UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - UFSC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL - PPGEC

Alexandre de Albuquerque Montenegro

AVALIAÇÃO MULTICRITÉRIO DE RETORNO DE INVESTIMENTO EM MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE, COM/SEM BANCO DE BATERIAS, COM/SEM TARIFA BRANCA, UTILIZANDO PYTHON

Exame de qualificação de doutorado apresentado ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Área de concentração Construção Civil, Universidade Federal de Santa Catarina.
Orientador: Prof. Ricardo Rüther, PhD.

Florianópolis - SC
Março, 2018

RESUMO

No Brasil, a geração distribuída (GD) através de sistemas fotovoltaicos (FV) tem crescido a passos largos. Ao longo do ano de 2017, 13.162 unidades consumidoras (UCs) instalaram um total de 118 MW em GD-FV. Comparando com os valores de três anos antes, são 45 vezes mais UCs e uma potência instalada 48 vezes maior. Atualmente (18/03/2018), estão registradas 24.429 UCs com GD-FV, sendo que em 53% delas foram instalados sistemas GD-FV com no máximo 4 kWp e 84% delas têm sistemas GD-FV com no máximo 10 kWp.

Para que esse crescimento de mercado GD-FV de sistemas de pequeno porte se consolide, trazendo para os investidores os resultados esperados, é importante que sejam utilizadas metodologias de análise de retorno de investimento adequadas à realidade brasileira.

Neste doutorado – desenvolvido no âmbito do Projeto de P&D ANEEL PD-0391-0019/2015 "Geração distribuída urbana (GD) com sistemas solares fotovoltaicos descentralizados e armazenamento de curto prazo: avaliação dos impactos para a distribuidora e desenvolvimento de novos modelos de negócio" – está em desenvolvimento uma metodologia para avaliação multicritério de retorno de investimento em sistemas GD-FV de até 10 kWp conectados à rede, com/sem banco de baterias, com/sem tarifa branca. A metodologia será implementada numa plataforma que será desenvolvida na linguagem de programação Python, na qual será feita a análise estatística dos dados – incluindo variações de cenários, condições e critérios. Nessa plataforma serão feitas simulações para as 27 capitais brasileiras, para identificação de cenários/condições de viabilidade de investimento nos sistemas. A metodologia será validada com dados de consumo e geração de UCs com sistema GD-FV e com/sem banco de baterias, efetivamente instalados no âmbito do projeto P&D ANEEL PD-0391-0019/2015, nos estados de São Paulo e Espírito Santo.

Sumário

1 Introdução 5

2 Objetivos 6

2.1 Gerais 7

2.2 Específicos 7

3 Justificativa 8

4 Revisão bibliográfica 9

4.1 Curva de aprendizagem dos módulos FV no mercado internacional 9

4.2 Preços de microgeradores FV no Brasil 10

4.3 Preços de baterias de íon-Lítio para GD-FV 12

4.4 Regulamentação para GD-FV no Brasil 14

4.5 Isenção de impostos e tributos para GD-FV no Brasil 17

4.6 GD-FV no Brasil 18

4.7 Tarifas de energia elétrica no Brasil 25

4.8 Tarifa branca e postos tarifários 29

4.9 Metodologias de análise de retorno de investimento 38

4.10 Linguagem de programação Python e suas bibliotecas 38

5 Projeto de P&D ANEEL PD-0391-0019/2015 39

5.1 Principais atividades realizadas pela equipe do laboratório Fotovoltaica-UFSC no desenvolvimento do projeto. 40

5.2 Sistema “edp re:dy” de gerenciamento pelo lado da demanda 45

5.3 Seleção de UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto 57

5.3.1 Seleção de UCs residenciais e comerciais de São Paulo 58

5.3.2 Seleção de UCs residenciais e comerciais do Espírito Santo 60

5.3.3 Resumo das UCs residenciais e comerciais selecionadas para São Paulo e Espírito Santo 63

5.3.4 Integração FV às coberturas do complexo de edificações da CDHU 64

5.3.5 Integração FV à cobertura do prédio da prefeitura de São José dos Campos - SP 67

5.3.6 Integração FV à cobertura do prédio da APAE em Domingos Martins (ES) 68

5.4 Atrasos na aquisição de equipamentos previstos no projeto 70

6 Metodologia 71

6.1 Desenvolvimento de metodologia para avaliação multicritério 72

6.1.1 Critérios relacionados às UCs 73

6.1.2 Critérios relacionados ao sistema GD-FV 73

6.1.3 Critérios relacionados ao banco de baterias de íon-Lítio 74

6.1.4 Análise de retorno do investimento 74

7 Resultados esperados 76

8 Cronograma de atividades 77

9 Referências bibliográficas 77

ANEXOS 81

Anexo 1. *Datasheet* do edp re:dy *plug* 81

Anexo 2. *Datasheet* do edp re:dy *plug* A/C 81

Anexo 3. *Datasheet* do edp re:dy *plug* solar 81

Anexo 4. *Datasheet* do edp re:dy *meter* 81

Anexo 5. *Datasheet* do edp re:dy *switch* 81

Anexo 6. Arquitetura do sistema de comunicação para os sistemas GD-FV com armazenamento a serem instalados no âmbito do projeto 81

Anexo 7. Critérios para seleção de UCs aptas a receber os sistemas GD-FV com armazenamento previstos no projeto 81

1 Introdução

A geração distribuída (GD) através de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados à rede tem um importante papel a desempenhar no Brasil. O recurso solar é abundante em todo o território nacional e representa vantagens para o setor elétrico nacional a coincidência (tanto na base sazonal quanto na base horária ao longo de cada dia) entre a irradiância solar disponível e a potência demandada por sistemas de ar-condicionado, cujo uso vem se intensificando por todo o país. Muitas das grandes cidades brasileiras apresentam um pico de demanda no início da tarde (devido à carga representada pelos sistemas de ar-condicionado), coincidente com o pico geração solar FV, o que é mais um ponto positivo para a GD-FV.

Dada sua localização geográfica, o Brasil possui ótimos níveis de radiação solar, principalmente na região Nordeste. A região Sul do país, por outro lado, apresenta os mais altos índices de irradiação solar do país nos meses de verão, o que coincide com o período de maior demanda de energia elétrica para atendimento a cargas de ar condicionado nessa região do país.

As demandas de ar condicionado elevam as curvas de carga, e apresentam excelente sincronicidade com a geração solar. O aumento da utilização da GD-FV num país de dimensões continentais permite uma maior diversificação da matriz energética e auxilia no suprimento dessa crescente demanda, de forma sustentável.

A matriz de geração de energia elétrica no Brasil é dominada pela hidroeletricidade, cuja disponibilidade varia sazonalmente. Os períodos de baixos índices pluviométricos são coincidentes com os períodos de maior potencial para a geração solar FV. A utilização da tecnologia FV para geração de energia elétrica, de forma complementar à hidroeletricidade, é uma ótima alternativa para a utilização de medidas de

gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), principalmente quando alocadas em alimentadores[1] urbanos que estão sobrecarregados.

A GD-FV utiliza equipamentos eficientes, confiáveis e simples de implementar. Com a redução de custos verificada nos últimos anos para sistemas FV, em várias áreas do Brasil a GD-FV já gera energia elétrica a custos inferiores ao valor da tarifa cobrada pelas concessionárias.

Neste doutorado – desenvolvido no âmbito do Projeto de P&D ANEEL PD-0391-0019/2015 "Geração distribuída urbana (GD) com sistemas solares fotovoltaicos descentralizados e armazenamento de curto prazo: avaliação dos impactos para a distribuidora e desenvolvimento de novos modelos de negócio" – está em desenvolvimento uma metodologia para avaliação multicritério de retorno de investimento em sistemas GD-FV de até 10 kWp conectados à rede, com/sem banco de baterias, com/sem tarifa branca. A análise estatística dos dados – e de variações de cenários, condições e critérios – será feita utilizando a linguagem de programação Python e suas bibliotecas. Nessa plataforma serão feitas simulações para as 27 capitais brasileiras, para identificação de cenários/condições de viabilidade de investimento nos sistemas FV. A metodologia será validada com dados de consumo e geração de UCs com sistema GD-FV e com/sem banco de baterias, efetivamente instalados no âmbito do projeto P&D ANEEL PD-0391-0019/2015, nos estados de São Paulo e Espírito Santo.

2 Objetivos

A seguir são indicados os objetivos gerais e específicos do doutorado em desenvolvimento.

[1] Alimentadores são componentes do sistema de distribuição primário através dos quais uma empresa de distribuição de energia elétrica "distribui" em média tensão a energia elétrica recebida do sistema de transmissão ou de geradoras e "alimenta" as UCs de uma determinada área geográfica.

2.1 Gerais

Os objetivos gerais do doutorado são o desenvolvimento, implementação (em linguagem de programação Python), simulações para as 27 capitais e validação com dados operacionais reais de metodologia para avaliação multicritério de retorno de investimento em sistemas GD-FV de até 10 kWp conectados à rede, com/sem banco de baterias, com/sem tarifa branca.

2.2 Específicos

- Revisão bibliográfica sobre:
  - Curva de aprendizado dos módulos FV,
  - Preços de microgeradores FV no Brasil,
  - Preços de baterias de íon-Lítio para GD-FV,
  - Regulamentação para GD-FV no Brasil,
  - Isenção de impostos e tributos para GD-FV no Brasil,
  - GD-FV no Brasil,
  - Tarifas normais de energia elétrica no Brasil,
  - Tarifas praticadas e postos tarifários para os optantes da tarifa branca no Brasil,
  - Metodologias de análise de retorno de investimento e
  - Linguagem de programação Python e suas bibliotecas.
- Desenvolvimento de metodologia para avaliação multicritério de retorno de investimento em sistemas GD-FV de até 10 kWp conectados à rede, com/sem banco de baterias, com/sem tarifa branca, instalados em UCs atendidas em baixa tensão, residenciais (subgrupo B1, classe “residencial normal”) ou comerciais (subgrupo B3, classe “demais classes”).
- Desenvolvimento de plataforma para implementação da metodologia, utilizando a linguagem de programação Python e suas bibliotecas.
- Simulação, na plataforma, de condições de operação de sistemas GD-FV de até 10 kWp conectados à rede, com/sem banco de baterias, com/sem tarifa branca, instalados nas 27 capitais, em UCs

atendidas em baixa tensão, residenciais (subgrupo B1, classe “residencial normal”) ou comerciais (subgrupo B3, classe “demais classes”), para identificação de cenários/condições de viabilidade de investimento nos sistemas.

- Validação da metodologia, utilizando a plataforma desenvolvida e o banco de dados gerado por sistemas GD-FV efetivamente instalados no âmbito do Projeto de P&D ANEEL PD-0391-0019/2015, nos estados de São Paulo e Espírito Santo.

3 Justificativa

É bastante importante que sejam levados em conta os custos referentes a externalidades (custo socioambiental, entre outros) da geração convencional (COADY et al., 2017; LAVAINE; NEIDELL, 2013; SHELDON; HADIAN; ZIK, 2015; ZHAO et al., 2017). No entanto, mesmo sem contabilizar tais externalidades, com a redução de 90% no preço de sistemas GD-FV nos últimos dez anos (como será demonstrado na revisão bibliográfica), e a adesão de praticamente todas as unidades federativas (UFs) ao Convênio ICMS 16/2015 (CONFAZ, 2017) – que isenta de cobrança de ICMS a energia injetada na rede por sistemas GD –, a geração FV já atingiu a paridade para maioria das capitais do Brasil, como será demonstrado nos resultados deste doutorado.

Bancos de baterias conectados a microgeradores FV pulverizados ao longo dos sistemas de distribuição urbanos, quando operando sob sistemas inteligentes de gerenciamento de carga/descarga desses sistemas de armazenamento, podem trazer benefícios tanto para a concessionária (injetando energia na rede no horário de ponta – que em Florianópolis, p.ex., é das 18:30 às 21:30 nos dias úteis), quanto benefícios a quem investiu em GD-FV com armazenamento e é optante da tarifa branca (pois pode armazenar energia para injetar na rede nos horários de ponta, quando a tarifa chega a ser até 180% mais cara do que no horário fora de ponta da tarifa branca, como é o caso de São Luís/MA (ANEEL, 2018e)).

As áreas de concessão da EDP Brasil (empresa financiadora do Projeto de P&D ANEEL PD-0391-0019/2015, no qual está sendo desenvolvido este doutorado) estão localizadas em regiões de elevados índices de

irradiação solar e cobram das UCs em baixa tensão residenciais (subgrupo B1, classe “residencial normal”) e comerciais (subgrupo B3, classe “demais classes”) tarifas elevadas o suficiente para viabilizar a GD-FV.

A inovação deste doutorado consiste no desenvolvimento de uma metodologia para avaliação multicritério de retorno de investimento em sistemas GD-FV de até 10 kWp conectados à rede, com/sem banco de baterias, com/sem tarifa branca. O doutorado também é inovador por ter também como objetivo implementar a metodologia numa plataforma em Python, linguagem bastante robusta na análise estatística de grandes bancos de dados. Nessa plataforma serão simuladas diversas variações de cenários e critérios quanto à operação dos sistemas GD-FV, operação do banco de baterias e perfil/nível de consumo da UC. A metodologia será validada com dados de consumo e geração de UCs com sistema GD-FV e com/sem banco de baterias, efetivamente instalados no âmbito do projeto P&D ANEEL PD-0391-0019/2015, nos estados de São Paulo e Espírito Santo. Na tarifa branca, o armazenamento de curto prazo associado à GD-FV pode ser um investimento interessante para a EDP e seus clientes. Para tanto são necessários os dados operacionais, medidos em sistemas reais e em operação assistida.

4 Revisão bibliográfica

Nos tópicos a seguir são abordados assuntos pertinentes ao desenvolvimento dos objetivos gerais e específicos a serem atingidos ao longo deste doutorado.

4.1 Curva de aprendizagem dos módulos FV no mercado internacional

Na Figura 1 é apresentada a curva de aprendizagem da tecnologia FV, mostrando o grande potencial de redução do preço dos módulos FV com o aumento da produção acumulada. Em abril de 2012 os preços de venda de módulos FV no mercado internacional atingiram pela primeira vez valores inferiores a 1 U$/Wp (PHOTON CONSULTING, 2012) e, em dezembro de 2017, os preços médios de módulos FV já chegavam a 0,47 US$/Wp (MINTS, 2017). Ou seja, uma redução de **53%** nos preços em cinco anos. Em dez anos, os preços foram reduzidos a um décimo.

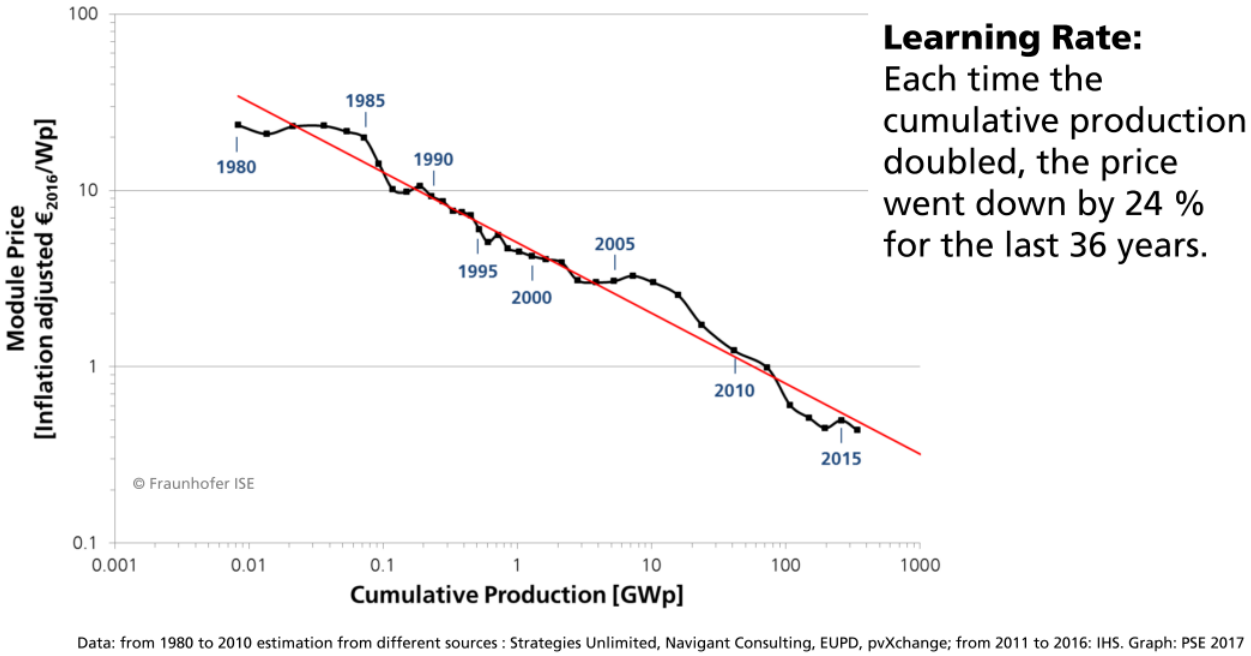
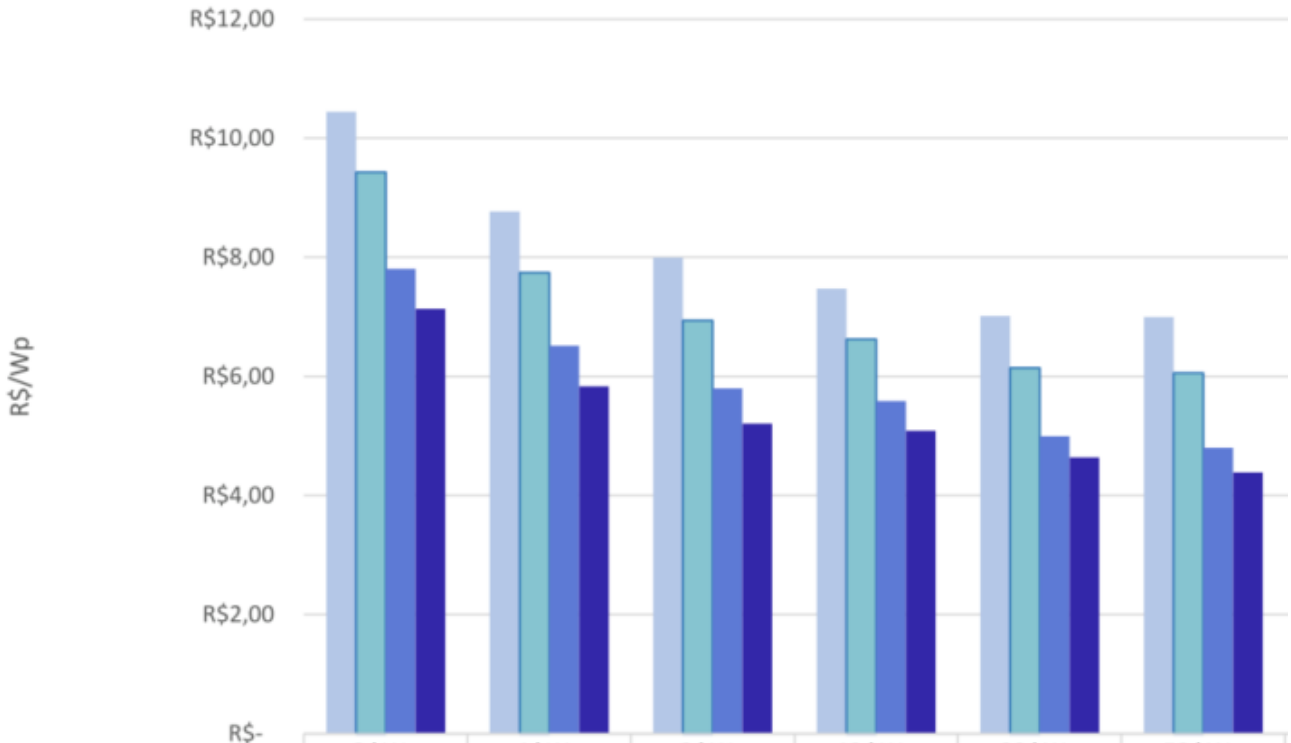


Figura 1. A linha preta indica a curva de aprendizagem dos módulos FV, com a linha de tendência em vermelho, indicando valores em euros deflacionados (FRAUNHOFER ISE; PSE AG, 2018).

4.2 Preços de microgeradores FV no Brasil

Para ilustrar a evolução recente de preços de microgeradores FV no Brasil, foram utilizados resultados da pesquisa de mercado desenvolvida pela GREENER (2018), que entrevistou 552 empresas integradoras de todo país, no período de 29/11/2017 a 02/01/2018, com aproveitamento de 51,27% de respostas das empresas. Ou seja, os valores médios correspondem às respostas validadas de 283 empresas. Os preços indicados na pesquisa são apresentados na Figura 2. Para os sistemas GD-FV com até 10 kWp que serão avaliados nesse doutorado, a redução média de preços no período de apenas um ano (jan/2017 a jan/2018) foi de aproximadamente 25%.



	2 kWp	4 kWp	8 kWp	12 kWp	30 kWp	50 kWp
Preços Médios jun/2016	R$10,45	R$8,77	R$7,99	R$7,47	R$7,01	R$7,00
Preços Médios jan/2017	R$9,43	R$7,74	R$6,94	R$6,63	R$6,14	R$6,06
Preços Médios jun/2017	R$7,81	R$6,52	R$5,80	R$5,59	R$4,99	R$4,80
Preços Médios jan/2018	R$7,13	R$5,83	R$5,21	R$5,09	R$4,64	R$4,39

Figura 2. Evolução de preços para o cliente final, de microgeradores FV chave-na-mão, com potência de 2 kWp a 50 kWp, no Brasil, no período de jun/2016 a jun/2018. Fonte: GREENER (2018).

Para complementar a análise de preços, foram solicitados orçamentos a empresas integradoras com sede em Florianópolis-SC. Os preços médios obtidos para março/2018 são apresentados na Tabela 1, e representam, em relação aos valores de jan/2018 da Figura 2, uma redução de cerca de 14% (num período de apenas dois meses).

Tabela 1. Preços para o cliente final praticados por empresas integradoras em Florianópolis/SC, para microgeradores FV chave-na-mão, com potência de 2 kWp a 50 kWp, em março/2018. Fonte: orçamentos enviados pelas empresas.

Potência do sistema FV [kWp]	R$/Wp
2	6,15
4	5,20
10	4,49
30	4,44
50	4,19

4.3 Preços de baterias de íon-Lítio para GD-FV

Foram consultados diversos fornecedores para os sistemas de armazenamento previstos no projeto, mas dos que atendiam às especificações necessárias para o uso em GD-FV, a que teve menor preço foi a distribuidora RENVU, da Califórnia, que, em 04/04/2017, orçou por US$ 36.077,80 quatro baterias da marca SONNEN, modelo eco4, 4kWh, 3kW AC, 120/240VAC 60Hz, 100% de descarga profunda, LiFePo. Ou seja, o custo seria de **7.418 R$/kWh**, considerando a cotação 3,29 R$/US$ de 16/03/2018. Esse valor é **seis vezes** o valor praticado no mercado internacional em 2016 (300 €/kWh (BAUMGARTNER, 2016) = 1.216 R$/kWh, considerando cotação de 4,05 R$/€ de 16/03/20418).

Esse valor ainda é bastante alto para que seja viável utilizar o sistema de armazenamento em GD-FV no Brasil, mas o objetivo da metodologia a ser proposta é exatamente simular a partir de que valor, e em que cenários, tal sistema passará a ser viável, validado por dados reais de operação.

No entanto, a redução anual nos preços de baterias de íon-Lítio é acentuada e, caso se considere, na curva de aprendizagem de baterias de íon-Lítio, a influência da quantidade de patentes solicitadas – *two-factor model* proposto por (KITTNER; LILL; KAMMEN, 2017), seu preço cairá para 100 US$/kWh ainda em 2018 (Figura 3).

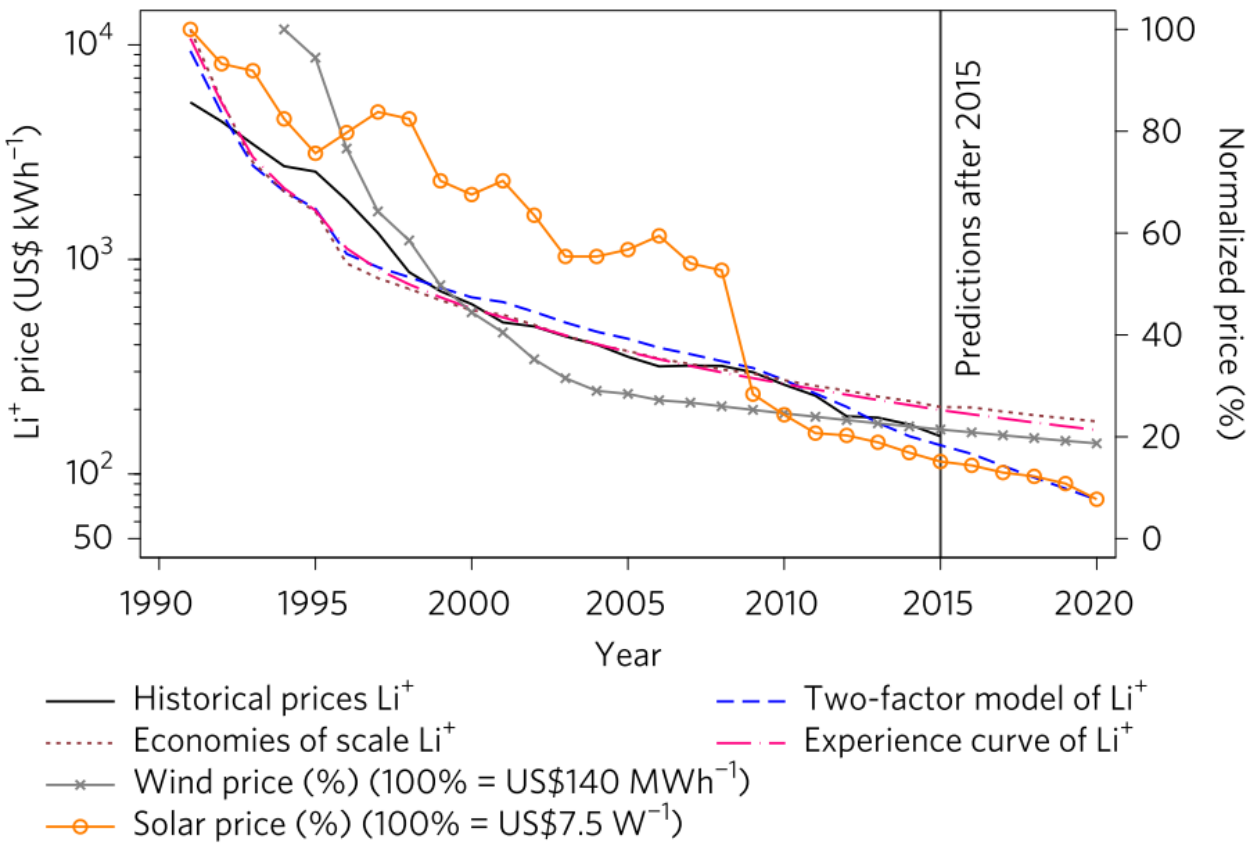


Figura 3. Comparação da evolução de preços de baterias de íon-Lítio (US$/kWh) com a de sistemas FV (%) e a de sistemas eólicos (%) (KITTNER; LILL; KAMMEN, 2017).

Na Figura 4 é mostrada a evolução na capacidade total mundial em operação, ao final de cada ano (de 1996 a 16/08/2016), para sistemas de armazenamento eletroquímicos conectados à rede. Em 2016 já eram 1,64 GW e 695 projetos em operação.

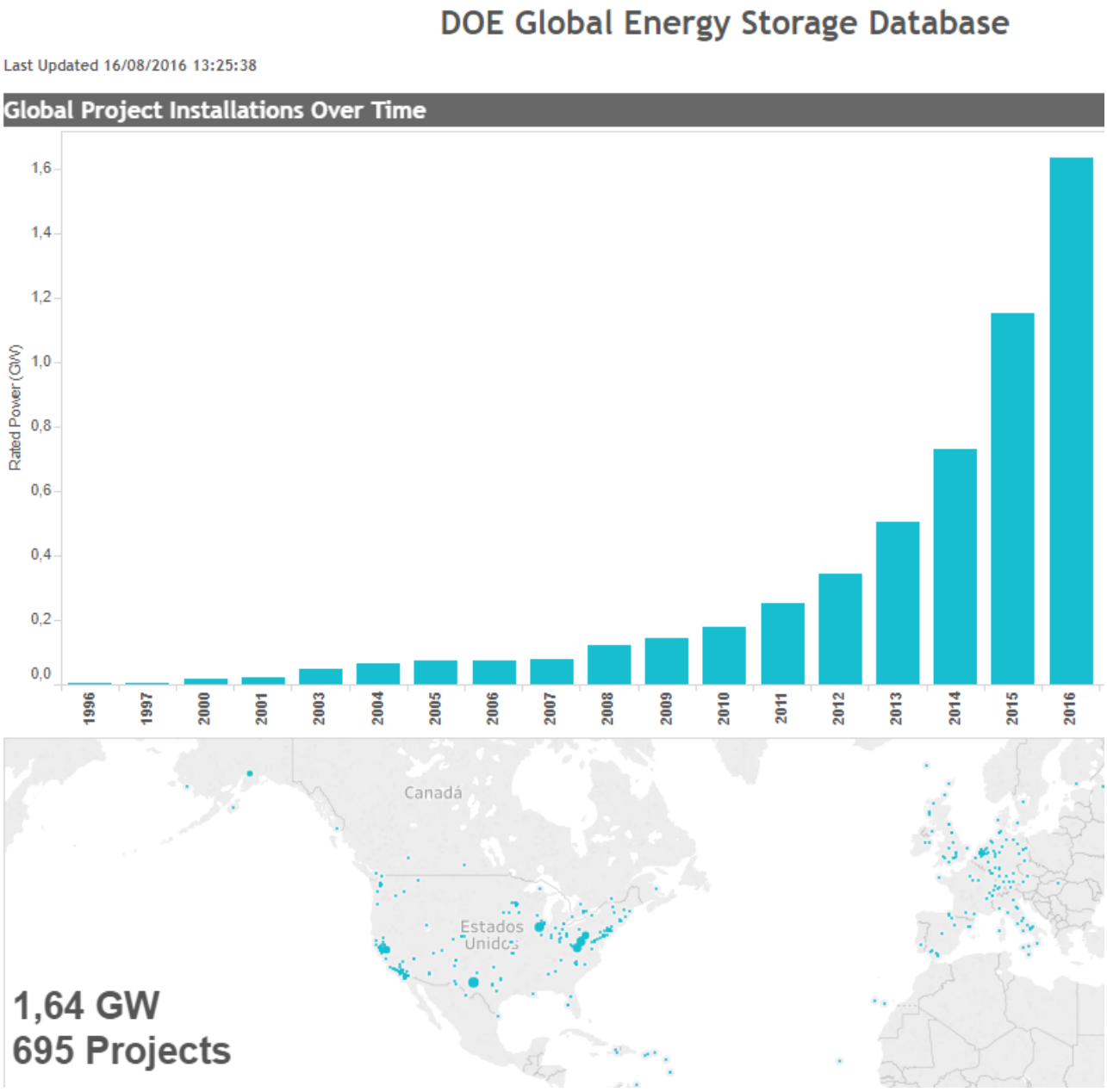


Figura 4. Capacidade total mundial em operação, ao final de cada ano (de 1996 a 16/08/2016), para sistemas de armazenamento eletroquímicos conectados à rede (SANDIA, 2016).

Será também analisada a degradação das baterias de íon-Lítio, entre outras características de desempenho ao longo da vida útil desses sistemas de armazenamento (WANKMÜLLER et al., 2017).

4.4 Regulamentação para GD-FV no Brasil

O processo de aprovação de uma regulamentação para o incentivo à instalação de sistemas GD-FV no meio urbano foi um processo bastante demorado e cheio de incertezas e reveses. O trabalho teve início em 2008

quando o Ministério de Minas e Energia (MME) instituiu o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF).

O GT-GDSF teve como finalidade elaborar uma proposta de política de utilização de geração FV conectada à rede elétrica, em particular em edificações urbanas, em curto, médio e longo prazo.

A seguir, dois eventos, convocados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tiveram fundamental importância para que o movimento se tornasse mais fluido:

- A Consulta Pública nº 15/2010, que mapeou as principais barreiras para a instalação da GD de pequeno porte.
- A Audiência Pública nº 42/2011, que apresentou propostas com objetivo de reduzir barreiras para acesso de centrais geradoras até 1 MW, que utilizassem fontes incentivadas de energia, assim como para a fonte solar (até 30 MW).

A audiência ficou aberta no período de 08/08/2011 a 14/10/2011 e, ao todo, foram recebidas 403 contribuições de agentes do setor, universidades, fabricantes, associações, consultores, estudantes e políticos.

A ANEEL analisou então as contribuições apresentadas e, após alguns meses de discussões, publicou em abril de 2012 a REN 482/2012, que instituiu regras destinadas a reduzir barreiras para instalação de sistemas GD de pequeno porte, que incluíram a microgeração (até 100 kW) e a minigeração (100 kW a 1 MW). A REN 482/2012 criou o "Sistema de Compensação de Energia Elétrica" (SCEE), que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua UC e trocar energia com a distribuidora local. A regra é válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada).

Pelo SCEE, a unidade geradora instalada em uma residência, por exemplo, produzirá energia e o que não for consumido será injetado no sistema da distribuidora, que utilizará o crédito para abater o consumo dos meses subsequentes (sistema de compensação de energia conhecido internacionalmente como *net metering*).

A REN 482/2012 estabeleceu que devem constar na fatura da UC as informações sobre energia injetada na rede no mês, energia compensada no mês e saldo acumulado de energia disponível para compensação. Na versão original da REN 482/2012, os créditos podiam ser utilizados em um prazo máximo de 36 meses.

Desde a versão original da REN 482/2012, consumidores que optarem por participar do SCEE já podiam utilizar o crédito de energia gerado em uma UC em outra(s) UC(s), desde que ambas/todas UCs que participam desse compartilhamento de energia estejam registradas sob mesmo CPF/CNPJ, e estejam na área de abrangência da mesma distribuidora.

Após a publicação da REN 482/2012, foram publicadas as seguintes resoluções normativas que fizeram diversas alterações para melhorias à REN 482/2012 conforme demandas de diversos agentes do setor FV e de concessionárias de distribuição:

- Em dezembro de 2012, a REN 517/2012,
- Em novembro de 2015, a REN 687/2015 e
- Em outubro de 2017, a REN 786/2017.

Com base na versão atual da REN 482/2012, quanto a GD-FV está regulamentado que:

- GD-FV com potência menor ou igual a 75 kW, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de UCs é considerada **microgeração distribuída**.
- GD-FV com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de UCs, é considerada **minigeração distribuída**.
- É de **60 meses** o prazo máximo para compensação da energia injetada na rede pelo sistema GD-FV.

Na versão atual da REN 482/2012 também estão presentes também as definições seguintes (apresentadas de forma resumida aqui), que podem utilizar o SCEE:

- **empreendimento com múltiplas UCs**: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma UC e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma UC distinta, com microgeração ou

minigeração distribuída, e desde que as UCs estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

- **geração compartilhada**: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua UC com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das UCs nas quais a energia excedente será compensada.
- **autoconsumo remoto**: caracterizado por UCs de titularidade de um mesmo CNPJ ou CPF que possua UC com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das UCs, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

As três primeiras resoluções normativas citadas fizeram também revisões na Seção 3.7 (Acesso de micro e minigeração distribuída) do Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), conforme indicado na Tabela 2.

Tabela 2. Revisões na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST a partir da publicação da REN 482/2012. Fonte: elaborado pelo autor, com dados de ANEEL (2017a)**.**

Revisão	Audiência Pública (AP) motivadora da revisão	Resolução Normativa (REN) de aprovação pela ANEEL	Período de vigência da revisão
7	AP 37/2015	REN 724/2016	A partir do dia 01/06/2017
6	AP 26/2015	REN 687/2015	De 01/03/2016 a 31/05/2017
5	AP 100/2012	REN 517/2012	De 14/12/2012 a 29/02/2016
4	AP 42/2011	REN 482/2012	De 19/04/2012 a 13/12/2012

4.5 Isenção de impostos e tributos para GD-FV no Brasil

Inicialmente, após a publicação da REN 482/2012, o entendimento do CONFAZ foi de que deveria ser cobrado ICMS sobre toda a energia injetada na rede pelo sistema GD-FV. Mas em abril de 2015 já foi publicado pelo CONFAZ o Convênio ICMS 16/2015, dando isenção desse tipo de tributação a Goiás,

Pernambuco e São Paulo. Nos anos seguintes, praticamente todos os demais estados e o Distrito Federal aderiram ao convênio. Atualmente, somente o Paraná ainda não aderiu, mas está em vias de aderir. A adesão de Santa Catarina ao convênio 16/2015 já está confirmada para ocorrer em abril de 2018,

Diversos outros convênios atualmente também dão isenção de ICMS para a compra e venda de equipamentos e componentes de sistemas GD-FV (Convênios ICMS 230/2017, 156/2017, 114/2017 e 82/2017).

A micro e minigeração GD-FV também está isenta, desde outubro de 2015, da cobrança de PIS e COFINS sobre a energia injetada na rede pelo sistema GD-FV (Lei 13.169/2015).

4.6 GD-FV no Brasil

A GD-FV passou a ter um crescimento expressivo a partir de 2015 no Brasil. Os levantamentos apresentados neste tópico se baseiam nos dados disponíveis em 18/03/2018 no banco de dados da ANEEL sobre GD-FV (ANEEL, 2018a, 2018b, 2018c).

Comparando os totais anuais de 2015 com os de 2014, houve aumento de:

- **400%** na quantidade de novas UCs com GD-FV no ano,
- **427%** na quantidade de novas UCs que recebem créditos GD-FV no ano, e
- **295%** na potência instalada no ano.

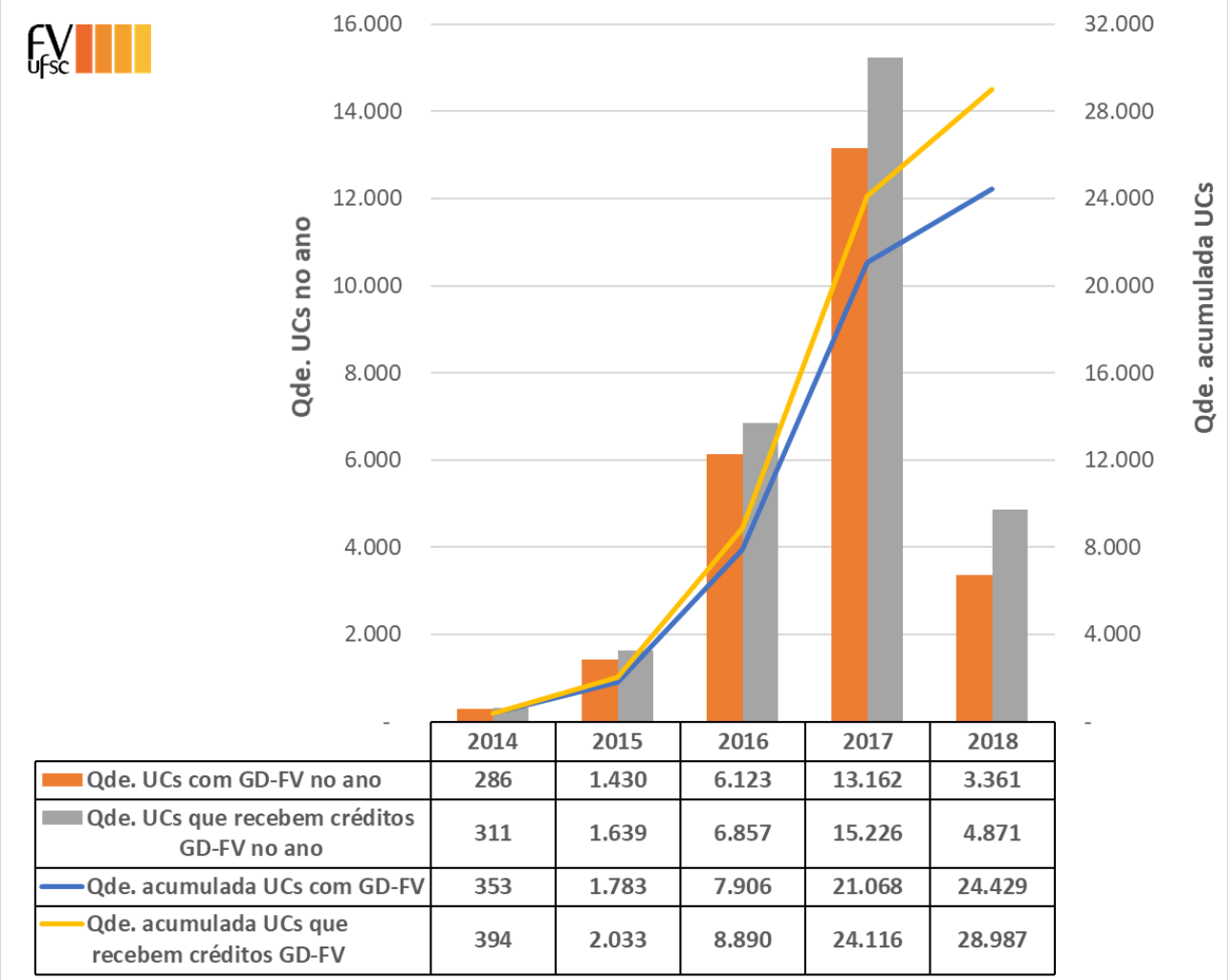
Comparando os totais anuais de 2016 com os de 2015, houve aumento de:

- **328%** na quantidade de novas UCs com GD-FV no ano,
- **318%** na quantidade de novas UCs que recebem créditos GD-FV no ano, e
- **406%** na potência instalada no ano.

Comparando os totais anuais de 2017 com os de 2016, houve uma redução considerável na taxa aumento, em relação aos dois anos anteriores. Mesmo assim, são taxas de crescimento extremamente altas para um período de resseção (e mesmo para um período de crescimento da atividade econômica geral). O aumento foi de:

- **115%** na quantidade de novas UCs com GD-FV no ano,
- **122%** na quantidade de novas UCs que recebem créditos GD-FV no ano, e
- **145%** na potência instalada no ano.

Na Figura 5 e na Figura 6 podem ser observadas as taxas de crescimento indicadas, além dos valores acumulados.



	2014	2015	2016	2017	2018
Qde. UCs com GD-FV no ano	286	1.430	6.123	13.162	3.361
Qde. UCs que recebem créditos GD-FV no ano	311	1.639	6.857	15.226	4.871
Qde. acumulada UCs com GD-FV	353	1.783	7.906	21.068	24.429
Qde. acumulada UCs que recebem créditos GD-FV	394	2.033	8.890	24.116	28.987

Figura 5. GD-FV: totais anuais e acumulados de quantidade de UCs, para o período de 2014 a 18/03/2018. Fonte: elaborado com base nos dados disponíveis no banco de dados da ANEEL sobre GD-FV (ANEEL, 2018a, 2018b, 2018c).

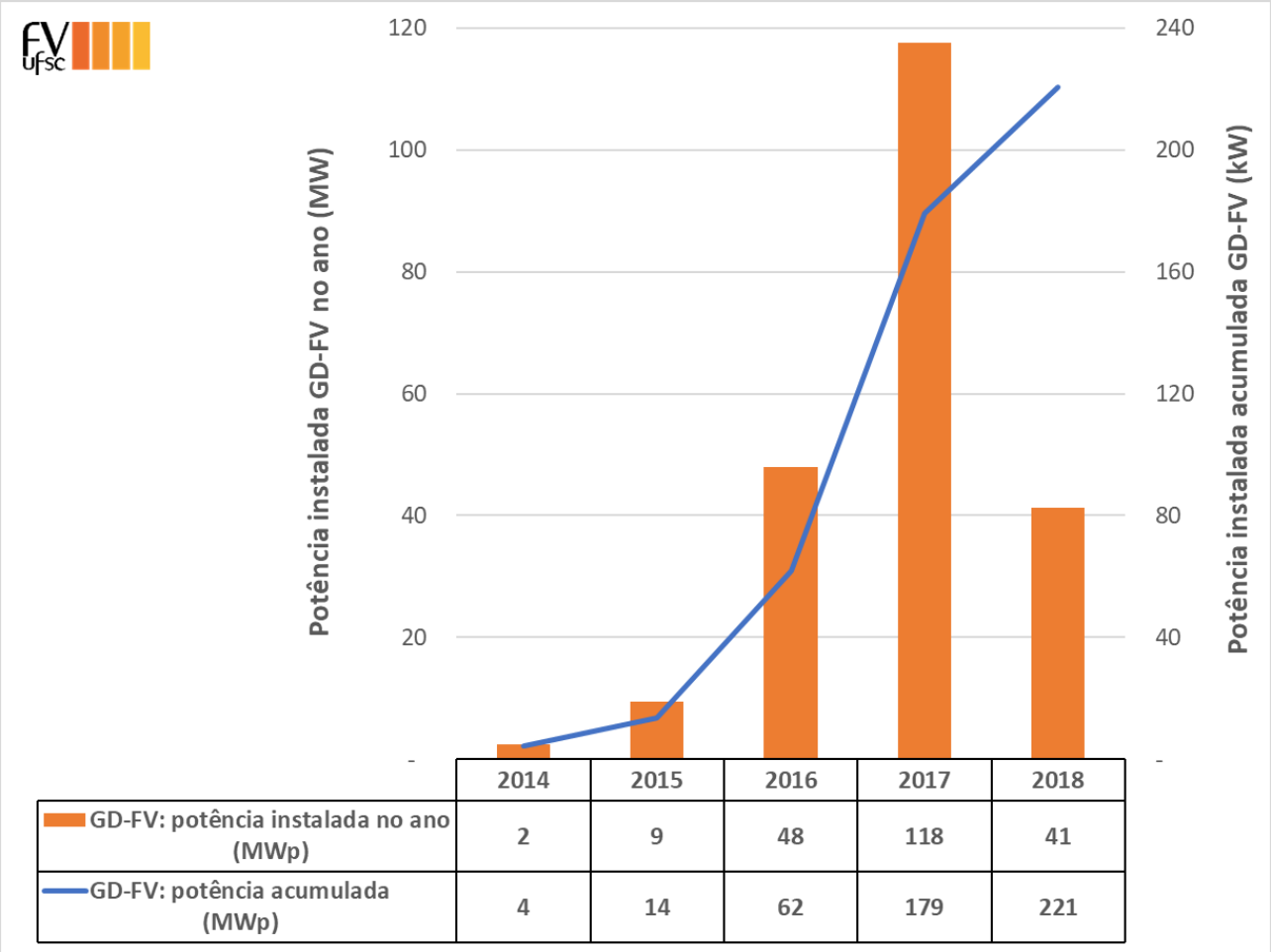


Figura 6. GD-FV: totais anuais e acumulados de potência FV instalada, para o período de 2014 a 18/03/2018. Fonte: elaborado com base nos dados disponíveis em no banco de dados da ANEEL sobre GD-FV (ANEEL, 2018a, 2018b, 2018c).

A título de comparação, na Figura 7 são apresentadas as potências anuais instaladas, para GD-FV e Usinas Fotovoltaicas (UFVs) e acumulados, para a soma de GD-FV com UFVs. Observa-se que foi graças ao crescimento pujante da GD-FV no Brasil nos últimos três anos que o país ultrapassou ainda em 2017 a marca de 1 GWp instalados.

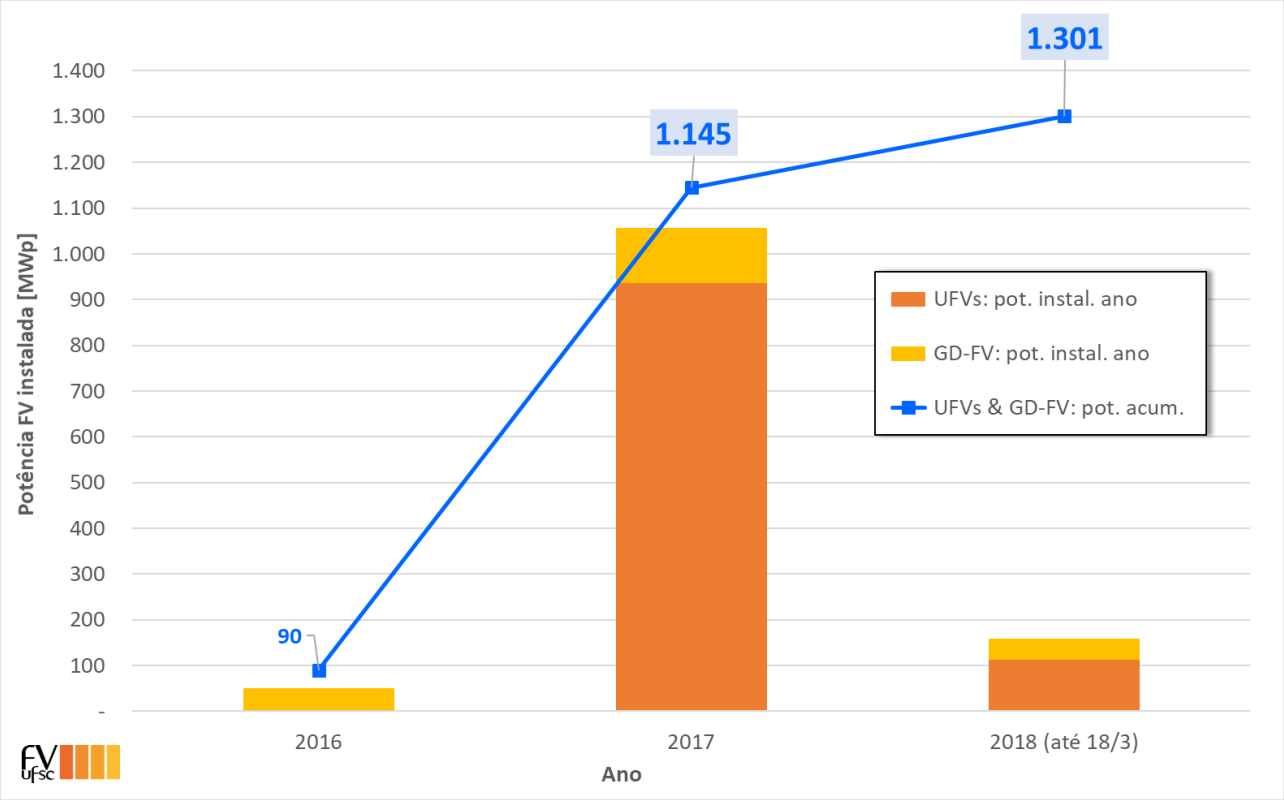


Figura 7. GD-FV e UFVs: totais anuais e acumulados de potência FV instalada, para o período de 2016 a 18/03/2018. Fonte: elaborado com base nos dados disponíveis no banco de dados da ANEEL sobre GD-FV (ANEEL, 2018a, 2018b, 2018c) e no Banco de Informações de Geração (BIG) sobre Usinas Fotovoltaicas (UFVs) (ANEEL, 2018d).

Para se ter uma ideia da distribuição dos sistemas GD-FV no Brasil, na Figura 8 e na Figura 9 são apresentados os valores acumulados referentes a cada UF.

Se for considerada a quantidade acumulada de UCs com GD-FV ou a quantidade de UCs que recebem créditos GD-FV, o *ranking* é o seguinte:

1. Minas Gerais,
2. São Paulo,
3. Rio Grande do Sul,
4. Santa Catarina e
5. Rio de Janeiro.

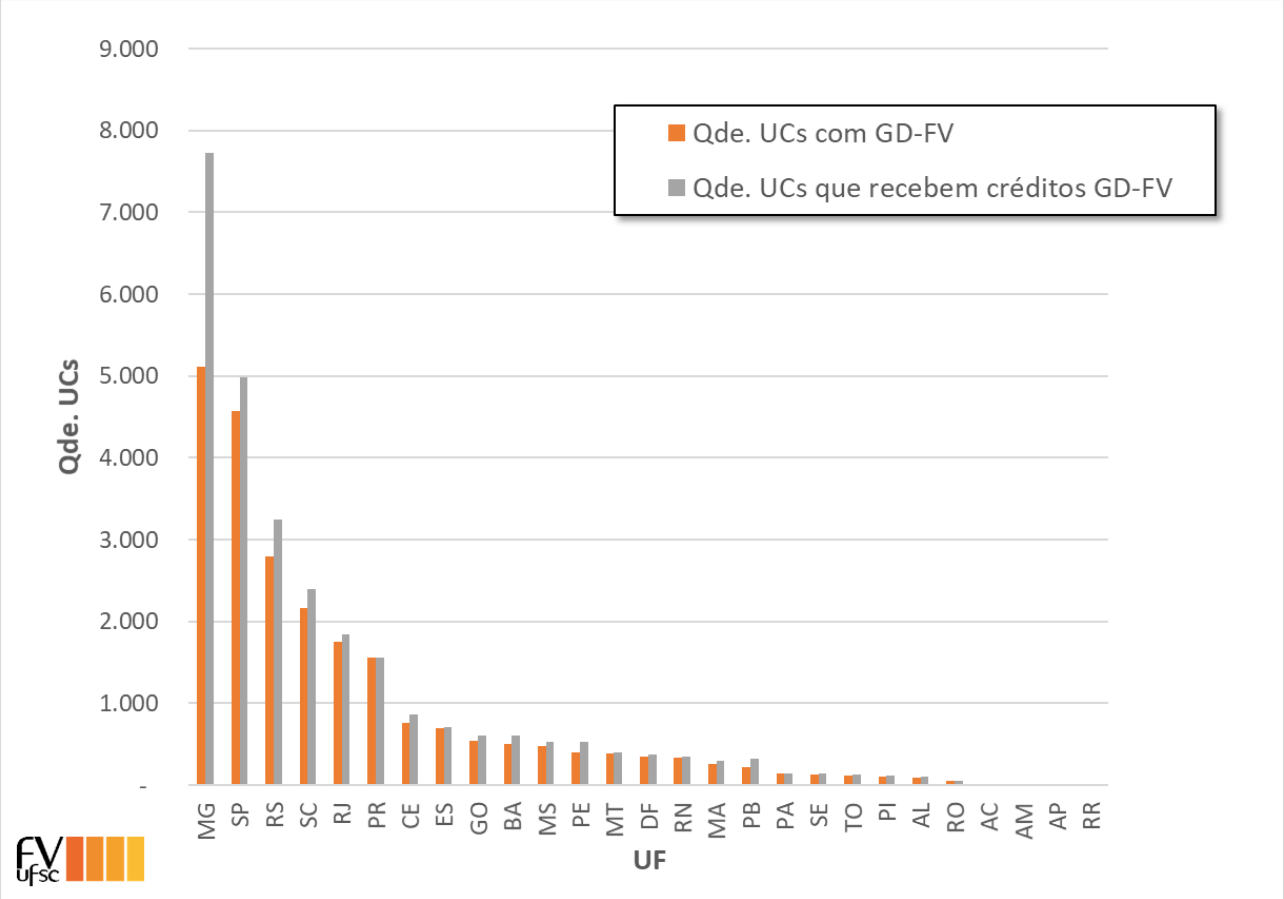


Figura 8. GD-FV: totais acumulados de quantidade de UCs, por estado, em ordem decrescente. Fonte: elaborado com base nos dados disponíveis no banco de dados da ANEEL em 18/03/2018 sobre GD-FV (ANEEL, 2018a, 2018b, 2018c).

Se for considerada a potência acumulada dos sistemas GD-FV instalados, o *ranking* é o seguinte:

1. Minas Gerais,
2. Rio Grande do Sul,
3. São Paulo,
4. Ceará e
5. Santa Catarina.

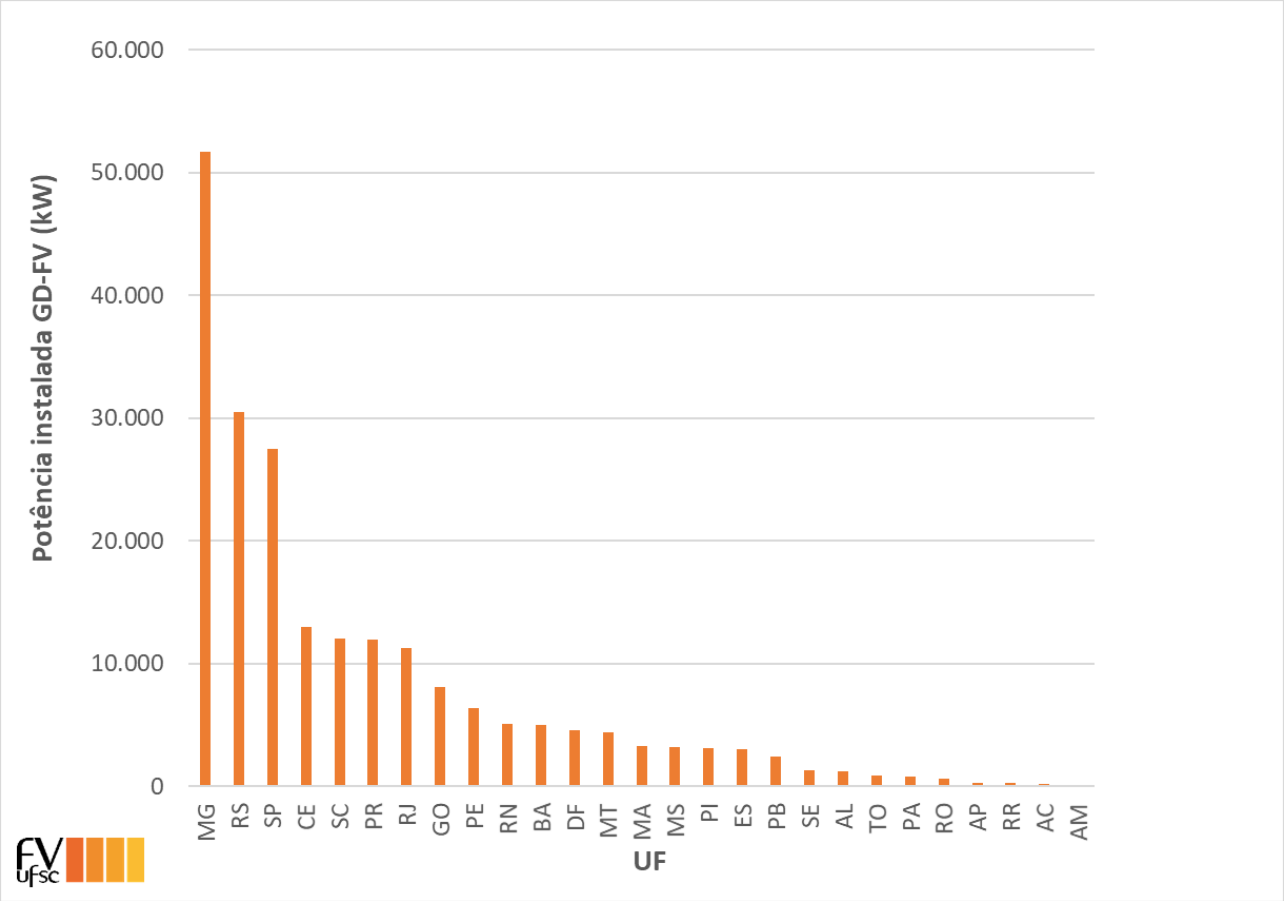


Figura 9. GD-FV: totais acumulados de potência FV instalada, por estado, em ordem decrescente. Fonte: elaborado com base nos dados disponíveis no banco de dados da ANEEL em 18/03/2018 sobre GD-FV (ANEEL, 2018a, 2018b, 2018c).

Para se avaliar quais as faixas de potência mais comuns para sistemas GD-FV instalados no Brasil, foram feitas as análises apresentadas na Figura 10 e na Figura 11.

Observa-se que:

- > 2 kWp e ≤3 kWp é a faixa de potência com maior quantidade total de UCs com GD-FV e também com maior quantidade total de UCs que recebem créditos GD-FV.
- 53,2% das UCs com GD-FV instalaram sistemas com no máximo 4 kWp.
- 50,4% das UCs que recebem créditos GD-FV, os recebem de sistemas com no máximo 4 kWp.
- 44,9% da potência total GD-FV instalada se refere a sistemas com no máximo 10 kWp.

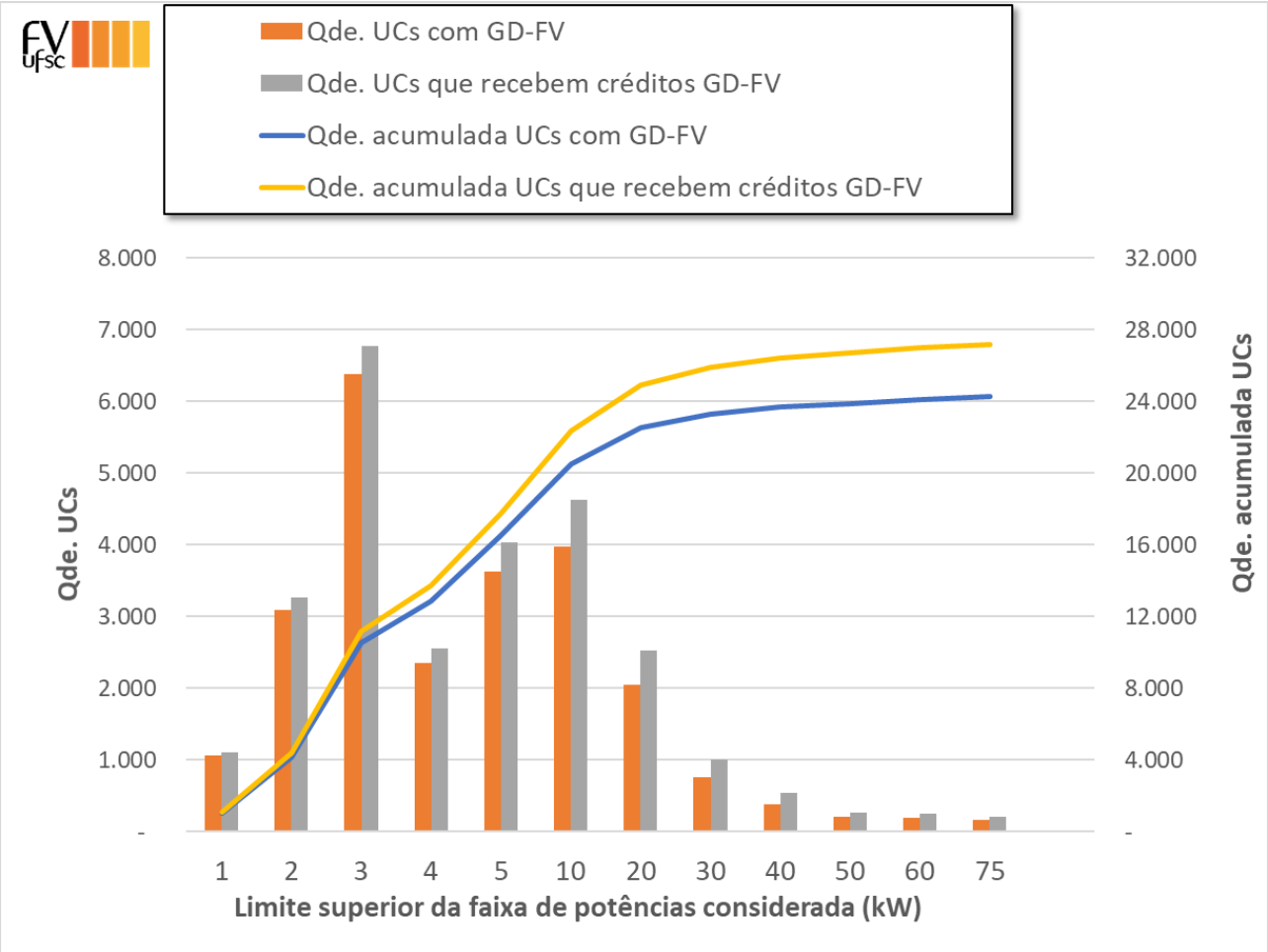


Figura 10. GD-FV: quantidade de UCs por faixa de potência do sistema FV instalado e valores acumulados. Fonte: elaborado com base nos dados disponíveis no banco de dados da ANEEL em 18/03/2018 sobre GD-FV (ANEEL, 2018a, 2018b, 2018c).

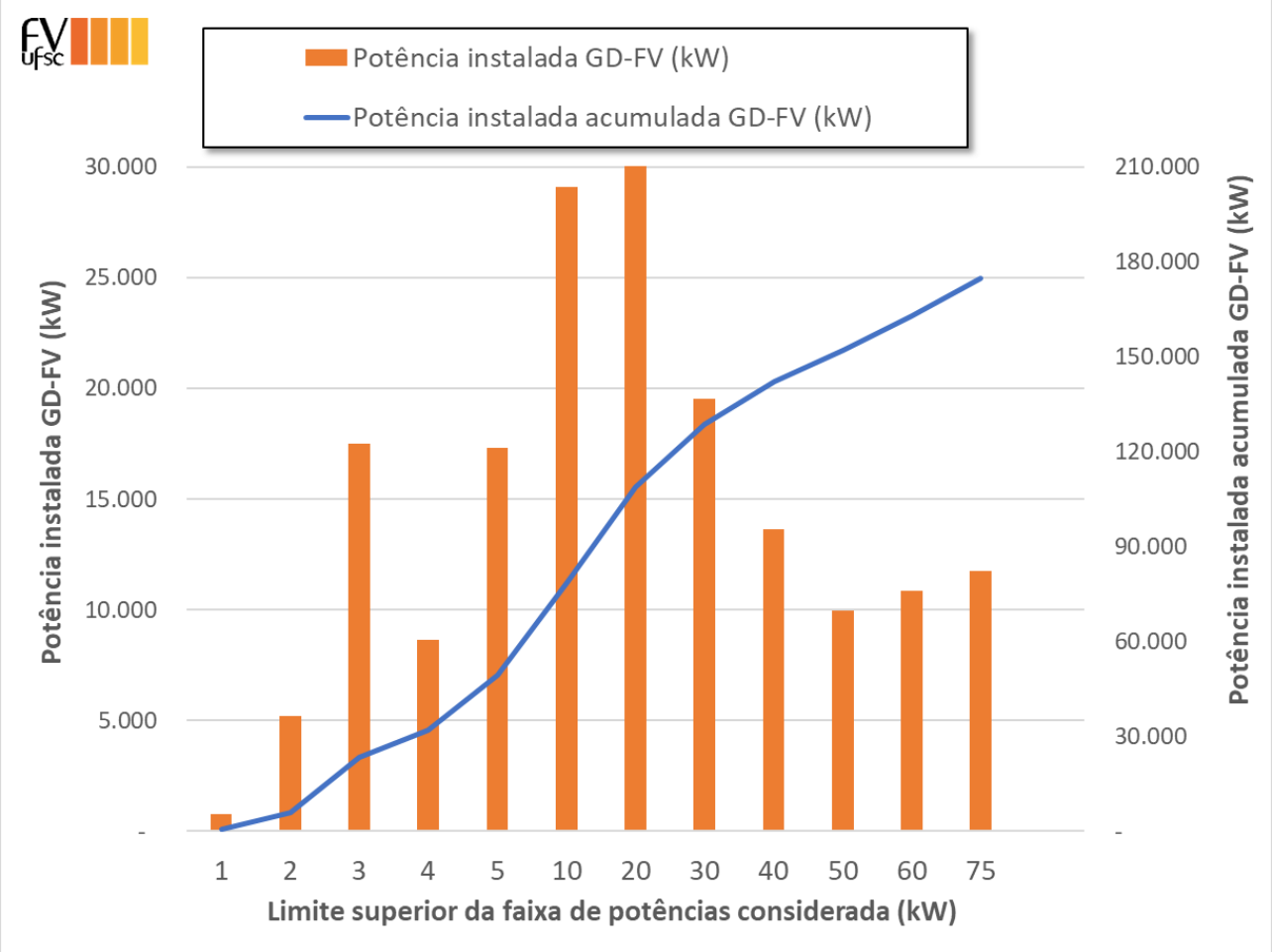


Figura 11. GD-FV: Potência FV total, por faixa de potência do sistema FV instalado e valores acumulados. Fonte: elaborado com base nos dados disponíveis no banco de dados da ANEEL em 18/03/2018 sobre GD-FV (ANEEL, 2018a, 2018b, 2018c).

4.7 Tarifas de energia elétrica no Brasil

De acordo com a curva de aprendizado anteriormente mostrada, enquanto os preços dos módulos FV apresentam uma queda de 24% a cada vez que a produção acumulada mundial dobra (Figura 1) e sistemas GD-FV no Brasil apresentaram uma redução de 25% de jan/2017 a jan/2018, as tarifas médias de energia elétrica aumentaram 43% no Brasil de 2012 a 2016 (Tabela 3). No mesmo período de quatro anos, o aumento foi de 36% para a tarifa média do setor residencial e 45% para a tarifa média do setor comercial (Tabela 4), e estes são o público alvo da GD-FV. Destaque-se que todos os valores de tarifas apresentados neste tópico estão sem impostos. O valor de tarifa cobrado do consumidor final ainda inclui PIS, COFINS e ICMS, cujas alíquotas variam de estado para estado.

Tabela 3. Tarifas médias por Região (R$/MWh), sem impostos. Fonte: (EPE (2017).

	2012	2013	2014	2015	2016	Δ% (2016/2015)	Δ% (2016/2012)	
Média Brasil	**292,85**	**254,45**	**276,97**	**395,00**	**419,09**	**6,1**	**143,1**	**Br**
Norte	321,17	276,68	303,53	372,93	419,75	12,6	130,7	
Nordeste	297,09	250,52	269,05	340,00	367,64	8,1	123,7	
Sudeste	294,78	260,24	282,22	413,04	441,65	6,9	149,8	
Sul	277,23	235,15	264,27	409,28	415,10	1,4	149,7	
Centro-Oeste	290,41	257,74	273,63	398,07	419,38	5,4	144,4	

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) / Sistema de Apoio à Decisão (SAD); todos os valores acessados em 03/08/2017.
Nota: Sem tributos.

Tabela 4. Tarifas médias por classe de consumo (R$/MWh), sem impostos. Fonte: EPE (2017).

	2012	2013	2014	2015	2016	Δ% (2016/2015)	Δ% (2016/2012)
Residencial	333,44	285,24	305,35	419,31	454,29	8,3	36,2
Industrial	257,34	223,19	249,01	335,31	392,83	17,2	52,7
Comercial	307,52	269,85	293,05	403,75	444,67	10,1	44,6
Rural	189,74	167,62	202,56	292,96	325,00	10,9	58,9
Poder Público	333,44	285,24	305,96	384,66	455,23	18,3	38,1
Iluminação Pública	182,54	161,27	178,87	239,69	259,38	8,2	42,1
Serviço Público	236,27	200,56	219,89	327,69	361,73	10,4	63,7
Consumo Próprio	322,51	282,80	308,23	372,46	459,38	23,3	42,4

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) / Sistema de Apoio à Decisão (SAD) – acessado em 03/08/2017.
Serviço Público: tração elétrica, água, esgoto e saneamento.
Rural: rural, aquicultor, irrigante.
Nota: Sem impostos.

Atualizando os valores passados para jul/2017 pelo IGP-M/FGV, tem-se a evolução de valores médios de tarifas mostrada na Figura 12 e na Figura 13. Apesar da redução de valores de tarifas observada, tanto nos valores médios por tipo de consumo quanto nos valores médios por região, do quarto trimestre de 2015 ao primeiro trimestre de 2017 (com exceção para os valores médios de tarifas praticadas nas regiões Norte e Nordeste), é evidente, na conjuntura atual, que os valores de tarifas referentes à geração convencional tendem a crescer no médio e longo prazo. Somente para dar um exemplo: em 06/03/2018 a ANEEL propôs um aumento médio de quase **26%** nas tarifas da CEMIG, sendo que a previsão de alta para a tarifa

residencial (baixa tensão) é de **22,73%** e para a tarifa industrial (alta tensão) é de **34,41%** (BITENCOURT, 2018).

Para se ter uma ideia do impacto desse aumento de tarifa: a CEMIG fornece energia para 8,2 milhão de UCs de 774 municípios de Minas Gerais.

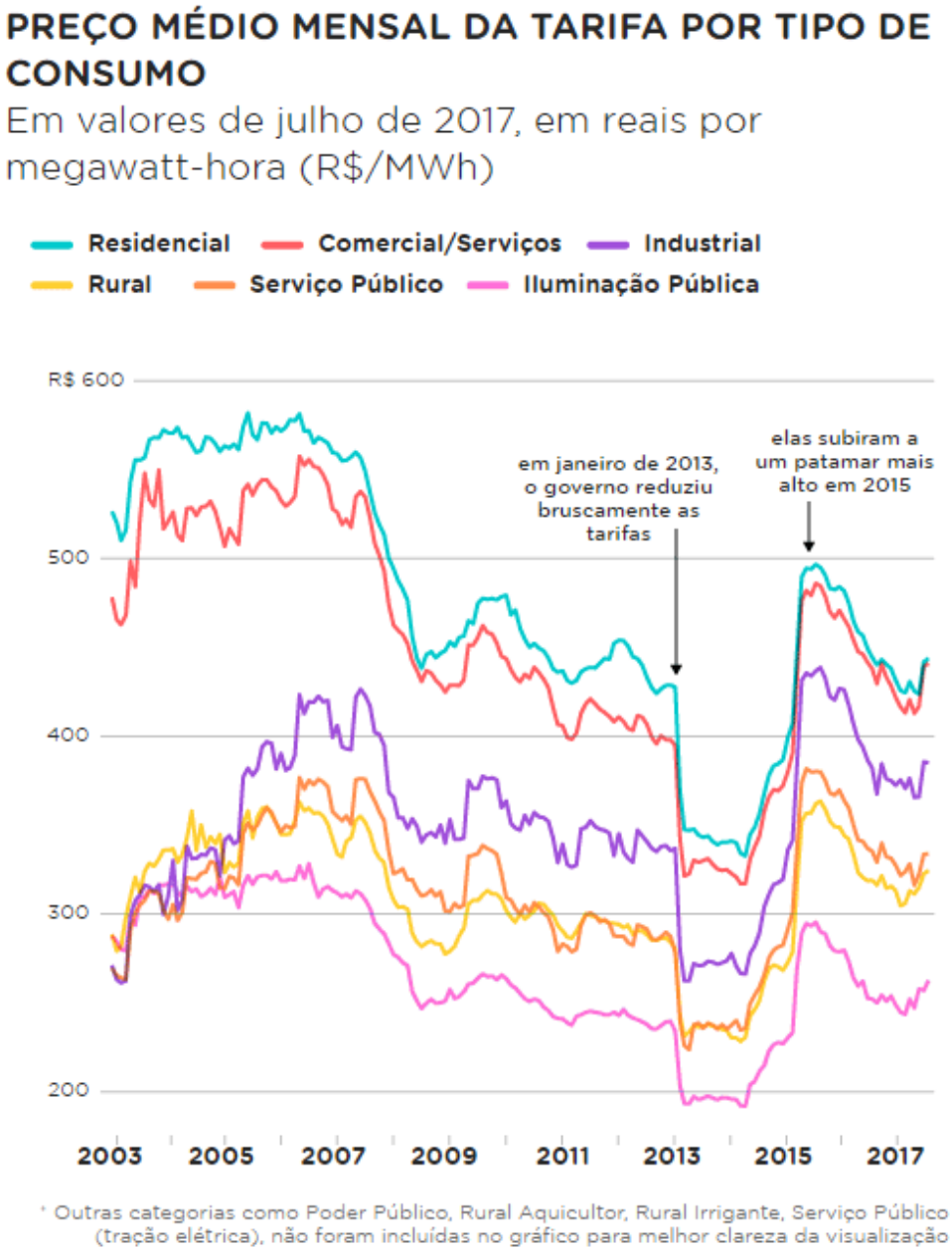


Figura 12. Preço médio mensal (média nacional) da tarifa, sem impostos, por tipo de consumo, com valores atualizados para jul/2017 pelo IGP-M/FGV. Fonte: Elaborado por ZANLORENSSI; OSTETTI e ALMEIDA (2017)**, com dados de** http://www.aneel.gov.br/tarifas.

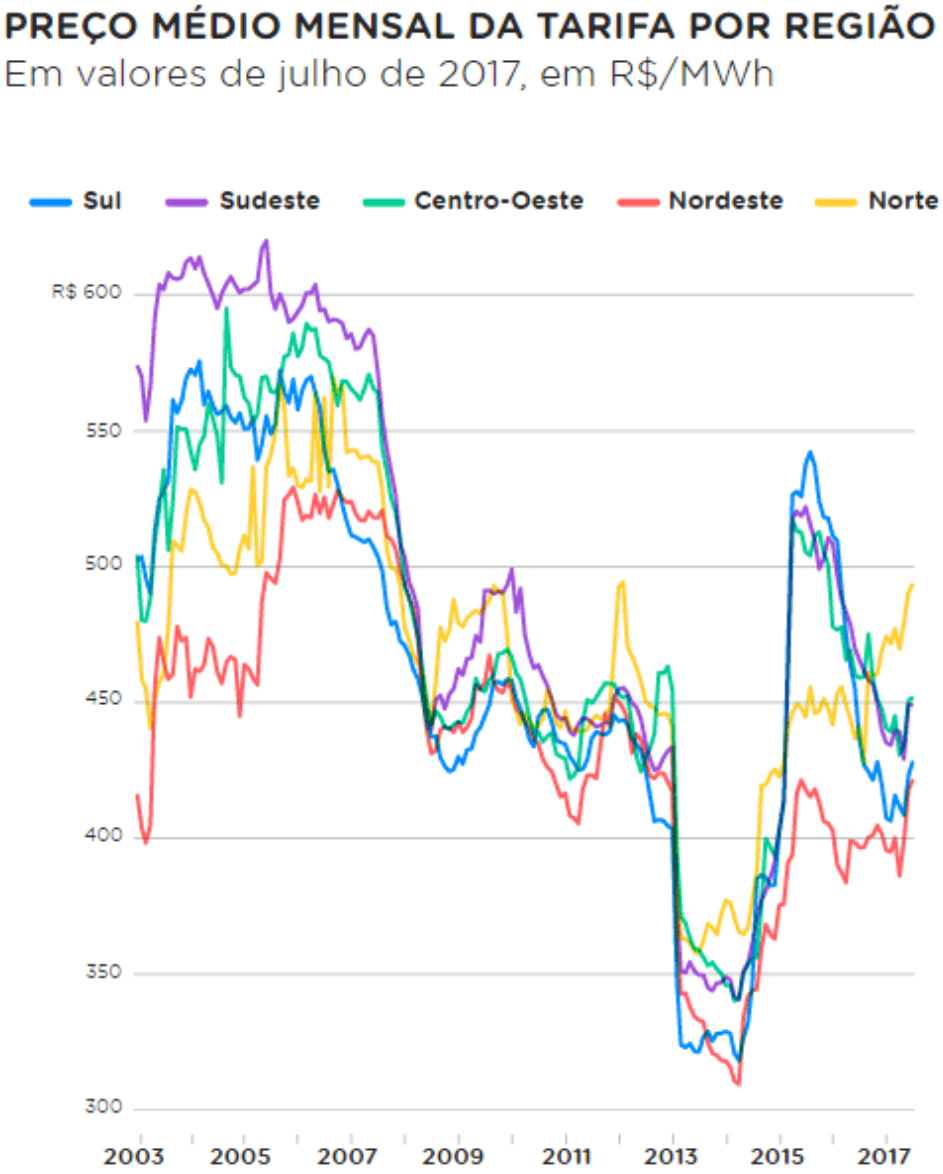


Figura 13. Preço médio mensal da tarifa, sem impostos, por região, com valores atualizados para jul/2017 pelo IGP-M/FGV. Fonte: Elaborado por ZANLORENSSI; OSTETTI e ALMEIDA (2017)**, com dados de** http://www.aneel.gov.br/tarifas.

Na Figura 14 são mostradas as tarifas residenciais, sem impostos, em vigor em 03/2018 para cada capital, para se ter uma ideia da diferença entre as tarifas praticadas em centros urbanos de todas as UFs do país, e do patamar desses valores, mesmo sem impostos. As tarifas com valores máximos são a de Belém/PA (0,599 R$/kWh) e a de Manaus/AM (0,604 R$/kWh). Mas caso seja mesmo autorizado pela ANEEL o aumento de 22,73% na tarifa residencial da CEMIG, comentado anteriormente neste tópico, a tarifa residencial para Belo Horizonte vai ultrapassar esses valores máximos.

Para as simulações e análises a serem feitas durante este doutorado, serão sempre incluídos valores de ICMS, PIS e COFINS, refletindo o preço cheio das tarifas, de modo a permitir o estabelecimento de comparações diretas com os custos da geração solar fotovoltaica em ambiente de GD amparado pela REN ANEEL 482/2012.

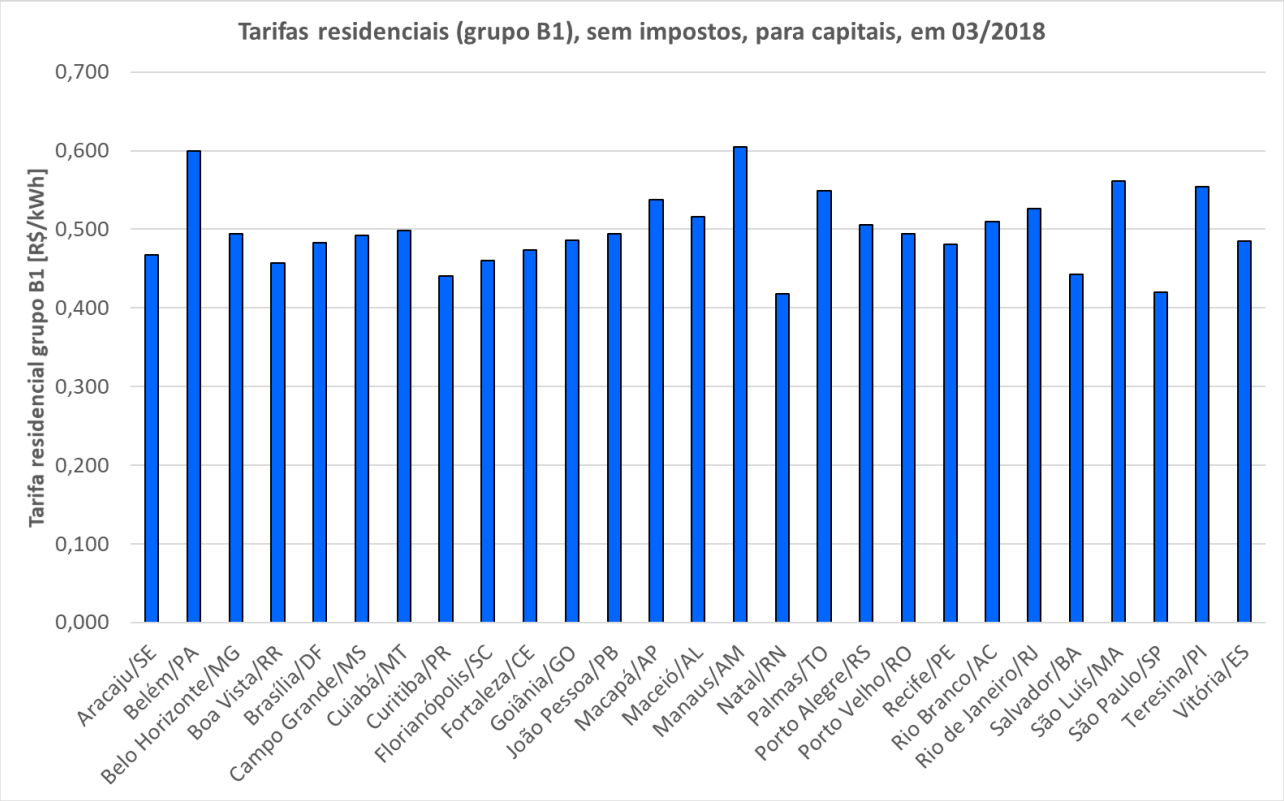


Figura 14. Tarifas residenciais (subgrupo B1, classe "residencial normal"), sem impostos, para as 27 capitais do Brasil, em vigor em 03/2018. Fonte: elaborado com dados de ANEEL (2018).

4.8 Tarifa branca e postos tarifários

A tarifa branca é oferecida para as UCs do grupo B, que são atendidas em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 V) e foi regulamentada pela REN ANEEL nº 733/2016 (ANEEL, 2017b). O consumidor pode solicitar a adesão à tarifa branca desde 1º de janeiro de 2018. Contudo, existe um cronograma de preferência, de modo a priorizar as solicitações com as seguintes características:

- A partir de 1º de janeiro de 2018, para novas ligações e para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kWh;
- A partir de 1º de janeiro de 2019 para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh; e,
- A partir de 1º de janeiro de 2020 para todas as unidades consumidoras.

Com a tarifa branca, o consumidor passa a pagar tarifas diferentes em função do horário e do dia da semana em que consome a energia elétrica. Nos dias úteis, a tarifa branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. Nos feriados nacionais e nos fins de semana, o valor é sempre fora de ponta. Esses períodos – chamados de “postos tarifários” – são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, que ocorrem em média a cada quatro anos.

Na Figura 15 é apresentado um comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional. Quanto mais o consumidor deslocar seu consumo para o período fora de ponta, maiores são os benefícios desta modalidade. A nova modalidade cria condições que incentivam alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a rede de distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa. Este benefício reduz e posterga a necessidade de expandir a rede elétrica. Se o consumidor que aderiu à tarifa branca se arrepender da mudança, pode solicitar seu retorno ao sistema tarifário anterior (tarifa convencional). A distribuidora terá 30 dias para atender à solicitação. A tarifa branca não se aplica aos consumidores residenciais classificados como baixa renda, beneficiários de descontos previstos em Lei, e à iluminação pública.

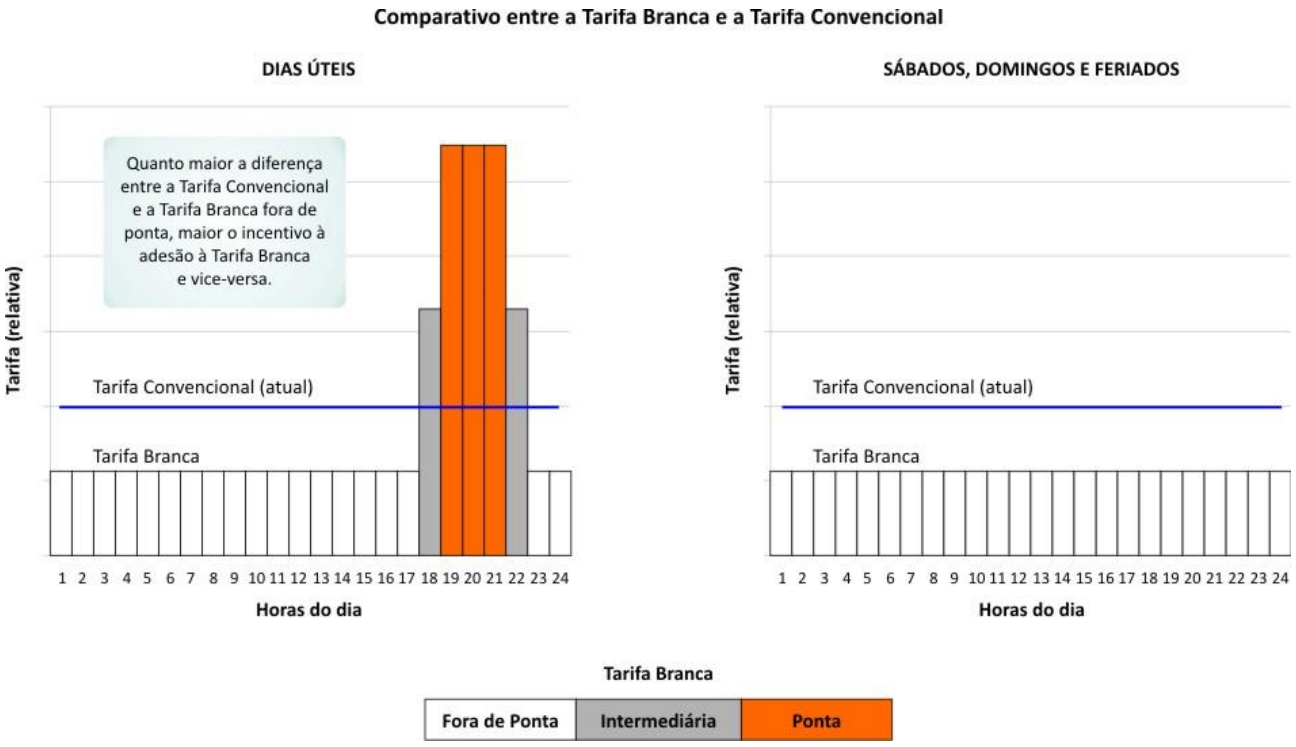


Figura 15. Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional. Fonte: ANEEL (2017a).

No entanto, o gráfico da Figura 15, que é disponibilizado na página da ANEEL sobre o assunto induz ao erro, pois mostra que: (1) o valor da tarifa branca em horário fora de ponta é cerca de 60% do valor da tarifa convencional e (2) o valor da tarifa em horário de ponta é quase três vezes maior do que a tarifa convencional. Tais diferenças não são verificados para nenhuma capital, conforme pode-se observar nos gráficos das figuras seguintes apresentadas neste tópico.

A regulamentação sobre os postos tarifários é feita pela REN ANEEL nº 414/2010 (ANEEL, 2016), na qual é estabelecido que:

- Horário de ponta refere-se ao período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais.
- Horário fora de ponta refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da tarifa branca).

- O horário intermediário refere-se ao período de uma hora anterior e posterior ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades tarifárias pertencentes à tarifa branca.

Para que se possa visualizar as diferenças entre postos tarifários e entre tarifas residenciais (normal e branca) praticadas em centros urbanos de todas as UFs do país, as figuras a seguir deste tópico apresentam as informações para as 27 capitais do Brasil, que normalmente são também o município mais populoso de cada UF (com exceção apenas para Santa Catarina – Joinville é mais populosa que Florianópolis – e Espírito Santo – Serra, Vila Velha e Cariacica são mais populosas que Vitória) (IBGE, 2018).

Na Figura 16 são apresentados os horários de ponta para todas as capitais, em vigor em março/2018. Para 21 das 27 capitais, o horário de ponta é das 17:30 às 20:30 ou das 18:00 às 21:00.

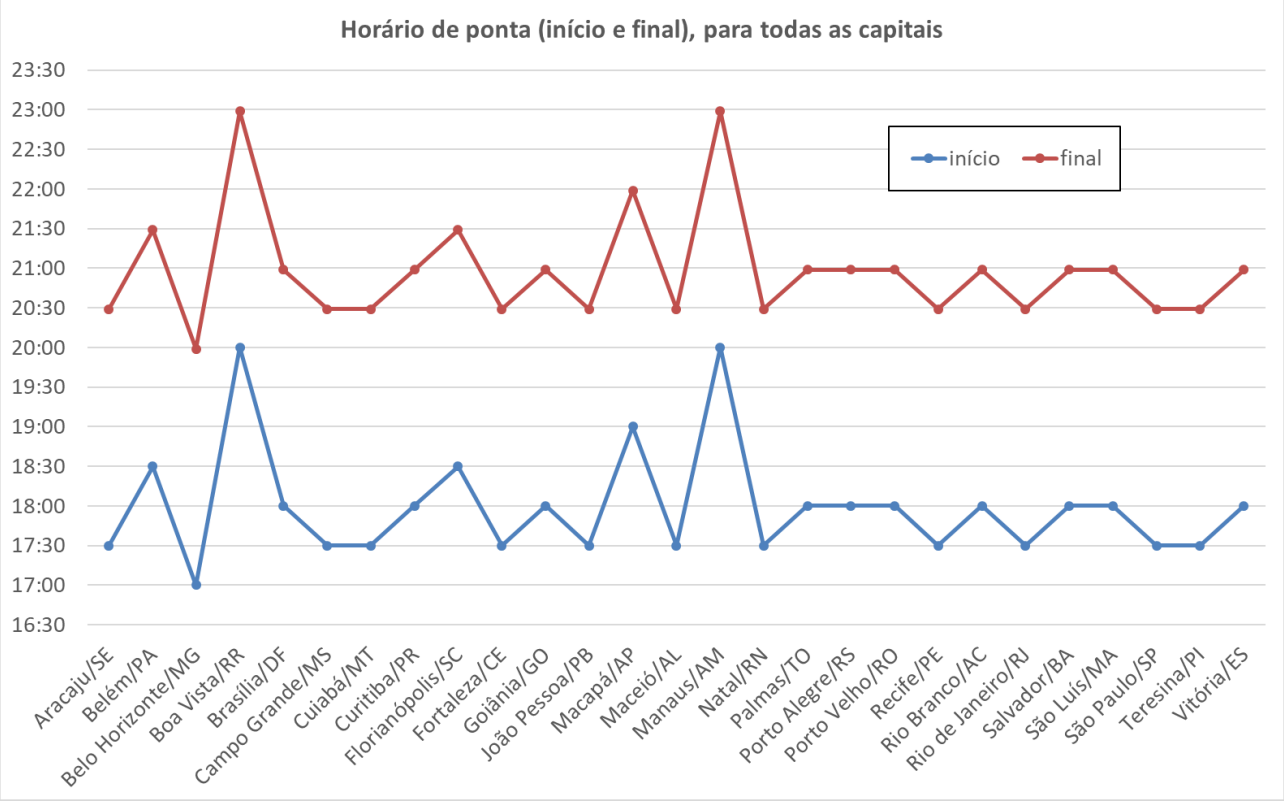


Figura 16. Início e final do horário de ponta, para as 27capitais do Brasil, em vigor em março/2018. Fonte: elaborado pelo autor com dados de ANEEL (2016)**. Apesar da referência indicar 2016, nessa fonte há uma tabela dinâmica com valores atualizados.**

Na Figura 17 são indicadas as seguintes tarifas residenciais (subgrupo B1, classe “residencial normal”) em vigor em março/2018, para as 27 capitais, sem impostos:

- Tarifa normal,
- Tarifa branca no horário de ponta,
- Tarifa branca no horário intermediário e
- Tarifa branca no horário fora de ponta.

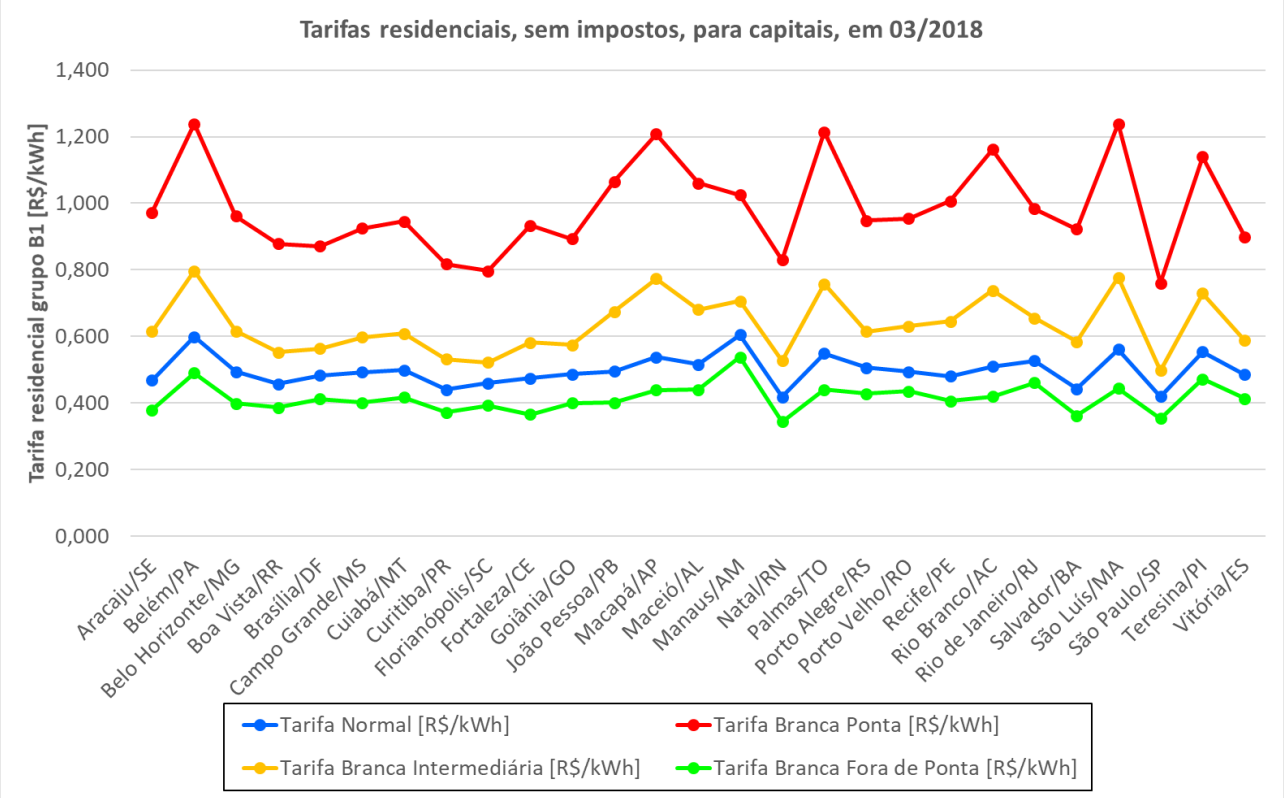


Figura 17. Tarifa branca (fora de ponta, intermediária e ponta) e tarifa normal, para consumidores residenciais (subgrupo B1, classe “residencial normal”), sem impostos, para as 27 capitais do Brasil. Valores em vigor em março/2018. Fonte: elaborado com dados de ANEEL (2018).

Na Figura 18 são apresentadas as seguintes diferenças percentuais quanto às tarifas residenciais (subgrupo B1, classe “residencial normal”) em vigor em março/2018, para as 27 capitais, sem impostos:

- Diferença entre tarifa branca fora de ponta e tarifa normal: ou seja, **quanto se economiza** no consumo que ocorra em **horário fora de ponta**, em relação à tarifa normal. Comparando os valores calculados para as 27 capitais, observa-se que a **economia é: em média 17%**, no máximo 23% e no

mínimo 11%. Quanto maior for essa economia, mais interessante é para o consumidor aderir à tarifa branca, lembrando que é fundamental que o consumidor analise também o quanto consegue deslocar o consumo para fora dos horários intermediário e de ponta. Antes de optar pela tarifa branca, o consumidor deve estimar as cargas horárias diárias ao longo do ano, e comparar o quanto economizará nos horários fora de ponta com o quanto vai gastar a mais nos horários intermediário e de ponta.

- Diferença entre tarifa branca intermediária e tarifa normal: ou seja, **quanto se gasta a mais** no consumo que ocorra em **horário intermediário** (uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta), em relação à tarifa normal. Comparando os valores calculados para as 27 capitais, observa-se que o **aumento é em média 27%**, no máximo 45% e no mínimo 14%.
- Diferença entre tarifa branca ponta e tarifa normal: ou seja, **quanto se gasta a mais** no consumo que ocorra nas três horas em que dura o **horário de ponta**, em relação à tarifa normal. Comparando os valores calculados para as 27 capitais, observa-se que o **aumento é em média 98%**, no máximo 128% e no mínimo 70%.

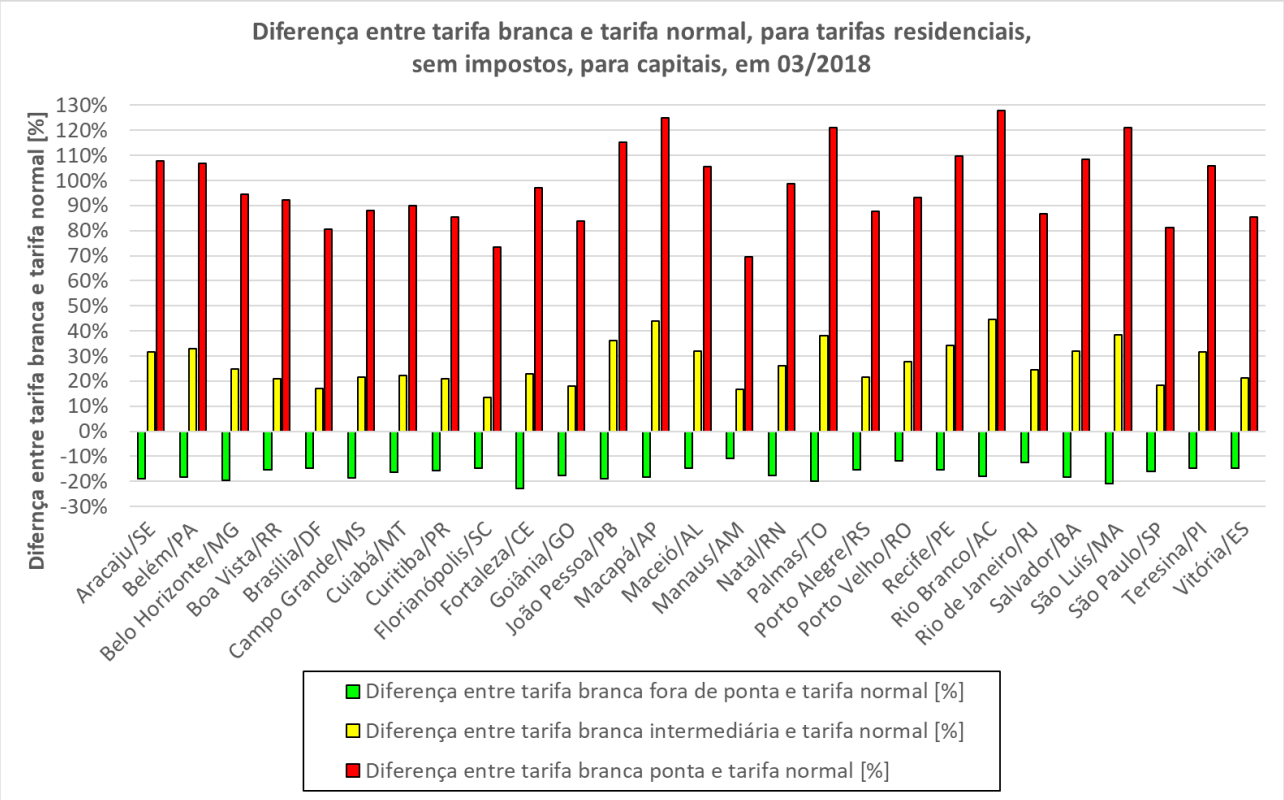


Figura 18. Diferenças percentuais entre a tarifa branca (fora de ponta, intermediária e ponta) e a tarifa normal, para consumidores residenciais (subgrupo B1, classe "residencial normal"), sem impostos, para as 27 capitais do Brasil. Valores em vigor em março/2018. Fonte: elaborado com dados de ANEEL (2018).

Adicionalmente, para se ter uma ideia do quanto se gasta a mais com a tarifa normal em relação à tarifa branca, para o consumo que ocorra fora de ponta, tal comparação é apresentada na Figura 19. Comparando os valores calculados para as 27 capitais, observa-se que tal **gasto a mais** quando o consumidor continua com a tarifa normal é em média de 20%, no máximo 30% e no mínimo 12%.

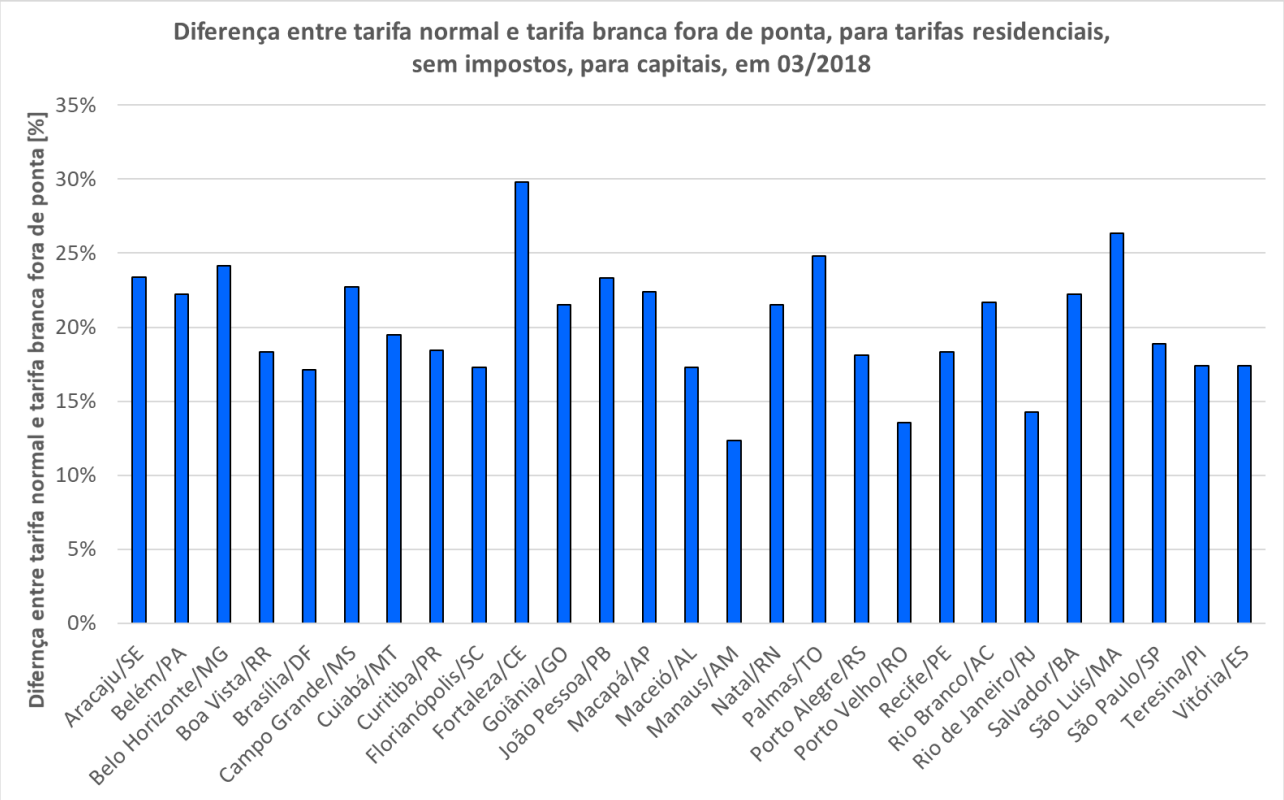


Figura 19. Diferenças percentuais entre a tarifa normal e a tarifa branca fora de ponta, para consumidores residenciais (subgrupo B1, classe "residencial normal"), sem impostos, para as 27 capitais do Brasil. Valores em vigor em março/2018. Fonte: elaborado com dados de ANEEL (2018).

Para se ter uma ideia do **quanto o consumidor que opta pela tarifa branca gasta a mais no horário de ponta em relação ao que gasta no horário fora de ponta**, a diferença percentual entre tarifa branca ponta e tarifa branca fora de ponta é apresentada na Figura 20. Comparando os valores calculados para as 27 capitais, observa-se que tal **gasto a mais é em média de 138%**, no máximo 179% e no mínimo 91%.

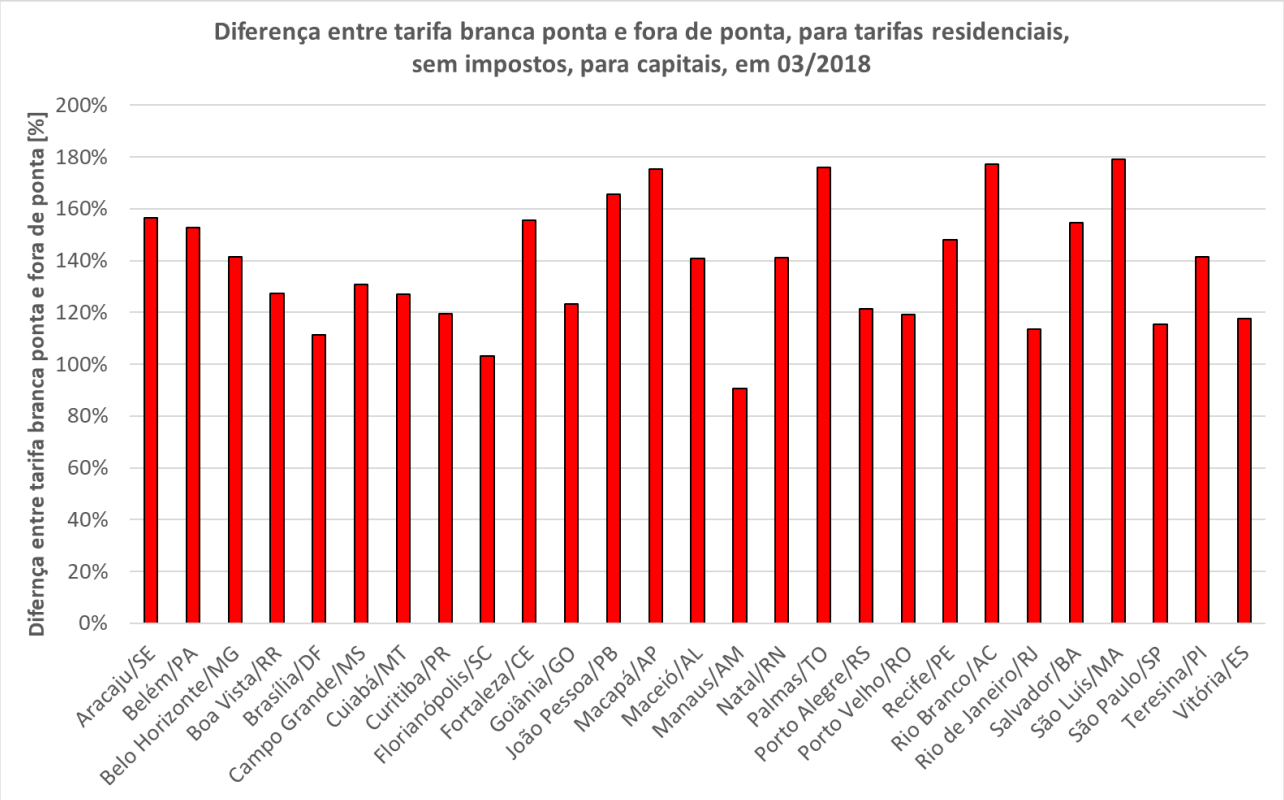


Figura 20. Diferenças percentuais entre a tarifa branca no horário de ponta e a tarifa branca fora de ponta, para consumidores residenciais (subgrupo B1, classe "residencial normal"), sem impostos, para as 27 capitais do Brasil. Valores em vigor em março/2018. Fonte: elaborado com dados de ANEEL (2018).

Neste tópico foi utilizado o termo "para se ter uma ideia" (do quanto se economiza ou do quanto se gasta a mais) porque, para de fato estimar o valor economizado ou gasto a mais, tal estimativa deve ser feita na base anual, e é necessário:

1. Multiplicar a tarifa branca (fora de ponta, intermediária e de ponta) pelo consumo da UC em cada posto tarifário, estimado para cada dia do ano. Este tipo de avaliação também pressupõe a existência de informação acerca da curva de carga de cada UC analisada, informação que não está tipicamente disponível.
2. Multiplicar a tarifa normal pelo consumo total diário da UC, estimado para cada dia do ano.
3. Calcular as diferenças entre o total gasto sob tarifa normal e sob tarifa branca, na base mensal (já que as faturas de cobrança são mensais) e anual (pois tanto o perfil de consumo diário quanto o

consumo total mensal variam ao longo do ano). A decisão de optar (ou não) pela tarifa branca deve ser tomada principalmente com base na estimativa de economia na base anual.

4.9 Metodologias de análise de retorno de investimento

A revisão bibliográfica sobre metodologias de análise de retorno de investimento está sendo aprimorada e consolidada, e é baseada principalmente nas seguintes publicações:

- Livro “Introdução à Economia da Engenharia – Uma visão do processo de gerenciamento de ativos de engenharia” CENGAGE Learning (CÔRTES, 2012),
- Livro “Investment Valuation – Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset”, WILEY Finance (DAMODARAN, 2002),
- Dissertação “Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil”, PPEGC-UFSC (MONTENEGRO, 2013) e
- Artigo “Levelized cost of storage – Introducing novel metrics”, Energy Economics (BELDERBOS et al., 2017).
- Artigo “Combined residential demand side management strategies with coordination and economic analysis”, Electrical Power and Energy Systems (SETLHAOLO; XIA, 2016).
- Artigo “Overcoming barriers to renewable energy diffusion: business models for customer-sited solar photovoltaics in Japan, Germany and the United States”, Journal of Cleaner Production (STRUPEIT; PALM, 2016).
- Novos artigos que o doutorando vem acessando ao longo do desenvolvimento deste doutorado.

4.10 Linguagem de programação Python e suas bibliotecas

Python é uma linguagem de programação de alto nível, multi paradigma, imperativa, funcional e procedural que é compatível com o paradigma orientado a objetos. Uma de suas principais características é permitir a fácil leitura do código e exigir poucas linhas de código se comparado ao mesmo programa em outras

linguagens (PYTHON, 2018a; VENNERS, 2018). Ela foi criada por Guido van Rossum e teve sua primeira versão lançada em 1991 (MAGNUM, 2014). Atualmente possui um modelo de desenvolvimento comunitário, aberto e gerenciado pela organização sem fins lucrativos Python Software Foundation (PYTHON, 2018b).

A linguagem combina uma sintaxe concisa e clara com os recursos poderosos de sua biblioteca padrão e de módulos e *frameworks* desenvolvidos por terceiros.

Ela dispõe de diversas bibliotecas para a área de finanças (ALIAKBAR, 2017) e também de um robusto ambiente de trabalho (*framework*) para sistemas FV, desenvolvido pelos Laboratórios Sandia e parceiros (ANDREWS et al., 2014; STEIN et al., 2016).

Para os fins deste doutorado, que pretende fazer análises multicritério para diversos cenários, essa linguagem permite uma análise estatística de dados robusta e ágil, para identificação de condições de viabilidade do investimento para os sistemas e condições de operação testados (GOEBEL; CHENG; JACOBSEN, 2017; HILPISCH, 2014; NIEUWOUDT, 2016; NÚÑEZ et al., 2016; QUOILIN et al., 2016).

5 Projeto de P&D ANEEL PD-0391-0019/2015

O projeto de P&D ANEEL PD-0391-0019/2015, no âmbito do qual é desenvolvido este doutorado, visa a utilização de GD-FV urbana com armazenamento de curto prazo visando avaliar os serviços ancilares para estabilidade da rede, avaliação dos impactos para a distribuidora, impactos na conta de energia do consumidor final e desenvolvimento de novos modelos de negócio.

Nos tópicos a seguir são apresentados:

- Principais atividades realizadas pela equipe do laboratório Fotovoltaica-UFSC no desenvolvimento do projeto.
- Sistema “edp re:dy” de gerenciamento pelo lado da demanda.
- Arquitetura do sistema de comunicação.

- Seleção de UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto.
- Riscos da pesquisa e problemas com a aquisição de equipamentos para os sistemas GD-FV a serem instalados no âmbito do projeto, cujos dados de operação serão utilizados para validar a metodologia proposta neste doutorado.

5.1 Principais atividades realizadas pela equipe do laboratório Fotovoltaica-UFSC no desenvolvimento do projeto.

Com o objetivo de apresentar uma visão geral do desenvolvimento do projeto de P&D ANEEL PD-0391-0019/2015, que traz subsídios técnicos para o desenvolvimento deste doutorado, a seguir são descritas sucintamente as principais atividades mensais realizadas pela equipe do laboratório Fotovoltaica-UFSC (FV-UFSC) envolvida no projeto, da qual este doutorando faz parte. O envolvimento direto deste doutorando no projeto se dá nas atividades que envolvem análise de retorno de investimento e na elaboração de relatórios técnicos mensais do projeto; há também o envolvimento indireto em outras atividades.

Em julho de 2016, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Avaliação dos diferentes inversores fotovoltaicos e topologias elétricas de modo a atender aos objetivos do projeto.
- Especificação técnica dos equipamentos. As topologias elétricas e equipamentos serão validados no laboratório Fotovoltaica-UFSC para posterior instalação nas UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto.
- Realização do seminário “Impactos da disseminação da geração solar fotovoltaica conectada a sistemas de distribuição fotovoltaica” no auditório do laboratório Fotovoltaica-UFSC no Sapiens Parque em Florianópolis-SC.
- Recebimento de 150 kWp de módulos FV de filme fino de Telureto de Cádmio (CdTe) no laboratório Fotovoltaica-UFSC, no Sapiens Parque em Florianópolis-SC.

Em agosto de 2016, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Visita à feira Intersolar South America, realizada em São Paulo – SP, onde houve reuniões da equipe FV-UFSC com fornecedores brasileiros de inversores fotovoltaicos.
- Organização dos *pallets* de módulos FV de CdTe recebidos em julho/2017, para envio à EDP.
- Avaliação de alternativas de fabricantes internacionais de inversores fotovoltaicos e baterias.
- Auxílio à EDP na formatação de cotações, propostas e logística para compra dos equipamentos do projeto.

Em setembro de 2016, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Especificação técnica dos equipamentos e revisão da arquitetura de testes a serem realizados no laboratório Fotovoltaica-UFSC para validação dos equipamentos e topologias propostos.
- Auxílio na formatação de cotações, propostas e logística para compra dos equipamentos do projeto.

Em outubro de 2016, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Atualização da especificação técnica do inversor fotovoltaico híbrido junto ao fornecedor PHB Eletrônica. Serão feitos testes no laboratório Fotovoltaica-UFSC para validação da nova topologia de comunicação e testes elétricos, para posterior instalação do equipamento nas UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto.
- Envio dos pallets de módulos FV de CdTe para a EDP.
- Visita à fábrica de módulos FV da Canadian Solar em Sorocaba-SP juntamente com colegas da EDP, com objetivo de prospectar a possibilidade de utilização da tecnologia de Si multicristalino daquela empresa no projeto.

Em novembro de 2016, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Estudo das alternativas de sistemas de armazenamento de energia.
- Definição dos próximos passos a serem desenvolvidos no projeto, que foram: efetivação das compras, montagem do sistema de testes em laboratório, consolidação da arquitetura proposta,

discussão da rede de comunicação do projeto, projeto do sistema supervisório e desenvolvimento de um modelo de negócios base.

Em dezembro de 2016, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Reunião presencial em São Paulo - SP com EDP Brasil e EDP Portugal (via videoconferência).
- Teleconferências com a PromonLogicalis para discussão da arquitetura do sistema de comunicação.

Em janeiro de 2017, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Teleconferência com a PromonLogicalis e a EDP para integração do centro de monitoramento.
- Encaminhamento das especificações técnicas dos equipamentos para o setor de compras da EDP.

Em fevereiro de 2017, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Acompanhamento e apoio ao setor de compras da EDP no processo de aquisição dos equipamentos previstos no projeto. A aquisição dos equipamentos é de responsabilidade da EDP, empresa financiadora do projeto. Tal acompanhamento foi feito continuamente nos meses seguintes, mas até março de 2018 os processos de aquisição de equipamentos ainda não foram concluídos pela EDP, que se encontra em processo de adequação de procedimentos internos em função da entrada de sócios chineses na empresa.
- Avaliação de UCs cativas da EDP pré-selecionadas para participar do projeto. Dentre elas serão selecionadas as UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto.

Em março de 2017, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Elaboração dos critérios técnicos a serem observados na seleção das UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto.
- Recebimento de kits do sistema “edp re:dy” de gerenciamento pelo lado da demanda para serem testados no laboratório Fotovoltaica-UFSC.
- Análise das especificações técnicas de baterias CA e microinversores fotovoltaicos da marca Enphase, para serem utilizados na fase de testes.

- Preparação da estrutura necessária para a fase de testes no laboratório Fotovoltaica-UFSC.

Em abril de 2017, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Testes iniciais com os equipamentos do sistema “edp re:dy”.
- Reunião com a empresa PHB Eletrônica para discutir alterações necessárias ao seu gerador híbrido FV para adequá-lo às exigências do projeto. Foram discutidas topologias, a capacidade de realizar *load shifting* e alterações necessárias no software do sistema de armazenamento para que o mesmo possa realizar o despacho de energia no horário de pico como dita a modalidade tarifária branca.
- Elaboração do protocolo dos testes que serão realizados no laboratório Fotovoltaica-UFSC, com os equipamentos que futuramente serão instalados nas UCs selecionadas para receber sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto. Os testes serão realizados com microinversores fotovoltaicos e inversores fotovoltaicos híbridos de diferentes fabricantes para a escolha da melhor solução para aquisição. Além disso, a arquitetura de comunicação idealizada pelo projeto será validada, de maneira que os equipamentos escolhidos enviem dados para o sistema supervisório a ser implementado. O protocolo de testes indica diferentes critérios de avaliação para cada tipo de equipamento, especificando indicadores de desempenho e como os mesmos serão medidos.

Em maio de 2017, foi desenvolvida a seguinte atividade pela equipe FV-UFSC:

- Continuação dos testes com os equipamentos do sistema “edp re:dy”.

Em junho de 2017, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Início da avaliação técnica para seleção das UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto.
- Estudo de viabilidade técnica para instalação de sistemas GD-FV em edificações residenciais de baixa renda do conjunto habitacional construído pela Companhia de Desenvolvimento Habitacional e Urbano do Estado de São Paulo (CDHU), em São José dos Campos – SP.

Em julho de 2017, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Continuação do processo de seleção das UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto.
- Elaboração de memorial descritivo com especificações técnicas, para a contratação da prestação de serviços para a instalação de um sistema GD-FV chave-na-mão com potência mínima de 22 kWp, com módulos FV instalados na cobertura de uma das edificações da CDHU, em São José dos Campos - SP.

Em agosto de 2017, foi desenvolvida a seguinte atividade pela equipe FV-UFSC:

- Contatos com a WEG para aquisição de três unidades de medidores inteligentes para testes no laboratório Fotovoltaica-UFSC, para garantir a compatibilidade de comunicação entre tais medidores e os concentradores de dados da empresa CISCO que serão também utilizados no projeto.

Em setembro de 2017, foi desenvolvida a seguinte atividade pela equipe FV-UFSC:

- Testes adicionais com o sistema “edp re:dy”.

Em outubro de 2017, foi desenvolvida a seguinte atividade pela equipe FV-UFSC:

- Estudo de viabilidade técnica para instalação de um sistema GD-FV no prédio da prefeitura de São José dos Campos – SP, que foi uma das UCs de porte comercial e público selecionadas pelo projeto.

Em novembro de 2017, foram desenvolvidas as seguintes atividades pela equipe FV-UFSC:

- Continuação do processo de seleção das UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto. Nesse mês foram analisadas UCs da área de concessão da EDP em Vitória - ES.
- Estudo de viabilidade técnica para instalação de um sistema GD-FV no prédio da Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais (APAE), no município de Domingos Martins - ES, que foi uma das UCs de porte comunitário selecionadas pelo projeto.

Em dezembro de 2017, foi desenvolvida a seguinte atividade pela equipe FV-UFSC:

- Continuação do processo de seleção das UCs.

Em janeiro de 2018, foi desenvolvida a seguinte atividade pela equipe FV-UFSC:

- Continuação do processo de seleção das UCs. Nesse mês foram analisadas UCs de São José dos Campos - SP e da Grande Vitória - ES.

Em fevereiro de 2018, foi desenvolvida a seguinte atividade pela equipe FV-UFSC:

- Continuação do processo de seleção das UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto.

5.2 Sistema "edp re:dy" de gerenciamento pelo lado da demanda

O "**edp re:dy"** [*remote energy dynamics*] (EDP, 2018a) é um sistema que utiliza o conceito de internet das coisas (IoT, da sigla em inglês) para o gerenciamento pelo lado da demanda, do consumo (e também da geração e armazenamento de energia, se for o caso) de uma UC. É uma solução para *smarthomes* que começou a ser desenvolvida pela Energias de Portugal (EDP) em 2010 e é disponibilizada a seus clientes em Portugal desde fevereiro de 2014, contando ao final de 2017 com mais de 8.000 utilizadores (EDP, 2018b; RIBEIRO, 2017). A EDP atualmente também oferece a seus clientes em Portugal, dentro do conceito de soluções para *smarthomes*: sistemas GD-FV, baterias de íon-Lítio da marca Sonnen (armazenamento de energia em horários fora de ponta, para uso em horários de ponta), incentivo à mobilidade elétrica (tarifa diferenciada para consumidores residenciais proprietários de um carro elétrico) (EDP, 2018b, 2018c). O sistema ganhou em 2017 o prêmio de *Best Digital Transformation Project*, atribuído pela Axians no âmbito do Portugal Digital Awards (AXIANS, 2017) e, em 2016, no âmbito do World Summit Awards (WSA), ganhou o prêmio WSA-Mobile na categoria *Environment & Green Energy* (WSA, 2016). O sistema "edp re:dy" é composto por: *app* edp re:dy, edp re:dy *box*, edp re:dy *plug*, edp re:dy *plug* A/C, edp re:dy *plug* solar, edp re:dy *meter* e edp re:dy *switch*.

O *app* edp re:dy (Figura 21) pode ser instalado em plataformas Android, iOS e PC, e suas principais funcionalidades são:

- Monitoramento remoto da demanda instantânea e do consumo de eletricidade da UC. Pode-se escolher o período de consumo a ser visualizado (horário ao longo do dia, diário, mensal e anual). Os valores estão disponíveis tanto para demanda/consumo global da UC quanto para demanda/consumo dos principais equipamentos em operação. Se a UC tiver GD-FV e/ou sistema de armazenamento de energia, os valores de fluxo de potência/energia correspondentes também são visualizados. Isso permite o monitoramento do consumo global e dos principais equipamentos nos diferentes postos tarifários (informação importante tanto para quem é optante da tarifa branca, quanto para avaliar se compensa a mudança da tarifa normal para a tarifa branca).
- Previsão do consumo mensal de energia da UC e do valor da fatura de energia.
- Acionamento/desligamento remoto de equipamentos da UC e, no caso do ar condicionado, também configuração de temperatura e modo de funcionamento.
- Programação de horário de funcionamento dos equipamentos da UC (importante principalmente para quem é optante da tarifa branca, pois permite que, por exemplo, a máquina de lavar seja programada para operar no horário fora de ponta quando for utilizada em dias úteis[2]).
- Configuração de modos de utilização para as cargas da UC (p.ex.: “em casa”, “fora de casa”, “chegar em casa”, “dormir” e “férias”). Após serem configurados, os modos podem ser acionados na página de entrada do app.
- Alerta em caso de anomalias e níveis de consumo inesperados dos equipamentos.

[2] Para que seja viável tal programação, é necessário que o acionamento da máquina de lavar seja compatível com o edp re:dy.

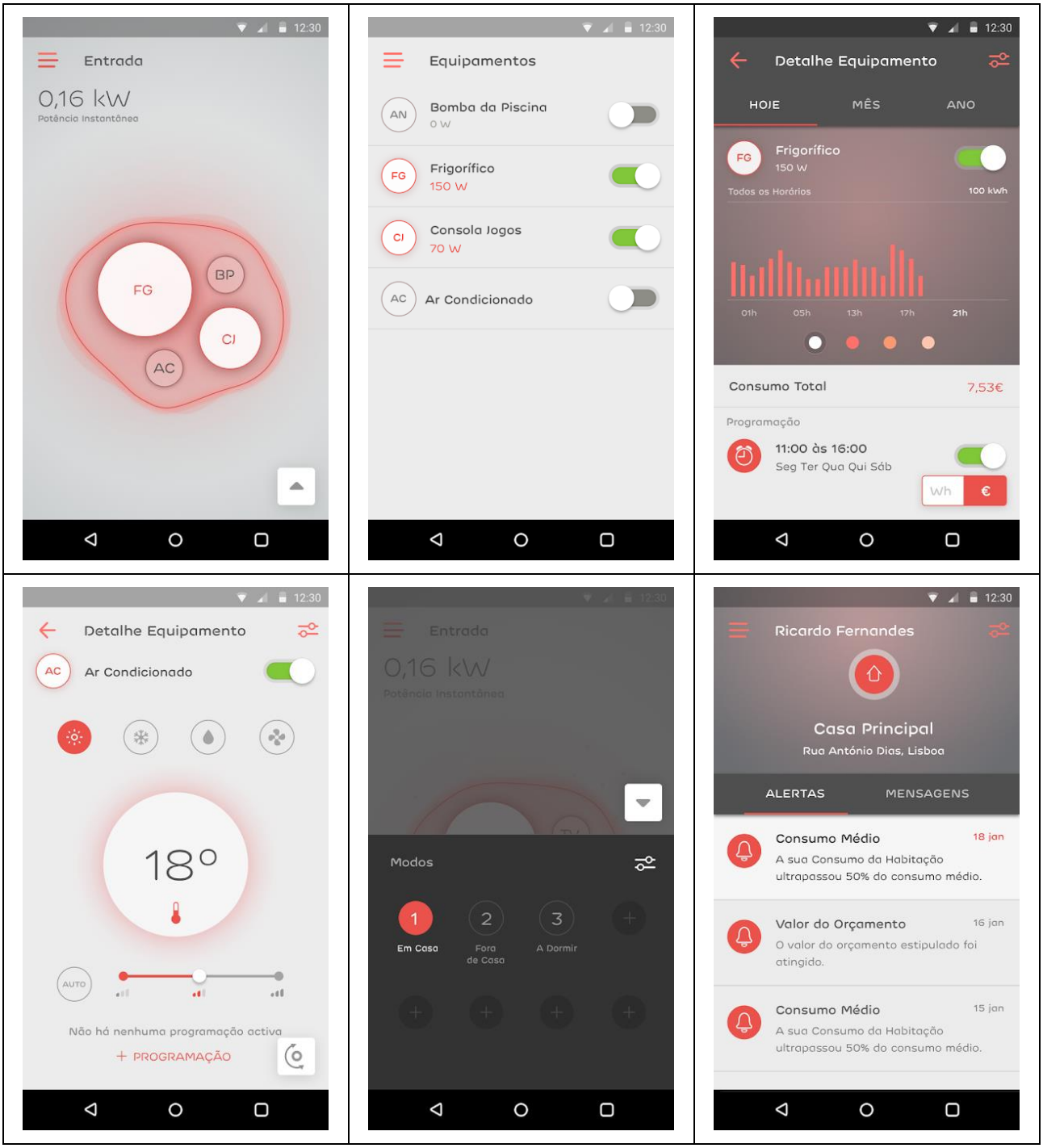


Figura 21. Exemplos de telas do *app* edp re:dy.

A edp re:dy *box* (Figura 22) é a caixa de controle IoT que integra os equipamentos da UC e os periféricos do sistema. É nela que é processada toda a informação gerenciada pelo sistema. A edp re:dy *box* tem um

contador inteligente que fornece a informação sobre os consumos da UC. A edp re:dy *box* opera assistida por um modem fornecido também pela EDP (edp re:dy *modem*).



Figura 22. Caixa de controle IoT edp re:dy *box*.

O periférico edp re:dy *plug* (Figura 23) é uma tomada inteligente que deve ser utilizada em cada equipamento que se tenha interesse em monitorar e/ou controlar o funcionamento. Ele tem capacidade de medição da parcela ativa da demanda e do consumo e pode ser acionado remotamente. Suas especificações técnicas são apresentadas no Anexo 1.



Figura 23. Periférico edp re:dy *plug*,

O periférico edp re:dy *plug* A/C (Figura 24) é uma tomada inteligente que deve ser utilizada no equipamento de ar condicionado que se tenha interesse em monitorar e/ou controlar o funcionamento[3]. Ele tem capacidade de medição da parcela ativa da demanda e do consumo, pode ser acionado remotamente e emite comandos por infravermelho. Suas especificações técnicas são apresentadas no Anexo 2.



Figura 24. Periférico edp re:dy *plug* A/C.

O periférico edp re:dy *plug* solar (Figura 25) é uma tomada inteligente que deve ser utilizada em cada sistema de produção de energia que se tenha interesse em monitorar e/ou controlar o funcionamento. Ele é fisicamente igual ao edp re:dy *plug*, sendo a única diferença a atualização de *firmware* que possibilita a leitura de potência em dois quadrantes (direta ou reversa, isto é, consumo ou microgeração) Ele tem capacidade de medição da geração (em potência e em energia), pode ser acionado remotamente e emite comandos por infravermelho. Suas especificações técnicas são apresentadas no Anexo 3.

[3] Para que seja viável tal programação, é necessário que o acionamento do ar condicionado seja compatível com o edp re:dy.



Figura 25. Periférico edp re:dy *plug* solar.

O periférico edp re:dy *meter* (Figura 26) é um módulo inteligente que deve ser instalado no quadro elétrico da UC, com capacidade de medição (potência e energia) em três circuitos monofásicos ou um circuito trifásico e atuação remota em outros dois circuitos. Suas especificações técnicas são apresentadas no Anexo 4.



Figura 26. Periférico edp re:dy *meter*.

O periférico edp re:dy *switch* (Figura 27) é um interruptor inteligente de contato seco com capacidade de acionamento remoto para controle de um circuito elétrico ou equipamento. Suas especificações técnicas são apresentadas no Anexo 5.



Figura 27. Periférico edp re:dy *switch*.

Dentre as atividades a serem desenvolvidas neste projeto de P&D, estão os testes dos equipamentos do sistema "edp re:dy" no laboratório Fotovoltaica-UFSC, para posteriormente o sistema ser utilizado pelos usuários reais nos sistemas GD-FV com armazenamento instalados em UCs no âmbito do projeto e nas cidades previamente apresentadas.

Em março de 2017, chegaram os equipamentos do sistema edp re:dy a serem testados no laboratório Fotovoltaica-UFSC. Os equipamentos recebidos são listados na Tabela 5. O edp re:dy *plug* solar ainda não foi recebido.

Tabela 5. Equipamentos do sistema edp re:dy recebidos em 20/03/2017 para testes no laboratório Fotovoltaica-UFSC.

Equipamento	Qde.
edp re:dy *modem*	1
edp re:dy *box*	2
edp re:dy *switch*	4
edp re:dy *plug*	6
edp re:dy *plug* A/C	2
edp re:dy *meter*	6

Em abril e maio de 2017 foram feitos testes de gerenciamento pelo lado da demanda com os equipamentos recebidos, com a montagem de uma rede de teste para avaliação das funcionalidades dos equipamentos. O acionamento e a programação remotos dos equipamentos foram testados e funcionaram perfeitamente.

Tais funções permitirão o controle de cargas de modo a simular o consumo doméstico para os testes dos sistemas de armazenamento.

A Figura 28 exibe o edp re:dy *box* e o edp re:dy *modem* em fase de testes. Ambos foram testados com sucesso para a conexão e controle dos periféricos do sistema “edp re:dy”.



Figura 28. Equipamentos edp re:dy *box* e edp re:dy *modem*.

Duas unidades do edp re:dy *switch* foram montadas para testes: a primeira ligada em uma tomada e controlando uma luminária LED de 20 W e a segunda ligada em série a um interruptor que realizava o controle de três luminárias de 20 W cada. Foi detectado que, após um breve tempo de funcionamento, os *switches* perderam sua capacidade de comutar e controlar as cargas, ficando em um estado de sempre ligadas.

Foram avaliados os modelos edp re:dy *plug* e edp re:dy *plug* A/C em suas funcionalidades de acionamento remoto da carga, medição da potência e programação do acionamento.

Para o acionamento de uma carga resistiva constituída por uma lâmpada halógena de 70 W, os edp re:dy *plugs* não tiveram problemas ao controlar, embora a leitura da potência consumida indicasse entre 75 e 77 W. O erro de até 10% na leitura poderia ser justificado pela incerteza de medição do alicate amperímetro

utilizado para conferência dos resultados, pelo consumo interno do edp re:dy *plug* e pela variação da potência nominal das lâmpadas.

Um edp re:dy *meter* foi montado em um quadro de distribuição com três de seus transformadores de corrente ligados a diferentes circuitos para monitoramento das cargas. Sua montagem pode ser vista na Figura 29.

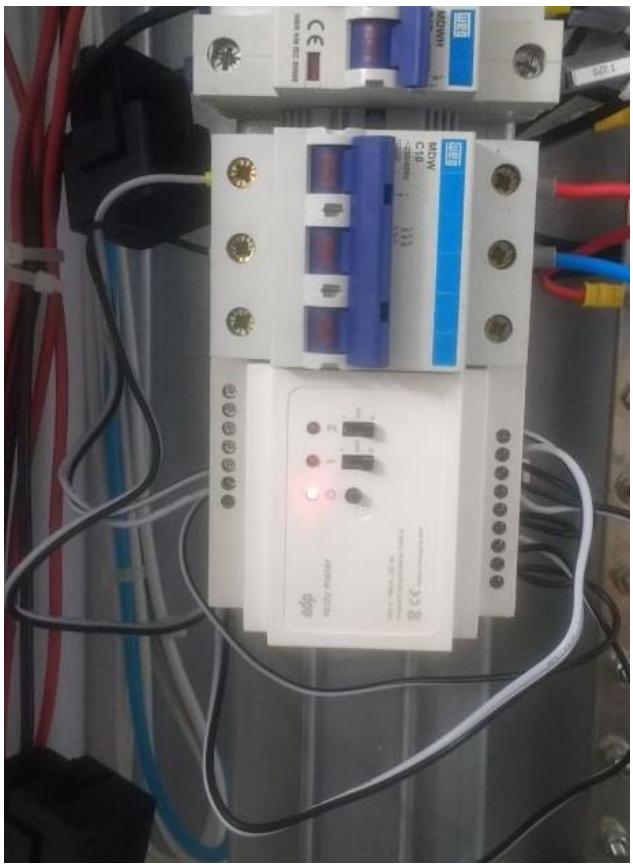


Figura 29. Equipamento edp re:dy *meter*.

O sistema, em seu estado inicial, possuía configurações provenientes da região de origem em Portugal. Todo o controle de programações do edp re:dy *box* seguia o GMT-1 de Portugal e todos os testes desta função deveriam considerar as quatro horas de diferença entre os fusos de Portugal e de Brasília. O sistema teve suas configurações atualizadas para o fuso GMT+3, para facilitar a programação do acionamento das cargas do sistema.

Foi atualizado também o sistema do edp re:dy *meter* montado em um módulo FV para que possa medir a geração FV em seus transformadores de corrente. Para o teste desta função, foi inserido um microinversor Aurora Power One (atualmente ABB) de 250 W e saída monofásica em um dos circuitos aferidos pelo edp re:dy *meter* e, como resultado, foi possível acompanhar medidas instantâneas de potência referentes à geração. O arranjo pode ser visto na Figura 30.



Figura 30. Módulo FV e microinversor Aurora Power One (ABB) para teste de geração com o edp re:dy *meter*.

Concluídos os testes individuais com os equipamentos, foi construído um quadro com lâmpadas halógenas para teste dos equipamentos em conjunto. O objetivo do teste foi o acendimento das lâmpadas em diferentes períodos do dia, formando um perfil de carga semelhante ao de uma residência (Figura 31). Esse

mesmo perfil será utilizado posteriormente para testes com os sistemas GD-FV com armazenamento a serem instalados no âmbito do projeto.

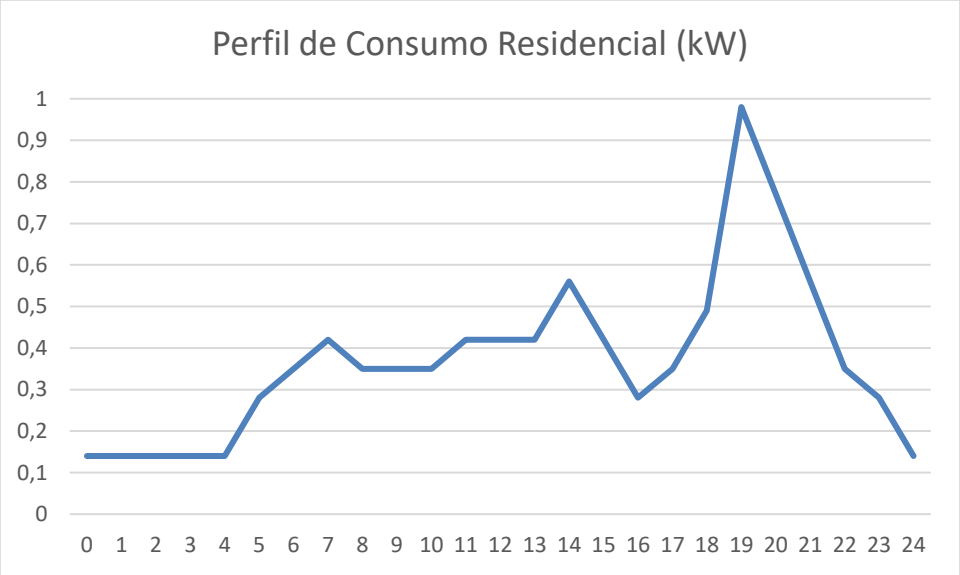


Figura 31. Perfil simulado de consumo residencial.

O acionamento das lâmpadas é realizado através da programação dos equipamentos edp re:dy *plug* e edp re:dy *meter*, de acordo com a Tabela 6. Os equipamentos funcionaram perfeitamente durante os testes.

Tabela 6. Programação dos equipamentos do sistema edp re:dy para acionamento de lâmpadas.

Equipamento	Horário de acionamento	Carga (W)
edp re:dy *meter*	Sempre ligado	140
edp re:dy *plug*	05:00 às 24:00	140
edp re:dy *meter*	06:00 às 16:00 17:00 às 23:00	70
edp re:dy *meter*	7:00 às 8:00 11:00 às 16:00 18:00 às 22:00	70
edp re:dy *meter*	14:00 às 15:00 18:00 às 22:00	70

edp re:dy *meter*	14:00 às 15:00 19:00 às 22:00	70
edp re:dy *plug*	19:00 às 21:00	210
edp re:dy *plug*	19:00 às 20:00	210

A Figura 32 mostra a página inicial do *app* edp re:dy, com a demanda instantânea durante um dos testes, enquanto a Figura 33 exibe o detalhamento do consumo horário, ambos aferidos pelo edp re:dy *meter* conectado às cargas de testes.

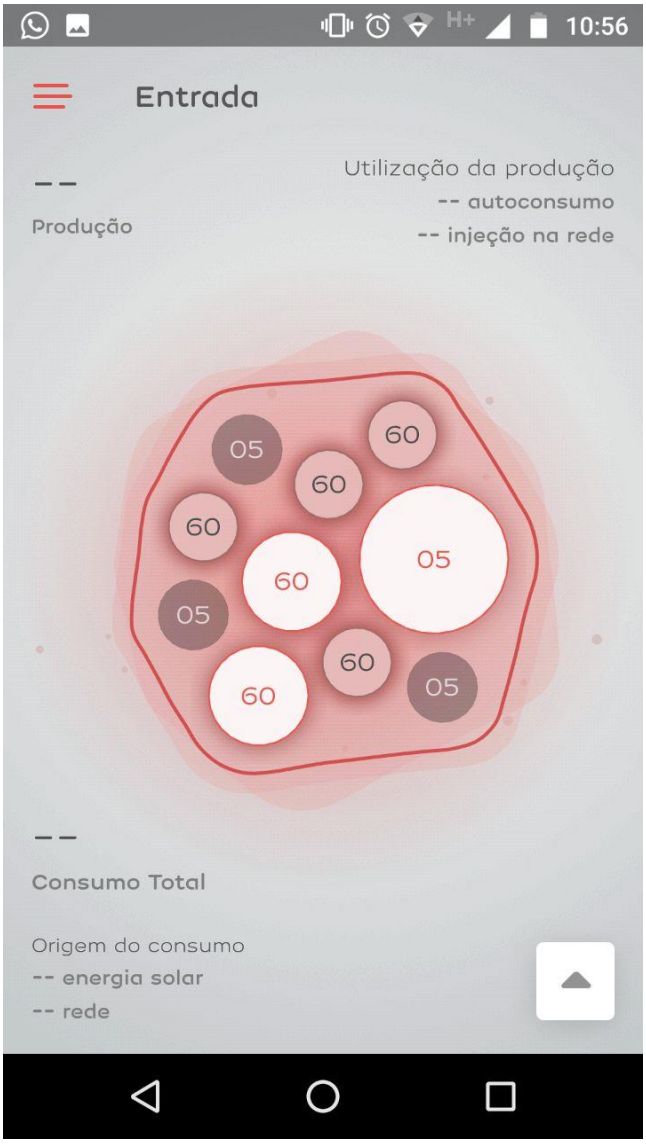


Figura 32. Página inicial do *app* edp re:dy.



Figura 33. Interface detalhando o consumo aferido pelo edp re:dy *meter*.

No Anexo 6 é apresentada a arquitetura do sistema de comunicação para os sistemas GD-FV com armazenamento instalados no âmbito do projeto, indicando os equipamentos do sistema edp re:dy que serão utilizados.

5.3 Seleção de UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto

Com o objetivo de apresentar o que já foi feito em relação à seleção de UCs que receberão sistemas GD-FV com armazenamento no âmbito do projeto – que é uma etapa fundamental a ser concluída para que tais

sistemas possam ser futuramente instalados e seus dados estejam disponíveis para validação da metodologia proposta neste doutorado – são descritas a seguir as atividades desenvolvidas quanto à referida seleção de UCs.

Em março de 2017, foi elaborado um documento com os critérios a serem observados na escolha das UCs, após a publicação, pela EDP, da chamada para seleção de tais UCs. Os critérios foram subdivididos entre critérios Obrigatórios, Desejáveis e Critérios de Desqualificação. Tais critérios foram baseados em características como orientação e inclinação dos telhados das residências e perdas elétricas associadas a desvios quanto à orientação ideal dos telhados (Figura 34). O relatório com os critérios a serem observados é apresentado no Anexo 7.

Inclinação (graus)	Desvio Azimutal (graus)																			
	-180	-160	-140	-120	-100	-80	-60	-40	-20	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	
90	0,37	0,38	0,40	0,43	0,46	0,48	0,51	0,52	0,52	0,53	0,52	0,52	0,51	0,48	0,46	0,43	0,40	0,38	0,37	90
85	0,39	0,40	0,43	0,46	0,49	0,52	0,55	0,56	0,57	0,57	0,57	0,56	0,55	0,52	0,49	0,46	0,43	0,40	0,39	85
80	0,42	0,43	0,46	0,49	0,53	0,57	0,59	0,61	0,62	0,62	0,62	0,61	0,59	0,57	0,53	0,49	0,46	0,43	0,42	80
75	0,45	0,46	0,49	0,53	0,57	0,61	0,63	0,65	0,67	0,67	0,67	0,65	0,63	0,61	0,57	0,53	0,49	0,46	0,45	75
70	0,49	0,50	0,52	0,57	0,61	0,65	0,68	0,70	0,71	0,72	0,71	0,70	0,68	0,65	0,61	0,57	0,52	0,50	0,49	70
65	0,52	0,53	0,56	0,60	0,65	0,69	0,72	0,74	0,76	0,76	0,76	0,74	0,72	0,69	0,65	0,60	0,56	0,53	0,52	65
60	0,56	0,56	0,60	0,64	0,69	0,73	0,76	0,79	0,80	0,81	0,80	0,79	0,76	0,73	0,69	0,64	0,60	0,56	0,56	60
55	0,59	0,60	0,63	0,68	0,72	0,76	0,80	0,83	0,84	0,85	0,84	0,83	0,80	0,76	0,72	0,68	0,63	0,60	0,59	55
50	0,63	0,64	0,67	0,71	0,76	0,80	0,84	0,86	0,88	0,88	0,88	0,86	0,84	0,80	0,76	0,71	0,67	0,64	0,63	50
45	0,67	0,68	0,71	0,75	0,79	0,83	0,87	0,89	0,91	0,92	0,91	0,89	0,87	0,83	0,79	0,75	0,71	0,68	0,67	45
40	0,71	0,72	0,75	0,79	0,83	0,86	0,90	0,92	0,94	0,94	0,94	0,92	0,90	0,86	0,83	0,79	0,75	0,72	0,71	40
35	0,75	0,76	0,79	0,82	0,86	0,89	0,92	0,95	0,96	0,97	0,96	0,95	0,92	0,89	0,86	0,82	0,79	0,76	0,75	35
30	0,79	0,80	0,82	0,85	0,88	0,91	0,94	0,96	0,98	0,98	0,98	0,96	0,94	0,91	0,88	0,85	0,82	0,80	0,79	30
25	0,83	0,84	0,85	0,88	0,91	0,93	0,96	0,98	0,99	0,99	0,99	0,98	0,96	0,93	0,91	0,88	0,85	0,84	0,83	25
20	0,87	0,87	0,88	0,90	0,93	0,95	0,97	0,99	1,00	1,00	1,00	0,99	0,97	0,95	0,93	0,90	0,88	0,87	0,87	20
15	0,90	0,90	0,91	0,93	0,94	0,96	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	0,96	0,94	0,93	0,91	0,90	0,90	15
10	0,93	0,93	0,93	0,94	0,96	0,97	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,96	0,94	0,93	0,93	0,93	10
5	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	5
0	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0

Figura 34. Ábaco de desempenho do sistema FV quanto à orientação e inclinação para a localidade de São José dos Campos - SP.

5.3.1 Seleção de UCs residenciais e comerciais de São Paulo

Em junho de 2017, a EDP enviou uma lista filtrada de UCs da área de concessão da EDP em São José dos Campos (SP) e Aparecida (SP). Os filtros aplicados foram referentes ao tipo de cliente (comercial ou residencial), cidade e consumo energético mensal. Os valores de consumo energético empregados como

filtro foram retirados do documento de critérios de seleção (Anexo 7) e refletem a capacidade do cliente em interagir com o sistema GD-FV e com o sistema de armazenamento que serão instalados em sua UC.

Através da lista filtrada, as coordenadas geográficas de cada cliente puderam ser exportadas para o Google Earth Pro para observar a distribuição e concentração das UCs. Nessa etapa, foi dada prioridade a UCs próximas. Este critério é relativo à otimização da infraestrutura de telecomunicação, de forma que o concentrador CISCO CGR1240 possa agregar mais UCs no raio de alcance de seu sistema de radiofrequência, reduzindo, assim, a quantidade de concentradores CISCO empregados e custos para o projeto.

A Figura 35 exibe a distribuição dos clientes em grupos onde potencialmente um concentrador possa ser instalado.

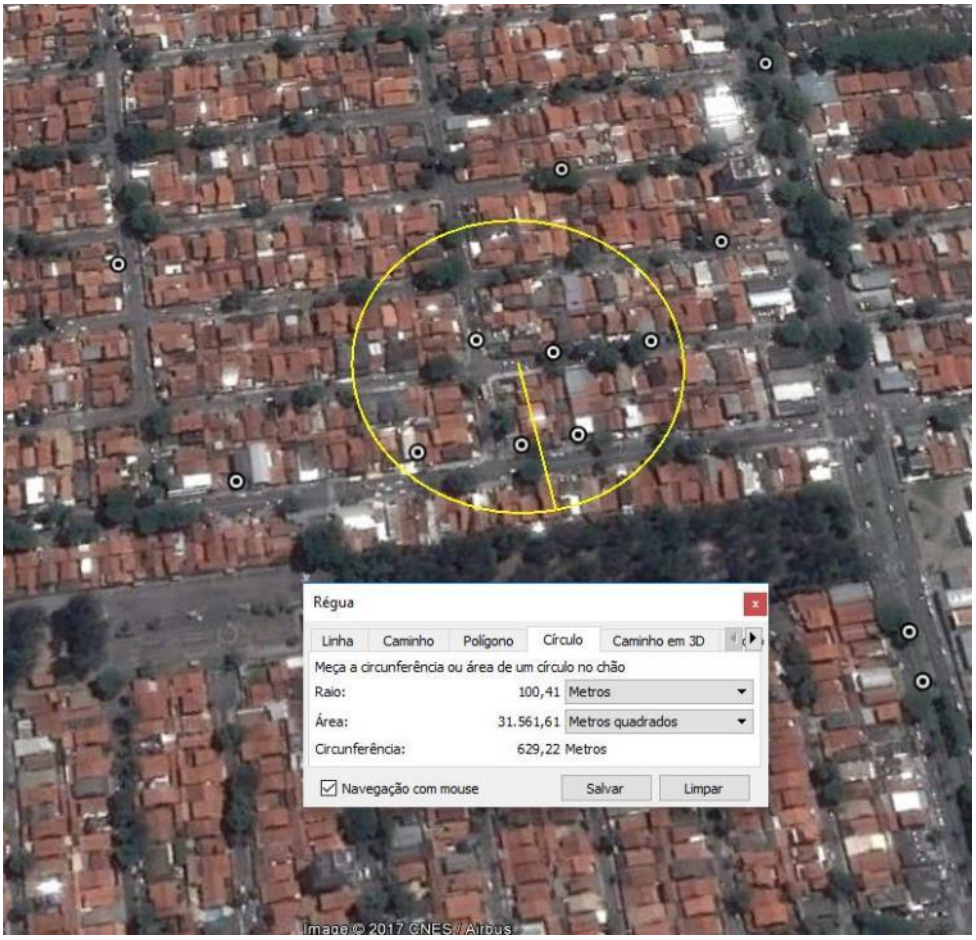


Figura 35. Clusterização de UCs.

Após agregar grupos de clientes, ocorreu uma seleção quanto a características de sombreamento e de orientação (azimutes) das coberturas e a exclusão de UCs que correspondem a residências multifamiliares. O resultado da seleção para a cidade de São José dos Campos (SP) pode ser visto na Figura 36.



Figura 36. Diferentes grupos de UCs selecionados para a localidade de São José dos Campos – SP.

5.3.2 Seleção de UCs residenciais e comerciais do Espírito Santo

Em julho de 2017, a EDP enviou uma lista filtrada de UCs da área de concessão da EDP Grande Vitória e Domingos Martins (ES). Os filtros aplicados foram retirados do documento de critérios de seleção (Anexo 7)

e refletem a capacidade do cliente em interagir com o sistema GD-FV e com o sistema de armazenamento que serão instalados em sua UC. Com base nessa lista, foram gerados mapas da distribuição espacial. A Figura 37 exibe a distribuição das UCs residenciais para a localidade de Grande Vitória – ES.

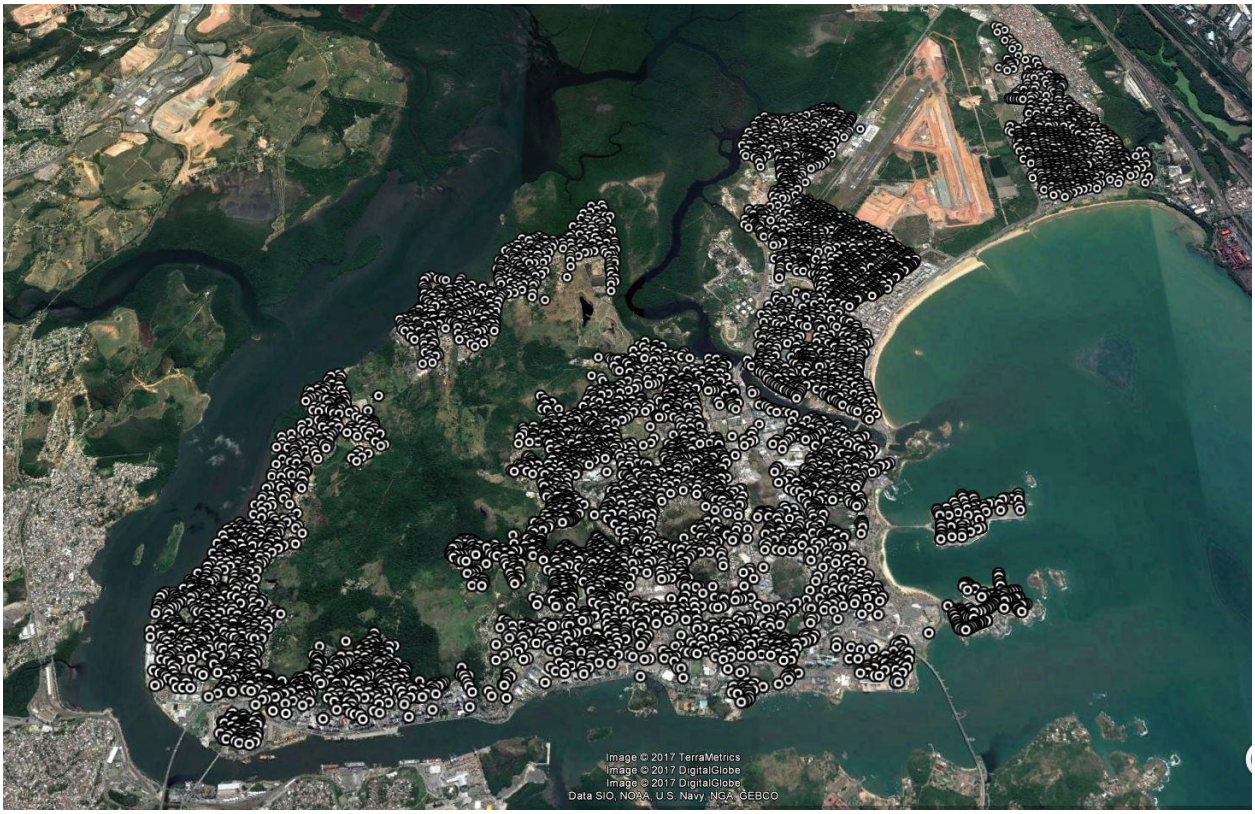


Figura 37. Distribuição dos UCs residenciais da Grande Vitória - ES.

Foram selecionadas zonas da cidade onde houvesse uma grande concentração de UCs em residências unifamiliares, que atendem aos critérios de consumo energético médio e de área de cobertura útil para a integração de sistemas GD-FV. A zona da Mata da Praia (Figura 38), na Grande Vitória, atende a esses critérios.



Figura 38. UCs residenciais na zona da Mata da Praia, na Grande Vitória - ES.

Em novembro de 2017, a lista de UCs da área de concessão da EDP em Vitória (ES) foi analisada e o bairro República apresentou características ideais referentes aos critérios de seleção. As coordenadas das UCs foram importadas ao Google Earth Pro, possibilitando análise de sombreamento. Algumas destas UCs foram selecionadas e podem ser verificadas na Figura 39, bem como suas localidades.

Quantitativo de unidades consumidoras selecionadas no bairro República, na Grande Vitória-ES:

- 91662 - Cobertura com 35m² de área útil, voltada para o norte;
- 91636 - Cobertura com 45m² de área útil, voltada para nordeste;
- 739392 - Cobertura com 45m² de área útil, voltada para o norte;
- 91646 - Cobertura com 60m² de área útil, voltada para nordeste;
- 91553 - Cobertura com 40m² de área útil, voltada para nordeste.



Figura 39. UCs selecionadas na área de concessão da EDP em Vitória (ES).

5.3.3 Resumo das UCs residenciais e comerciais selecionadas para São Paulo e Espírito Santo

Essa análise foi realizada para as demais cidades envolvidas no projeto e, assim, foram identificadas as regiões com potencial para instalação dos sistemas GD-FV com armazenamento previstos no projeto, apresentados na Tabela 7.

Tabela 7. Pré-seleção das regiões com potencial para instalação dos sistemas GD-FV com armazenamento previstos no projeto.

Residencial		
Cidade	Regiões	Quantidade
São José dos Campos	Urbanova	10
Aparecida	Ilha do Frade, Ilha do Boi, Mata da Praia, República e Morada de Camburi	3
Grande Vitória	Jardim Paraíba e Brejo Seco	10
Domingos Martins	Bairro entre Av. Kurt Lewin e Rua Adolfo Brusk	3
Comercial		
Cidade	Regiões	Quantidade
São José dos Campos	Av. Anchieta e bairro Jardim Esplanada	4
Grande Vitória	Mata da Praia, República e Morada de Camburi	4

Ao longo do mês de janeiro de 2018 foi realizada a avaliação de novas UCs para participantes do projeto. Através de coordenadas enviadas pela equipe da EDP, foram identificadas UCs de São José dos Campos (SP) e na Grande Vitória (ES).

Para a Grande Vitória, novas UCs foram adicionadas às previamente selecionadas no bairro República. Este bairro apresenta características ideais tanto quanto ao consumo das UCs quanto por todas as edificações terem no máximo três andares, o que faz com que não haja sombreamento considerável entre as UCs.

Para São José dos Campos, as UCs residenciais e comerciais sugeridas não se enquadravam nos critérios de consumo de energia (demasiadamente elevado) e proximidade uma das outras (o que elevaria os custos do projeto com mais concentradores CISCO).

5.3.4 Integração FV às coberturas do complexo de edificações da CDHU

Em junho de 2017 foi realizado um estudo para a integração de módulos FV às coberturas das edificações residenciais de baixa renda construídas pela Companhia de Desenvolvimento Habitacional e Urbano do Estado de São Paulo (CDHU), localizadas na cidade de São José dos Campos – SP. O complexo de edificações da CDHU pode ser visto na Figura 40.



Figura 40. Prédios do CDHU - São José dos Campos – SP.

Para alcançar a potência de 20 kWp desejada para a realização dos estudos em sistemas comunitários, serão empregados 200 módulos da tecnologia de filmes finos de telureto de cádmio (CdTe) do fabricante First Solar modelo FS-4110, necessitando de um total de 144 m² de área de cobertura.

O complexo habitacional CDHU apresenta duas tipologias de edificações, como pode ser visto na Figura 41.



Figura 41. Tipologia de edificações: Tipologia 1 nas edificações à esquerda ao fundo e Tipologia 2 nas edificações à direita.

Para a proposta de integração FV, foram utilizadas as edificações da tipologia 1 para facilitar a instalação do sistema, já que somente nesta tipologia todos os 200 módulos FV cabem em uma só água do telhado.

Portanto, as edificações mais recomendadas para a instalação do sistema são as destacadas na Figura 42.



Figura 42. Edificações do CDHU recomendadas à integração.

As coberturas de tais edificações que recebem maior nível de irradiação anual possuem as seguintes orientações (azimutes):

- Edificações 1 → 90° (ou seja, Leste - E)
- Edificações 2 → 290° (ou seja, aproximadamente oés-noroeste – ONO)
- Edificações 3 → 295° (ou seja, aproximadamente oés-noroeste – ONO)

Como todas as edificações do conjunto são sombreadas pelos seus próprios volumes de caixas d'água, a edificação 3 foi escolhida para a integração FV, já que é a que menos sofre sombreamento devido a esses volumes.

Em julho de 2017 foi elaborado um memorial descritivo com as especificações técnicas para a contratação da prestação de serviços de um sistema GD-FV com potência mínima de 22 kWp na cobertura de uma das edificações da CDHU, em São José dos Campos - SP.

5.3.5 Integração FV à cobertura do prédio da prefeitura de São José dos Campos - SP

Em outubro de 2017, na seleção de UCs de porte comercial e público feita no âmbito deste projeto, o prédio da Prefeitura de São José dos Campos-SP foi selecionado para integração de um sistema FV. Logo teve início a elaboração da especificação técnica que guiará a elaboração do projeto do sistema GD-FV e sua execução.

A laje na cobertura do prédio possui uma área útil de pelo menos 300 m², dos quais 117 m² deverão ser empregados para acomodar os módulos FV. A fachada do prédio pode ser observada na Figura 43. A orientação e a área útil para integração FV na cobertura do prédio podem ser verificadas na Figura 44.



Figura 43. Fachada do prédio da Prefeitura de São José dos Campos-SP.

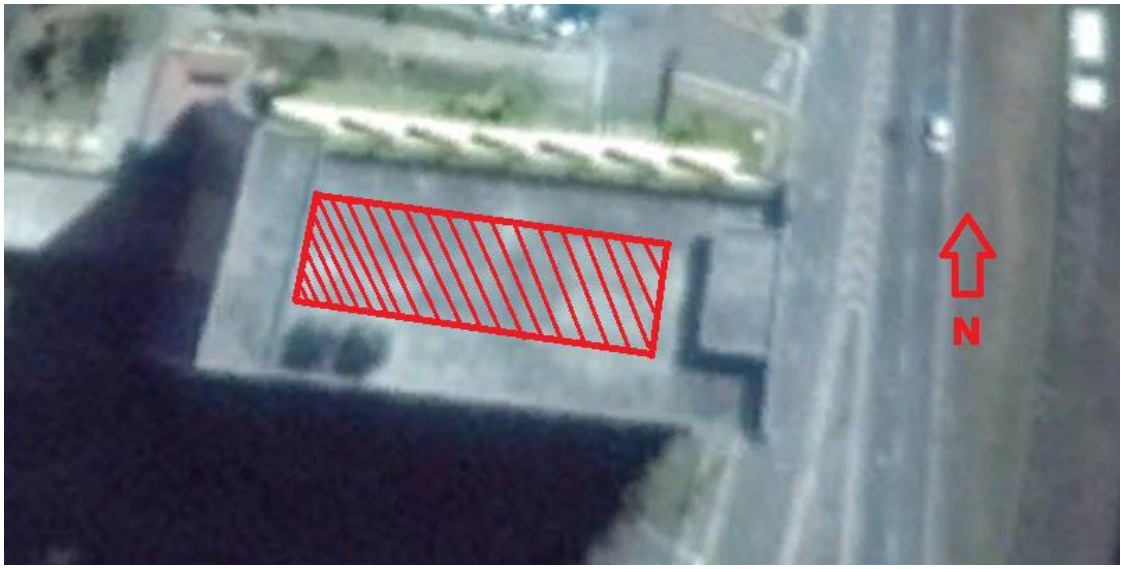


Figura 44. Área útil para integração fotovoltaica e orientação da cobertura do prédio da Prefeitura de São José dos Campos-SP.

Os projetos elétrico, arquitetônico e de integração FV serão elaborados após o envio das plantas e cortes que foram solicitadas ao responsável técnico da prefeitura.

5.3.6 Integração FV à cobertura do prédio da APAE em Domingos Martins (ES)

Foi selecionado o prédio da APAE (Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais), no município de Domingos Martins, através da seleção de clientes de porte comunitário do Espírito Santo.

A fachada da edificação voltada para a rua é mostrada na Figura 45. A fachada da edificação com orientação mais próxima do Norte é apresentada na Figura 46.

A cobertura inclinada que está apoiada nessa fachada (Figura 47) é também a que está mais voltada para o Norte. Ela possui uma área de cobertura útil de cerca de 200 m² e não sofre sombreamento.



Figura 45. Fachada principal da APAE de Domingos Martins-ES.

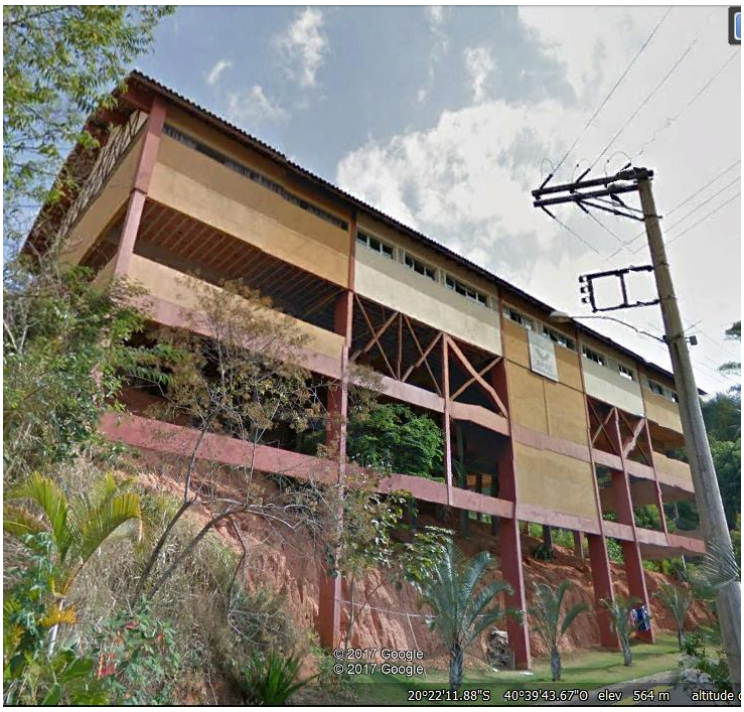


Figura 46. Fachada da APAE de Domingos Martins-ES com orientação mais próxima do Norte.



Figura 47. Área útil da cobertura da APAE de Domingos Martins-ES com orientação mais próxima do Norte, com indicação no Norte geográfico.

5.4 Atrasos na aquisição de equipamentos previstos no projeto

O processo de aquisição de equipamentos pela EDP foi iniciado em fevereiro de 2017 e até o mês atual (março de 2018) não foi concluído, o que vem trazendo atrasos significativos para o desenvolvimento das atividades previstas.

A aquisição dos componentes para testes é essencial para a retomada do desenvolvimento do projeto no cronograma previsto.

Ao longo dos meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018, foram discutidas novas estratégias para que sejam realizadas as aquisições de equipamentos necessárias para o desenvolvimento do projeto. Ficou em análise pela EDP a possibilidade de um aditivo ao contrato para que seja feita, da EDP para a FAPEU, a transferência de recursos financeiros previstos para aquisições de equipamentos do projeto, para que a FAPEU fique responsável por tais aquisições ao invés da EDP, como originalmente previsto no projeto e exigido pela EDP.

Ao longo do mês de fevereiro de 2018, como o aditivo ainda não tinha sido aprovado, foi discutido internamente na EDP como seria o encaminhamento para que pudessem ser realizadas as compras para os equipamentos essenciais do projeto. Em paralelo ocorreu a contratação da empresa responsável pelo fornecimento e instalação dos sistemas FV planejados. A entrega dos sistemas FV entrou como alternativa para agilizar o cronograma do projeto enquanto os demais equipamentos não são adquiridos e testados no laboratório Fotovoltaica-UFSC.

6 Metodologia

A seguir é descrita a metodologia para:

- Avaliação multicritério de retorno de investimento em sistemas GD-FV de até 10 kWp conectados à rede, com/sem banco de baterias, com/sem tarifa branca, instalados em UCs atendidas em baixa tensão, residenciais (subgrupo B1, classe “residencial normal”) ou comerciais (subgrupo B3, classe “demais classes”).
- Desenvolvimento de plataforma para implementação da metodologia, utilizando a linguagem de programação Python e suas bibliotecas.
- Simulação, na plataforma, de condições de operação de sistemas GD-FV de até 10 kWp conectados à rede, com/sem banco de baterias, com/sem tarifa branca, instalados nas 27 capitais, em UCs atendidas em baixa tensão, residenciais (subgrupo B1, classe “residencial normal”) ou comerciais (subgrupo B3, classe “demais classes”), para identificação de cenários/condições de viabilidade de investimento nos sistemas em todo o Brasil.
- Validação da metodologia, utilizando a plataforma desenvolvida e o banco de dados gerado por sistemas GD-FV efetivamente instalados no âmbito do Projeto de P&D ANEEL PD-0391-0019/2015, nos estados de São Paulo e Espírito Santo.

As análises de fluxo de caixa são consideradas na base mensal, mas são consideradas na base horária os fluxos de energia (geração do sistema FV, consumo da UC, da rede elétrica e do banco de baterias). Para

todas as variações consideradas, são calculados: o custo nivelado de energia (LCOE, da sigla em inglês), o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o tempo de retorno do investimento (*payback time* descontado).

6.1 Desenvolvimento de metodologia para avaliação multicritério

Encontra-se em fase de desenvolvimento a metodologia para análise de retorno do investimento para sistemas de GD-FV com até 10 kW no Brasil, com e sem sistema de armazenamento de energia, parte da metodologia elaborada pelo autor em sua dissertação de mestrado (MONTENEGRO, 2013), adequando os parâmetros de avaliação às características de sistemas GD-FV com/sem armazenamento e com/sem tarifa branca, conforme bibliografia recente sobre o assunto (ALSAYED et al., 2014; ANDRESEN, 2000; BELDERBOS et al., 2017; KOWALSKI et al., 2009; LACCHINI; ANTONIOLLI; RÜTHER, 2017; MAJUMDER; SAHA, 2016).

A metodologia considera diversos cenários e as contribuições mais inovadoras para o Brasil são analisar e comparar resultados de análise de viabilidade de investimento em sistemas GD-FV (nas análises a serem realizadas, são feitas também combinações entre as opções dos itens a seguir):

- Com e sem banco de baterias íon-Lítio para armazenamento de curto prazo (incluindo variações na capacidade dos bancos de baterias),
- Instalados em UCs optantes e não-optantes de tarifa branca,
- Para as 27 capitais do Brasil.

Nos tópicos a seguir são indicados inicialmente os critérios relacionados à UC analisada, ao sistema GD-FV, ao sistema de armazenamento eletroquímico de energia e ao perfil de consumo. A plataforma Python de análise permitirá variar todos os critérios, para identificação das combinações de critérios em que o investimento é mais viável.

Ao final, é abordada de forma geral a análise de retorno do investimento.

6.1.1 Critérios relacionados às UCs

Quanto às UCs atendidas em baixa tensão analisadas, serão avaliados os seguintes critérios:

- Subgrupo: residencial (subgrupo B1, classe “residencial normal”) ou comercial (subgrupo B3, classe “demais classes”).
- Tipo de conexão: monofásica, bifásica ou trifásica (tal escolha reflete no custo de disponibilidade a ser pago para a distribuidora local e por conseguinte na equação econômica do empreendimento).
- Bandeira(s) tarifária(s) para o período analisado: verde, amarela, vermelha patamar 1 ou vermelha patamar 2 (ANEEL, 2017c).
- Histórico do consumo total mensal.
- Perfil de consumo.
- Alíquotas do ICMS, PIS e COFINS incidentes sobre a tarifa.
- Histórico do valor da tarifa sem impostos.
- Taxa média anual de aumento da tarifa a longo prazo (25 anos).

6.1.2 Critérios relacionados ao sistema GD-FV

Quanto aos sistemas GD-FV, serão avaliados os seguintes critérios:

- Nível de irradiação, na base horária, incidente na plano dos módulos FV, estimada com base no Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017).
- Taxa de desempenho (PR) do sistema GD-FV (estimada com PVSyst).
- Potência FV instalada.
- Perfil de geração FV, de autoconsumo e de injeção da energia na rede, ao longo de cada dia do ano. As simulações serão feitas considerando que há controle pelo lado da demanda. No caso dos sistemas reais a serem utilizados para validação da metodologia, como mencionado anteriormente, de fato há tal sistema de controle: o “edp re:dy”.
- Taxa anual de redução da produtividade do sistema GD-FV.

- Preço do kWp instalado.
- Vida útil dos módulos FV.
- Inversores: preço, vida útil e redução futura estimada no preço na época da reposição.
- Despesas anuais com O&M.

6.1.3 Critérios relacionados ao banco de baterias de íon-Lítio

Quanto ao banco de baterias de íon-Lítio, serão avaliados os seguintes critérios:

- Perfil de carga/descarga ao longo de cada dia do ano.
- Capacidade instalada.
- Taxa anual de redução da capacidade.
- Custo e projeções do custo (cenários) do kWh instalado.
- Despesas anuais com O&M.

6.1.4 Análise de retorno do investimento

Para as análises de retorno do investimento, o critério variável é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que uma pessoa se propõe a pagar quando faz um financiamento.

Para cada combinação de valores dos critérios listados nos subtópicos anteriores, foram calculadas as figuras de análise de retorno do investimento:

- Valor Presente Líquido (VPL) do investimento.
- Taxa Interna de Retorno (TIR) do investimento.
- Tempo de retorno do investimento.
- Custo Nivelado da Energia (LCOE, da sigla em inglês) gerada pelo sistema GD-FV com/sem baterias, descontando os custos evitados (autoconsumo e uso de créditos do SCEE) e a economia na tarifa branca (em decorrência de consumo de energia do banco de baterias nos horários de ponta e intermediários).

A seguir são indicadas as equações gerais utilizadas nos cálculos necessários para avaliar as figuras de análise de retorno de investimento. No entanto, serão implementados cálculos bem mais complexos na plataforma Pynthon. Tais cálculos serão apresentados como apêndices na tese.

Como o pagamento das faturas é na base mensal, foram calculadas as taxas de O&M e TMA mensais:

$$\mathrm{O\&M_{mensal}} = \frac{\mathrm{O\&M_{anual}}}{12} \qquad \text{(Eq. 6.1)}$$

Onde $O\&M_{mensal}$ é o percentual mensal de despesas com O&M e $O\&M_{anual}$ é o percentual anual de despesas com O&M.

$$\mathrm{TMA_{mensal}} = (1 + \mathrm{TMA_{anual}})^{1/12} - 1 \qquad \text{(Eq. 6.2)}$$

Onde TMA_{mensal} é a TMA na base mensal e TMA_{anual} é a TMA na base anual.

Para o cálculo dos impostos, considerando que haja duas tarifas de ICMS, o cálculo é feito segundo as equações a seguir:

$$\mathrm{Tarifa_1} = \frac{\mathrm{Tarifa_{ANEEL}}}{\left[1 - \left(\mathrm{ICMS_1} + \mathrm{PIS} + \mathrm{COFINS}\right)\right]} \qquad \text{(Eq. 6.3)}$$

$$\mathrm{Tarifa_2} = \frac{\mathrm{Tarifa_{ANEEL}}}{\left[1 - \left(\mathrm{ICMS_2} + \mathrm{PIS} + \mathrm{COFINS}\right)\right]} \qquad \text{(Eq. 6.4)}$$

Para o cálculo do VPL, utiliza-se a equação a seguir:

$$\mathrm{VPL} = \sum_{t=1}^{N} \frac{\mathrm{FC}_t}{(1+\mathrm{TMA}_{\mathrm{mensal}})^t} \qquad \text{(Eq. 6.5)}$$

Onde t representa o número de ordem do mês de operação do sistema FV-CRIE, sendo 0 para a data de início de operação do sistema, quando é lançado o investimento inicial. Seu valor máximo é 300 (12 meses X 25 anos de operação do sistema); e FC t representa os valores de fluxo de caixa mensais.

Para o cálculo do LCOE, utiliza-se a equação a seguir:

$$LCOE = \frac{\sum Desp - \sum CustEv}{\sum EnFV} \qquad \text{(Eq. 6.6)}$$

Onde:

$\sum Desp$ é o total de despesas ao longo da vida útil do sistema;

$\sum CustEv$ é o total dos os custos evitados (autoconsumo e uso de créditos do SCEE) e da economia na tarifa branca (em decorrência de consumo de energia do banco de baterias nos horários de ponta e intermediários), ao longo da vida útil do sistema, e

$\sum EnFV$ é o total de energia FV gerada ao longo da vida útil do sistema;

7 Resultados esperados

- Desenvolvimento, implantação e validação da metodologia,
- Identificação das combinações de critérios que tornam o investimento mais atrativo para cada capital para: (i) GD-FV com baterias e com tarifa branca, (ii) GD-FV sem baterias com tarifa normal, e (iii) GD-FV sem baterias com tarifa branca.
- Identificação das combinações de critérios que tornam o investimento mais atrativo para sistema efetivamente em operação instalado no âmbito do projeto.
- Publicação de um artigo em congresso nacional.

- Publicação de dois artigos nas revistas Energy Policy, Solar Energy, Energy Conversion and Management, Renewable Energy, Energy ou Applied Energy.

8 Cronograma de atividades

Levantamento bibliográfico inicial: mar.2016 a dez.2016.

Disciplinas cursadas: mar.2016 a dez.2017. [39 créditos em disciplinas]

Defesa da qualificação: abril.2018.

Desenvolvimento da metodologia: abril.2018 a dez.2018.

Desenvolvimento da plataforma em Python: ago.2018 a fev.2019

Levantamento de dados para as análises das capitais: fev.2019 e mar.2019

Análises multicritério rodadas na plataforma Python para as capitais: mar.2019 e abr.2019

Tratamento de dados dos sistemas GD-FV efetivamente em operação no âmbito do projeto: abr.2019

Análises multicritério rodadas na plataforma Python para os sistemas GD-FV efetivamente em operação no âmbito do projeto: mai.2019

Elaboração da tese e levantamento bibliográfico continuado: maio.2018 a set.2019.

Defesa de doutorado: nov.2019.

9 Referências bibliográficas

ALIAKBAR, M. **Best Python Libraries/Packages for Finance and Financial Data Scientists**. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/best-python-librariespackages-finance-financial-data-majid-aliakbar/>. Acesso em: 19 mar. 2018.

ALSAYED, M. et al. Design of hybrid power generation systems based on multi criteria decision analysis. **Solar Energy**, v. 105, p. 548–560, 2014.

ANDRESEN, I. A Multi-Criteria Decision-Making Method for Solar Building Design by. n. February, 2000.

ANDREWS, R. W. et al. Introduction to the open source PV LIB for python Photovoltaic system modelling package. **2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014**, p. 170–174, 2014.

ANEEL. **Postos tarifários**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/alta-tensao/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/alta-tensao/654800>. Acesso em: 15 mar. 2018.

ANEEL. **PRODIST, Módulo 3, Revisão 7 [em vigor a partir de 01/06/2017]**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>. Acesso em: 16 mar. 2018a.

ANEEL. **Tarifa Branca**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 13 mar. 2018b.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800>. Acesso em: 16 mar. 2018c.

ANEEL. **Informações Técnicas/Outorgas/Geração/Micro e Minigeração Distribuída (REN 482/2012)**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808>. Acesso em: 18 mar. 2018a.

ANEEL. **Tabela com unidades consumidoras com geração distribuída, com quantidade e potência instalada totais, por tipo de geração**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 18 mar. 2018b.

ANEEL. **Ferramenta de busca de unidades consumidoras com geração distribuída por tipo de geração e por data de conexão**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>. Acesso em: 18 mar. 2018c.

ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração (atualizado em 18/03/2018)**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 18 mar. 2018d.

ANEEL. **Ranking das Tarifas**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 15 mar. 2018e.

AXIANS. **2017 Portugal Digital Awards**. Disponível em: <http://cofinaeventos.pt/portugaldigitalawards/vencedores-2/>. Acesso em: 18 mar. 2018.

BAUMGARTNER, F. **PV Battery Learning Curve and Future Market Penetration**. EUPVSEC Munich. **Anais**...2016

BELDERBOS, A. et al. Levelized cost of storage – Introducing novel metrics. **Energy Economics**, v. 67, p. 287–299, 2017.

BITENCOURT, R. Aneel propõe aumento médio de quase 26% nas tarifas da Cemig. **Valor Econômico**, 6 mar. 2018.

COADY, D. et al. How Large Are Global Fossil Fuel Subsidies? **World Development**, v. 91, p. 11–27, 2017.

CONFAZ. **Convênio ICMS 16/2015 (com atualizações até Convênio ICMS 215/2017)**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15>. Acesso em: 15 mar. 2018.

CÔRTES, J. G. P. **Introdução à Economia da Engenharia - Uma visão do processo de gerenciamento de ativos de engenharia**. São Paulo: Cengage Learning, 2012.

DAMODARAN, A. **Investment Valuation - Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset**. 2nd. ed. New York: Wiley Finance, 2002.

EDP. **edp re:dy [remote energy dynamics]**. Disponível em: <www.edp.pt/particulares/servicos/redy/>. Acesso em: 18 mar. 2018a.

EDP. **EDP smarthome solutions**. Disponível em: <https://www.edp.pt/particulares/smarthome>. Acesso em: 18 mar. 2018b.

EDP. **Green electric mobility tariff**. Disponível em: <https://www.edp.pt/particulares/servicos/electric-mobility/edp-solutions/green-mobility-tariff/>. Acesso em: 18 mar. 2018c.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 (ano base 2016)**. [s.l: s.n.].

FRAUNHOFER ISE; PSE AG. **Photovoltaics Report 2018**. Freiburg: [s.n.]. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.

GOEBEL, C.; CHENG, V.; JACOBSEN, H.-A. Profitability of Residential Battery Energy Storage Combined with Solar Photovoltaics. **Energies**, v. 10, n. 7, p. 976, 2017.

GREENER. **Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 1o Semestre 2018**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.greener.com.br/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semestre2018/>.

HILPISCH, Y. Python for Finance. **The FEBS journal**, v. 281, n. 16, p. 3777, 2014.

IBGE. **Estimativas da população residente no Brasil e Unidades da Federação com data de referência em 1º de julho de 2017**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas-novoportal/sociais/populacao/9103-estimativas-de-populacao.html>. Acesso em: 5 mar. 2018.

KITTNER, N.; LILL, F.; KAMMEN, D. M. Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition. **Nature Energy**, v. 2, n. 9, 2017.

KOWALSKI, K. et al. Sustainable energy futures: Methodological challenges in combining scenarios and participatory multi-criteria analysis. **European Journal of Operational Research**, v. 197, n. 3, p. 1063–1074, 2009.

LACCHINI, C.; ANTONIOLLI, A. F.; RÜTHER, R. The influence of different irradiation databases on the assessment of the return of capital invested in residential PV systems installed in different locations of the Brazilian territory. **Solar Energy**, v. 155, p. 893–901, 2017.

LAVAINE, E.; NEIDELL, M. J. **Energy production and health externalities: evidence from oil refinery strikes in FranceNBER Working Paper Series**. Cambridge, MA, USA: [s.n.].

MAGNUM. **A História do Python**. Disponível em: <http://mindbending.org/pt/a-historia-do-python>. Acesso em: 20 mar. 2018.

MAJUMDER, M.; SAHA, A. K. Feasibility model of solar energy plants by ANN and MCDM techniques. **SpringerBriefs in Energy**, p. 49, 2016.

MINTS, P. **The Solar FlareSPV Market Research**. [s.l: s.n.].

MONTENEGRO, A. DE A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. [s.l.] UFSC, 2013.

NIEUWOUDT, T. Optimisation of a residential energy system with an embedded PV source. n. March, 2016.

NÚÑEZ, R. et al. Spectral study and classification of worldwide locations considering several multijunction solar cell technologies. **Prog. Photovolt: Res. Appl.**, 2016.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>.

PHOTON CONSULTING. Factory-gate c-Si module prices. **Photon International 5-2012**, maio 2012.

PYTHON. **Python website**. Disponível em: <https://www.python.org/>. Acesso em: 20 mar. 2018a.

PYTHON. **Python Software Foundation website**. Disponível em: <https://www.python.org/psf-landing/>. Acesso em: 20 mar. 2018b.

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.

RIBEIRO, S. **Poupar energia através do smartphone**. Disponível em: <https://www.jornaldenegocios.pt/negocios-iniciativas/portugal-digital-awards/detalhe/poupar-energia-atraves-do-smartphone>. Acesso em: 18 mar. 2018.

SANDIA. **DOE Global Energy Storage Database**. Disponível em: <http://www.energystorageexchange.org>.

Acesso em: 19 mar. 2018.

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.

SHELDON, S.; HADIAN, S.; ZIK, O. Beyond carbon: Quantifying environmental externalities as energy for hydroelectric and nuclear power. **Energy**, v. 84, p. 36–44, 2015.

STEIN, J. S. et al. PVLIB: Open source photovoltaic performance modeling functions for Matlab and Python. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, p. 3425–3430, 2016.

STRUPEIT, L.; PALM, A. Overcoming barriers to renewable energy diffusion: Business models for customer-sited solar photovoltaics in Japan, Germany and the United States. **Journal of Cleaner Production**, v. 123, p. 124–136, 2016.

VENNERS, B. **The Making of Python**. Disponível em: <https://www.artima.com/intv/pythonP.html>. Acesso em: 20 mar. 2018.

WANKMÜLLER, F. et al. Impact of battery degradation on energy arbitrage revenue of grid-level energy storage. **Journal of Energy Storage**, v. 10, p. 56–66, 2017.

WSA. **World Summit Awards (WSA) 2016**. Disponível em: <https://www.worldsummitawards.org/winner/edp-redy/>. Acesso em: 18 mar. 2018.

ZANLORENSSI, G.; OSTETTI, V.; ALMEIDA, R. A trajetória das tarifas de energia nos últimos 14 anos. **NEXO**, n. Out. 2017, 2017.

ZHAO, X. et al. Economic evaluation of environmental externalities in China's coal-fired power generation. **Energy Policy**, v. 102, n. December 2016, p. 307–317, 2017.

ANEXOS

Anexo 1. *Datasheet* do edp re:dy *plug*

Anexo 2. *Datasheet* do edp re:dy *plug* A/C

Anexo 3. *Datasheet* do edp re:dy *plug* solar

Anexo 4. *Datasheet* do edp re:dy *meter*

Anexo 5. *Datasheet* do edp re:dy *switch*

Anexo 6. Arquitetura do sistema de comunicação para os sistemas GD-FV com armazenamento a serem instalados no âmbito do projeto

Anexo 7. Critérios para seleção de UCs aptas a receber os sistemas GD-FV com armazenamento previstos no projeto