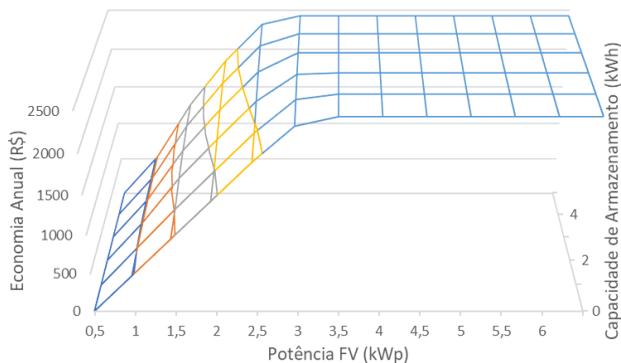


Figura 34. Gráfico 3D da economia para diferentes capacidades de armazenamento e potências FV instaladas.

O formato semiplano na área crescente do gráfico revela que a variável de capacidade de armazenamento exerce pouca influência sobre a rentabilidade do sistema, justificada pela pequena diferença entre os valores dos diferentes postos tarifários empregados no cálculo. Esta influência pode ser avaliada na Tabela 6, onde a parcela referente à

economia proveniente da arbitragem tarifária é avaliada através de variações de potência FV e capacidade de armazenamento

Tabela 6. Porcentagem da economia total proveniente da arbitragem de energia para diferentes capacidades de armazenamento e potência FV instalada.

Contribuição da arbitragem para economia total (%)						
Potência FV (kWp)	Capacidade de armazenamento (kWh)					
	0	1	2	3	4	5
0		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
0,5	0,0%	7,4%	10,2%	11,0%	11,3%	11,4%
1	0,0%	7,0%	15,7%	21,4%	24,8%	26,3%
1,5	0,0%	5,1%	12,5%	18,3%	22,4%	24,4%
2	0,0%	4,0%	10,1%	15,2%	19,1%	21,0%
2,5	0,0%	3,3%	8,4%	12,8%	16,3%	18,0%
3	0,0%	2,8%	7,1%	11,1%	14,2%	15,6%
3,5	0,0%	2,4%	6,2%	9,7%	12,5%	13,8%
4	0,0%	2,2%	5,5%	8,6%	11,1%	12,3%
4,5	0,0%	2,0%	5,0%	7,8%	10,0%	11,1%
5	0,0%	1,8%	4,5%	7,1%	9,2%	10,1%
5,5	0,0%	1,6%	4,1%	6,5%	8,4%	9,3%
6	0,0%	1,5%	3,8%	6,0%	7,8%	8,6%

Por fim, a redução na potência fotovoltaica em sistemas híbridos penalizaria dias de baixa irradiação, pois menos energia seria armazenada para o despacho em horário de ponta, subutilizando o sistema de armazenamento. Em um ambiente de pouca diferença entre postos tarifários, a solução híbrida reduz também a receita proveniente da venda de energia no período fora de ponta.

4.6 Análise econômica e de sensibilidade

O horizonte de vida útil da instalação pode ser estipulado através das taxas de degradação do sistema fotovoltaico, do crescimento da tarifa de energia e da previsão dos custos de manutenção e substituição de componentes. O fluxo de caixa das diferentes alternativas se encontra na Figura 35 para uma vida útil estendida para 30 anos.

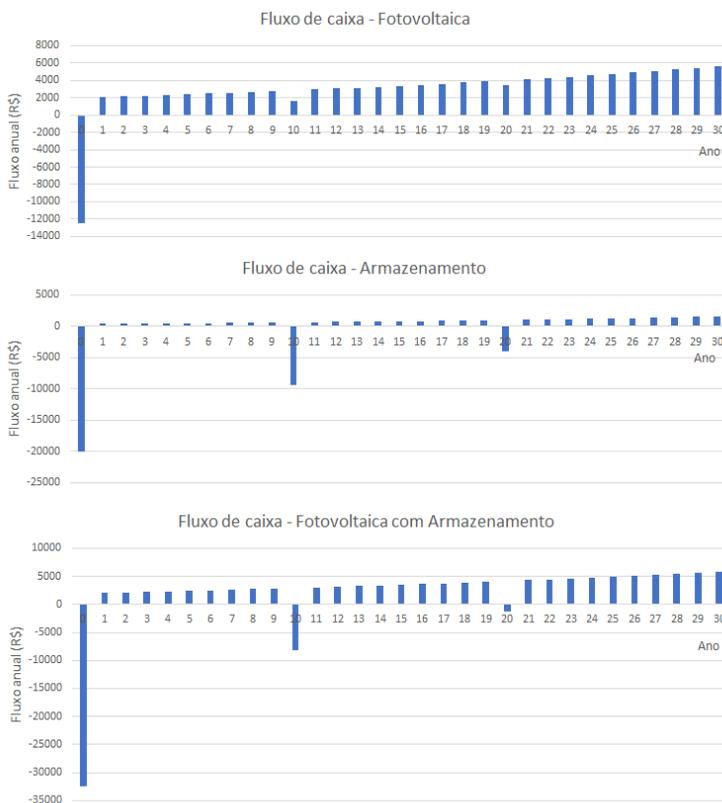


Figura 35. Fluxos de caixa para 30 anos das diferentes alternativas de investimento.

Através dos fluxos de caixa, os indicadores econômicos TIR e VPL podem ser calculados e seus resultados são apresentados na Tabela 7 e na Tabela 8, com uma análise de sensibilidade para a taxa de juros, que oscila entre 3 e 15%, e para variações nos custos iniciais, conforme Tabela 4.

Tabela 7. Valores de VPL (R\$) para casos de sensibilidade quanto aos custos iniciais de cada alternativa e taxa de juros aplicada, para 30 anos.

		VPL														
		Taxa de Juros														
		3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%		
Custos Iniciais	FV	3000	58180	49075	41641	35530	30471	26257	22721	19735	17197	15026	13158	11540	10130	
		4000	54944	45924	38562	32512	27506	23336	19839	16887	14378	12233	10387	8799	7398	
		5000	51708	42774	35484	29495	24541	20416	16957	14039	11560	9440	7617	6039	4665	
		6000	48472	39623	32405	26478	21576	17495	14076	11191	8741	6647	4847	3299	1933	
		7000	45237	36473	29237	23460	18611	14575	11194	8343	5922	3854	2676	1388	-800	
Custos Iniciais	Bat	1000	8419	6612	5148	3954	2974	2163	1489	924	448	44	-302	-599	-856	
		2000	2454	869	-406	-1437	-2277	-2965	-3533	-4004	-4398	-4730	-5011	-5251	-5457	
		3000	-3511	-4875	-5960	-6828	-7527	-8093	-8554	-8932	-9244	-9504	-9720	-9903	-10058	
		4000	-9476	-10618	-11514	-12220	-12778	-13222	-13576	-13861	-14090	-14277	-14429	-14555	-14659	
		5000	-15440	-16362	-17068	-17611	-18028	-18350	-18598	-18789	-18937	-19051	-19139	-19207	-19260	
Custos Iniciais	Bat	6000	-21405	-22105	-22622	-23002	-23279	-23478	-23619	-23717	-23783	-23824	-23848	-23859	-23861	
		7000	-27370	-27848	-28176	-28393	-28529	-28606	-28641	-28653	-28659	-28659	-28657	-28651	-28642	
	Custos Iniciais	FV + Bat	3000 + 1000	58276	48558	40630	34120	28747	24255	20500	17351	14640	12341	10363	8652	7162
			3000 + 2000	52311	42814	35076	28729	23486	19127	15478	12403	9794	7567	5654	4000	2561
			3000 + 3000	46346	37071	29522	23337	18236	13999	10456	7474	4948	2794	945	-652	-2040
		3000 + 4000	40381	31327	23968	17946	12985	8871	5435	2546	102	-1980	-3765	-5304	-6641	
		3000 + 5000	34417	25584	18414	12555	7735	3742	413	-2382	-4744	-6753	-8474	-9956	-11242	
Custos Iniciais	Bat	3000 + 6000	28452	19840	12860	7164	2484	-1386	-4609	-7310	-9590	-11527	-13183	-14608	-15843	
		3000 + 7000	22487	14097	7306	1773	-2766	-6514	-9630	-12238	-14436	-16300	-17892	-18920	-20444	
		4000 + 1000	55073	45436	37577	31124	25791	21352	17633	14496	11834	9558	7602	5910	4438	
		4000 + 2000	49108	39692	32023	25733	20540	16224	12611	9568	6987	4785	2893	1258	-163	
		4000 + 3000	43143	33949	26469	20342	15290	11095	7590	4640	2141	11	-1816	-3394	-4764	
Custos Iniciais	Bat	4000 + 4000	37178	28205	20915	14951	10039	5967	2568	-288	-2705	-4762	-6525	-8046	-9365	
		4000 + 5000	31213	22462	15360	9560	4789	839	-2454	-5217	-7551	-9536	-11235	-12698	-13966	
		4000 + 6000	25249	16718	9806	4168	-462	-4289	-7475	-10145	-12397	-14309	-15944	-17350	-18567	
		4000 + 7000	19284	10975	4252	-1223	-5712	-9418	-12497	-15073	-17243	-19083	-20653	-22002	-23168	
	Custos Iniciais	Bat	5000 + 1000	51869	42313	34523	28129	22845	18449	14766	11662	9027	6776	4842	3168	1713
		5000 + 2000	45905	36570	28969	22738	17594	13320	9745	6733	4181	2003	132	-1484	-2888	
		5000 + 3000	39940	30827	23415	17346	12344	8192	4723	1805	-665	-2771	-4577	-6136	-7489	
		5000 + 4000	33975	25083	17861	11955	7093	3064	-299	-3123	-5511	-7544	-9286	-10788	-12090	
		5000 + 5000	28010	19340	12307	6564	1843	-2064	-5320	-8051	-10358	-12318	-13995	-15440	-16691	
Custos Iniciais	Bat	5000 + 6000	22045	13596	6753	1173	-3408	-7193	-10342	-12979	-15204	-17091	-18704	-20092	-21292	
		5000 + 7000	16080	7853	1199	-4218	-8658	-12321	-15363	-17908	-20050	-21865	-23414	-24744	-25893	
		6000 + 1000	48666	39191	31470	25133	19899	15545	11900	8827	6220	3994	2081	427	-1012	
		6000 + 2000	42701	33448	25916	19742	14648	10417	6878	3899	1374	-780	-2628	-4225	-5613	
		6000 + 3000	36737	27705	20361	14351	9398	5289	1857	-1029	-3472	-5553	-7338	-8877	-10214	
Custos Iniciais	Bat	6000 + 4000	30772	21961	14807	8960	4148	161	-3165	-5958	-8318	-10327	-12047	-13529	-14815	
		6000 + 5000	24807	16218	9253	3569	-1103	-4968	-8187	-10886	-13164	-15100	-16756	-18181	-19416	
		6000 + 6000	18842	10474	3699	-1823	-6353	-10096	-13208	-15814	-18010	-19874	-21465	-22833	-24017	
		6000 + 7000	12877	4731	-1855	-7214	-11604	-15224	-18230	-20742	-22856	-24647	-26174	-27485	-28618	
		7000 + 1000	45463	36069	28416	22138	16953	12642	9033	5992	3413	1211	-680	-2315	-3737	
Custos Iniciais	Bat	7000 + 2000	39498	30326	22862	16747	11703	7514	4012	1064	-1433	-3562	-5389	-6967	-8338	
		7000 + 3000	33533	24583	17308	11356	6452	2385	-1010	-3864	-6279	-8336	-10098	-11619	-12939	
		7000 + 4000	27568	18839	11754	5964	1202	-2743	-6032	-8792	-11125	-13109	-14808	-16271	-17540	
		7000 + 5000	21604	13096	6200	573	-4049	-7871	-11053	-13720	-15971	-17883	-19517	-20923	-22141	
		7000 + 6000	15639	7352	646	-4818	-9299	-12999	-16075	-18649	-20817	-22656	-24226	-25575	-26742	
	7000 + 7000	9674	1609	-4908	-10209	-14550	-18128	-21097	-23577	-25663	-27430	-28935	-30227	-31343		

Através da análise dos resultados do VPL, pode-se constatar que sob as condições e custos avaliados, a alternativa mais vantajosa é a instalação de apenas sistemas de geração fotovoltaica sem o armazenamento, com os sistemas híbridos como segunda melhor opção. A opção de utilizar somente sistemas de armazenamento eletroquímico de eletricidade sem a geração solar fotovoltaica apresenta VPLs negativos na maioria dos cenários, evidenciando que esta alternativa só teria atratividade econômica em condições de custos iniciais muito reduzidos.

Enquanto alternativas de sistemas de somente geração fotovoltaica podem manter a rentabilidade mesmo em condições de juros altos, sistemas com armazenamento de energia são incapazes de ser economicamente atraentes, mesmo em um ambiente de juros baixos e custos iniciais reduzidos.

A Tabela 8 traz os valores da taxa interna de retorno para cada alternativa de investimento pelo seu custo inicial e agrupada nas categorias fotovoltaica (FV), armazenamento apenas (BAT) e sistema híbrido (FV+BAT).

Tabela 8. Resultados da TIR para as alternativas de geração (à esquerda), armazenamento (centro) e híbrida (à direita) com diferentes custos iniciais e horizonte de 30 anos.

Custos Iniciais	FV	3000	31,70%	Custos Iniciais	Bat	1000	12,12%	Custos Iniciais FV					
		4000	24,05%			2000	4,66%	3000	4000	5000	6000	7000	
		5000	19,38%			3000	1,17%	1000	23,03%	19,14%	16,38%	14,28%	12,62%
		6000	16,18%			4000	-1,15%	2000	17,19%	14,88%	13,08%	11,62%	10,12%
		7000	13,82%			5000	-2,91%	3000	13,57%	12,01%	10,71%	9,62%	8,28%
						6000	-4,37%	4000	11,05%	9,89%	8,90%	8,04%	6,78%
						7000	-5,64%	5000	9,14%	8,24%	7,45%	6,75%	5,51%
								6000	7,62%	6,89%	6,24%	5,65%	4,42%
								7000	6,37%	5,76%	5,20%	4,70%	3,45%

Para contextualizar a taxa interna de retorno, um investimento realizado em renda fixa (como um CDB) de longo prazo (cinco anos) pode oferecer a rentabilidade de até 118% da CDI, acumulada em 6,42% no ano de 2018, rendendo assim, uma taxa de juros 7,57% e ao considerar-se a inflação anual (aferida pelo IPCA) em 3,75%, tem-se uma taxa de juros efetiva de 3,68%. Com o rendimento atual da poupança em 4,62% (0,84% de taxa efetiva) tem-se que qualquer investimento em sistemas fotovoltaicos que tenha uma TIR superior a 3,68% já pode ser realizado com vantagem, enquanto TIR superiores seriam consideradas ideais uma vez que a rentabilidade elevada do investimento compensaria a falta de liquidez inerente do investimento na instalação de sistemas fotovoltaicos.

Vale ressaltar que a rentabilidade de sistemas fotovoltaicos é limitada à taxa de juros do investimento no qual seria reinvestida a economia mensal proveniente do sistema. Uma TIR de 31%, como a calculada para sistemas fotovoltaicos com o custo inicial de 3000 R\$/kWp, seria limitada à melhor taxa de juros encontrada em investimentos possíveis no mercado uma vez que toda a receita do projeto deveria ser reinvestida em uma taxa igual a TIR. O cálculo da TIR modificada busca corrigir esta distorção aplicando a TMA para fluxos de caixa positivos e uma taxa de juros de capital de terceiros para valores negativos. A tabela 9 exhibe os valores de TIR_m para diferentes cenários de custos iniciais e taxas de juros de capital de terceiros, logo mantendo a TMA constante em 6%.

Tabela 9. Taxa interna de retorno modificada e comparada a uma TMA de 6% ao ano.

		TIRm				
		Juros de Investimento				
		10%	20%	30%	40%	50%
Custos iniciais	3000	12,3%	12,3%	12,3%	12,3%	12,3%
	4000	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%
	5000	10,2%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%
	6000	9,5%	9,5%	9,5%	9,6%	9,6%
	7000	8,8%	8,9%	8,9%	9,0%	9,0%
Custos Bat	1000	8,4%	8,5%	8,6%	8,6%	8,6%
	2000	5,5%	5,7%	5,8%	5,8%	5,8%
	3000	3,8%	4,0%	4,1%	4,2%	4,2%
	4000	2,6%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%
	5000	1,5%	1,7%	1,8%	1,9%	1,9%
	6000	0,6%	0,8%	0,9%	1,0%	1,0%
	7000	-0,2%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%
Custos Iniciais FV + Bat	3000 + 1000	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
	3000 + 2000	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%
	3000 + 3000	8,8%	8,8%	8,9%	8,9%	8,9%
	3000 + 4000	8,0%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%
	3000 + 5000	7,3%	7,4%	7,5%	7,5%	7,5%
	3000 + 6000	6,8%	6,9%	6,9%	7,0%	7,0%
	3000 + 7000	6,3%	6,4%	6,5%	6,5%	6,5%
	4000 + 1000	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%
	4000 + 2000	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%
	4000 + 3000	8,3%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%
	4000 + 4000	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%	7,8%
	4000 + 5000	7,0%	7,1%	7,2%	7,2%	7,2%
	4000 + 6000	6,5%	6,6%	6,6%	6,7%	6,7%
	4000 + 7000	6,0%	6,1%	6,2%	6,2%	6,2%
	5000 + 1000	9,6%	9,6%	9,6%	9,6%	9,6%
	5000 + 2000	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
	5000 + 3000	7,9%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
	5000 + 4000	7,2%	7,3%	7,4%	7,4%	7,4%
	5000 + 5000	6,7%	6,8%	6,8%	6,9%	6,9%
	5000 + 6000	6,2%	6,3%	6,4%	6,4%	6,4%
	5000 + 7000	5,7%	5,9%	5,9%	6,0%	6,0%
	6000 + 1000	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
	6000 + 2000	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%
	6000 + 3000	7,5%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
	6000 + 4000	6,9%	7,0%	7,0%	7,1%	7,1%
	6000 + 5000	6,4%	6,5%	6,5%	6,6%	6,6%
	6000 + 6000	5,9%	6,1%	6,1%	6,1%	6,1%
	6000 + 7000	5,5%	5,6%	5,7%	5,7%	5,7%
	7000 + 1000	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
	7000 + 2000	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%
7000 + 3000	7,2%	7,2%	7,3%	7,3%	7,3%	
7000 + 4000	6,6%	6,7%	6,7%	6,7%	6,8%	
7000 + 5000	6,1%	6,2%	6,3%	6,3%	6,3%	
7000 + 6000	5,7%	5,8%	5,8%	5,9%	5,9%	
7000 + 7000	5,3%	5,4%	5,5%	5,5%	5,5%	

Os valores obtidos para a TIRm demonstram taxas de juros mais realistas que a TIR, deixando os investimentos em sistemas FV e híbridos com a atratividade ainda comparável a bons fundos de renda fixa.

Para as três alternativas, o LCOE e LCOS foram calculados com base nas equações (16), (17) e (18) e com a energia de carga e descarga do sistema de armazenamento resultante das interações descritas nos fluxogramas das Figura 22 e Figura 23. Os resultados do LCOE e LCOS para uma variação na taxa de juros e custos iniciais estão na Tabela 10.

Tabela 10. Resultados de LCOE e LCOS para as alternativas de investimento ao variar custos iniciais e taxa de juros aplicada. Destacados estão os casos base de cada alternativa.

		LCOE e LCOS												
		Juros												
		3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
Custos Iniciais FV	3000	0,133	0,146	0,160	0,175	0,190	0,205	0,221	0,238	0,255	0,272	0,289	0,307	0,325
	4000	0,177	0,195	0,213	0,233	0,253	0,274	0,295	0,317	0,340	0,363	0,386	0,409	0,433
	5000	0,221	0,243	0,267	0,291	0,316	0,342	0,369	0,397	0,425	0,453	0,482	0,511	0,541
	6000	0,265	0,292	0,320	0,349	0,379	0,411	0,443	0,476	0,510	0,544	0,579	0,614	0,649
	7000	0,310	0,341	0,373	0,407	0,443	0,479	0,517	0,555	0,595	0,634	0,675	0,716	0,757
Custos Iniciais Bat	1000	0,433	0,474	0,516	0,560	0,605	0,652	0,699	0,747	0,796	0,845	0,894	0,944	0,993
	2000	0,866	0,948	1,033	1,120	1,211	1,304	1,398	1,494	1,591	1,689	1,788	1,887	1,986
	3000	1,300	1,422	1,549	1,681	1,816	1,955	2,097	2,241	2,387	2,534	2,682	2,831	2,980
	4000	1,733	1,896	2,065	2,241	2,422	2,607	2,796	2,988	3,182	3,378	3,576	3,774	3,973
	5000	2,166	2,370	2,582	2,801	3,027	3,259	3,495	3,735	3,978	4,223	4,470	4,718	4,966
Custos Iniciais FV + Bat	6000	2,599	2,843	3,098	3,361	3,633	3,911	4,194	4,482	4,774	5,068	5,364	5,661	5,959
	7000	3,032	3,317	3,614	3,922	4,238	4,562	4,893	5,229	5,569	5,912	6,258	6,605	6,952
	3000 + 1000	0,200	0,217	0,234	0,253	0,271	0,290	0,309	0,328	0,348	0,367	0,387	0,406	0,425
	3000 + 2000	0,276	0,299	0,323	0,347	0,372	0,398	0,423	0,449	0,475	0,501	0,527	0,552	0,578
	3000 + 3000	0,353	0,382	0,411	0,442	0,473	0,505	0,537	0,570	0,602	0,634	0,667	0,699	0,731
3000 + 4000	0,429	0,464	0,500	0,537	0,574	0,613	0,651	0,690	0,729	0,768	0,807	0,846	0,884	
3000 + 5000	0,506	0,546	0,588	0,631	0,675	0,720	0,765	0,811	0,858	0,902	0,947	0,992	1,037	
3000 + 6000	0,582	0,629	0,677	0,726	0,776	0,828	0,879	0,931	0,983	1,035	1,087	1,139	1,190	
3000 + 7000	0,659	0,711	0,765	0,821	0,878	0,935	0,993	1,052	1,110	1,169	1,227	1,285	1,343	
4000 + 1000	0,241	0,262	0,283	0,305	0,328	0,351	0,374	0,398	0,421	0,445	0,469	0,492	0,516	
4000 + 2000	0,317	0,344	0,372	0,400	0,429	0,458	0,488	0,518	0,549	0,579	0,609	0,639	0,669	
4000 + 3000	0,394	0,426	0,460	0,495	0,530	0,566	0,602	0,639	0,676	0,712	0,749	0,785	0,822	
4000 + 4000	0,470	0,509	0,548	0,589	0,631	0,673	0,716	0,759	0,803	0,846	0,889	0,932	0,975	
4000 + 5000	0,547	0,591	0,637	0,684	0,732	0,781	0,830	0,880	0,930	0,979	1,029	1,079	1,128	
4000 + 6000	0,623	0,673	0,725	0,779	0,833	0,888	0,944	1,000	1,057	1,113	1,169	1,225	1,281	
4000 + 7000	0,700	0,756	0,814	0,873	0,934	0,996	1,058	1,121	1,184	1,247	1,309	1,372	1,434	
5000 + 1000	0,282	0,306	0,332	0,358	0,385	0,412	0,439	0,467	0,495	0,523	0,551	0,579	0,606	
5000 + 2000	0,358	0,389	0,420	0,453	0,486	0,519	0,553	0,588	0,622	0,657	0,691	0,725	0,759	
5000 + 3000	0,435	0,471	0,509	0,547	0,587	0,627	0,667	0,708	0,749	0,790	0,831	0,872	0,912	
5000 + 4000	0,511	0,553	0,597	0,642	0,688	0,734	0,781	0,829	0,876	0,924	0,971	1,018	1,065	
5000 + 5000	0,588	0,636	0,686	0,737	0,789	0,842	0,895	0,949	1,003	1,057	1,111	1,165	1,218	
5000 + 6000	0,664	0,718	0,774	0,831	0,890	0,949	1,009	1,070	1,130	1,191	1,251	1,312	1,371	
5000 + 7000	0,741	0,801	0,863	0,926	0,991	1,057	1,123	1,190	1,257	1,325	1,392	1,458	1,524	
6000 + 1000	0,323	0,351	0,380	0,410	0,441	0,473	0,504	0,536	0,569	0,601	0,633	0,665	0,697	
6000 + 2000	0,399	0,433	0,469	0,505	0,542	0,580	0,618	0,657	0,696	0,734	0,773	0,812	0,850	
6000 + 3000	0,476	0,516	0,557	0,600	0,643	0,688	0,732	0,778	0,823	0,868	0,913	0,958	1,003	
6000 + 4000	0,552	0,598	0,646	0,695	0,744	0,795	0,846	0,898	0,950	1,002	1,053	1,105	1,156	
6000 + 5000	0,629	0,681	0,734	0,789	0,846	0,903	0,960	1,019	1,077	1,135	1,193	1,251	1,309	
6000 + 6000	0,705	0,763	0,823	0,884	0,947	1,010	1,074	1,139	1,204	1,269	1,334	1,398	1,462	
6000 + 7000	0,782	0,845	0,911	0,979	1,048	1,118	1,188	1,260	1,331	1,402	1,474	1,545	1,615	
7000 + 1000	0,364	0,396	0,429	0,463	0,498	0,534	0,570	0,606	0,642	0,679	0,715	0,751	0,787	
7000 + 2000	0,440	0,478	0,517	0,558	0,599	0,641	0,684	0,726	0,769	0,812	0,855	0,898	0,940	
7000 + 3000	0,517	0,561	0,606	0,653	0,700	0,749	0,798	0,847	0,896	0,946	0,995	1,045	1,094	
7000 + 4000	0,593	0,643	0,694	0,747	0,801	0,856	0,911	0,967	1,023	1,080	1,135	1,191	1,247	
7000 + 5000	0,670	0,725	0,783	0,842	0,902	0,964	1,025	1,088	1,150	1,213	1,276	1,338	1,400	
7000 + 6000	0,746	0,808	0,871	0,937	1,003	1,071	1,139	1,208	1,278	1,347	1,416	1,484	1,553	
7000 + 7000	0,823	0,890	0,960	1,031	1,104	1,179	1,253	1,329	1,405	1,480	1,556	1,631	1,706	

A análise do LCOS exige que mantidas as determinadas proporções m_1 , m_2 e m_3 , sistemas de armazenamento de energia seriam

rentáveis apenas na hipótese de baixos custos de aquisição e taxas de juros. O caso base de sistemas de armazenamento (com 5000 R\$/kWh) necessitaria de uma tarifa de energia de base de 2,801 R\$/kWh para alcançar a paridade e então ter um VPL positivo. Esse valor de tarifa corresponde a 306% de aumento tarifário; para um cenário onde a tarifa cresce em média 3,82% ao ano, seriam necessários 37 anos para que a tarifa atual chegue a este patamar (ou 15 anos com um crescimento tarifário de 10% ao ano). Enquanto que para o caso base de sistemas híbridos (5000 R\$/kWp e 5000 R\$/kWh) seriam necessários apenas 2 anos.

Os valores de LCOE e LCOS obtidos nas simulações quando comparados com o atual valor da tarifa de energia (aqui considerada 0,6893 R\$/kWh) implica que boa parte dos investimentos na geração fotovoltaica poderiam ser realizados imediatamente ou em um horizonte próximo ao considerar-se a taxa de crescimento da tarifa. Enquanto investimentos em sistemas híbridos deverão ser adiados para se beneficiar da evolução tarifária e da queda dos custos que deverá ocorrer com o crescimento do mercado de sistemas de armazenamento, essa análise que será realizada mais adiante.

Para verificar o impacto de como a alteração de variáveis técnicas e econômicas afetam os indicadores de LCOE e LCOS, foi realizado um estudo de sensibilidade das variáveis de cada uma das alternativas de investimento. A análise de sensibilidade ocorre através da condição *ceteris paribus*, onde uma variável é alterada enquanto todas as demais são mantidas constantes. A Figura 36 exhibe o resultado para a primeira alternativa (sistemas fotovoltaicos); a inclinação de cada reta exhibe a proporção do impacto da variação em 20% de cada variável.

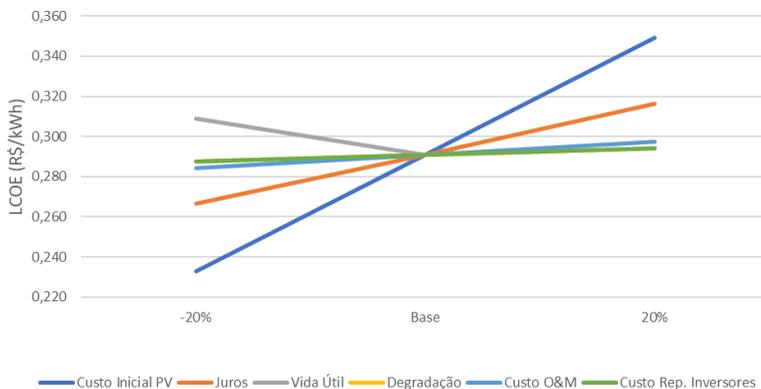


Figura 36. Sensibilidade do LCOE para o sistema fotovoltaico variações de $\pm 20\%$ nas variáveis do cenário base.

O cenário base corresponde a 5000 R\$/kWp de custos iniciais, 6% de taxa de juros, vida útil de 30 anos e 0,5% de depreciação anual do módulo. Pode ser observado que o incremento na vida útil de 25 para 30 anos corresponde a uma redução no LCOE de 5,8% e que o custo inicial é a variável mais significativa para a análise econômica de projetos de sistemas fotovoltaicos.

Para sistemas de armazenamento, foi realizada a sensibilidade para o caso base, com custo inicial de 5000 R\$/kWh, a 6% de juros, com 80% DoD. Os resultados da análise de sensibilidade podem ser observados na Figura 37.

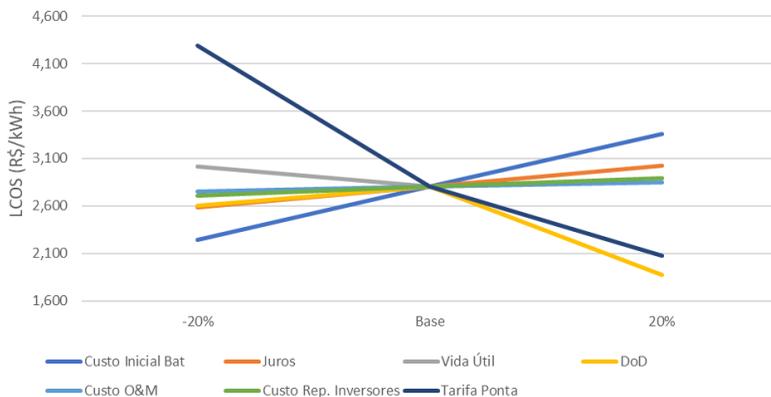


Figura 37. Sensibilidade do LCOS de sistemas de armazenamento para variações de $\pm 20\%$ nas variáveis do cenário base.

Através da sensibilidade dos sistemas de armazenamento, pode se constatar que alterações na tarifa de energia no horário de ponta é o fator determinante para a rentabilidade do sistema, enquanto incrementos na profundidade de descarga da bateria possibilitaria uma maior rentabilidade com o incremento da capacidade de armazenamento incrementando assim a receita pela arbitragem tarifária.

Por fim, para sistemas híbridos de geração distribuída FV com armazenamento, os resultados estão na Figura 38.

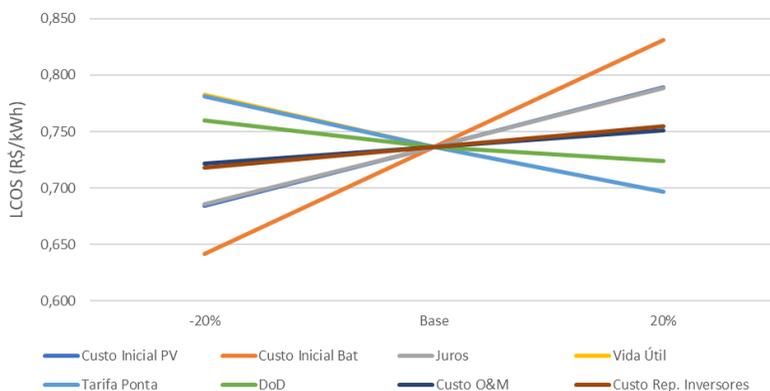


Figura 38. Sensibilidade do LCOS do sistema híbrido para variações de 20% nas variáveis do cenário base.

Diferentemente do sistema com somente armazenamento, o incremento no valor da tarifa de ponta não se mostrou um fator

determinante, uma vez que, neste cenário de pequena diferença entre as tarifas dentro e fora de ponta, a rentabilidade do sistema é proporcionada essencialmente pela compensação do excesso de energia na modalidade *net metering*.

Para sistemas híbridos de geração e armazenamento, a redução nos custos de aquisição dos sistemas é um dos fatores mais impactantes para a melhora do custo nivelado. Sendo assim, foi realizada uma análise do LCOS de sistemas híbridos quando considerada a postergação do investimento em um prazo de 5 e 10 anos, a fim de se beneficiar da redução dos custos dos sistemas e incremento tarifário anual. A Tabela 11 exibe os valores futuros para os custos iniciais, custos de reposição e das novas tarifas de energia considerando uma taxa de redução de 7% para inversores, 12% para módulos e 15% para as baterias.

Tabela 11. Tarifas e custos atuais e futuros para a avaliação da postergação de investimentos.

	Armazenamento			Híbrido		
	Atual	5 anos	10 anos	Atual	5 anos	10 anos
C0	20000	11200	6503	32500	18766	6760
C10	6503	3896	2394	7752	4719	2937
C20	2394	1501	955	2937	1859	1191
Tfora	0,594	0,7162	0,8638			
Tinter	0,818	0,9861	1,1893			
Tponta	1,255	1,5142	1,8264			

A postergação do investimento em um período de 5 e 10 anos resulta em uma queda nos indicadores LCOS que pode ser visualizada no gráfico da Figura 39.

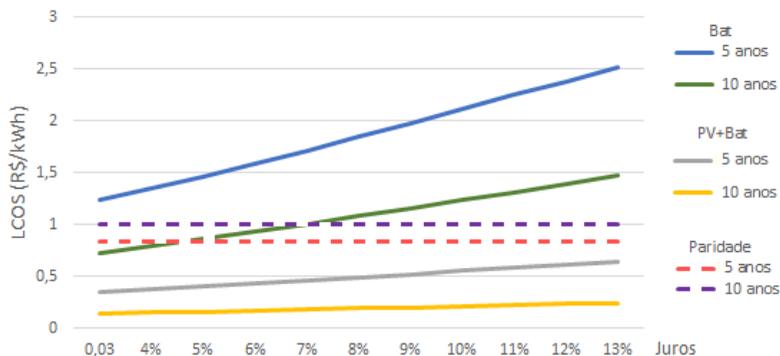


Figura 39. Gráfico do LCOS das duas alternativas para uma vida útil de 30 e para a postergação do investimento em 5 e 10 anos, sob diferentes taxas de juros.

Em um horizonte de 10 anos, mesmo sistemas de armazenamento puro se tornarão viáveis economicamente quando consideradas baixas taxas de juros. Esta análise complementa o que foi observado através dos valores de LCOS da Tabela 10 trazendo para um horizonte mais próximo a paridade através da redução de custos prevista.

Por fim, deve-se considerar que sistemas de geração fotovoltaica no regime *net metering* (e sem a incidência do ICMS) são imunes ao fator de carga da demanda residencial. Para as demais alternativas, o fator de carga, juntamente com a diferença tarifária de pico e fora de pico, representam um peso significativo no retorno do investimento, demandando uma análise mais profunda do impacto do incremento destas variáveis na análise econômica.

Como forma de investigar a sensibilidade da variação da curva de carga, cenários com a mesma demanda energética (300 kWh/mês), porém com fatores de carga de 18, 38 (sendo este a base) e 58% e com pico de demanda noturno foram avaliados. Os valores de LCOS foram recalculados para todas as alternativas. A Figura 40 exibe a variação empregada na curva de carga para a análise de sensibilidade.

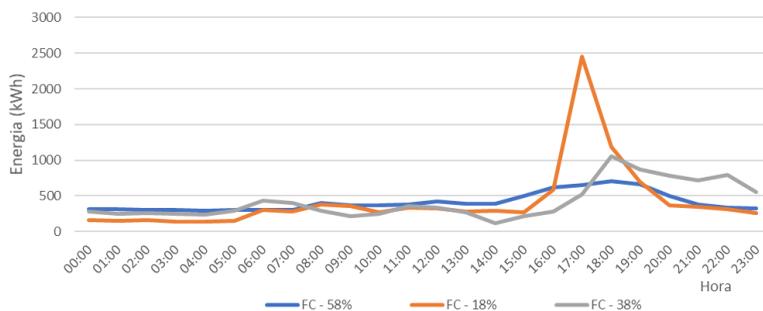


Figura 40. Alterações na curva de demanda para sensibilidade no fator de carga.

O impacto que esta alteração traz ao LCOS de sistemas de armazenamento e híbrido foi calculado e é mostrado na Tabela 12 a seguir. Foram calculados os valores de LCOS quando a capacidade de armazenamento é adequada à demanda energética no horário de ponta.

Tabela 12. Impacto da redução da demanda de pico no LCOS e custo anual na Tarifa Branca.

		Fator de Carga					
		18% (Ideal)	18%	38%	58%	58% (Ideal)	
Bat	LCOS	4,1972	4,9560	2,8012	3,4163	3,0281	
	Variação	150%	177%	-	122%	108%	
PV+Bat	LCOS	0,8834	0,7938	0,7367	0,7610	0,6518	
	Variação	120%	108%	-	103%	88%	
Custo Base	Tarifa Branca (R\$)	2692,18		2677,91		2522,11	
	Variação	101%		-		94%	
Demanda média	Dem. de Ponta (kWh)	5,07		3,94		2,91	
	Variação	129%		-		74%	

Para os valores de LCOS de sistemas de somente armazenamento ocorre uma adequação do LCOS quando o sistema opera com a capacidade ideal, embora ainda sejam valores elevados. Para sistemas híbridos um menor fator de carga leva a mais energia ser demandada no horário de ponta, reduzindo a parcela de rentabilidade proveniente da exportação do excedente da geração FV, que foi mantida constante para todos os cinco casos.

5 CONCLUSÕES

A metodologia proposta para avaliar a atratividade econômica de geradores solares fotovoltaicos e sistemas de armazenamento eletroquímico de energia elétrica em unidades consumidoras residenciais foi aplicada para diferentes cenários para que os indicadores econômicos fossem determinados e posteriormente comparados aos resultados das demais alternativas de forma a estabelecer parâmetros que possam guiar decisões de investimento. A cada passo da metodologia, as variáveis que permitem a avaliação econômica de investimentos foram determinadas: foram avaliados todos os custos, receitas e variáveis importantes para a projeção do fluxo de caixa para toda a vida útil do projeto, bem como o impacto da variação destes parâmetros.

Desta forma, o cliente cativo da concessionária, aqui tratado como investidor, tem as ferramentas necessárias para a decisão consciente para selecionar a melhor modalidade tarifária e alternativa entre geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia de acordo com seu perfil de consumo de energia.

Para o sistema simulado, os indicadores VPL, LCOE e LCOS se complementam para a avaliação econômica e mostram que a alternativa de realizar investimento somente em geração fotovoltaica distribuída é a mais rentável para o consumidor, seguido da alternativa de investimento em um sistema híbrido e, por fim, a alternativa de somente armazenamento, que apresenta rentabilidade apenas em cenários de baixo custo de aquisição.

Como alternativa de investimento, sistemas fotovoltaicos têm sua taxa interna de retorno comparável a investimentos de alta rentabilidade. Investimentos em geração fotovoltaica distribuída nas condições avaliadas podem ser classificados como investimentos de longo prazo, tendo um *payback time* de sete anos (com 5000 R\$/kWp e 6% de juros). Este tipo de investimento é de uma baixa liquidez (não permitindo a recuperação do capital de forma imediata), enquanto a segurança do investimento depende de aspectos técnicos como a qualidade da instalação, dos equipamentos e dos processos de manutenção.

Foi verificado que para sistemas híbridos as receitas provêm essencialmente do sistema de geração fotovoltaica. Uma vez que é permitida a inscrição no *net metering* dentro da Tarifa Branca e observada a baixa rentabilidade desta modalidade tarifária, isto **tende a sobredimensionar o sistema fotovoltaico e subdimensionar o sistema de armazenamento** quando o objetivo é a redução do LCOS.

A análise de sensibilidade realizada apontou que o custo inicial é o principal fator impactante na rentabilidade dos sistemas com geração fotovoltaica, enquanto os postos tarifários são o fator principal para sistemas de armazenamento. Políticas para incentivar a adoção das tecnologias de geração distribuída e armazenamento de energia deverão focar na redução de custos e modalidades de financiamento dos sistemas com taxas de juros atrativas.

A tarifa de energia para a modalidade Branca é o único fator possível de ser ditado pela concessionária de energia e a correta seleção do valor dos postos tarifários é essencial para modular a carga e influenciar a adoção de geradores solares fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia.

Ao avaliar os custos anuais com energia nas duas modalidades tarifárias (Tarifa comum e Tarifa Branca) no cenário avaliado pode-se concluir que a tarifa fora de ponta da modalidade Branca não é capaz de prover economia suficiente para compensar o risco da penalidade de um eventual maior consumo no horário de pico.

Como visto na análise de sensibilidade para sistemas com armazenamento, o incremento de 20% no valor da Tarifa Branca em horário de ponta seria capaz de incrementar a rentabilidade de sistemas de armazenamento em até 25%. Assim, pequenas diferenças entre tarifas de ponta e fora de ponta inviabilizam o retorno do capital investido das alternativas de somente armazenamento. Adicionalmente, a análise de cenários futuros evidencia que, mesmo com a postergação de 10 anos no investimento de sistemas de armazenamento de energia, esta alternativa ainda não seria viável caso não haja um incremento na rentabilidade dos sistemas.

Cabe ao sistema elétrico determinar as tarifas de modo a incentivar a adoção de ESS e gerar novas políticas de incentivo uma vez que a adoção da Tarifa Branca não é compulsória.

Caso persista a não-obrigatoriedade na adoção da Tarifa Branca, os clientes não têm motivos para migrar para uma nova modalidade que lhes seria danosa na possibilidade de um alto consumo no horário de ponta. Assim, quando houver a necessidade de suprimir os efeitos de uma alta penetração de uma fonte intermitente como a fotovoltaica, ficaria a cargo da concessionária arcar com o investimento na instalação de sistemas de armazenamento próprios centralizados ou em pontos de sua rede de distribuição.

Do ponto de vista da concessionária, ao se analisar as curvas de carga resultantes da interação da geração fotovoltaica com armazenamento, pode-se observar que a utilização de sistemas de

armazenamento é capaz de mitigar a demanda em horários de pico. A redução da demanda de pico é essencial para a redução das perdas elétricas e a postergação de investimentos em reforço da rede, servindo de contrapartida para as medidas de adoção de sistemas de armazenamento previamente mencionadas.

O equacionamento de LCOS proposto para sistemas híbridos dentro da modalidade tarifária Branca difere dos demais modelos ao não considerar a energia usada para carregamento do sistema como uma despesa e sim como uma redução da economia proveniente da exportação do excedente da geração fotovoltaica. Desta maneira, a tarifa de energia pode ser totalmente isolada na equação, deixando somente os fatores multiplicadores que modificam a tarifa base para os diferentes postos tarifários da modalidade Branca. Como indicador econômico, o LCOS proposto é capaz de prever de forma mais simplificada a paridade tarifária para sistemas de armazenamento e híbridos.

O Brasil tem um grande potencial para manter a sua matriz energética somente com fontes de energias renováveis e hidrelétricas. Aproveitando da crescente penetração fotovoltaica, evolução tecnológica, desenvolvimento da energia eólica e a queda nos custos de sistemas de armazenamento de energia, o cenário para a matriz energética em um horizonte de 10 anos se torna mais atraente, desde que sejam criados mecanismos efetivos para o desenvolvimento da *Smart Grid* brasileira.

REFERÊNCIAS

- ABDON, A. et al. Techno-economic and environmental assessment of stationary electricity storage technologies for different time scales. **Energy**, v. 139, 2017.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012. **Aneel**, n. D, p. 1, 2012.
- ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 26 fev. 2018a.
- ANEEL. **Ranking das Tarifas**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 24 nov. 2018b.
- ANEEL. **Unidades consumidoras com geração distribuída**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 7 jan. 2019.
- ANUPHAPPHARADORN, S. et al. Comparison the economic analysis of the battery between lithium-ion and lead-acid in PV stand-alone application. **Energy Procedia**, v. 56, n. C, p. 352–358, 2014.
- BELDERBOS, A. et al. Levelized cost of storage — Introducing novel metrics. **Energy Economics**, v. 67, p. 287–299, 2017.
- BHATT, J.; SHAH, V.; JANI, O. An instrumentation engineer’s review on smart grid: Critical applications and parameters. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 1217–1239, 2014.
- BORTOLINI, M.; GAMBERI, M.; GRAZIANI, A. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 81–92, 2014.
- BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 9, p. 4470–4482, 2011.
- BRASIL, A. N. DE E. E. **Tarifa Branca**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 20 abr. 2017.
- CUCCHIELLA, F.; D’ADAMO, I.; GASTALDI, M. Photovoltaic energy systems with battery storage for residential areas: An economic analysis. **Journal of Cleaner Production**, v. 131, p. 460–474, 2016.
- CURRY, C. Lithium-ion Battery Costs and Market. 2017.
- DIOUF, B.; PODE, R. Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. **Renewable Energy**, v. 76, p. 375–380, 2015.
- DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Techno-economic analysis of grid-connected battery storage. **Energy Conversion and Management**, v. 91, p. 394–404, 2015.
- ELÉTRICA, A. N. DE E. REN 414. . 2010, p. 205.
- ERDINC, O. et al. A new perspective for sizing of distributed generation and energy storage for smart households under demand response. **Applied Energy**, v. 143, p. 26–37, 2015.
- FARIA, P.; VALE, Z. Demand response in electrical energy supply: An optimal real time pricing approach. **Energy**, v. 36, n. 8, p. 5374–5384, 2011.
- FENG, X.; GOOI, H. B.; CHEN, S. Capacity fade-based energy management for lithium-ion batteries used in PV systems. **Electric Power Systems Research**, v.

129, p. 150–159, 2015.

FIRST SOLAR. First Solar Series 5. PD-5-401-05. n. August, p. 2, 2016.

FRAUNHOFER. **Photovoltaics report**. [s.l: s.n.].

FRAUNHOFER. Photovoltaics report. n. August, 2018.

GALLO, A. B. et al. Energy storage in the energy transition context: A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 800–822, 2016.

IDEAL. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica**. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017_web>.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1. ed. São José dos Campos: [s.n.]. v. 91

IRENA. Battery Storage for Renewables : Market Status and Technology Outlook. **Irena**, n. January, p. 60, 2015.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025** (www.irena.org/publications). [s.l: s.n.]. v. 978-92-951

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. **Prog. Photovolt: Res. Appl.**, v. 21, n. October 2011, p. 12–29, 2011.

JÜLCH, V. et al. A holistic comparative analysis of different storage systems using levelized cost of storage and life cycle indicators. **Energy Procedia**, v. 73, p. 18–28, 2015.

KEMPTON, W.; TOMI??, J. Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. **Journal of Power Sources**, v. 144, n. 1, p. 280–294, 2005.

LANG, T.; AMMANN, D.; GIROD, B. Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings. **Renewable Energy**, v. 87, p. 77–87, 2016.

LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, v. 137, p. 511–536, 2015.

LUTHANDER, R. et al. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. **Applied Energy**, v. 142, p. 80–94, 2015.

MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. p. 271, 2017.

NITTA, N. et al. Li-ion battery materials: Present and future. **Materials Today**, v. 18, n. 5, p. 252–264, 2015.

NREL. **Solar Resource Glossary**. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/solar-glossary.html>>. Acesso em: 7 jan. 2018.

OMAR, N. et al. Lithium iron phosphate based battery - Assessment of the aging parameters and development of cycle life model. **Applied Energy**, v. 113, p. 1575–1585, 2014.

PAWEL, I. The cost of storage - How to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation. **Energy Procedia**, v. 46, p. 68–77, 2014.

PEARRE, N. S.; SWAN, L. G. Technoeconomic feasibility of grid storage:

Mapping electrical services and energy storage technologies. **Applied Energy**, v. 137, p. 501–510, 2015.

PENA-BELLO, A. et al. Optimizing PV and grid charging in combined applications to improve the profitability of residential batteries. **Journal of Energy Storage**, v. 13, p. 58–72, 2017.

QUOILIN, S. et al. Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment. **Applied Energy**, v. 182, p. 58–67, 2016.

RANAWEERA, I.; MIDTGÅRD, O. M. Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage. **Renewable Energy**, v. 88, p. 262–272, 2016.

REICH, N. H. et al. Performance ratio revisited: Is PR > 90% realistic? **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, n. 6, p. 717–726, 2012.

RENEWABLE, I.; AGENCY, E. **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets To 2030**. [s.l: s.n.].

SAEZ-DE-IBARRA, A. et al. Sizing Study of Second Life Li-ion Batteries for Enhancing Renewable Energy Grid Integration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 6, p. 4999–5007, 2016.

SARKER, M. R. et al. Optimal operation of a battery energy storage system: Trade-off between grid economics and storage health. **Electric Power Systems Research**, v. 152, p. 342–349, 2017.

SCROSATI, B.; GARCHE, J. Lithium batteries: Status, prospects and future. **Journal of Power Sources**, v. 195, n. 9, p. 2419–2430, 2010.

SETLHAOLO, D.; XIA, X. Combined residential demand side management strategies with coordination and economic analysis. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 79, p. 150–160, 2016.

SOMMERFELDT, N.; MADANI, H. Revisiting the techno-economic analysis process for building-mounted, grid-connected solar photovoltaic systems: Part two - Application. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, n. June 2016, p. 1394–1404, 2017.

TOMOSK, S.; HAYSOM, J. E.; WRIGHT, D. Quantifying economic risk in photovoltaic power projects. **Renewable Energy**, v. 109, p. 422–433, 2017.

VALOR. **Evolução das aplicações financeiras**. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/valor-data/tabela/5810/evolucao-das-aplicacoes-financeiras>>. Acesso em: 22 jul. 2017.

VANDEPAER, L.; CLOUTIER, J.; AMOR, B. Environmental impacts of Lithium Metal Polymer and Lithium-ion stationary batteries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, n. February, p. 46–60, 2017.

VETTER, J. et al. Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. **Journal of Power Sources**, v. 147, n. 1–2, p. 269–281, 2005.

WANG, S.; XUE, X.; YAN, C. Building power demand response methods toward smart grid. **HVAC&R Research**, v. 20, n. 6, p. 665–687, 2014.

WINTER, M.; BRODD, R. J. What are batteries, fuel cells, and supercapacitors? **Chemical Reviews**, v. 104, n. 10, p. 4245–4269, 2004.

WORLD ENERGY COUNCIL. World Energy Resources - E-Storage. **World Energy Council Report**, v. 1, p. 60, 2016.

YINGLY. **YL300C-30b Folha de dados**. Disponível em: <<http://www.yinglisolar.com/br/products/13>>.

YUNUSOV, T. et al. The impact of location and type on the performance of low-voltage network connected battery energy storage systems. **Applied Energy**, v. 165, p. 202–213, 2016.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 569–596, 2015.

ZHANG, X. et al. Electrospun nanofiber-based anodes, cathodes, and separators for advanced lithium-ion batteries. **Polymer Reviews**, v. 51, n. 3, p. 239–264, 2011.

ZHENG, M.; MEINRENKEN, C. J.; LACKNER, K. S. Agent-based model for electricity consumption and storage to evaluate economic viability of tariff arbitrage for residential sector demand response. **Applied Energy**, v. 126, p. 297–306, 2014.

ZUCKER, A.; HINCHLIFFE, T. Optimum sizing of PV-attached electricity storage according to power market signals - A case study for Germany and Italy. **Applied Energy**, v. 127, p. 141–155, 2014.

ZURN, H. H. et al. Electrical energy demand efficiency efforts in Brazil, past, lessons learned, present and future: A critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 1081–1086, 2017.

Apêndice 1. Limite teórico para a economia de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento de energia:

1. Sistemas fotovoltaicos:

Previamente os custos eram da demanda energética pela tarifa convencional:

$$C_{conv} = E_n \cdot T_{conv}$$

O novo custo terá o abatimento da geração fotovoltaica:

$$C_{nov} = (E_n - E_{FV}) \cdot T_{conv}$$

Sendo esta dimensionada para o atendimento da demanda subtraída a taxa de disponibilidade;

$$E_{FV} = E_n - 12 \cdot T_{disp}$$

$$C_{nov} = (E_n - E_n + 12 \cdot T_{disp}) \cdot T_{conv}$$

$$C_{nov} = 12 \cdot T_{disp} \cdot T_{conv}$$

A economia é dada pela diferença entre os dois custos:

$$ECO_{FV} = C_{conv} - C_{nov}$$

$$ECO_{FV} = (E_n - 12 \cdot T_{disp}) \cdot T_{conv}$$

Sendo como limitante o *net metering* brasileiro e seu sistema de créditos de energia e a cobrança do custo de disponibilidade.

2. Sistemas de armazenamento na Tarifa Branca

Enquanto o custo antigo segue a tarifação por posto horário:

$$C_{Branca} = E_{fora} \cdot T_{fora} + E_{inter} \cdot T_{inter} + E_{ponta} \cdot T_{ponta}$$

O custo novo deverá incorporar a carga da bateria e sua descarga na ponta:

$$C_{nov.Bat} = (E_{fora} + E_{Bat,fora}) \cdot T_{fora} + (E_{inter} - E_{Bat,inter}) \cdot T_{inter} + (E_{ponta} - E_{Bat,ponta}) \cdot T_{ponta}$$

Sendo a bateria dimensionada para atender totalmente a carga da ponta e intermediária:

$$E_{Bat,inter} = E_{inter}$$

$$E_{Bat,ponta} = E_{ponta}$$

E a eficiência do sistema;

$$E_{Bat,fora} = E_{Bat,inter} + E_{Bat,ponta} / \eta$$

$$E_{Bat,fora} = (E_{inter} + E_{ponta})/\eta$$

$$C_{nov.Bat} = \left(E_{fora} + (E_{inter} + E_{ponta})/\eta \right) \cdot T_{fora}$$

Sendo a economia a diferença entre custos:

$$ECO_{Bat} = E_{fora} \cdot T_{fora} + E_{inter} \cdot T_{inter} + E_{ponta} \cdot T_{ponta}$$

$$- \left[\left(E_{fora} + (E_{inter} + E_{ponta})/\eta \right) \cdot T_{fora} \right]$$

$$ECO_{Bat} = E_{fora} \cdot T_{fora} - E_{fora} \cdot T_{fora} + E_{inter} \cdot T_{inter} - \frac{E_{inter}}{\eta} \cdot T_{fora}$$

$$+ E_{ponta} \cdot T_{ponta} - \frac{E_{ponta}}{\eta} \cdot T_{fora}$$

$$ECO_{Bat} = E_{inter} \cdot \left(T_{inter} - \frac{T_{fora}}{\eta} \right) + E_{ponta} \cdot \left(T_{ponta} - \frac{T_{fora}}{\eta} \right)$$

Ou seja, para sistemas de armazenamento, quanto maior for a diferença entre os postos tarifários, melhor.

3. Sistemas híbridos na tarifa branca

Utilizando o custo base para tarifa branca:

$$C_{Branca} = E_{fora} \cdot T_{fora} + E_{inter} \cdot T_{inter} + E_{ponta} \cdot T_{ponta}$$

O novo custo considera a arbitragem de energia e a venda do excedente:

$$C_{nov.Hib} = (E_{fora} - E_{PV,fora}) \cdot T_{fora}$$

$$+ (E_{inter} - E_{Bat,inter} - E_{PV,inter}) \cdot T_{inter} + (E_{ponta}$$

$$- E_{Bat,ponta} - E_{PV,ponta}) \cdot T_{ponta}$$

Considerando a que o sistema de armazenamento seria carregado pela geração FV, que o sistema de armazenamento seria capaz de atender a demanda de ponta e intermediária e que o dimensionamento do sistema FV deverá considerar a taxa de disponibilidade:

$$E_{PV,fora} = (E_{inter} - E_{PV,inter} + E_{ponta} - E_{PV,ponta})/\eta + E_{FV,exed,fora}$$

$$- 12 \cdot T_{disp}$$

Logo;

$$C_{nov.Hib} = \left(E_{fora} - (E_{inter} - E_{PV,inter} + E_{ponta} - E_{PV,ponta}) / \eta \right. \\ \left. - E_{FV,exed} + 12 \cdot T_{disp} \right) \cdot T_{fora}$$

A economia máxima seria:

$$ECO_{Hib} = E_{fora} \cdot T_{fora} + E_{inter} \cdot T_{inter} + E_{ponta} \cdot T_{ponta} \\ - \left(E_{fora} \right. \\ \left. - (E_{inter} - E_{PV,inter} + E_{ponta} - E_{PV,ponta}) / \eta \right. \\ \left. - E_{FV,exed,fora} + 12 \cdot T_{disp} \right) \cdot T_{fora}$$

$$ECO_{Hib} = E_{inter} \cdot T_{inter} + E_{inter} \cdot T_{fora} / \eta + E_{ponta} \cdot T_{ponta} \\ + E_{ponta} \cdot T_{fora} / \eta + E_{FV,exed,fora} \cdot T_{fora} \\ + E_{PV,inter} \cdot T_{fora} / \eta + E_{PV,ponta} \cdot T_{fora} / \eta \\ - 12 \cdot T_{disp} \cdot T_{fora}$$

$$ECO_{Hib} = E_{inter} \cdot (T_{inter} + T_{fora} / \eta) + E_{ponta} \cdot (T_{ponta} + T_{fora} / \eta) \\ + T_{fora} \cdot (E_{FV,exed,fora} + E_{PV,inter} / \eta + E_{PV,ponta} / \eta) \\ - 12 \cdot T_{disp} \cdot T_{fora}$$

Sendo o primeiro termo referente à economia pela arbitragem de energia e o segundo pela exportação de energia.