

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ – UNIOESTE

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ALOCAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS EM UMA
COMUNIDADE DE PROSUMIDORES**

HUDSON FERRACIN DE SOUZA

FOZ DO IGUAÇU

2018

Hudson Ferracin de Souza

**ALOCAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS EM UMA
COMUNIDADE DE PROSUMIDORES**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu

2018

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Souza, Hudson Ferracin de
Alocação de recursos energéticos em uma comunidade de prosumidores / Hudson Ferracin de Souza; orientador(a), Roberto Cayetano Lotero, 2018.
63 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2018.

1. Sistema de compensação de energia. 2. Prosumidores. 3. Comunidade virtual. 4. Geração distribuída. I. Lotero, Roberto Cayetano. II. Título.

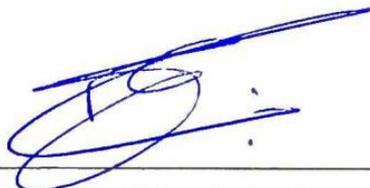
ALOCAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS EM UMA COMUNIDADE DE PROSUMIDORES

Hudson Ferracin de Souza

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:
Data da defesa pública: 31/08/2018.



Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** – (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE



Prof. Dr. **Eduardo do Carmo**
Universidade Federal da Integração Latino-Americana – UNILA



Prof. Dr. **Adriano Batista de Almeida**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Resumo

No Brasil nos últimos anos houve um crescimento significativo de geração fotovoltaica instaladas diretamente nas unidades consumidoras, constituindo os chamados prosumidores. Entretanto a grande maioria dessas instalações ocorre de maneira individual, no modo de autoconsumo e aderindo ao sistema de compensação. Poucas unidades aproveitam a possibilidade de formar um empreendimento com múltiplas unidades consumidoras. Este trabalho buscou avaliar os benefícios dos prosumidores ao aderir ao sistema de compensação de maneira individual ou em comunidade. Assim, foi utilizado um modelo de programação linear inteira mista para seleção e operação de tecnologias de geração fotovoltaica, considerando no mesmo o sistema de compensação brasileiro, com o objetivo de minimizar o custo total anualizado para atender a demanda dos prosumidores. Foram realizados testes para prosumidores conectados de maneira individual e em comunidades virtuais, para duas modalidades tarifárias, convencional e branca. Os resultados mostraram que, quando a variável analisada é a modalidade tarifária, há um aumento pouco significativo do benefício obtido pelo prosumidor conectado de forma individual. Entretanto, quando a opção é se conectar em comunidade o benefício pode ter um aumento mais significativo. Conclui-se que a formação de comunidades de prosumidores pode ser considerada economicamente atrativa ao utilizar geração fotovoltaica, não sendo tão evidente o benefício quando o investimento é realizado de forma individual por cada consumidor.

Palavras-chave: Sistemas de Compensação de Energia, Prosumidores, Comunidade Virtual.

Abstract

In Brazil in recent years there has been a significant growth of photovoltaic generation installed directly in the consumer units, constituting the so-called prosumidores. However, the vast majority of these facilities occur in an individual way, in the mode of self-consumption and adhering to the compensation system. Few units take advantage of the possibility of forming an enterprise with multiple consumer units. This work aimed to evaluate the benefits of the prosumers when joining the compensation system individually or in community. Thus, a mixed integer linear programming model was used to select and operate photovoltaic generation technologies, considering the Brazilian compensation system in order to minimize the annualized total cost to meet the demand of the prosumers. Tests were conducted for prosumers connected individually and in virtual communities, for two tariff modalities, conventional and white. The results showed that when the variable analyzed is the tariff modality, there is a small increase in the benefit obtained by the individually connected prosumer. However, when the option is to connect in community the benefit may have a more significant increase. It is concluded that the formation of communities of prosumidores can be considered economically attractive when using photovoltaic generation, not being so evident the benefit when the investment is realized of individual form for each consumer.

Keywords: Energy Compensation Systems, Prosumers, Virtual Community.

Dedico este trabalho a meus familiares e amigos.

Agradecimentos

Há tanto a agradecer...

Este trabalho é realização de um sonho, que teve início ainda durante o processo de seleção do programa e mais me parecia uma daquelas aventuras de criança a qual era impossível de se realizar, entretanto dessa vez o universo conspirou a meu favor e aqui estamos.

E nada disso seria possível se não houvesse o esforço e a dedicação de muitas pessoas. Sim! Muitas pessoas foram responsáveis para que esse sonho fosse transformado em realidade. E aqui vão meus agradecimentos a todos que contribuíram de alguma maneira para que este trabalho pudesse ter chegado ao fim de seu conteúdo.

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado força e sabedoria nos momentos de dificuldade e ter colocado pessoas tão incríveis e significativas em minha vida como meu pai Antonio Pereira de Souza e minha mãe Cleide Ferracin de Souza que sempre me apoiaram e me incentivaram.

Gostaria de agradecer também a minha namorada Carla Elias de Moura pela paciência e por me ajudar a ser melhor a cada dia.

Gostaria de agradecer especialmente ao meu amigo e orientador Roberto Cayetano Lotero, por ter confiado e me escolhido para fazer este trabalho, por toda sua ajuda e dedicação.

Agradeço também a todos os professores do PGEEC pelas importantes contribuições durante a produção do trabalho.

Aos meus amigos e colegas do mestrado, ao pessoal do laboratório do PGEEC pelo companheirismo e principalmente pelo apoio em muitos momentos de crises emocionais.

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma me ajudaram a finalizar mais essa etapa. Obrigado!

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos	xvii
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Justificativa	2
1.2 Objetivos	4
1.3 Delineamento metodológico	4
1.4 Estrutura do trabalho	5
Capítulo 2 Revisão da Literatura	7
2.1 Introdução	7
2.2 Tipos de Agrupamentos	7
2.2.1 Virtual Power Plant	7
2.2.2 Comunidades Virtuais	8
2.3 O sistema de compensação de energia elétrica no Brasil.....	11
2.3.1 Autoconsumo remoto	12
2.3.2 Geração compartilhada.....	13
2.3.3 Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras	14
2.4 Estruturas tarifárias	16
2.4.1 Estrutura tarifária convencional	17
2.4.2 Tarifa Branca.....	17
2.4.3 Faturamento no sistema de compensação	19
2.5 Contextualização do problema de pesquisa	21
2.6 O problema de seleção e operação de sistema de geração	23
2.7 Conclusão.....	25
Capítulo 3 Modelo matemático	27
3.1 Introdução	27

3.2	Descrição do modelo	28
3.2.1	Função objetivo	29
3.2.2	Restrições.....	30
3.3	Conclusão	34
Capítulo 4	Testes e resultados	35
4.1	Introdução.....	35
4.2	Sistema teste	36
4.3	Dados de entrada	37
4.4	Descrição dos testes realizados	40
4.5	Caso base	43
4.6	Caso A	47
4.7	Caso B	50
4.8	Análise comparativa dos três casos	54
4.9	Conclusão	56
Capítulo 5	Conclusão	57
	Referências Bibliográficas	59

Lista de Figuras

Figura 1.1 Quantidade de fontes de geração fotovoltaica por classe de consumo. Fonte: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp	3
Figura 1.2: Número de unidades que aderiram ao sistema de compensação por modalidade. Fonte: Aneel (2018).....	3
Figura 2.1: Fluxograma do processo para obtenção de uma comunidade de prosumidores. Fonte: Adaptado de Rathnayaka, Potdar & Kuruppu (2011).	10
Figura 2.2: Modalidades de compensação – Sistema de compensação Brasileiro. Fonte: Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015).	12
Figura 2.3: Autoconsumo remoto – duas unidades de consumo. Fonte: Bluesol Energia Solar (2016).	13
Figura 2.4: Geração Compartilhada - Cooperativa Energia Enercred – Pedralva – MG. Fonte: Enercred (2017).	14
Figura 2.5: Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Fonte: EAS Soluções (s.a.).	15
Figura 2.6: Tarifação tarifa convencional. Fonte: Adaptado de Aneel 2014	17
Figura 2.7: Tarifação na modalidade tarifa branca. Fonte: Adaptado Aneel (2015).....	18
Figura 2.8: Fluxo de energia com geração distribuída. Fonte: Próprio autor.....	19
Figura 2.9: Tarifação do Sistema de Compensação Tarifa Horária. Fonte: Aneel, 2017a.	21
Figura 2.10: Fator de Ajuste para o Sistema de Compensação. Fonte: Aneel, 2017a.....	21
Figura 3.1: Diagrama do modelo de otimização. Fonte: Adaptado de Lotero e Colombari (2015).	28
Figura 3.2: Analogia modelo matemático. Fonte: próprio autor	31
Figura 4.1: Demanda de energia elétrica de um consumidor em dias típicos de semana. Fonte: Próprio autor.	38
Figura 4.2: Fator de capacidade para um sistema solar de 6 kWp – Foz do Iguaçu. Fonte: Próprio autor.	40
Figura 4.3: Estruturação dos testes. Fonte: Próprio autor.....	41
Figura 4.4: Demanda de energia de um dia típico caso para o mês de janeiro. Fonte: Próprio autor.....	42
Figura 4.5: Perfil de consumo da comunidade para cada caso. Fonte: Próprio autor	42
Figura 4.6: Modalidades de conexão no sistema de compensação de energia. Fonte: Próprio Autor.....	43
Figura 4.7: Benefício anual caso base. Fonte: Próprio autor.....	45
Figura 4.8: Benefício anual – caso A. Fonte: Próprio autor.....	49
Figura 4.9: Benefício anual – caso B. Fonte: Próprio autor.	52

Figura 4.10: Comparação do benefício individual Casos Base, A e B prosumidores. Fonte: Próprio autor.	54
Figura 4.11: Comparação do investimento individual caso base, A e B. Fonte: Próprio autor.	55

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Horário dos postos tarifários. Fonte: Copel 2018.....	18
Tabela 4.1: Parâmetros de entrada das tecnologias de geração. Fonte: Próprio autor.	37
Tabela 4.2: Tarifa de compra de energia. Fonte: Copel (2018).....	39
Tabela 4.3 Fator de ajuste. Fonte: Copel (2018)	40
Tabela 4.4 Resultados - custo total anualizado do caso base. Fonte: Próprio autor.....	44
Tabela 4.5 Tecnologias selecionadas – investimento necessário – caso base. Fonte: Próprio autor.	46
Tabela 4.6: Custo total anualizado – caso A. Fonte: Próprio autor.	48
Tabela 4.7: Tecnologias selecionadas – investimento realizado – caso A. Fonte: Próprio autor.	50
Tabela 4.8 Tabela 4.8: Custo total anualizado – caso B. Fonte: Próprio autor.	51
Tabela 4.9: Tecnologias selecionadas – caso B. Fonte: Próprio autor.	53

Lista de Símbolos

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a.a.	ao ano
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
Copel	Companhia Paranaense de Energia
CPF	Cadastro Nacional de Pessoa Física
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GD	Geração Distribuída
kWh	Quilowatt hora
RED	Recursos energéticos distribuídos
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

Índices

h	Hora do dia.
i	Tecnologias de geração.
m	Meses do ano.
p	Tipos de dia – semana (<i>sem</i>) e final de semana (<i>fsem</i>).
t	Postos tarifários.

Parâmetros

$CDISP_m$	Custo de disponibilidade para cada mês do ano [R\$].
$CFMO_i$	Custo fixo de manutenção e operação das fontes [R\$/kW] para cada tecnologia i .
$DEM_{m,p,h}$	Energia consumida pelo prosumidor no mês m , hora h , do dia típico p [kWh].
FA	Fator de ajuste é uma constante utilizada para converter a energia gerada em um posto tarifário e que pode ser consumida em outro posto tarifário diferente.
$FC_{m,h}$	Fator de capacidade é uma constante multiplicativa para a potência máxima de geração solar para cada mês m e para cada hora h .
INT	Taxa de remuneração de capital [%].
INV_i	Custo de Investimento da tecnologia de geração i [R\$].
$MAXCAP_i$	Potência máxima em [kW], para cada tecnologia i .
ND_p	Quantidade de dias típicos de semana e final de semana
$REDISP$	Recurso disponível para investimento [R\$].
TCE	Tarifa de compra de energia da concessionária [R\$/kWh].
VU_i	Vida útil da tecnologia de geração [anos].

Variáveis

$DM_{m,h,p}$	Energia a qual é tarifada pela concessionária no mês m , hora h , do dia típico p [kWh].
X_i	Variável binária para seleção da tecnologia de geração i .
$DG_{i,m,p,h}$	Energia gerada para atender a demanda local em [kWh] pela tecnologia i , no mês m , do dia típico p e hora h .
$DGW_{m,p,h}$	Energia gerada para compensação em [kWh] no mês m , do dia típico p e hora h .
$ENER_t$	Energia acumulada em cada posto tarifário t .

Capítulo 1

Introdução

No Brasil, um fato de extrema relevância para incentivar a utilização da geração distribuída (GD), oriunda de fontes renováveis (fotovoltaica, eólica, biogás e pequenos aproveitamentos hidrelétricos), está relacionado à elaboração da Resolução Normativa Nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel, 2012) que trata do sistema de compensação de energia elétrica. Outro aspecto relevante é o aumento das tarifas de energia elétrica. Tais ações incentivaram a inserção das tecnologias de pequeno porte nas unidades consumidoras de energia elétrica, fazendo com que os usuários pudessem, além de consumir, produzir e armazenar energia elétrica (Rathnayaka, Potdar, Hussain, & Dillon, 2011).

De acordo com Grijalva e Tariq (2011), esse novo tipo de consumidor recebe a denominação de prosumidor ou *prosumer*, cujas características distintivas são: capacidade de consumir, produzir e armazenar energia; operar ou ser proprietário de uma microrrede e transportar eletricidade; e tomar decisões econômicas ótimas considerando a utilização de energia. Essas características dão ao prosumidor condições de atuar em dois planos diferentes, um externo e outro interno (Karnouskos, 2011). No aspecto mais externo permite ao prosumidor tanto a produção e o consumo de energia quanto a participação no mercado, e no plano mais interno cabe a ele selecionar tecnologias de produção de energia e operar o seu sistema de forma a otimizar o uso de energia elétrica.

Através da pesquisa bibliográfica realizada, foi possível verificar a existência de algumas formas de atuação para os prosumidores, sendo uma delas a atuação individual de um único prosumidor, compartilhando energia de maneira direta com a rede elétrica. As decisões do prosumidor, neste caso, são baseadas apenas nas percepções individuais (Rathnayaka, Potdar, Hussain & Dillon, 2011). Por outro lado, um prosumidor pode formar parte de um grupo de prosumidores. Esses agrupamentos possuem prosumidores com os mais diversos padrões, seja de tecnologias de conversão de energia, quantidade de energia fornecida à rede, quantidade de prosumidores e variedade de curvas de consumo (Rathnayaka, Potdar, Dillon, Hussain, & Chang, 2014). Essa forma de atuação tende a reforçar coletivamente a quantidade de energia a ser inserida na rede, podendo ofertar, através de contratos, uma quantidade mínima de energia para as empresas de distribuição, com menores dificuldades quando comparado com os prosumidores individuais (Rathnayaka, Potdar, & Kuruppu, 2011). Entretanto, esses grupos

podem não atender esses limites mínimos de energia contratada com a distribuidora caso não sejam estimulados de maneira adequada.

Também é importante entender as deficiências que podem surgir por não se levar em consideração certas características dos prosumidores, tais como: tipos de fontes e quantidade de energia fornecida à rede. Pois, prosumidores com perfis diferentes, seja de consumo ou geração, podem gerar disputas dentro do mesmo grupo, fazendo com que alguns componentes abandonem a associação, tornando essa categoria menos atraente a longo prazo (Rathnayaka et al., 2011). Assim, foi proposto um novo método para gerenciar o agrupamento de prosumidores, intitulado de comunidade de prosumidores (Luna, Nelson, Josep, & Vasquez, 2016). Nesta modalidade os prosumidores são ligados à microrrede formando comunidades virtuais orientadas por objetivos. Dentro da comunidade há interação entre os componentes do grupo e com a empresa distribuidora local, através do *gateway* da comunidade, que é um componente intermediário e inteligente que conecta a rede da distribuidora com os dispositivos inteligentes de cada fonte de energia distribuída que pertencem à comunidade.

As comunidades de prosumidores são estabelecidas agregando prosumidores que tenham interesses e objetivos em comum, ou seja, características semelhantes. Essas características podem ser: quantidade similar de energia excedente a ser compartilhada com a rede, curvas de consumo e demanda parecidas, semelhantes tipos de fontes. Dessa forma essas comunidades são incentivadas a cumprir um objetivo comum, seja atingir uma quantidade mínima de energia para atender o contrato com a distribuidora, ou a quantidade mínima de energia necessária para obter mais capacidade de negociação no mercado de energia (Rathnayaka et al., 2011).

1.1 Justificativa

Segundo dados da Aneel (2017), no Brasil houve um aumento significativo de prosumidores residenciais acessando o sistema de distribuição. Particularmente no que se refere ao estado do Paraná, pode ser visto na Figura 1.1 que a quantidade de prosumidores (fotovoltaicos) residenciais é três vezes maior do que a segunda maior classe, a comercial.

Outro ponto relevante diz respeito à atualização da Resolução Normativa N° 482 (Aneel, 2012), através da Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015), permitindo que diversos consumidores possam se unir para implantar geração compartilhada. Existe também a possibilidade de atuação na modalidade de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, os “Condomínios”, ou seja, é permitido que agrupamentos de prosumidores possam se inserir de maneira conjunta à rede de energia. Desta forma o prosumidor pode gerar sua própria energia, atender a sua demanda, ou parte dela, e ainda compensar outros consumidores, tanto de maneira individual ou através de agrupamentos.

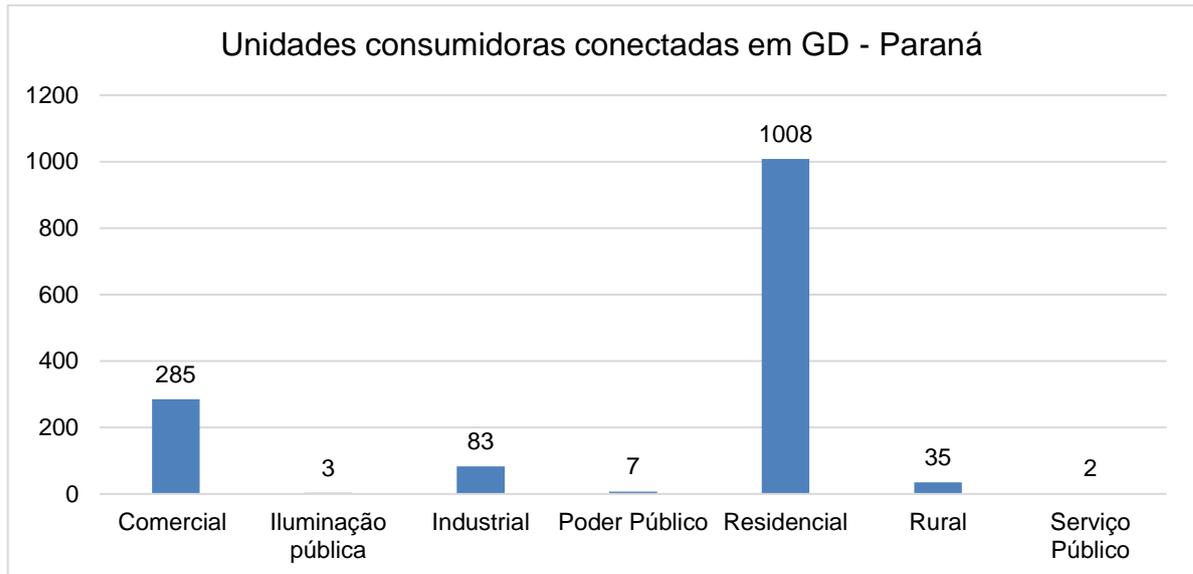


Figura 1.1 Quantidade de fontes de geração fotovoltaica por classe de consumo. Fonte: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp

Também é importante destacar, como mostrado na Figura 1.2, a quantidade de conexões por modalidade do sistema de compensação realizadas no Brasil até fevereiro de 2018. É possível observar que existe uma única conexão através da modalidade com múltiplas unidades consumidoras. Portanto, é necessário realizar estudos mais específicos a fim de avaliar o benefício econômico da alocação dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) no sistema de compensação brasileiro com múltiplas unidades consumidoras, tendo em vista a quantidade já existente e o aumento previsto no número de condomínios fechados no Brasil.

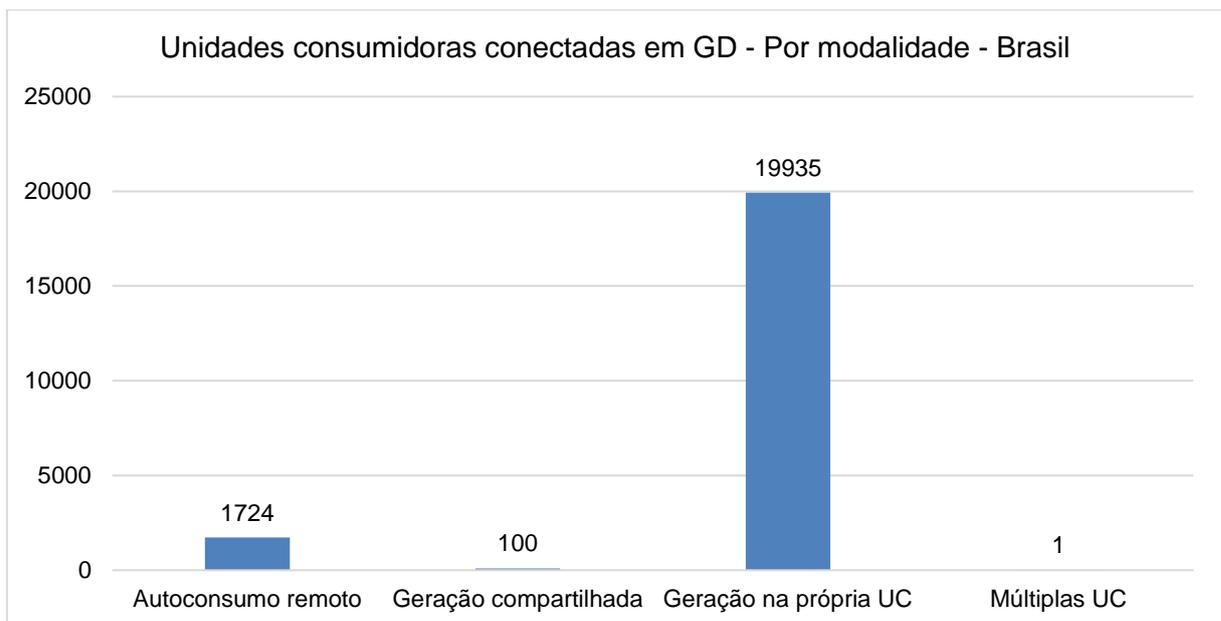


Figura 1.2: Número de unidades que aderiram ao sistema de compensação por modalidade. Fonte: Aneel (2018).

Atualmente são avaliados os benefícios dos prosumidores de forma individual, levando em conta o fluxo de caixa, a taxa mínima de atratividade e o período de retorno do investimento, sem considerar adequadamente restrições decorrentes dos aspectos técnicos e regulatórios do setor de energia elétrica. No presente trabalho foram avaliados os benefícios de uma comunidade de prosumidores que tem a possibilidade de escolher a tecnologia de produção de energia elétrica dentre uma lista de opções disponíveis, levando em conta diversos aspectos regulatórios.

1.2 Objetivos

Dado o contexto anterior, o objetivo deste trabalho é determinar o benefício econômico resultante da alocação ótima de recursos energéticos em uma comunidade de prosumidores levando em conta diferentes estruturas tarifárias.

Para atingir esse objetivo, o modelo matemático proposto por Lotero e Colombari (2015) foi utilizado para a seleção e operação ótima de tecnologias de geração. Foram realizadas as adaptações no modelo com a finalidade de representar sistemas de geração fotovoltaicos, cuja capacidade máxima de geração depende da irradiação solar, a qual sofre a influência dos períodos do ano.

Como objetivos específicos foram definidos os seguintes:

- Caracterizar o prosumidor e a comunidade de prosumidores;
- Caracterizar as tecnologias que podem ser alocadas a um prosumidor e a uma comunidade;
- Definir as estruturas tarifárias nas quais pode ser enquadrada uma comunidade;
- Obter um modelo matemático que permita representar a alocação ótima de recursos energéticos em uma comunidade.

1.3 Delineamento metodológico

Primeiramente foi realizada a caracterização dos prosumidores individuais e da comunidade de prosumidores considerando a inserção de mini e microgeração. Isto permitiu conhecer de que maneira o prosumidor pode participar no mercado, seja através da produção e do consumo de energia, bem como operando o seu sistema através dos controles das cargas a fim de otimizar o uso de energia elétrica.

Posteriormente foram identificadas as formas de integração e atuação dos prosumidores em uma comunidade, levando em conta a Resolução da Aneel N° 687 (Aneel, 2015), que regulamenta e determina as exigências para o sistema de compensação dos prosumidores no Brasil. Assim, foram definidas as limitações de cada modalidade permitida no Brasil, as quais influenciam na formação de grupos em empreendimentos com múltiplas unidades

consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto. Foi possível avaliar se as comunidades podem ser por faixa de tensão, modalidades tarifárias, níveis de potência ou tecnologia de geração.

Em seguida foi realizado um levantamento sobre tecnologias comumente utilizadas para mini e microgeração que podem ser alocadas a uma comunidade de prosumidores. Foram identificadas as características técnicas e econômicas para geração de energia através de fontes renováveis, com foco nos sistemas fotovoltaicos. Essas informações foram inseridas no modelo de otimização. Dentre outras coisas, foi necessário identificar: custos fixos, custos variáveis, vida útil, custo de combustíveis, taxas para remuneração do capital investido e disponibilidade das fontes primárias de cada tecnologia.

Também foi realizado um levantamento sobre a estrutura tarifária atualmente aplicada no Brasil. Foram consideradas características como tipo de modalidade e subgrupo tarifário bem como custos de energia, demanda contratada, custo da disponibilidade e bandeiras tarifárias. Aqui a ideia principal foi entender de que forma são tratados os créditos gerados em um posto tarifário e consumido em outro posto (horário de ponta e fora de ponta), para o caso em que o prosumidor estiver inserido na modalidade de tarifação binômica, com cobrança de energia e demanda. Todas essas informações também foram incorporadas ao modelo de otimização para formação do custo de energia da comunidade de prosumidores.

Ressalta-se que no presente trabalho partiu-se de um modelo de programação linear inteira mista implementado no *software* General Algebraic Modeling System (GAMS) por Lotero e Colombari (2015) para alocação ótima de recursos energéticos, porém o mesmo não contemplava a alocação de recursos com base em fonte solar fotovoltaica. Desta forma, foram realizadas as modificações necessárias ao modelo existente.

Embora existam modelos que utilizem técnicas de otimização combinatória para a sua resolução, neste trabalho optou-se por um modelo de programação linear inteiro misto, visto que o mesmo pode ser resolvido utilizando técnicas clássicas de otimização. A implementação do modelo de otimização foi feita no *software* GAMS e o solver de resolução utilizado foi o CPLEX.

Por fim, foram elaborados casos baseados nas informações levantadas nas etapas anteriores como: demanda de energia dos prosumidores que compõem a comunidade, potência das fontes de geração, custos fixos e variáveis, vida útil das tecnologias aplicadas, entre outros. Os casos definidos foram utilizados nos testes realizados com o modelo, de modo a obter o benefício financeiro da formação de comunidades de prosumidores.

1.4 Estrutura do trabalho

O presente trabalho foi dividido em cinco capítulos, incluindo este introdutório, que apresenta a justificativa, os objetivos e o delineamento metodológico.

No segundo capítulo é descrito com mais detalhes o objeto da pesquisa, amparado pela revisão bibliográfica sobre modelos de otimização para seleção de RED e suas aplicações para

comunidades de prosumidores. No terceiro capítulo é descrito o modelo matemático e no quarto apresenta-se a análise e discussão dos resultados. Por fim, no quinto capítulo apresenta-se as considerações finais do trabalho.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

2.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os conceitos de *Virtual Power Plant* (VPP), Comunidade Virtual, e será descrito o sistema de compensação no Brasil a fim de caracterizar as modalidades do sistema de compensação. Ainda, as estruturas tarifárias serão explicadas de maneira breve.

A contextualização do problema de pesquisa, bem como o problema de seleção e operação de fontes de geração de energia também serão apresentados neste capítulo. Isso será importante para nortear o leitor a respeito da trajetória seguida para a construção dessa dissertação.

2.2 Tipos de Agrupamentos

A seguir serão apresentadas as possíveis formas de agrupamento dos prosumidores, tendo em vista que o principal incentivo para a formação do mesmo é a capacidade de oferecer maior quantidade de energia ao mercado. Assim, os agrupamentos são uma alternativa para aumentar o poder de negociação dos prosumidores individuais com as empresas distribuidoras de energia elétrica. Se é permitida a comercialização de excedentes, então é possível que o grupo consiga preços mais elevados por kWh em comparação com os prosumidores individuais, devido ao fato de conseguirem gerar quantidades mais elevadas de energia, atendendo mais facilmente as condições impostas pelas companhias de distribuição (Nosratabadi; Hooshmand; Gholipour, 2017).

Os tipos de agrupamentos de prosumidores que serão aqui caracterizados são a VPP e as Comunidades Virtuais de Prosumidores.

2.1.1 Virtual Power Plant

Na literatura podem ser encontradas várias definições para *Virtual Power Plant* (VPP), entre elas, a de Peik-Herfeh, Seifi, & Sheikh-El-Eslami (2013) que a definem como sendo um sistema de gestão de energia que agrega a capacidade produtiva de geradores geograficamente distribuídos com o objetivo de a colocar no mercado de energia.

Outra definição que também interessa no presente trabalho a coloca como uma entidade independente que coordena Recursos Energéticos Distribuídos (RED), agregando esses recursos, ou como um agente externo que “contrata” RED para lucrar com a sua produção, através de uma infraestrutura de serviço técnico e com uma capacidade análoga a uma central elétrica (Chalkiadakis, Robu, Kota, Rogers & Jennings, 2011).

Rathnayaka, Potdar e Kuruppu (2011), afirmam que o gerenciamento das VPP pode propiciar a interação, a colaboração e a negociação entre os integrantes da rede de energia elétrica, e desta forma aumentar a eficiência na geração de energia proveniente de pequenas fontes, uma vez que é possível uma coordenação conjunta sobre o uso de energia no grupo de prosumidores.

As VPP podem estar dispostas basicamente de duas maneiras, dependendo do tipo de controle utilizado: centralizado ou descentralizado (Vandoorn, Zwaenepoel, De Kooning, Meersman & Vandervelde, 2011). No primeiro caso existe um gerenciador central que recebe informações de cada prosumidor que compõe o grupo e depois as analisa para tomar decisões pelo grupo, no que tange a negociações com o mercado de energia (Pudjianto, Ramsay & Strbac, 2007). Já no tipo de controle descentralizado, cada prosumidor individual dispõe de um gerenciador em sua unidade, sendo capaz de tomar as decisões sem ter que responder a um gerenciador central (Chalkiadakis et al., 2011).

A falta de flexibilidade é considerada uma deficiência das VPP, em razão da dificuldade para adicionar ou remover membros na mesma (Rathnayaka, Potdar, Dillon & Kuruppu, 2015).

Por outro lado, as VPP são notoriamente conhecidas pelo modelo de gestão mais simples de agrupamentos, pois não utilizam muitos critérios pré-definidos para estabelecer os interesses e objetivos dos grupos. Por exemplo, a quantidade mínima de energia excedente a ser disponibilizada por cada prosumidor para atender a um limite mínimo de energia estabelecido em contrato com a distribuidora. Isso se deve ao fato de que no momento em que é realizada a estruturação do agrupamento, não são levados em conta aspectos como a quantidade de prosumidores inseridos no grupo, os tipos de fontes de geração, o perfil de consumo de cada prosumidor e a energia excedente a ser disponibilizada por cada prosumidor (Rathnayaka et al., 2011).

Ao investigar as VPP do ponto de vista social, é possível verificar que esses grupos de prosumidores não são orientados para atingir objetivos, pois foram apenas interligados através de uma infraestrutura técnica sem levar em conta distintas fontes de geração, históricos de consumo e interesses por compartilhar energia. Nessa situação, tais fatores podem promover discordância entre membros do grupo de prosumidores. Por conta disso, no longo prazo, a falta de comportamento orientado para objetivos em comum reduz a confiabilidade no fornecimento de energia para os compradores (Rathnayaka, 2014).

2.1.2 Comunidades Virtuais

O primeiro autor a difundir o conceito de comunidade virtual foi Howard Rheingold em 1993 (Lisbôa & Coutinho, 2011). Segundo o mesmo, o termo comunidade virtual trata de uma

agregação cultural formada pelo encontro sistemático de um grupo de pessoas no ciberespaço. Este tipo de comunidade é caracterizado pela coatuação de seus participantes, os quais compartilham valores, interesses, metas e posturas de apoio mútuo, através de interações no universo *online* (Schlemmer, 2005). No entanto, este termo pode ser utilizado em outras áreas do conhecimento como na comunicação, no marketing, na educação, na área de serviços e na saúde (Demiris, 2005; Backstrom, Huttenlocher, Kleinberg & Lan, 2006; Parsell & Duke-Yonge, 2007; Radovanovic, Lukkien, Chen, Molanous & Ozcelebi, 2008; Baek, Kang, Noh & Kim, 2009).

O termo comunidade virtual surge do interesse em resolver o problema dos agrupamentos na forma de VPP, visto que os mesmos são reconhecidos por poderem falhar na hora de cumprir determinados objetivos, como atingir uma quantidade mínima de energia excedente disponível (Rathnayaka, Potdar & Kuruppu, 2011). Entre as deficiências de agrupamentos como os VPP se destacam: a falha dos prosumidores individuais em fornecer maior quantidade de energia, a possibilidade de compartilhar energia entre consumidores, a escassez de métodos proativos para formação de agrupamentos que superem a mera agregação de prosumidores individuais, a falta de objetivos em comum dos prosumidores, a dificuldade para identificar riscos, limitações de estratégias para atrair mais membros para o grupo, a falta de métodos mais abrangentes para recompensar os membros do grupo, considerando aspectos financeiros e não financeiros (Rathnayaka, Potdar & Kuruppu, 2012).

Além disso, os integrantes de uma comunidade de prosumidores são incentivados para atingir objetivos que são decididos em comum acordo e que podem ser diferenciados para outras comunidades. Diante disso, é plenamente possível que enquanto uma comunidade queira obter altos lucros vendendo a energia para compradores de energia, outra comunidade pode ter como objetivo tentar reduzir as emissões de gases do efeito estufa, e uma terceira comunidade opte por tentar reduzir os custos de energia (Rathnayaka, 2014).

A fim de evitar que esses grupos possam falhar ao atingir os seus objetivos, Rathnayaka, Potdar e Kuruppu (2011) propõem um método que leva em conta a formação, o crescimento e o gerenciamento do grupo através de interesses objetivos e metas bem estabelecidas. O método proposto pelos autores sugere que esses três processos devem ser seguidos, conforme ilustrado na Figura 2.1. Ressalta-se que para esses autores o termo comunidade de prosumidores não se refere apenas a grupos que estão localizados geograficamente próximos.

A formação da comunidade é o processo que se refere à fase inicial e, ao mesmo tempo, a principal, pois é nessa etapa que são levantados os interesses e objetivos dos prosumidores. Nesse sentido, é importante a caracterização dos prosumidores considerando, entre outros fatores, curvas de carga, tipos de fontes primárias (renovável ou não renovável), potência das unidades geradoras, quantidade de prosumidores a serem inseridos na comunidade, quantidade de energia excedente. Dessa forma será possível realizar a segmentação e, assim, agrupar prosumidores com interesses e objetivos semelhantes. Essa etapa é complexa porque nem sempre toda essa informação está disponível e, ademais, a obtenção desses dados requer a aceitação e o interesse dos agentes envolvidos. Assim, cada comunidade é caracterizada de

acordo com seus objetivos, devendo os prosumidores ser inseridos em uma comunidade com a qual tenham objetivos em comum.

O crescimento da comunidade é o segundo passo a ser dado, com a finalidade de expandir o grupo, ou seja, atrair mais membros e evitar que prosumidores deixem o grupo, sendo importante estabelecer critérios para identificar prosumidores mais dinâmicos, caracterizados por apresentarem comportamento positivo.

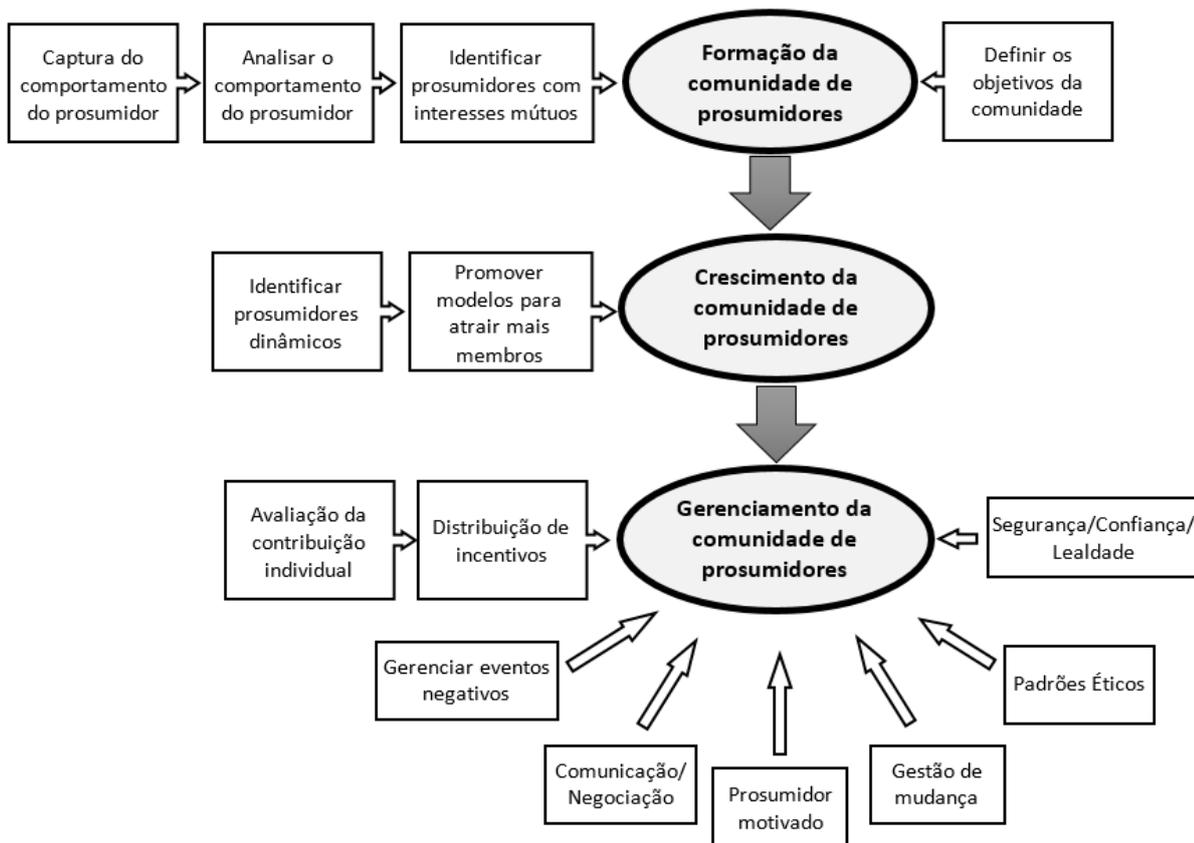


Figura 2.1: Fluxograma do processo para obtenção de uma comunidade de prosumidores.

Fonte: Adaptado de Rathnayaka, Potdar & Kuruppu (2011).

Rathnayaka et al. (2011) propõem um método para analisar o risco da comunidade com base no comportamento dos prosumidores que são caracterizados como: positivo, neutro ou negativo. Um comportamento positivo ocorre quando, por exemplo, um prosumidor é capaz de fornecer mais energia excedente do que a quantidade que foi acordada pelo grupo em um contrato com a distribuidora. Já um comportamento neutro ocorre quando o prosumidor entrega somente aquilo que foi acordado em contrato, nada a mais e nada a menos. E por último, um comportamento negativo ocorre quando, por exemplo, o prosumidor se compromete a entregar uma determinada quantidade de energia excedente, mas acaba consumindo mais energia do que o programado. Sendo assim, ele não consegue entregar a quantidade mínima de energia excedente acordada, fazendo com que os outros prosumidores que compõem a comunidade

tenham que se esforçar para atender a demanda excedente, e com isso a energia fornecida à distribuidora é inferior à acordada em contrato.

Por fim, a terceira etapa consiste no gerenciamento da comunidade de prosumidores. Nessa fase é imprescindível que os critérios apresentados na fase anterior sejam de fato cumpridos, como, por exemplo, a avaliação dos prosumidores individuais a fim de realizar a remuneração adequada dos mesmos e a divisão correta dos benefícios. Aqui deve ser realizado o gerenciamento dos comportamentos negativos visando manter os prosumidores motivados e quando for preciso, realizar as mudanças necessárias. Nessa fase o que se pretende é evitar a evasão de prosumidores da comunidade, o que prejudicaria a continuidade do grupo no longo prazo.

Diante das informações apresentadas sobre VPP e comunidade de prosumidores, ressalta-se que a principal diferença entre essas duas possibilidades de estruturação de grupos é que os integrantes da comunidade não estão necessariamente interconectados tecnicamente, eles estão virtualmente unidos com base em seus comportamentos de compartilhamento de energia e são incentivados a atingir um objetivo comum. Enquanto isso as VPP são frequentemente caracterizadas por apresentarem grupos que são simplesmente agregados através de uma rede elétrica (Karnoukous, 2011).

2.3 O sistema de compensação de energia elétrica no Brasil

As Resoluções Normativas N° 482 (Aneel, 2012) e N° 687 (Aneel, 2015) introduzem no mercado de eletricidade do Brasil o sistema de compensação, definindo as modalidades e a forma em que as unidades consumidoras, que fazem o uso de geração distribuída, podem compensar o consumo de energia ativa através de créditos energéticos. A seguir será apresentada uma breve introdução sobre o sistema de compensação, conhecido com o nome em inglês *net metering*, e explicadas as principais características das modalidades às quais os consumidores podem aderir.

A Resolução Normativa N° 482 (Aneel, 2012) define o sistema de compensação de energia elétrica como sendo um arranjo em que a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Conforme determina a Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015), esses saldos terão validade de 60 meses. Ainda, de acordo com essa mesma resolução, existe a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos para beneficiar outras unidades consumidoras, desde que estejam dentro da mesma área de concessão e que estejam previamente cadastradas em uma das seguintes modalidades, seja autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), sendo esta última possibilidade o foco desse trabalho. Na Figura 2.2 são ilustradas essas três modalidades.

Podem participar do sistema de compensação de energia elétrica apenas os consumidores cativos¹, sendo que fica vedada a participação dos consumidores livres, especiais ou parcialmente livres (Aneel, 2017). Quanto aos limites de potência para a geração, a resolução normativa apresenta duas categorias, microgeração e minigeração.

Na microgeração a potência instalada fica limitada a 75 kW, enquanto que na minigeração a potência está na faixa de 75 kW a 5 MW. Ainda assim, para atender a mesma resolução, ambas as categorias devem produzir energia através de fontes de energia de origem renovável.



Figura 2.2: Modalidades de compensação – Sistema de compensação Brasileiro. Fonte: Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015).

Ressalta-se, no entanto, que a potência instalada para a micro ou minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será conectada. Dessa maneira, por potência disponibilizada deve-se considerar o inciso LX, art.2° da Resolução Normativa N° 414 (Aneel, 2010), em que se considera a potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora. A seguir serão apresentadas as modalidades que compõem o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil.

2.1.3 Autoconsumo remoto

O inciso VIII, artigo 2°, capítulo I da Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015) estabelece que o consumidor que possua unidades consumidoras de mesma titularidade, com a geração distribuída implantada em local diferente dos locais que serão beneficiados com o uso dos créditos energéticos, possa compensar a energia gerada. Isto é válido para pessoas físicas

¹ Consumidor cativo não pode participar do mercado livre, sendo atendido sob condições reguladas. Esse consumidor só pode comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante.

como para pessoas jurídicas que possuam unidades consumidoras com o mesmo cadastro nacional de pessoa jurídica (CNPJ), incluindo matriz e filial.

Ressalta-se que nessa modalidade de geração estão contemplados todos os consumidores que desejam instalar um gerador de energia elétrica para compensar os gastos da fatura de energia, mas não possuem espaço suficiente para tal empreendimento no próprio local de consumo. Aqui não é exigido que se constitua uma terceira entidade administradora. Na Figura 2.3 é exposto como uma unidade consumidora/geradora compensa, através dos créditos de energia excedente, outra unidade consumidora em local diferente, mas de mesma titularidade.



Figura 2.3: Autoconsumo remoto – duas unidades de consumo. Fonte: Bluesol Energia Solar (2016).

2.1.4 Geração compartilhada

Conforme consta em Aneel (2015), na modalidade de geração compartilhada é possível que consumidores que apresentem cadastro nacional de pessoa física (CPF) ou CNPJ distintos e estejam localizados em áreas que não são contíguas (vizinhas), compensem energia, desde que sejam abastecidos pela mesma empresa distribuidora. No entanto, estes consumidores devem ser associados através de um consórcio ou uma cooperativa, sendo que a unidade de micro ou minigeração deve ficar localizada em local diferente das unidades consumidoras que serão compensadas, ou seja, nessa modalidade o sistema de geração é instalado em um local e o ponto de consumo está em um outro local.

Nessa modalidade de geração é obrigatório que se estabeleça uma associação, consórcio ou cooperativa, com CNPJ próprio, para administrar o sistema de geração, efetuando o rateio dos créditos energéticos. A Figura 2.4 apresenta uma cooperativa de energia inserida no ano de 2017 ao Sistema de Compensação Brasileiro, localizada no município de Pedralva - MG, o arranjo possui uma potência instalada de 15 kW, composto por 48 módulos solares e um inversor. Foi utilizada uma área para o arranjo correspondente a 96 m² e o mesmo está enquadrado na classe residencial e subgrupo B1 (baixa tensão). O arranjo está inserido na modalidade geração compartilhada e possui 20 unidades consumidoras as quais recebem os créditos (Aneel, 2018).



Figura 2.4: Geração Compartilhada - Cooperativa Energia Enercred – Pedralva – MG. Fonte: Enercred (2017).

2.1.5 Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras

De acordo com o inciso VI, artigo 2º, capítulo I da Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015), nesta modalidade são contemplados os condomínios verticais e/ou horizontais. Para isso, as unidades consumidoras devem estar situadas em uma mesma área ou área próxima, com a fonte de geração instalada em uma área de uso comum, sendo que os condôminos e o condomínio devem apresentar diferentes unidades consumidoras. Desta maneira, os créditos energéticos gerados são divididos entre os condôminos participantes e a área comum do empreendimento, sob responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do local.

A Figura 2.5 mostra um condomínio que pode ser classificado na modalidade empreendimento com múltiplas unidades consumidoras. Com base nas informações apresentadas pela Aneel (2018), atualmente no Brasil há apenas um único empreendimento classificado nessa modalidade, localizado no município de Cajazeiras no estado da Paraíba e foi inserido ao sistema de compensação brasileiro em 2017. O arranjo possui uma potência instalada de 5 kW e composto por 20 módulos solares e um inversor. Foi utilizada uma área para o arranjo correspondente a 33 m², foi enquadrado na categoria de tensão de fornecimento B1 (baixa tensão) e possui 5 unidades consumidoras que recebem os créditos.



Figura 2.5: Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Fonte: EAS Soluções (s.a.).

Neste trabalho o enfoque será dado à modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, por se tratar da modalidade em que podem ser enquadrados os condomínios, os quais têm crescido de forma significativa, tanto em grandes cidades como no interior do Brasil e que poderiam usufruir dos benefícios da modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras.

Os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras são empreendimentos nos quais a utilização de energia elétrica ocorre de modo independente por cada fração que constitui uma unidade consumidora. Inclusive as áreas de uso comum devem ser consideradas uma unidade consumidora distinta e de responsabilidade do condomínio, do administrador ou do proprietário do empreendimento (Aneel, 2015).

Quanto à estrutura física do local, e com base na Resolução Nº 687 (Aneel, 2015), as unidades consumidoras devem estar localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, de forma que fica vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento. Neste caso, ressalta-se que edificações construídas de forma geminada sem área de uso comum e dispostas em alinhamento com a via pública, e no limite desta, não podem constituir um empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

Quanto ao sistema de geração para atender múltiplas unidades consumidoras, o mesmo deve ser estruturado de modo que sua instalação seja realizada nas áreas comuns do condomínio, como por exemplo: no estacionamento conjunto, em telhados dos salões de festas, sobre os telhados das portarias de acesso, próximos aos playgrounds infantis dentre vários outros locais disponíveis, dependendo da disponibilidade e características físicas dos empreendimentos, conforme pode ser visto em condomínios verticais e horizontais.

Como nessa modalidade o sistema de geração deve ser vinculado ao mesmo CNPJ do condomínio, então não há obrigatoriedade de se estabelecer algum tipo de consórcio ou associação, uma vez que a própria administradora do prédio ou condomínio já representa a entidade através do CNPJ, e desta forma será a responsável pelo sistema gerador.

Com relação aos créditos, será de competência da administradora estabelecer, por meio de rateio, quem irá recebê-los e quais as parcelas que cada condômino terá direito. É permitido que os créditos gerados pelas unidades de micro ou minigeração instaladas no condomínio sejam divididos pelos condôminos sem a necessidade de se abater o consumo da área comum. Sendo assim, compete ao titular da unidade geradora definir o rateio dos créditos entre os integrantes do condomínio (residencial, comercial ou industrial).

Quando encerrada a compensação de energia dentro do mesmo mês (ciclo de faturamento), os créditos que não foram utilizados nesse mês devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados, desta maneira não é permitida a transferência de créditos de meses anteriores para outras unidades consumidoras, mesmo que de mesma titularidade, a menos que ocorra o encerramento contratual da unidade consumidora com a distribuidora.

Quando uma unidade consumidora pertencente ao condomínio fizer o pedido de desligamento, caso existam eventuais créditos de energia ativa pertencente a essa unidade consumidora, tais créditos serão contabilizados no nome do titular da unidade consumidora com validade de 60 meses após o faturamento. É importante ressaltar que, conforme determina o inciso VIII do art. 7º da resolução normativa Nº 482 (Aneel, 2012), é necessária a solicitação de alteração de percentual de energia excedente destinado a cada unidade consumidora junto à distribuidora, devendo ser efetuada a mudança por escrito e com antecedência mínima de 60 dias. Caso o procedimento não seja realizado, os créditos futuros que seriam destinados à respectiva unidade consumidora que efetuou o desligamento serão realocados para o titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a micro ou minigeração.

Outro ponto importante é que não é necessária a instalação de medidores bidirecionais em todas as unidades consumidoras cadastradas, deste modo essas unidades deverão apenas manter a medição existente ou, quando for o caso, instalar medidores convencionais nas novas unidades consumidoras que aderirem ao empreendimento. Sendo assim, os medidores bidirecionais deverão ser instalados apenas na unidade consumidora na qual estará instalada a micro ou minigeração.

2.4 Estruturas tarifárias

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas. No Brasil, a estrutura tarifária é dividida em duas classes: grupo A (alta tensão) e grupo B (baixa tensão). Para este trabalho serão consideradas apenas as modalidades aplicáveis aos consumidores inseridos no grupo B, os quais são representados pelas unidades consumidoras atendidas em 127, 220, 380 ou 440 Volts. Diante disso, foi verificado que existem basicamente duas modalidades tarifárias, a modalidade tarifa convencional e a tarifa branca, as quais serão explicadas adiante.

2.1.6 Estrutura tarifária convencional

Esta modalidade tem como característica a aplicação da tarifa de consumo de energia elétrica que independe das horas do dia ou períodos do ano. Diante dessa condição, para este modelo de tarifação não há uma sinalização para o consumidor sobre o valor da tarifa de energia em [R\$/kwh] para um determinado momento, pois a mesma é sempre um valor constante, como pode ser visualizado na Figura 2.6.

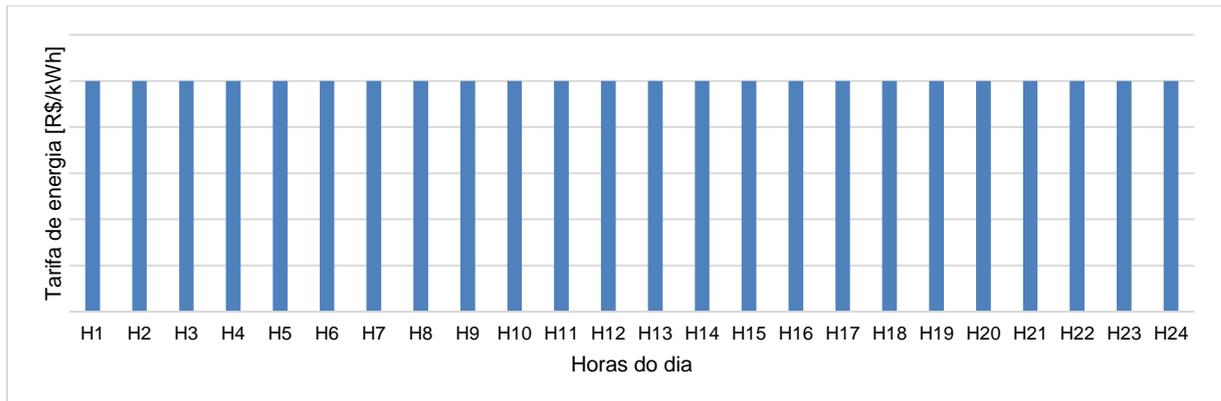


Figura 2.6: Tarifação tarifa convencional. Fonte: Adaptado de Aneel 2014

Na Figura 2.6 é possível observar que, para qualquer horário e qualquer dia da semana o valor da tarifa de energia não sofre variação. Com esse modelo de tarifa, o consumidor não é estimulado para alterar seus hábitos de consumo (Aneel 2011).

2.1.7 Tarifa Branca

A tarifa branca é a outra possibilidade de modalidade tarifária, que foi estabelecida pela Resolução Normativa N° 733 (Aneel, 2016), na qual as unidades consumidoras em baixa tensão podem estar associadas, no entanto, em contraponto com a tarifa convencional, essa opção de tarifa fornece aos consumidores uma sinalização da variação do valor da energia em função do dia e do horário de consumo.

Para realizar essa sinalização horária são utilizados os postos tarifários. De acordo com Aneel (2012), o posto tarifário é o período de tempo em horas do dia para aplicação das tarifas de maneira diferenciada.

Diante disso, na Figura 2.7 é possível visualizar a variação da tarifa de energia para um dia útil em função das horas que compõem os postos tarifários.

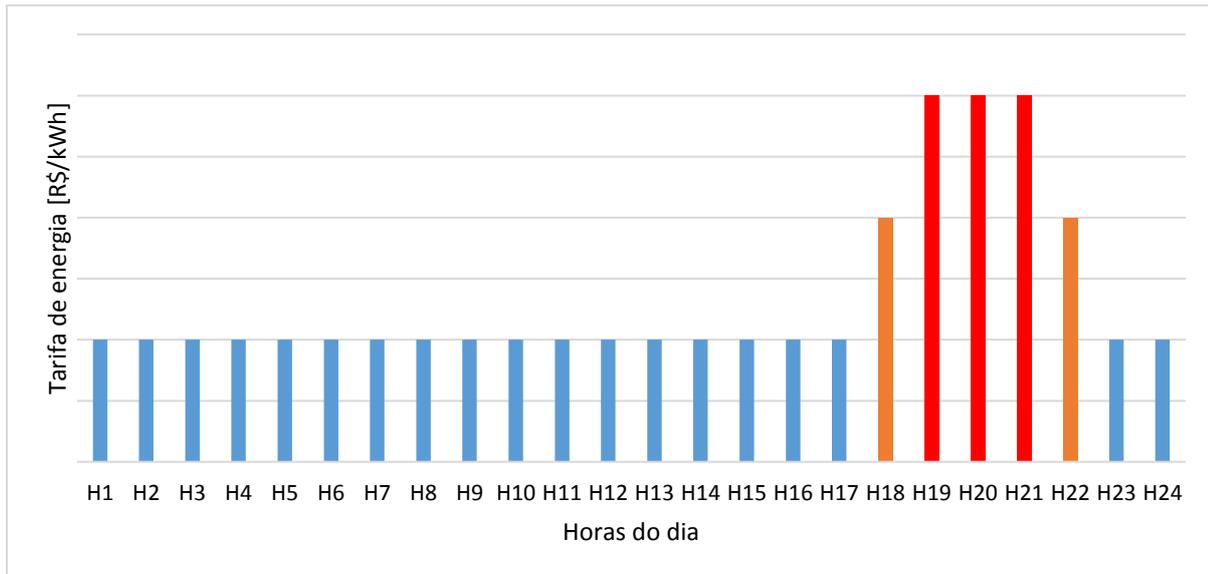


Figura 2.7: Tarifação na modalidade tarifa branca. Fonte: Adaptado Aneel (2015)

Na Figura 2.7 observa-se que a tarifa branca é composta por três postos tarifários, o posto fora de ponta, o posto intermediário e o de ponta.

Para os dias úteis, o valor da tarifa branca varia conforme os três postos tarifários apresentados. No posto fora de ponta, a energia tem o menor valor de tarifação, já no intermediário e na ponta, a energia é mais onerosa. Entretanto, nos feriados nacionais e finais de semana o valor a ser tarifado pela concessionária deverá ser sempre o valor fora de ponta.

Os postos tarifários também podem variar em função do horário de verão, conforme a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 Horário dos postos tarifários. Fonte: Copel 2018

Posto Tarifário	Horário Normal	Horário de Verão
Ponta	18h00 às 21h00	19h00 às 22h00
Intermediário	17h00 às 18h00 e 21h00 às 22h00	18h00 às 19h00 e 22h00 às 23h00
Fora de Ponta	22h00 às 17h00	23h00 às 18h00

Outro aspecto estabelecido através da seção IV, artigo 12 da Resolução Normativa N° 733 (Aneel, 2016) foi o custo de disponibilidade para a tarifa branca. Esse custo deverá ser calculado com base na tarifa convencional monômnia, e deverá ser cobrado sempre que o valor do consumo medido ou estimado for inferior ao valor em moeda corrente estabelecido em conformidade ao artigo 98 da Resolução Normativa N° 414 (Aneel, 2010).

Por se tratar de uma nova modalidade, a adesão a essa estrutura tarifária deve ocorrer da seguinte maneira: para o ano de 2018 apenas as novas conexões e unidades consumidoras que tiverem uma média anual de consumo superior a 500 kW, para o ano de 2019 as novas unidades consumidoras e unidades consumidoras que tiverem média anual de consumo superior a 250 kW, para o ano de 2020 qualquer que seja a unidade consumidora.

Para tanto, será necessário realizar a troca do medidor de energia, troca essa de responsabilidade da concessionária. Ainda, a entrada de serviço deve estar em conformidade com as normas técnicas da concessionária, sendo que eventuais adequações na entrada de serviço deverão ser providenciadas pelo consumidor.

2.1.8 Faturamento no sistema de compensação

De acordo com o artigo 7º, capítulo III da Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015), serão apresentados nesta seção os procedimentos para realização do faturamento no sistema de compensação de energia.

Para melhor compreensão deve-se ressaltar que existem duas situações diferentes para a realização do faturamento: a primeira situação ocorre quando as fontes de geração estão inseridas no mesmo local de consumo. Já a segunda situação é utilizada quando as fontes estiverem instaladas em locais diferentes dos locais de consumo. A Figura 2.8 ilustra como é feita a contabilização de energia no sistema de compensação. É possível visualizar que nos momentos nos quais a central geradora não gera energia suficiente para abastecer a unidade consumidora (consumo total), a rede da distribuidora local suprirá a diferença (consumo bruto da rede). Nesse caso será utilizado o crédito de energia ou, caso não haja, o consumidor pagará a diferença (Consumo líquido da rede). Quando a unidade consumidora não utiliza toda a energia gerada pela central, ela é injetada na rede da distribuidora local, gerando crédito de energia.

É importante ressaltar que será cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo.

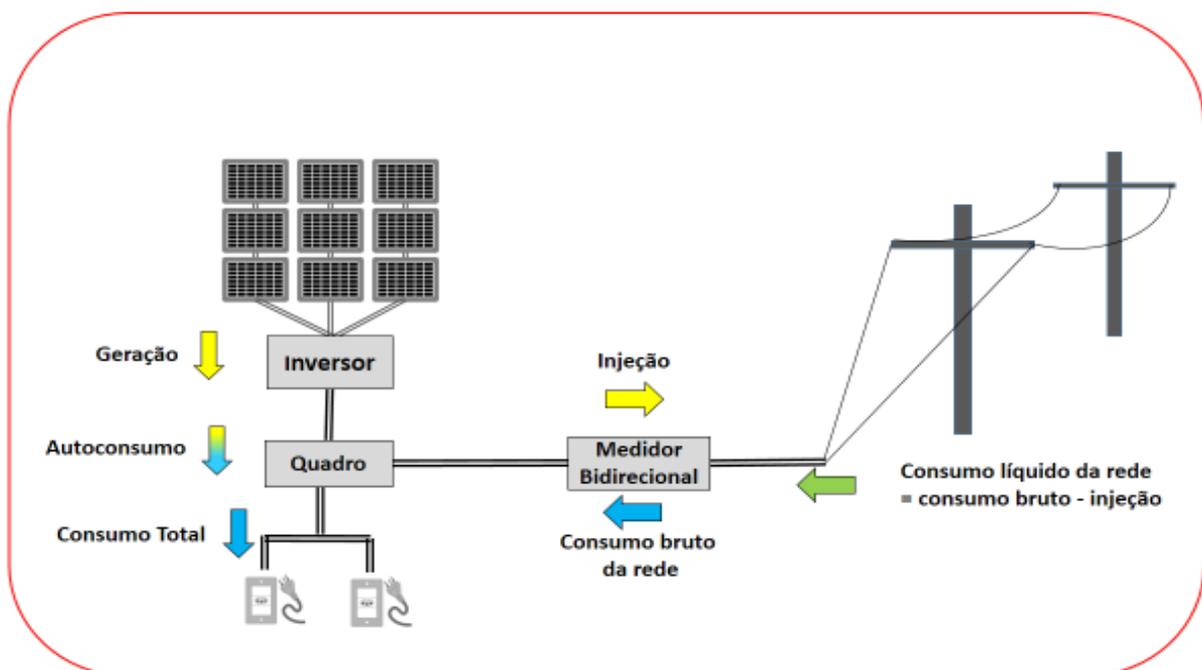


Figura 2.8: Fluxo de energia com geração distribuída. Fonte: Próprio autor.

De acordo com Aneel (2017a) o pagamento devido ao custo de disponibilidade terá um valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) para as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão. Já para as unidades consumidoras conectadas em alta tensão a fatura a ser paga será correspondente ao valor da demanda contratada.

Uma vez ocorrida a compensação na mesma unidade consumidora em que está instalada a micro ou minigeração distribuída, caso ainda existam créditos excedentes, um percentual dos créditos poderá ser utilizado para abater o consumo de outras unidades escolhidas pelos consumidores dentro do mesmo ciclo de faturamento (mês da fatura).

Quando a micro ou minigeração estiver instalada em local diferente do local de consumo, tendo em vista a modalidade de autoconsumo remoto e geração compartilhada, a energia excedente será a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida. Entretanto, para o caso dos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, no qual enquadraram-se os condomínios, o excedente será igual a toda energia injetada. É de competência do titular da unidade consumidora na qual está instalada a micro e minigeração distribuída, informar à concessionária o percentual de energia excedente (rateio).

Para os casos em que a modalidade tarifária apresenta postos tarifários distintos, a tarifação ocorrerá da forma como será exposta no exemplo a seguir. A partir dos conceitos apresentados em Aneel (2017a), neste exemplo será demonstrado como é realizada a tarifação para uma unidade consumidora que está disposta na tarifa horária. Nesse caso a prioridade é o abatimento do consumo mensal dentro do mesmo posto tarifário (período de ponta ou fora de ponta). Caso eventualmente ocorra sobra, o saldo será então utilizado para reduzir o consumo em outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste.

A Figura 2.9 apresenta o faturamento de energia elétrica de um mês típico para o caso de um sistema com tarifa horária. É possível visualizar que houve um excedente de energia no período fora de ponta a qual foi injetada na rede. Diante dessa situação, para que seja possível realizar o abatimento do consumo no período de ponta, o valor excedente deve ser submetido ao fator de ajuste.

Aneel (2017a) determina o “Fator de Ajuste” como sendo o resultado da divisão do valor da componente da tarifa de energia de ponta pela fora de ponta (quando o excedente tem origem no posto tarifário ponta), ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente tiver origem no posto fora de ponta.

A Figura 2.10 mostra como calcular o fator de ajuste do sistema de compensação brasileiro com base nos preços de energia da concessionária Coelce, e como o mesmo é aplicado para realizar o cálculo dos créditos de energia em postos tarifários diferentes dos que originalmente geraram a energia excedente. Também é possível visualizar como é realizado o cálculo do consumo líquido (o qual é calculado através da subtração do consumo pelo crédito no mesmo posto tarifário) e por fim o cálculo do custo total de energia para o mês de janeiro (o qual é calculado a partir dos valores de consumo líquido em cada posto tarifário multiplicado pelo respectivo valor da tarifa de energia).

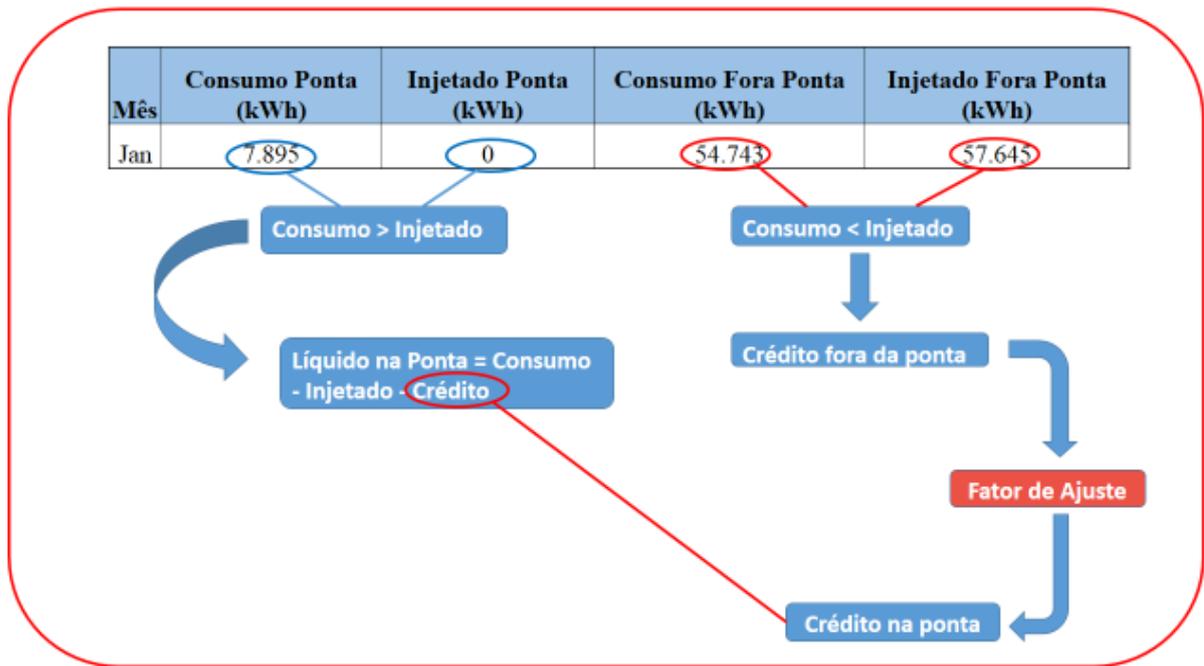


Figura 2.9: Tarifação do Sistema de Compensação Tarifa Horária. Fonte: Aneel, 2017a.

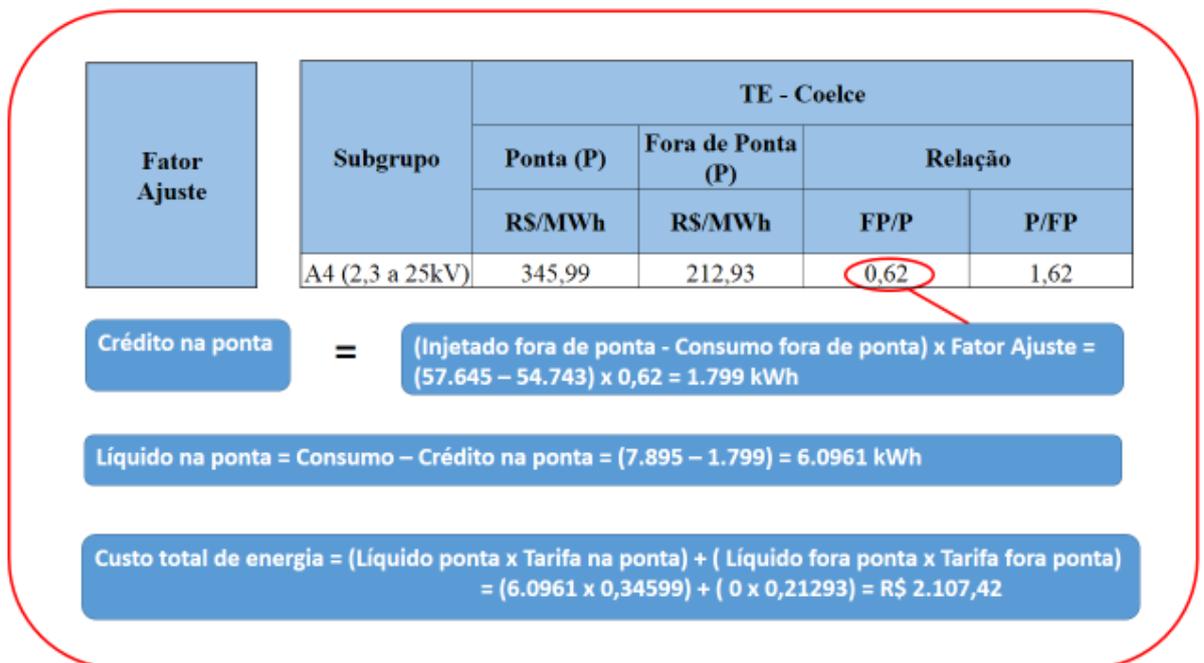


Figura 2.10: Fator de Ajuste para o Sistema de Compensação. Fonte: Aneel, 2017a.

As informações apresentadas nessa seção servirão de base para o entendimento do problema de pesquisa que será mais detalhado no item a seguir.

2.5 Contextualização do problema de pesquisa

No Brasil, a Resolução Normativa N° 482 (Aneel, 2012) estabelece as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia

elétrica. No entanto, com a Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015), que aprimora a Resolução anterior, é que ficou mais evidente a redução de barreiras para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, pois permite o acesso de prosumidores ao sistema de distribuição não apenas de maneira individual como também agrupados nos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, autoconsumo remoto e geração compartilhada.

O resultado disso foi que, segundo informações apresentadas em Aneel (2017a) no mês de maio, a quantidade de conexões de micro e minigeração de energia havia ultrapassado as 10 mil instalações no Brasil. Embora essa quantidade pareça ser significativa, foi estimado que no ano 2024 haverá mais de 1,2 milhão de consumidores produzindo energia elétrica através de geração distribuída.

Outro ponto importante é a possibilidade dos agrupamentos, aumentando a abrangência da geração distribuída ao considerar modalidades que permitem a inserção como condomínio, consórcio, cooperativa e autoconsumo remoto. Assim, quem mora em apartamento, e não tem uma área de telhado disponível para a geração solar, pode agora gerar eletricidade em algum outro local (por exemplo na sua chácara ou então na casa de praia de sua propriedade) e desse modo utilizar os créditos de energia gerados para compensar a energia do seu apartamento, embora restrito à área de concessão da distribuidora, na modalidade de autoconsumo remoto.

Há também a modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, que permite a criação de um condomínio, cooperativa ou consórcio, com o qual é possível instalar um gerador comunitário em local distinto do ponto de consumo de qualquer um dos condôminos, cooperativados ou consorciados (Aneel, 2015).

Diante das condições apresentadas, um possível prosumidor individual ou agrupado buscará dispor de energia elétrica de modo a atender suas necessidades com o menor custo. Particularmente, a energia que o agrupamento de prosumidores necessita deverá ser atendida através das fontes disponíveis no agrupamento ou através da distribuidora local de energia elétrica. Também deve-se admitir a possibilidade de venda de excedentes, no entanto, no Brasil somente é permitida a compensação da energia excedente, conforme explicado anteriormente.

Diante disto, o principal desafio está em determinar qual deverá ser a combinação ótima das opções de oferta de energia que estão disponíveis para uma comunidade, de modo a atender sua demanda de energia elétrica ao menor custo possível. Sendo assim, será necessário definir quais e de que tamanho serão as tecnologias mais convenientes para implantação na comunidade. Neste trabalho optou-se por analisar apenas a geração solar fotovoltaica, muito embora o algoritmo utilizado permita a inserção de diversas fontes, tais como: microturbinas a gás, turbinas eólicas e grupos motor-gerador (utilizando diesel, gás ou biogás). A opção pela geração fotovoltaica se deve ao significativo crescimento de instalações desse tipo no Brasil, embora isso ocorra em unidades individuais.

Para uma representação apropriada dos RED que deverão compor a comunidade, é importante conhecer os custos de investimento (aquisição e instalação, manutenção e operação); a vida útil de cada equipamento; a potência nominal da unidade, bem como suas características termodinâmicas (quando for o caso).

Como as tecnologias utilizadas possuem vida úteis diferentes, os custos de investimentos devem ser anualizados e somados aos custos anuais de manutenção e operação, permitindo assim que as alternativas sejam facilmente comparáveis.

Com o aumento do nível de detalhamento do problema que se quer representar, também aumenta o tamanho do mesmo. Assim, optou-se por representar o comportamento da demanda ao longo do ano por curvas típicas de dias de semana e de final de semana, para cada mês do ano, sendo que cada dia é discretizado em 24 períodos de uma hora. Desta forma, a energia consumida ou produzida no decorrer de uma hora será considerada com uma potência constante, que corresponde ao valor médio nessa hora.

Neste problema há várias fontes de incertezas, a começar pelas fontes de geração distribuídas que podem falhar e comprometer toda a comunidade. Para o sistema fotovoltaico deve ser levado em conta o fato de que tem sua capacidade de produção de energia diretamente associada à disponibilidade da fonte primária, a qual é caracterizada por apresentar intermitência. Outra incerteza está associada à forma como a energia é consumida dentro da comunidade, pois depende do comportamento individual dos prosumidores associados nessa comunidade.

Neste trabalho não serão realizados os tratamentos das incertezas mencionadas, pois, a sua inclusão aumentaria significativamente o tamanho do problema, dificultando a obtenção de uma solução, ou tornando difícil diferenciar o impacto individual de cada fonte de incerteza.

O problema será tratado com um modelo matemático de otimização que considera na função objetivo o fluxo de caixa de diferentes alternativas de geração fotovoltaica que podem ser adotadas pela comunidade de prosumidores. Assim, de forma geral, a função objetivo avalia o custo de investimento associado à adoção de uma alternativa de geração, o custo evitado da compra de energia da concessionária e o custo de manutenção da tecnologia.

2.6 O problema de seleção e operação de sistema de geração

Através do levantamento bibliográfico realizado, foi possível observar que vários modelos de otimização abordam o problema de forma determinística, avaliando a viabilidade econômica de implantação de fontes de geração e utilização dos RED, como nos trabalhos de Marnay, Chard, Hamachi, Lipman, Moezzi, Ouglal e Siddiqui (2001); Villalva & Ramos (2003), Siddiqui, Marnay, Bailey e Lacommare (2004) e Firestone, Stadler e C (2006). Os modelos de Marnay et al (2001) e de Firestone, Stadler e C (2006) são do tipo de programação linear inteira mista², assim como o modelo utilizado neste trabalho.

Através do estudo dos modelos determinísticos do levantamento bibliográfico foi possível perceber algumas semelhanças com a pesquisa atual. O modelo de Marnay et al (2001) minimiza a função objetivo para atender os custos anuais de suprimento da demanda. Os custos

² Modelo de programação linear inteira mista, são modelos em que tanto a função objetivo como as restrições são representadas por equações lineares e possuem variáveis que podem assumir valores inteiros e variáveis que podem assumir valores contínuos.

de operação dos RED no estudo de Villalva e Ramos (2003) foram determinados para o período de um ano e incorporou tarifas de compra de energia.

Foram identificadas algumas diferenças entre esses estudos e o modelo desta pesquisa como por exemplo, o modelo de Siddiqui et al (2004) aborda apenas fontes convencionais, enquanto que no modelo proposto neste trabalho, trabalha com fontes de geração fotovoltaica. O modelo de Firestone, Stadler e C (2006) considera que os RED já estão implantados em uma microrrede enquanto que no trabalho proposto os RED serão selecionados a partir de uma lista de fornecedores. O modelo de Firestone, Stadler e C (2006) também considera o armazenamento de energia térmica e a resposta da demanda, aspectos esses que não serão considerados na pesquisa atual. Todos os modelos destacados acima representam apenas a venda de energia enquanto que neste trabalho o modelo representa o sistema de compensação (*net metering*).

Ainda no levantamento bibliográfico foi possível identificar que alguns autores incluíram o tratamento de incertezas em seus modelos como foi apresentado nos estudos de Villalva e Ramos (2004), Siddiqui e Marnay (2008), Ruiz, Philbrick, Zak, Cheung e Sauer (2009), Pappala, Erlich e Rohrig (2009), Quevedo (2009), Asano, Ariki e Bando (2010), Niknam (2012), Baziar e Kavousi-Fard (2013), Prodan e Zio (2013), Chaouachi, Kamel, Andoulsi e Nagasaka (2013), Farzan (2013), Rathnayaka (2014) e Ye, Tao, Ettore, Yijia e Yong (2016).

Vale ressaltar que este trabalho não fará o tratamento das incertezas, entretanto foram encontradas semelhanças com as pesquisas que incluem o tratamento de incertezas como podem ser observadas em Villalva e Ramos (2004) que abordam um modelo de programação linear inteira mista. A pesquisa de Quevedo (2009) apresenta no modelo a minimização do custo total de demanda de energia para um ano. Já Asano, Ariki e Bando (2010) trazem um modelo para seleção dos RED enquanto que a pesquisa de Niknam (2012) utiliza RED de origem renováveis cuja geração apresenta característica de intermitência associada a fonte solar e eólica, incertezas que também foram retratadas na pesquisa de Baziar e Kavousi-Fard (2013).

No que tange às diferenças encontradas, a pesquisa de Villalva e Ramos (2004) que busca minimizar o custo total do atendimento da demanda em duas etapas: contratos de energia e combustíveis e a operação do sistema, enquanto que no trabalho atual isto ocorre em apenas uma etapa. As incertezas na pesquisa de Siddiqui e Marnay (2008) estão associadas aos custos de produção local e compra de energia, já a pesquisa atual não tratará as incertezas, porém serão utilizadas variáveis que são incertas. Deste modo será associada a este trabalho a variabilidade da geração de energia das fontes fotovoltaicas devido à influência da irradiação solar.

Villalva e Ramos (2004), Pappala et al (2009), Quevedo (2009), Baziar e Kavousi-Fard (2013) e Farzan (2013) avaliam as incertezas de demanda de energia elétrica e geração de energia eólica através de uma árvore de cenários. Isso se diferencia no modelo proposto nesta pesquisa, que não fará o tratamento das incertezas.

Chaouachi et al (2013) propõe um modelo diferente que utiliza inteligência artificial para modelar as incertezas na demanda e na geração de energia eólica e solar, além de ser um modelo de programação linear multiobjetivo.

Rathnayaka (2014) apresenta um modelo multiobjetivo baseado em um sistema multiagente utilizando a plataforma JADE para auxiliar o coordenador da Comunidade a selecionar os prosumidores e alocar objetivos ótimos tanto entre os prosumidores pertencentes a comunidade como também na relação com compradores externos de energia. Ye et al. (2016) também utilizaram técnicas baseadas em multiagente, com programação não-linear e foi implementado na Plataforma Python, com uma representação em quatro camadas visando caracterizar a comunidade e as melhores estratégias de incentivo para obter o desempenho desejado. Os trabalhos de Rathnayaka (2014) e Ye et al. (2016) se diferenciam do modelo desta pesquisa, que foi implementado na plataforma GAMS e trata-se de um modelo de programação linear inteira mista que busca minimizar o custo total anual de demanda de energia do prosumidor.

O trabalho de Lotero e Colombari (2015) apresenta um modelo para seleção e operação de tecnologias que incorpora na modelagem dos RED a possibilidade de cogeração, queima de gás bem como a resposta da demanda. Vale ressaltar que nesse trabalho o modelo elaborado permite a utilização para qualquer tipo de demanda do prosumidor e possibilita análises a respeito da influência dos parâmetros de entrada como os custos de aquisição, custos de manutenção e operação das fontes e tarifas de compra e venda de energia e gás sobre as variáveis de tomada de decisão. A formulação matemática constitui um modelo de programação linear inteira mista, que visa minimizar o custo total anual de operação para atender a demanda, que foi implementado na linguagem GAMS e resolvido com o solver CPLEX. Ainda, decisões para considerar as incertezas foram obtidas através de uma árvore de cenários.

O modelo apresentado neste trabalho foi adaptado de Lotero e Colombari (2015), considerando o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), além de que foram incorporadas fontes de energias renováveis com suas características de intermitência através do fator de capacidade por hora do dia e por mês. Para implementar esse problema de otimização foi utilizado o software GAMS e também o Microsoft Excel para organizar os parâmetros e variáveis de entrada e saída.

Finalmente, a hipótese testada nesta pesquisa pode ser colocada da seguinte maneira:

Se selecionar e operar de forma conjunta os RED de um grupo de prosumidores, unidos na forma de uma comunidade, então os benefícios econômicos serão maiores.

2.7 Conclusão

De acordo com a literatura estudada, dois tipos de agrupamentos são relevantes para esse trabalho, a *Virtual Power Plant* e a Comunidade Virtual.

Também foi verificado que no Brasil é utilizado o sistema de compensação de energia *net metering* como modelo para conexão de fontes renováveis a rede de distribuição. Além disso, foram apresentados os tipos de estruturas tarifárias existentes no Brasil para os consumidores pertencentes a classe baixa tensão, bem como, foi contextualizado o problema dessa pesquisa que se refere a seleção e operação de fontes de geração de energia.

Capítulo 3

Modelo matemático

3.1 Introdução

O modelo matemático utilizado para o desenvolvimento deste trabalho foi adaptado de Lotero e Colombari (2015), o qual permite avaliar investimentos a partir de tecnologias de fontes de geração distribuída em que a origem da fonte primária de energia é o sol. O modelo leva em conta os custos anualizados de investimento, custo fixo de operação e manutenção e custo com a compra de energia da distribuidora.

O investimento inicial está associado aos gastos iniciais de implantação dos RED, isto é, toda a estrutura que deverá ser adquirida para que o consumidor se torne um prosumidor de energia elétrica. Nesse caso para o custo de investimento já está incluso os custos dos painéis solares, inversores e dispositivos de controle e proteção do sistema, bem como os gastos associados à sua instalação.

O custo de operação e manutenção dos RED corresponde aos gastos necessários para manter o pleno funcionamento durante toda a sua vida útil, incluindo substituição de peças e despesas com mão de obra.

No que tange aos benefícios é possível citar a redução da compra de energia oriunda da distribuidora, para o atendimento da demanda do prosumidor, e também a possibilidade de compensação de energia com a concessionária. No caso brasileiro a venda de energia é proibida por parte dos consumidores cativos, assim sendo o prosumidor terá que optar pela compensação de energia.

O modelo desenvolvido neste trabalho é do tipo de programação linear inteira mista, o qual pode ser resolvido utilizando-se técnicas clássicas de otimização, tendo como objetivo minimizar o custo anualizado da instalação dos recursos energéticos distribuídos. A alternativa ótima é escolhida de uma lista com diversas tecnologias de conversão e tamanhos de unidades, das quais se conhece os custos de investimento, operação e manutenção, a potência nominal e a vida útil. Também é necessário conhecer a curva de carga prevista do prosumidor, a modalidade tarifária na qual se enquadra, o fator de capacidade que está associado à curva de irradiação solar prevista a localidade em que serão implantados os RED, o fator de ajuste que é uma constante utilizada para ajustar a energia gerada em um posto e compensada em outro

posto diferente do qual ela foi gerada e a taxa de atratividade esperada do investimento em GD. Todos esses parâmetros são às entradas do modelo e devem ser inseridas pelo usuário. O diagrama esquemático da ferramenta a qual foi adaptada do modelo proposto por Lotero e Colombari (2015) é ilustrado na Figura 3.1.

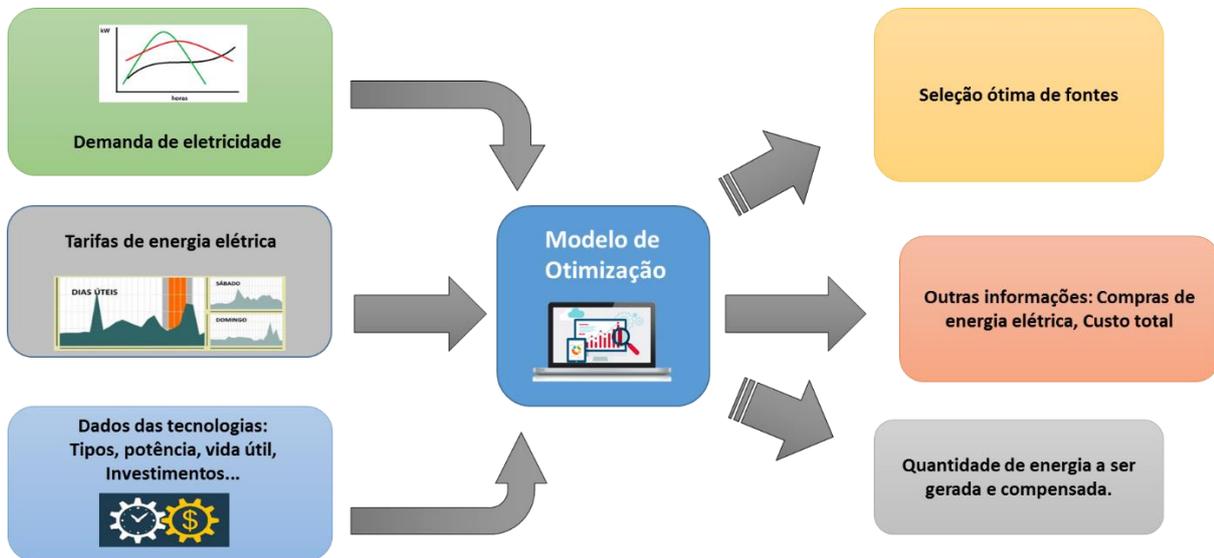


Figura 3.1: Diagrama do modelo de otimização. Fonte: Adaptado de Lotero e Colombari (2015).

Também pode-se observar no Figura 3.1 que, ao realizar a simulação, um dos dados de saída fornecido pelo modelo é a fonte ou o conjunto de fontes selecionadas de maneira ótima a partir de uma lista pré-estabelecida de fontes disponíveis para atender a demanda do prosumidor.

De maneira análoga, outros dados de saída que o modelo é capaz de fornecer são o custo total em [R\$/ano] do prosumidor para atender a demanda de energia elétrica, a quantidade de energia comprada da distribuidora, a quantidade de energia gerada pelas fontes de geração fotovoltaicas e a quantidade de energia disponível para ser compensada.

3.2 Descrição do modelo

A seguir é descrita a nomenclatura utilizada no desenvolvimento matemático:

Índices

h	Hora do dia
i	Tecnologias de geração
m	Meses do ano
p	Tipos de dia – semana (<i>sem</i>) e final de semana (<i>fsem</i>).
t	Postos tarifários.

Parâmetros

$CDISP_m$	Custo de disponibilidade para cada mês do ano [R\$].
-----------	--

$CFMO_i$	Custo fixo de manutenção e operação das fontes [R\$/kW] para cada tecnologia i .
$DEM_{m,p,h}$	Energia consumida pelo prosumidor no mês m , em cada dia típico p , de cada hora h [kWh].
FA	Fator de ajuste é uma constante utilizada para converter a energia gerada em um posto tarifário e que pode ser consumida em outro posto tarifário diferente.
$FC_{m,h}$	Fator de capacidade é uma constante multiplicativa para a potência máxima de geração solar para cada mês m e para cada hora h .
Int	Taxa de remuneração de capital [%].
INV_i	Custo de Investimento da tecnologia de geração i [R\$].
$MAXCAP_i$	Potência máxima em [kW], para cada tecnologia i .
ND_p	Quantidade de dias típicos de semana e final de semana do mês.
$REDISP$	Recurso disponível para investimento [R\$].
TCE	Tarifa de compra de energia da concessionária [R\$/kWh].
VU_i	Vida útil da tecnologia de geração [anos].

Variáveis

$DM_{m,h,p}$	Quantidade de energia que é tarifada pela concessionária no mês m , hora h , do dia típico p [kWh].
X_i	Variável binária para seleção da tecnologia de geração i .
$DG_{i,m,p,h}$	Energia gerada para atender a demanda local em [kWh] pela tecnologia i , no mês m , do dia típico p e hora h .
$DGW_{m,p,h}$	Energia gerada para compensação em [kWh] no mês m , do dia típico p e hora h .
$ENER_t$	Energia acumulada em cada posto tarifário t .

3.2.1 Função objetivo

A função objetivo a ser minimizada representa os custos anuais com investimento, operação e manutenção das tecnologias de geração de energia, bem como os custos relacionados à compra de energia elétrica da distribuidora, para atender a demanda de energia tanto dos prosumidores conectados à rede de energia de maneira individual ou agrupado através de uma comunidade virtual de energia.

Ressalta-se que alguns parâmetros das tecnologias são variáveis com o nível de geração, resultando em não linearidades, para o qual foi necessário fazer algumas simplificações como, por exemplo, considerar constantes o rendimento e os custos de operação e manutenção. Isto por conta de que a representação das não linearidades aumentaria a complexidade do modelo.

Na equação (1) é apresentada a função objetivo, a qual será descrita a seguir.

$$z = \sum_m \sum_h \sum_p NDp * (DM_{m,h,p} * TCE_{m,h,p}) + \sum_i X_i * \{CFMO_i + INV_i * [Int / (1 - (1 + Int)^{VU_i})]\} \quad (1)$$

O primeiro termo da função objetivo representa os custos com compra de energia elétrica para dias típicos p (semana e final de semana), durante a hora h , no mês m . Sendo a variável DM a demanda de energia a ser paga pelos prosumidores a distribuidora de energia e TCE a tarifa a ser paga pelo respectivo serviço.

O segundo termo simboliza o custo anualizado de investimento em tecnologias de geração de energia. Sendo X uma variável binária que será igual a 1 quando a tecnologia i é selecionada. O parâmetro $CFMO$ está associado ao custo fixo de manutenção e operação das fontes, pois em tecnologias de geração fotovoltaica os inversores possuem uma vida útil média de 12 anos e o custo do mesmo é em torno de 25% do custo de aquisição de todo o conjunto de geração. Dessa maneira, neste trabalho o custo fixo de manutenção e operação busca representar o valor necessário para realizar a troca do inversor quando o mesmo chegar ao fim da sua vida útil. O parâmetro INV representa o custo de aquisição das tecnologias de geração de energia. Como podem existir tecnologias com diferentes vidas útil é então utilizado o fator de anualização para que seja possível realizar a comparação dessas diferentes tecnologias dentro de um mesmo período. No fator de anualização $[Int / (1 - (1 + Int)^{VU})]$ foi utilizada a vida útil da tecnologia que está sendo avaliada e a taxa de remuneração do capital investido.

3.2.2 Restrições

A minimização da função objetivo está sujeita ao conjunto de restrições que serão descritas a seguir e buscam representar características técnicas e econômicas com base no sistema de compensação.

Conforme mencionado, neste trabalho o modelo matemático foi adaptado do modelo de Lotero e Colombari (2015), mas possui diferenças, uma delas está na forma como é disponibilizada a energia para compensação. Pois, para que fosse possível tal representação, foi necessário estabelecer que toda energia gerada pelas tecnologias de geração disponíveis está associada a três postos tarifários aqui descritos por t_1 , t_2 e t_3 .

Para melhor entendimento deste modelo matemático na Figura 3.2 é feita uma analogia a um sistema compostos por diferentes caixas d'água, de forma que fosse possível representar o sistema de compensação de energia utilizado no Brasil.

Desta maneira pode ser visualizado na Figura 3.2 que toda energia gerada pelas diversas tecnologias disponíveis em cada tipo de dia e para cada hora do dia estará associada a um determinado posto t o qual representa o horário de ponta, o horário fora de ponta e o horário intermediário que por sua vez são representados pelas respectivas caixas d'água $ENER(t_1)$, $ENER(t_2)$ e $ENER(t_3)$.

Como no Brasil existem apenas três postos tarifários para a modalidade tarifa branca, então foram utilizadas quatro caixas d'água, três que representarão os três postos tarifários (horário de ponta, horário fora da ponta e horário intermediário) e mais uma caixa d'água que representa a rede da distribuidora.

A primeira e maior de todas é a caixa d'água DM que representa a rede de energia elétrica da concessionária essa caixa d'água pode fornecer “água”, ou seja, energia para atender a demanda do prosumidor qualquer que seja o posto tarifário, sem que seja necessário a utilização do fator de ajuste. Isso pode ser visto na Figura 3.2.

A segunda caixa d'água expressa por $ENER(t_1)$ representa a energia gerada por todas as tecnologias disponíveis durante os dias de semana e no horário de ponta de modo que essa energia está associada ao posto t_1 o qual foi arbitrado neste trabalho como sendo o horário de ponta.

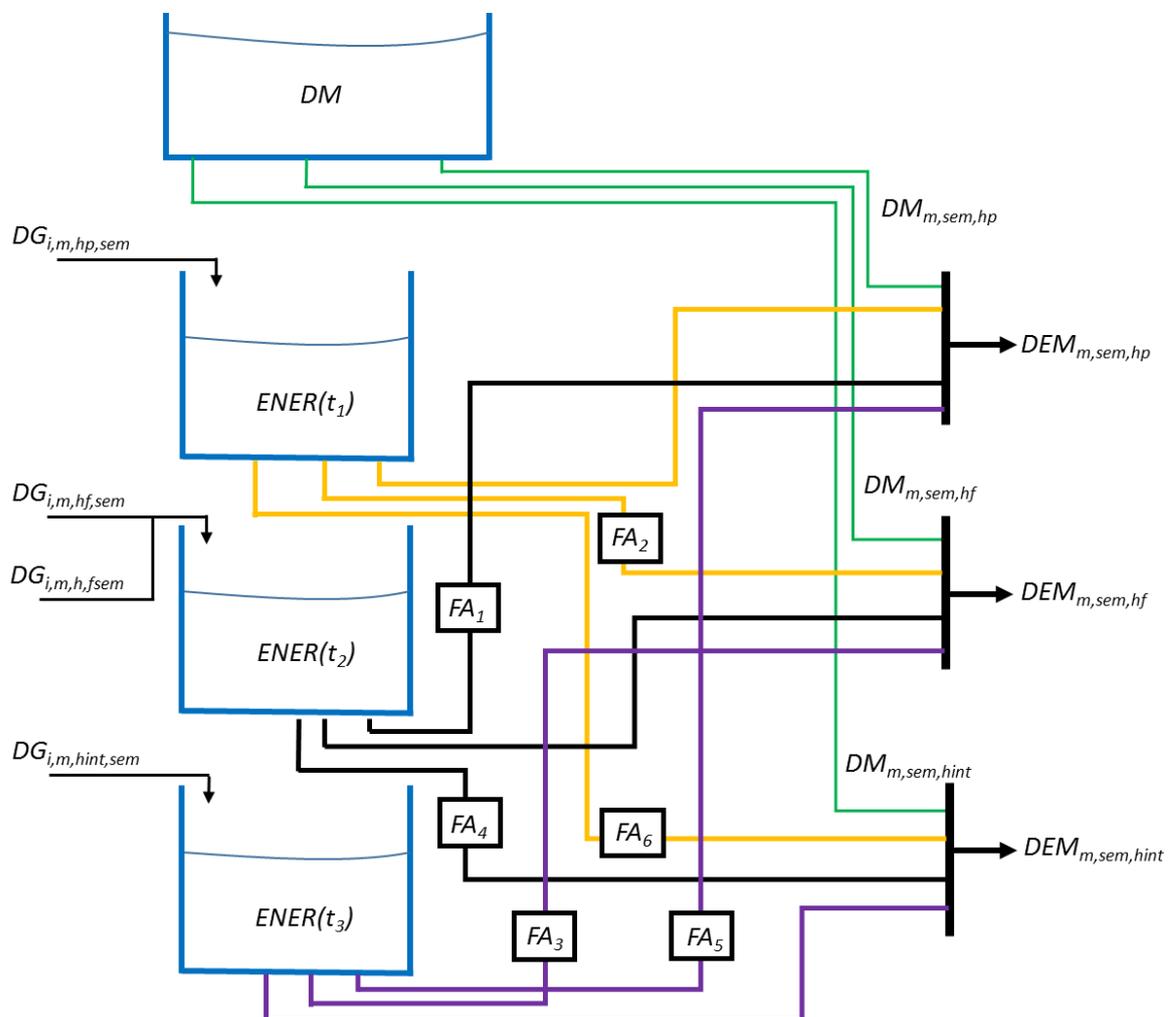


Figura 3.2: Analogia modelo matemático. Fonte: próprio autor

De modo semelhante toda a energia gerada por todas as tecnologias disponíveis durante os dias de semana e final de semana e no horário fora de ponta está associada ao posto t_2 , que foi arbitrado de modo a representar o horário fora de ponta. Dessa maneira a energia gerada nesses horários estará associada a caixa d'água $ENER(t_2)$.

Por fim, de forma análoga toda a energia gerada por todas as tecnologias disponíveis durante os dias de semana e no horário intermediário será associada ao posto t_3 e desta forma vão fazer parte da energia associada a caixa d'água $ENER(t_3)$.

Sendo assim, o conjunto de equações formadas pelas equações 2, 3 e 4 estabelece que toda energia gerada em um determinado horário, através das tecnologias disponíveis estará associada a um determinado posto tarifário.

A equação (2) estabelece que toda energia gerada pelas tecnologias disponíveis durante os dias de semana e no horário de ponta estará associada (“armazenada na rede de distribuição”) ao posto t_1 .

$$\sum_i \sum_m \sum_h ND(sem) * DG_{i,m,hp,sem} = ENER(t_1) \quad (2)$$

A equação (3) estabelece que toda energia gerada durante os dias de semana e no horário fora de ponta, mais a energia gerada durante os dias de final de semana estará associada ao posto t_2 .

$$\sum_i \sum_m \sum_h ND(sem) * DG_{i,m,hf,sem} + \sum_i \sum_m \sum_h ND(fsem) * DG_{i,m,h,fsem} = ENER(t_2) \quad (3)$$

A equação (4) estabelece que toda energia gerada durante os dias de semana e no horário intermediário estará associada ao posto t_3 .

$$\sum_i \sum_m \sum_h ND(sem) * DG_{i,m,hint,sem} = ENER(t_3) \quad (4)$$

A equação (5) estabelece que toda energia “armazenada” em cada posto tarifário deve ser maior ou igual a energia usada para compensação em todos os meses m , em todos os dias p , em todos os postos tarifários t e em todas as horas h .

$$ENE(t) \geq \sum_m \sum_p \sum_h ND(p) * DGW_{m,p,t,h} \quad (5)$$

O conjunto de restrições formadas pelas equações (6), (7), (8) e (9), estabelecem o balanço de potência entre as diferentes opções de oferta de energia e demanda para atender o prosumidor individual ou a comunidade quando for o caso.

Neste ponto, um aspecto que vale a pena evidenciar é que a demanda pode ser atendida através da distribuidora de energia ou da energia disponível para compensação dos postos t_1 , t_2 e t_3 as quais foram geradas pelas tecnologias de geração solar fotovoltaica.

Entretanto, embora as energias disponíveis para compensação estejam associadas aos três postos explicados anteriormente, o sistema de compensação brasileiro permite que a energia gerada em um determinado posto horário seja utilizado para compensar um posto horário diferente. Diante disso, para que a energia seja utilizada para compensar um posto diferente do qual ela foi gerada, essa energia deverá ser ajustada através de um parâmetro chamado de fator de ajuste.

O valor do fator de ajuste é calculado através da relação do valor da tarifa em [R\$/kW] do posto de origem pelo valor da tarifa em [R\$/kW] do posto que será consumida a energia.

Desta maneira como neste trabalho existem três postos t_1 , t_2 e t_3 , os quais foram utilizados para representar o horário de ponta, o horário intermediário e o horário fora de ponta logo existem seis parâmetros de fator de ajuste.

A equação (6) representa o balanço de potência entre as diferentes opções de oferta de energia e demanda, de forma a garantir o pleno abastecimento da demanda no posto tarifário ponta.

$$\frac{DM_{m,sem,hp} + DGW_{m,sem,t_1,hp} + DGW_{m,sem,t_3,hp} * F_{A5} + DGW_{m,sem,t_2,hp} * F_{A1}}{DEM_{m,sem,hp}} = \quad (6)$$

A equação (7) representa o balanço de potência entre as diferentes opções de oferta de energia e demanda, de forma a garantir o pleno abastecimento da demanda no posto tarifário fora de ponta para os dias de semana.

$$\frac{DM_{m,sem,hf} + DGW_{m,sem,t_2,hf} + DGW_{m,sem,t_3,hf} * F_{A3} + DGW_{m,sem,t,hf} * F_{A2}}{DEM_{m,sem,hf}} = \quad (7)$$

A equação (8) representa o balanço de potência entre as diferentes opções de oferta de energia e demanda, de forma a garantir o pleno abastecimento da demanda no posto tarifário intermediário.

$$\frac{DM_{m,sem,hint} + DGW_{m,sem,t_3,hint} + DGW_{m,sem,t_1,hint} * F_{A6} + DGW_{m,sem,t_2,hint} * F_{A4}}{DEM_{m,sem,hint}} = \quad (8)$$

A equação (9) representa o balanço de potência entre as diferentes opções de oferta de energia e demanda, de forma a garantir o pleno abastecimento da demanda no final de semana.

$$\frac{DM_{m,fsem,h} + DGW_{m,fsem,t_2,h} + DGW_{m,fsem,t_3,h} * F_{A3} + DGW_{m,fsem,t_1,h} * F_{A2}}{DEM_{m,fsem,h}} = \quad (9)$$

Outra diferença deste trabalho em relação ao modelo proposto por Lotero e Colombari (2015) é que o trabalho dos autores era baseado em tecnologias de geração convencionais, no qual as intermitências devido a variabilidade das tecnologias baseadas em geração renovável não eram representadas.

Diante disso, e com base na equação (10), neste trabalho é representada a variabilidade da irradiação solar. Para realizar essa representação foi criado um parâmetro o qual foi dado o nome de fator de capacidade, esse fator é calculado a partir da relação dos dados históricos de geração de uma planta fornecidos pela concessionária Copel e da potência instalada da mesma.

A equação (10) estabelece o limite máximo de potência para a geração de energia elétrica a partir do conjunto de fontes de geração fotovoltaico.

$$DG_{i,m,p,h} = X_i * MAXCAP_i * FC_{m,h} \quad (10)$$

Um ponto interessante representado pela equação (11) é o custo de disponibilidade, esse custo já foi abordado em seção referente as estruturas tarifárias, contudo esse custo representa um valor que deve ser pago a empresa distribuidora de energia, mesmo que o prosumidor tenha energia suficiente para compensar toda a sua tarifa de energia. Devido a essa restrição é impossível o prosumidor obter custo igual a zero na tarifa de energia.

Sendo assim, a equação (11) estabelece que a energia a ser paga para a concessionária deve ser maior ou igual ao custo de disponibilidade.

$$\sum_p \sum_h ND(p) * DM_{m,p,h} * TCE_{m,p,h} \geq Cdisp_m \quad (11)$$

Por fim, a equação (12) estabelece um limite máximo para o prosumidor realizar investimento na seleção de tecnologias de geração.

$$\sum_i X(i) * INV_i \leq Redisp \quad (12)$$

3.3 Conclusão

No decorrer desse capítulo foi realizada a representação do problema, com base no sistema de compensação de energia, sob o ponto de vista determinístico, através de um modelo de programação linear. Isto implica na vantagem de poder resolver o modelo utilizando-se das técnicas de otimização clássica, que estão disponíveis em *solvers* comerciais como, por exemplo, o CPLEX.

A diferença deste modelo do encontrado na literatura é que este foi adaptado para representar o sistema de compensação de energia. Outra diferença, está no fato de que o mesmo foi preparado para receber as tecnologias de geração com base em energia renovável de origem solar, a qual são tecnologias comumente conhecidas por apresentar intermitência devido a variabilidade da irradiação solar.

Além disso, neste modelo também é possível estabelecer um limite máximo para investimento em tecnologias de geração de energia. Reforça-se que o modelo matemático apresentado neste capítulo não fará o tratamento das incertezas tendo em vista que as mesmas não compreendem o escopo desta pesquisa.

Capítulo 4

Testes e resultados

4.1 Introdução

Neste capítulo será utilizado o modelo matemático apresentado anteriormente para calcular o custo total anualizado dos prosumidores e avaliar os benefícios econômicos quando se pretende realizar investimentos em fontes de geração solar em uma comunidade de prosumidores.

O modelo foi implementado na linguagem GAMS e para sua solução foi utilizado o solver CPLEX. Os dados de entrada são fornecidos ao GAMS por meio de uma interface com o *software* Excel. Os resultados, tais como custo total anualizado para atender a demanda do prosumidor, tecnologias de geração de energia e custo de aquisição das tecnologias podem ser vistos tanto na plataforma GAMS ou através da mesma interface com o Excel.

Sendo assim, no decorrer deste capítulo, será exposto a descrição do sistema teste e a descrição dos dados de entrada utilizados para a realização das simulações com base no modelo matemático adaptado. Para isso, serão apresentados os custos de aquisição, manutenção, potência instalada e vida útil das tecnologias de geração de energia, a demanda de energia dos prosumidores e das comunidades, as tarifas de energia para as modalidades tarifárias avaliadas, o fator de capacidade e o fator de ajuste.

Para a realização das simulações será caracterizado o sistema teste, o qual é utilizado para que se possa avaliar os benefícios do prosumidor individual e quando o mesmo tem a opção de se conectar a uma comunidade de prosumidores.

Mais adiante, serão mostrados, através de tabelas e gráficos, os resultados obtidos a partir do modelo matemático como os custos totais anualizados para o atendimento da demanda de energia elétrica dos prosumidores individuais e em comunidades, antes e após a seleção das tecnologias de geração, para dois tipos de estrutura tarifária.

Também serão apresentadas as tecnologias de geração de energia ótimas selecionadas a partir do modelo matemático, bem como os seus respectivos custos de aquisição. Por fim, há uma comparação dos benefícios que prosumidores podem obter a partir de três casos hipotéticos avaliados.

4.2 Sistema teste

Para que fosse possível a realização dos testes, foi criado um sistema teste hipotético, com o propósito de aproximar-se, o máximo possível, da realidade brasileira a fim de representar o sistema de compensação.

Nesse sentido, o sistema teste foi elaborado de forma a reproduzir a realidade de um condomínio, localizado na região de Foz do Iguaçu - Paraná e atendido pela Companhia Paranaense de energia (COPEL). As unidades consumidoras foram avaliadas com base em dois tipos de modalidades tarifárias: tarifa convencional baixa tensão e tarifa branca. A tecnologia de geração de energia que pode ser selecionada para aquisição é a fotovoltaica por se tratar de uma tecnologia que está em crescente expansão no Brasil e atualmente é a mais utilizada em microgeração.

Cada unidade consumidora possui a opção de se tornar um prosumidor individual ou, então, agrupar-se em comunidade de acordo com a Resolução Normativa Nº 687 (Aneel, 2015). A partir do sistema teste é possível avaliar qual opção apresenta maior benefício financeiro, ou seja, menor custo anualizado para atender a demanda de energia.

A fim de representar o consumo de energia das unidades consumidoras utilizadas nesta pesquisa, foram adotadas 10 curvas típicas de consumo, variando de 300 kWh a 500 kWh. A partir do somatório destas curvas individuais, foram feitas múltiplas combinações de modo a obter a curva de consumo das comunidades. As respectivas curvas, tanto para os prosumidores individuais como em comunidades representam dias típicos de semana e finais de semana, de cada mês. As comunidades nesse trabalho foram compostas por 10, 20, 30, 40 e 50 unidades consumidoras.

A composição da comunidade neste trabalho ocorre quando os consumidores se reúnem e decidem formar uma comunidade. Sendo assim, esses consumidores têm que decidir qual a potência necessária de geração que deverá ser instalada de forma conjunta de modo a obter o máximo benefício financeiro.

Para as duas modalidades tarifárias as quais os prosumidores foram avaliados será considerado, para os prosumidores individuais, como custo de disponibilidade o valor referente a 100 kWh mensais, com base no valor da tarifa convencional baixa tensão.

No entanto, para as comunidades, o custo de disponibilidade se refere ao número de prosumidores inseridos na comunidade mais um. Por exemplo, para uma comunidade composta por 10 prosumidores, o custo de disponibilidade será equivalente ao valor de 11 vezes o preço da tarifa de 100 kWh. O fato de agregar mais um custo de disponibilidade para o caso das comunidades está associado a inserção da unidade consumidora do condomínio.

O benefício dos prosumidores individuais inseridos na comunidade é calculado através da divisão percentual do benefício da comunidade pelo número de prosumidores presentes na mesma.

Para cada prosumidor individual foi admitido, de modo arbitrário, um limite de investimento no valor de R\$ 35.000,00, de modo a representar o valor máximo disponível para o custo de aquisição da fonte selecionada que um prosumidor poderá disponibilizar. Porém, esse valor foi multiplicado pela quantidade de prosumidores quando esses estiverem inseridos em comunidades.

4.3 Dados de entrada

Os principais dados de entrada no modelo são as curvas de demanda de energia elétrica, curvas de geração de energia solar, tarifas de compra e venda de energia elétrica, bem como as características técnicas e econômicas das tecnologias que podem ser selecionadas.

Tabela 4.1: Parâmetros de entrada das tecnologias de geração. Fonte: Próprio autor.

Tecnologia disponível	MAXCAP [kW]	CFMO [R\$/ano]	INVES [R\$]	VU [Ano]
I1	2,24	358,00	17.200,00	25
I2	3,08	396,00	19.000,00	25
I3	3,36	442,00	21.200,00	25
I4	4,48	542,00	26.000,00	25
I5	5,04	598,00	28.700,00	25
I6	5,60	662,00	31.800,00	25
I7	6,16	729,00	35.000,00	25
I8	6,72	794,00	38.100,00	25
I9	7,28	854,00	41.000,00	25
I10	8,40	979,00	47.000,00	25
I11	10,08	1.179,00	56.595,00	25
I12	10,72	1.229,00	59.000,00	25
I13	12,73	1.394,00	66.900,00	25
I14	12,73	1.466,00	70.400,00	25
I15	15,41	1.616,00	77.600,00	25
I16	15,41	1.739,00	83.500,00	25
I17	18,09	2.000,00	96.000,00	25
I18	20,70	2.208,00	106.000,00	25
I19	25,40	2.495,00	119.800,00	25
I20	30,80	2.999,00	144.000,00	25
I21	38,10	3.674,00	176.400,00	25
I22	42,20	4.374,00	210.000,00	25
I23	48,20	4.874,00	234.000,00	25
I24	58,90	5.603,00	269.000,00	25
I25	66,30	6.249,00	300.000,00	25
I26	74,30	7.082,00	340.000,00	25
I27	90,40	8.594,00	412.600,00	25
I28	108,54	10.290,00	494.000,00	25
I29	134,54	12.404,00	595.500,00	25
I30	170,80	14.914,00	716.000,00	25
I31	201,00	18.299,00	878.500,00	25
I32	241,00	21.882,00	1.050.500,00	25
I33	341,00	31.245,00	1.500.000,00	25
I34	530,00	47.909,00	2.300.000,00	25
I35	1.005,00	88.736,00	4.260.000,00	25

As características dos RED's utilizadas neste trabalho são apresentadas na Tabela 4.1, incluindo máxima capacidade de geração, custos fixos de manutenção e operação, custo de investimento e vida útil. Como se optou por considerar somente sistemas fotovoltaicos, estão incluídos no custo de investimento os valores dos inversores necessários para o acoplamento com a rede e o custo de instalação.

Para analisar os custos de investimento, foi adotada a taxa mínima de atratividade de 9,36% a.a., que corresponde à remuneração esperada para esse tipo de projeto, dado o risco envolvido e a remuneração que poderia ser obtida em aplicações com riscos similares.

As curvas de demanda dos prosumidores foram consideradas como sendo provenientes de dez prosumidores com consumo típico de 300 kWh a 500 kWh, e são representativas de dias típicos de semana e final de semana de cada mês. Observa-se que a demanda é representada através da potência média por hora, ou seja, assume-se que a energia consumida ao longo de uma hora ocorre a potência constante. Outro ponto importante é que a curva de demanda da comunidade foi obtida através da soma das demandas dos prosumidores individuais.

Na Figura 4.1 observa-se as curvas de demanda de energia elétrica correspondentes aos dias típicos de semana para todos os meses do ano referente a um único consumidor as curvas representam curvas hipotéticas encontradas na literatura. As demais curvas de demandas utilizadas neste trabalho podem ser encontradas em (<https://www5.unioeste.br/portal/pos/pgeec/sobre/publicacoes/banco-de-dados>). É possível verificar que para esse prosumidor o consumo de energia elétrica é maior entre 19hs e 23hs, coincidindo com o horário de ponta.

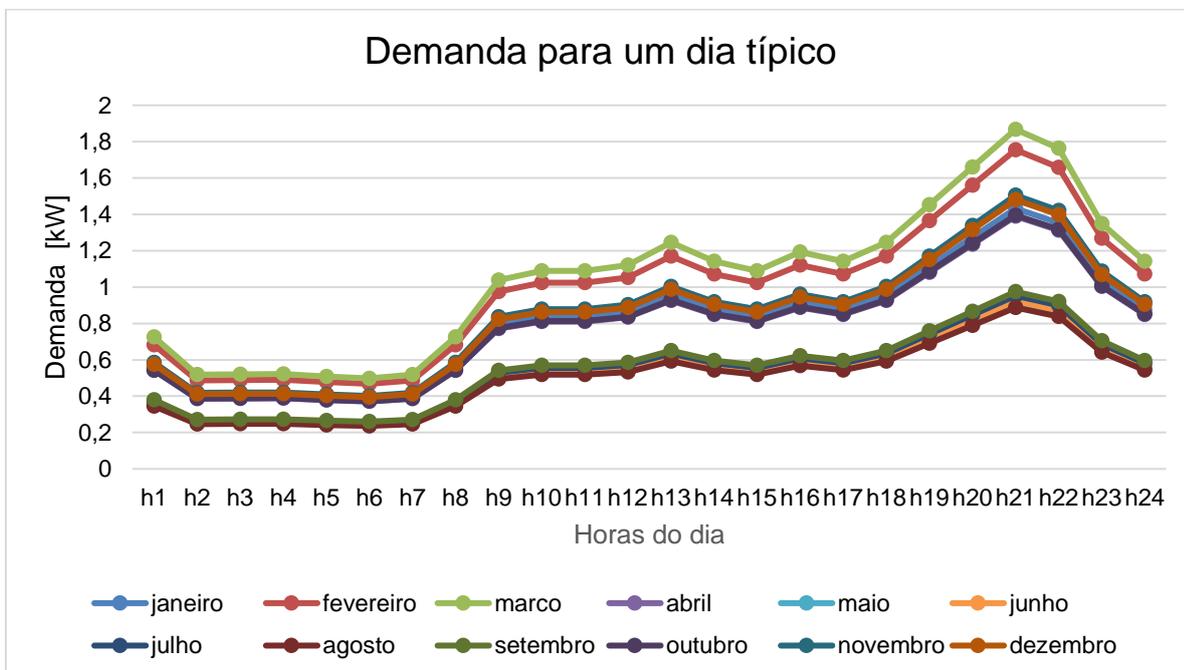


Figura 4.1: Demanda de energia elétrica de um consumidor em dias típicos de semana. Fonte: Próprio autor.

A tarifa de compra de energia elétrica é discriminada em horários de ponta, fora de ponta e intermediário, sendo que esses períodos sinalizam para o consumidor os períodos em que a

tarifa de energia possui valor diferenciado. A Tabela 4.2 mostra os valores da tarifa que corresponde à praticada pela Copel distribuidora, que atende a cidade de Foz do Iguaçu, no Paraná. A quantidade de horas de duração de cada posto e quais horários ocorrem foram apresentadas na seção referente à tarifa branca.

Tabela 4.2: Tarifa de compra de energia. Fonte: Copel (2018).

Tarifa de compra de energia em [R\$/kWh]	Posto tarifário		
	Ponta	Fora de ponta	Intermediário
Convencional BT	0,69118	0,69118	0,69118
Tarifa Branca BT	1,28136	0,58432	0,83391

O fator de capacidade também é um dado de entrada para o modelo matemático e representa o percentual que pode ser gerado pelo painel solar em virtude das variações na irradiação solar ao decorrer do ano. É calculado pela equação (13):

$$F_c = \frac{\text{Potência gerada}}{\text{Potência instalada}} \quad \forall m, h \quad (13)$$

Em que:

F_c - Fator de capacidade (assume valores entre 0 e 1)

Potência gerada - potência à qual o sistema solar gera energia no local pré-determinado [kW]

Potência instalada - capacidade instalada do sistema fotovoltaico [kW].

Cada fator de capacidade utilizado nesta pesquisa foi calculado com base nos dados reais de monitoramento de um sistema real de geração solar fotovoltaico instalado na cidade de Foz do Iguaçu, é atendido pela concessionária Copel, faz parte da estrutura tarifária convencional B1 e está inserido na modalidade autoconsumo do sistema de compensação. O mesmo é composto por 34 módulos solares, um inversor e o arranjo ocupa uma área de 39,6 m².

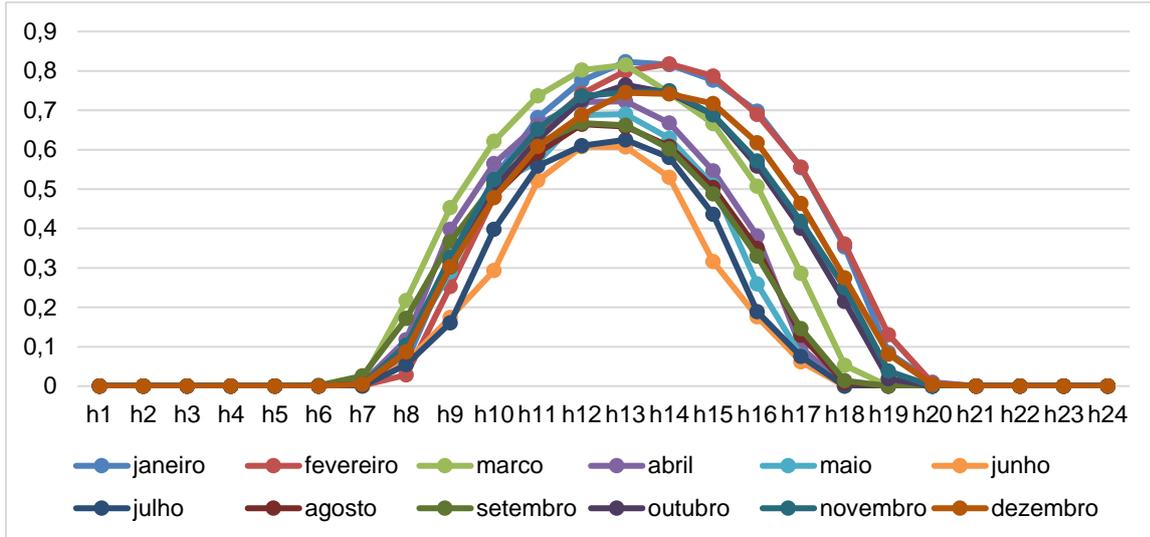


Figura 4.2: Fator de capacidade para um sistema solar de 6 kWp – Foz do Iguaçu. Fonte: Próprio autor.

Na Figura 4.2 são expostas as curvas que representam o fator de capacidade em cada hora de um dia típico para cada mês do ano. Os valores do fator de capacidade utilizados nesta pesquisa podem ser encontrados em (<https://www5.unioeste.br/portal/pos/pgeec/sobre/publicacoes/banco-de-dados>).

Os valores utilizados como fator de ajuste para este trabalho podem ser observados na Tabela 4.3 e foram calculados a partir dos valores das tarifas de energia fornecida pela concessionária Copel.

Tabela 4.3 Fator de ajuste. Fonte: Copel (2018)

Fator de Ajuste					
FP/P	P/FP	INT/FP	FP/INT	INT/P	P/INT
FA ₁	FA ₂	FA ₃	FA ₄	FA ₅	FA ₆
0,456	2,1928	1,4271	0,7006	0,6508	1,5365

4.4 Descrição dos testes realizados

Com a finalidade de atingir o objetivo proposto neste trabalho, foram realizados vários testes que envolvem a possibilidade de um prosumidor se conectar à rede da distribuidora local, de maneira individual ou em comunidade, conforme pode ser observado na Figura 4.3. A classe individual se caracteriza pela presença de apenas um único prosumidor, já a classe grupos é caracterizada pela comunidade composta por vários prosumidores. Entretanto, para ambas classes foi avaliado o impacto das modalidades tarifárias convencional e branca.

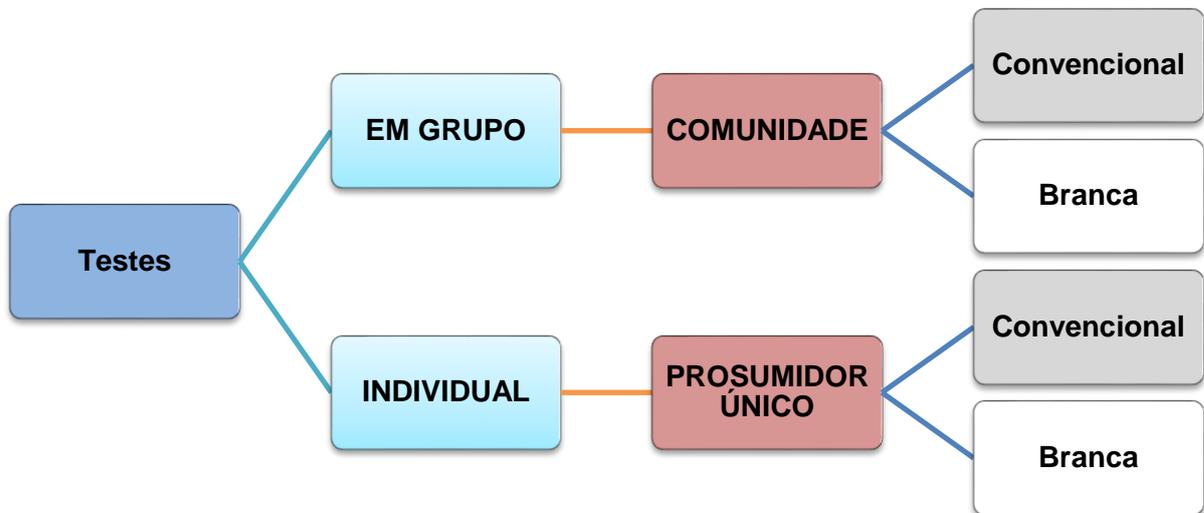


Figura 4.3: Estruturação dos testes. Fonte: Próprio autor.

Desta forma, será avaliado o benefício econômico dos prosumidores quando esses se conectam à rede de distribuição de maneira individual (autoconsumo) ou em grupo (empreendimento com múltiplas unidades consumidoras), o qual caracteriza uma comunidade.

Nesta pesquisa, os testes foram divididos em três casos, o caso base, o caso A e o caso B. A diferença entre cada caso testado se deve ao deslocamento das curvas de consumo dos prosumidores individuais. Desta maneira, para o caso base os prosumidores individuais possuem curva de consumo com pico no horário de ponta, sendo que neste horário a tarifa de energia atinge o maior valor cobrado pela distribuidora. Por isso, a comunidade formada por esses prosumidores também apresenta curva de consumo com o máximo ocorrendo no horário de ponta.

Para o caso A as curvas de consumo dos três maiores consumidores individuais, identificados no caso base, tiveram suas curvas deslocadas para o horário fora de ponta, após as 14:00 horas. A Figura 4.4 mostra a curva de consumo de um desses prosumidores que tiveram a curva de consumo deslocada para um dia típico do mês de janeiro

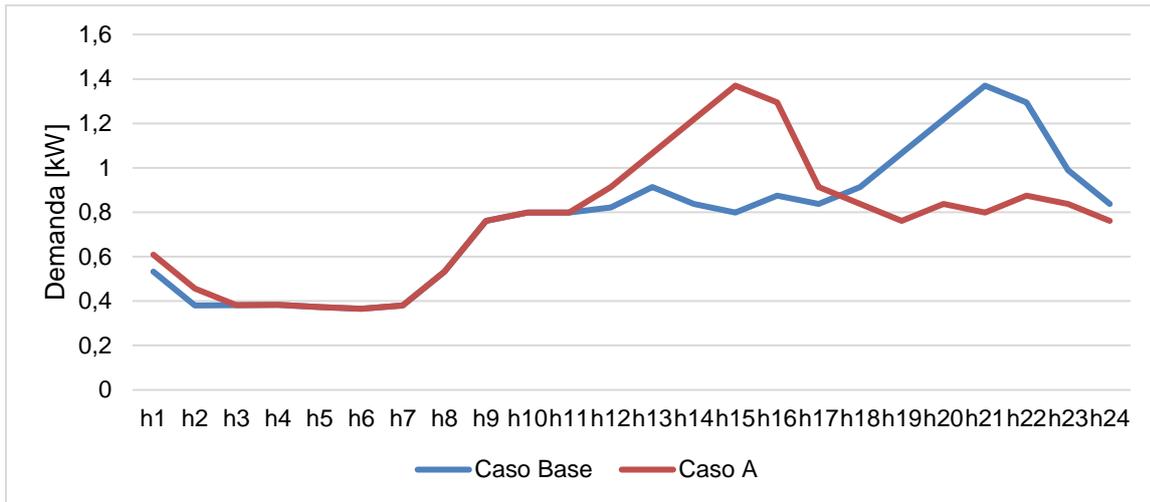


Figura 4.4: Demanda de energia de um dia típico caso para o mês de janeiro. Fonte: Próprio autor

De maneira semelhante foi alterado o perfil de consumo das comunidades em relação ao caso base, conforme é apresentado na Figura 4.5.

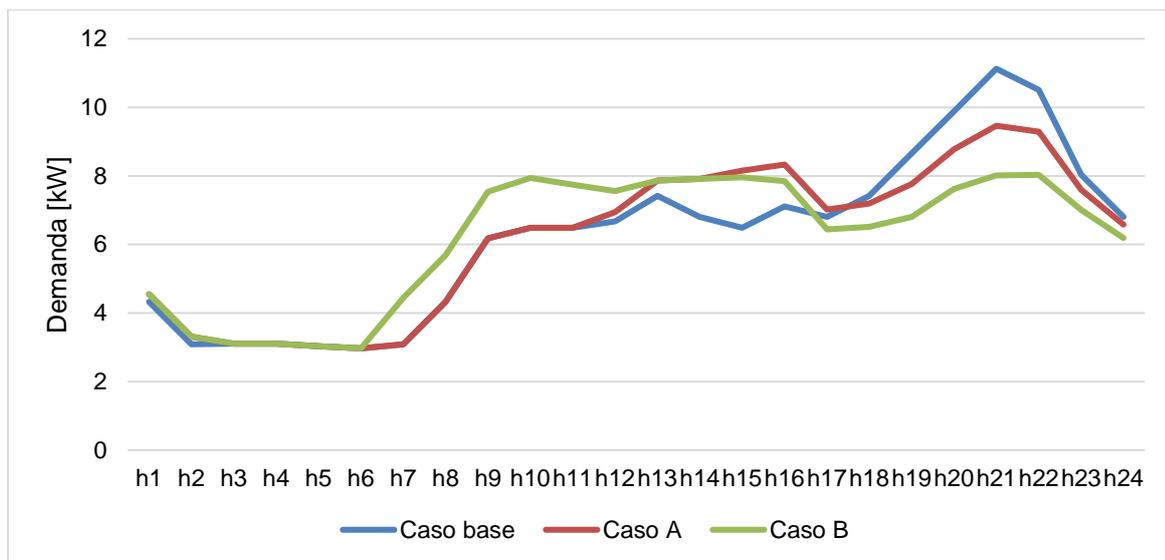


Figura 4.5: Perfil de consumo da comunidade para cada caso. Fonte: Próprio autor

Na Figura 4.5 observa-se a curva típica de demanda de uma comunidade para um dia típico do mês de janeiro para o caso base, o caso A e o caso B.

Já para o caso B as curvas de consumo dos seis maiores consumidores tiveram suas curvas deslocadas para o horário fora de ponta. Sendo que três destes consumidores tiveram o consumo deslocado semelhante ao caso A, os outros três foram deslocadas para o período da manhã.

Na Figura 4.6 são ilustradas duas possibilidades de conexão permitidas pelo sistema de compensação brasileiro, e que foram utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho. Em (a) é ilustrado um condomínio em que cada prosumidor possui uma fonte de geração solar fixada

sobre a sua própria residência, dessa forma a conexão com a rede de distribuição será feita de maneira individualizada, ou seja, prosumidor único (autoconsumo).

Em (b) é possível visualizar o mesmo condomínio, mas agora a fonte de geração está inserida em uma área de uso comum do condomínio, não mais sobre as residências, de forma a caracterizar a modalidade empreendimento com múltiplas unidades consumidoras prevista na Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015).

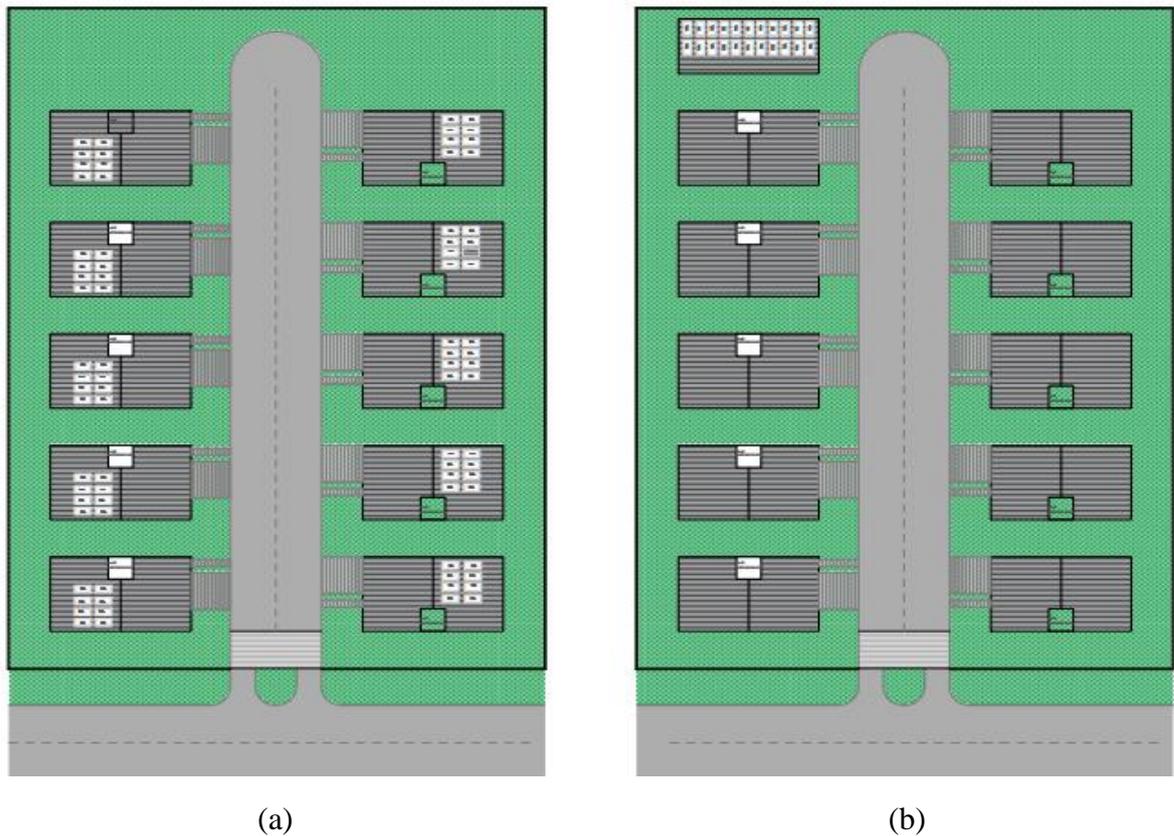


Figura 4.6: Modalidades de conexão no sistema de compensação de energia. Fonte: Próprio Autor.

4.5 Caso base

Neste caso foi considerado que os prosumidores estão inseridos na modalidade tarifária convencional em baixa tensão e tarifa branca. Os valores das tarifas de energia referem-se a essas duas estruturas respectivamente e já foram apresentadas em seção anterior.

Neste caso os prosumidores individuais possuem curva de consumo com pico no horário de ponta, sendo que neste horário a tarifa de energia atinge o maior valor cobrado pela distribuidora. Por isso, a comunidade formada por esses prosumidores também apresenta curva de consumo em que a maior parte ocorre no horário de ponta

A Tabela 4.4 apresenta os resultados do custo total anualizado dos prosumidores quando a única fonte de energia é a distribuidora, ou seja, não possuem geração e quando existe uma

fonte de geração solar fotovoltaica, os testes foram realizados para duas diferentes modalidades tarifárias. Os custos totais anualizados para atender a demanda de energia são apresentados para cada prosumidor conectado individualmente e também para as comunidades compostas por 10, 20, 30, 40 e 50 unidades consumidoras.

O benefício dos prosumidores, foram calculados a partir da diferença entre o custo total anualizado sem fontes de geração de energia e o custo total anualizado com fontes de geração de energia.

Tabela 4.4 Resultados - custo total anualizado do caso base. Fonte: Próprio autor.

Prosumidor	Tarifa Convencional			Tarifa Branca		
	Custo total [R\$/ano]		Benefício Anual [R\$/ano]	Custo total [R\$/ano]		Benefício Anual [R\$/ano]
	Sem geração	Com Geração		Sem geração	Com Geração	
Pros. 1	3878,20	1668,73	2209,47	3898,05	1668,73	2229,32
Pros. 2	3401,11	1589,21	1811,91	3418,52	1668,73	1749,78
Pros. 3	2639,72	1589,21	1050,52	2653,23	1668,73	984,50
Pros. 4	3423,47	1589,21	1834,26	3440,98	1668,73	1772,25
Pros. 5	3109,83	1589,21	1520,62	3125,74	1589,21	1536,54
Pros. 6	2593,62	1589,21	1004,41	2606,89	1589,21	1017,69
Pros. 7	4107,32	1668,73	2438,59	4128,34	1668,73	2459,60
Pros. 8	3969,71	1668,73	2300,98	3990,02	1668,73	2321,29
Pros.9	4036,77	1668,73	2368,04	4057,43	1668,73	2388,69
Pros.10	2631,34	1589,21	1042,13	2644,80	1589,21	1055,60
Com.10	33791,09	13700,74	20090,35	33964,01	14287,64	19676,37
Com.20	67582,18	25971,28	41610,90	67928,01	27022,81	40905,20
Com.30	101373,26	38356,69	63016,58	101892,02	39726,33	62165,69
Com.40	135164,35	50432,83	84731,53	135856,02	52553,56	83302,46
Com.50	168955,44	62730,73	106224,71	169820,03	65531,01	104289,02

Observa-se na Tabela 4.4 que o custo total anualizado sem geração é superior ao custo total anualizado com geração, para todos os prosumidores incluindo as comunidades, tanto para a tarifa convencional quanto para a tarifa branca.

Além disso o custo anualizado com geração, ou seja, após a seleção ótima da fonte de geração solar não é zero. Isso mostra que mesmo com uma fonte de geração fotovoltaica inserida diretamente na residência do consumidor ou em um espaço de uso comum, o custo de energia não é anulado. Isso está associado à condição imposta pelo modelo matemático através da restrição que incorpora o custo de disponibilidade. Tal condição é imposta pelo sistema de tarifação brasileiro em que o consumidor tem que pagar no mínimo o valor referente ao custo de disponibilidade da rede, ainda que o consumo de energia seja inferior ao valor mínimo pré-determinado. Para o sistema de tarifação no Brasil o valor do custo de disponibilidade pode assumir valores equivalentes a 30 kWh, 50kWh e 100 kWh, o qual depende do consumidor ser monofásico, bifásico ou trifásico respectivamente.

Outro aspecto importante diz respeito à divisão dos benefícios quando os mesmos são calculados para as comunidades, pois embora o mesmo seja obtido de maneira global, neste trabalho esse benefício será dividido pelo número de prosumidores que compõem a comunidade, e assim realizar a comparação com os prosumidores individuais. Ademais, essa condição é importante para atender o previsto no sistema de compensação brasileiro, que determina que para as unidades consumidoras conectadas através da modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, a energia excedente (créditos que vão ser os benefícios) deve ser rateada percentualmente entre as unidades consumidoras (prosumidores) que compõem o empreendimento (comunidade).

A Figura 4.7 mostra o benefício para o caso base em que todos os prosumidores são associados de maneira individual ou por intermédio de uma comunidade. É possível visualizar que para esse caso, qualquer que seja a modalidade tarifária escolhida pelo prosumidor, seja ela convencional ou branca, o impacto dessa decisão implica em um aumento ou diminuição do benefício inferior a 3%, seja para os prosumidores individuais ou para as comunidades.

De maneira análoga, quando a análise é feita a partir da comparação entre a opção de estar inserido de maneira individual ou em comunidade, para 40% dos prosumidores individuais (prosumidores 1, 7, 8 e 9) o benefício é superior a R\$ 2.000,00. Esse benefício é, em média, 12% maior do que o benefício médio anual obtido por esses prosumidores caso os mesmos optem pela inserção por meio de uma comunidade.

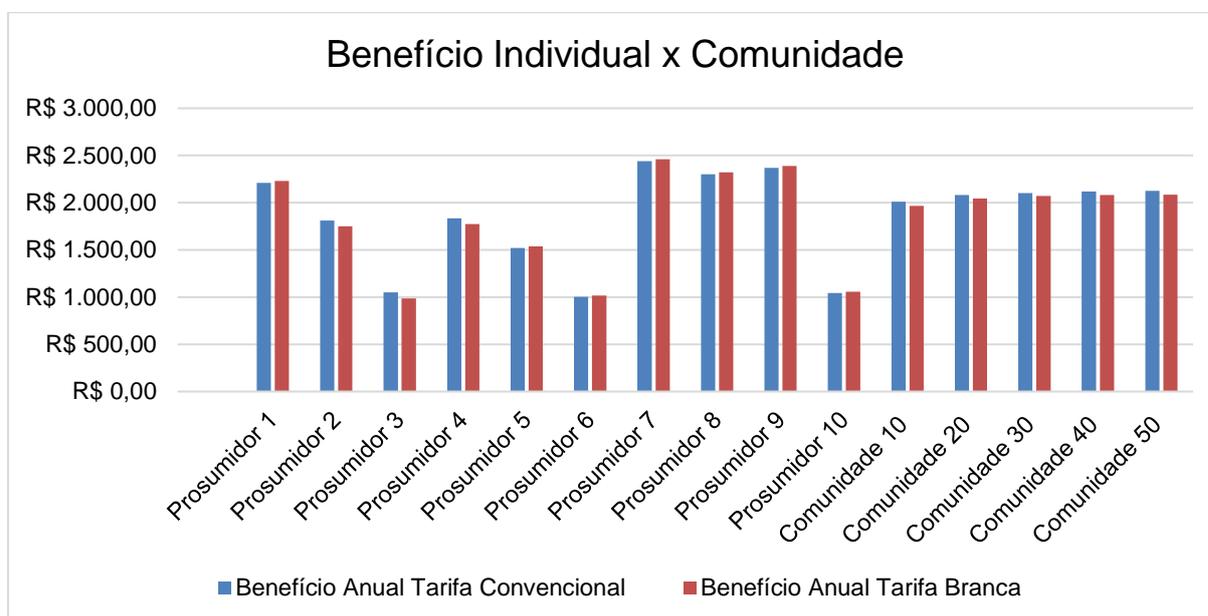


Figura 4.7: Benefício anual caso base. Fonte: Próprio autor.

Contudo, para 60% dos prosumidores analisados a escolha de uma fonte de geração centralizada em uma área de uso comum do condomínio e com a conexão realizada através da modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, a opção mais vantajosa é a escolha pela comunidade, pois o benefício anual da comunidade foi superior em aproximadamente 32% quando comparado ao benefício médio individual desses prosumidores.

De maneira semelhante é possível observar na Tabela 4.5 o limite de investimento (restrição financeira), as tecnologias selecionadas, as potências das tecnologias e o valor do investimento necessário para aquisição da fonte escolhida para atender todos os prosumidores do caso base conectados individualmente e em comunidade de maneira ótima. É possível visualizar que para todos os prosumidores que compõem o caso base, tanto individual como em comunidade foram selecionadas tecnologias para geração de energia.

Para os prosumidores individuais as fontes selecionadas tiveram uma variação entre as fontes com potência de 2,24 kW e 3,08 kW. Contudo quando comparada a potência das fontes selecionadas com o tipo de modalidade tarifária, para os prosumidores 2, 3 e 4 inseridos na modalidade convencional, os mesmos tiveram uma fonte cuja potência era de 2,24 kW. No entanto, para os mesmos prosumidores avaliados com base na modalidade tarifa branca, a fonte selecionada foi a de 3,08 kW. Diante disso, a fonte selecionada na modalidade convencional é diferente da fonte selecionada na modalidade tarifa branca. Esse fato implica em um acréscimo no custo de aquisição da fonte solar no valor de R\$ 1.800,00 que é a diferença do custo de aquisição da fonte de 3,08 kW para a fonte de 2,24 kW, ou seja, uma diferença de aproximadamente 10% no custo de investimento para cada um desses prosumidores, caso a opção seja se conectar ao sistema de compensação de maneira individual.

Tabela 4.5 Tecnologias selecionadas – investimento necessário – caso base. Fonte: Próprio autor.

Prosum.	Limite de investimento [R\$]	Tarifa Convencional			Tarifa Branca		
		Tecnologia escolhida	Potência [kW]	Investimento [R\$]	Tecnologia escolhida	Potência [kW]	Investimento [R\$]
Pros. 1	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 2	35000,00	I1	2,24	17200,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 3	35000,00	I1	2,24	17200,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 4	35000,00	I1	2,24	17200,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 5	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Pros. 6	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Pros. 7	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 8	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros.9	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 10	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Com.10	350000,00	I4, I15	19,89	103600,00	I8, I15	22,13	115700,00
Com. 20	700000,00	I1, I21	40,34	193600,00	I9, I21	45,38	217400,00
Com. 30	1050000,00	I1, I24	61,14	286200,00	I1, I25	68,54	317200,00
Com. 40	1400000,00	I6, I26	79,90	371800,00	I19, I25	91,70	419800,00
Com. 50	1750000,00	I19, I26	99,70	459800,00	I6, I28	114,14	525800,00

Para as comunidades a opção pela modalidade tarifa convencional é sempre a mais vantajosa quando comparada com a tarifa branca, isso está associado ao fato de que na tarifa convencional as fontes selecionadas apresentam potência instalada inferior à potência das fontes selecionadas quando a opção é a tarifa branca, implicando em menor custo de investimento.

Contudo, para este caso a melhor condição ocorre quando os prosumidores optam pela comunidade, uma vez que o custo de aquisição da fonte é aproximadamente 40% menor.

Para as comunidades é importante destacar que, embora exista viabilidade econômica na inserção de fontes de geração solar, a única condição aceitável, de acordo com a Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015), são as comunidades compostas por 10, 20 e 30 prosumidores, pois nas mesmas são selecionadas fontes com potência inferior a 75 kW (microgeração distribuída). Sendo assim, ainda que as comunidades compostas por 40, e 50 prosumidores sejam viáveis sob o ponto de vista do consumidor, as mesmas apresentam fonte de geração com potência instalada superior a 75 kW, o que caracteriza minigeração distribuída. Dessa forma estão impedidas de se conectarem à rede de distribuição e usufruírem dos benefícios do sistema de compensação através da modalidade tarifária convencional e tarifa branca em baixa tensão.

Deste modo, foi verificado que, para esse caso, a condição que apresenta a melhor viabilidade econômica e técnica ocorre quando os prosumidores estão inseridos no arranjo comunidade composta por 10, 20 e 30 prosumidores através da modalidade convencional.

Sob a ótica do consumidor isso demonstra que, para o caso estudado, embora existam equipamentos a custos competitivos, ainda existem barreiras institucionais como aspectos regulatórios que dificultam a inserção dos RED sob a modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras no sistema de distribuição.

4.6 Caso A

A Tabela 4.6 apresenta os resultados do custo total anualizado dos prosumidores quando a única fonte de energia é a distribuidora, ou seja, não possuem geração e quando existe uma fonte de geração solar fotovoltaica, os testes foram realizados para duas diferentes modalidades tarifárias. Os custos totais anualizados são apresentados para cada prosumidor conectado individualmente e em comunidades compostas por 10, 20, 30, 40 e 50 unidades consumidoras.

O benefício dos prosumidores foram calculados a partir da diferença entre o custo total anualizado sem fontes de geração de energia e com fontes de geração de energia. Os prosumidores 1, 7 e 9, cuja curva de carga foram deslocadas, foram destacados na citada tabela. Pode ser verificado que o custo total anualizado sem geração é superior ao custo total anualizado com geração, para todos os prosumidores incluindo as comunidades, tanto para a tarifa convencional quanto para a tarifa branca este aspecto é semelhante ao caso base.

Tabela 4.6: Custo total anualizado – caso A. Fonte: Próprio autor.

Prosum.	Tarifa Convencional			Tarifa Branca		
	Custo total [R\$/ano]		Benefício [R\$/ano]	Custo total [R\$/ano]		Benefício [R\$/ano]
	Sem geração	Com Geração		Sem geração	Com Geração	
Pros. 1	3849,42	1668,73	2180,69	3727,95	1668,73	2059,21
Pros. 2	3401,11	1589,21	1811,91	3418,52	1668,73	1749,78
Pros. 3	2639,72	1589,21	1050,52	2653,23	1668,73	984,50
Pros. 4	3423,47	1589,21	1834,26	3440,98	1668,73	1772,25
Pros. 5	3109,83	1589,21	1520,62	3125,74	1589,21	1536,54
Pros. 6	2593,62	1589,21	1004,41	2606,89	1589,21	1017,69
Pros. 7	4076,84	1668,73	2408,11	3948,19	1668,73	2279,45
Pros. 8	3969,71	1668,73	2300,98	3990,02	1668,73	2321,29
Pros.9	4006,81	1668,73	2338,08	3880,37	1668,73	2211,64
Pros.10	2631,34	1589,21	1042,13	2644,80	1589,21	1055,60
Com.10	33701,87	13700,74	20001,13	33436,70	14235,34	19201,35
Com.20	67403,74	25971,28	41432,46	66873,39	26757,72	40115,67
Com.30	101105,61	38234,49	62871,12	100310,09	39301,03	61009,05
Com.40	134807,48	50398,75	84408,72	133746,78	52235,50	81511,29
Com.50	168509,34	62615,00	105894,34	167183,48	64965,48	102218,00

Situação equivalente ao caso base também ocorre com o custo anualizado com geração, pois, após a seleção ótima da fonte de geração solar, o custo anualizado não é zero. Vale ressaltar que isso se deve ao fato da condição imposta pelo modelo matemático através da restrição que incorpora o custo de disponibilidade.

A divisão dos benefícios das comunidades será realizada da mesma forma explicada no desenvolvimento do caso base, ou seja, o benefício da comunidade será dividido pelo número de prosumidores que compõem a comunidade para que desta maneira seja possível realizar a comparação com os benefícios dos prosumidores individuais.

Na Figura 4.8 é mostrado o benefício para todos os prosumidores associados de maneira individual bem como o benefício médio de cada prosumidor associado no modelo de comunidade.

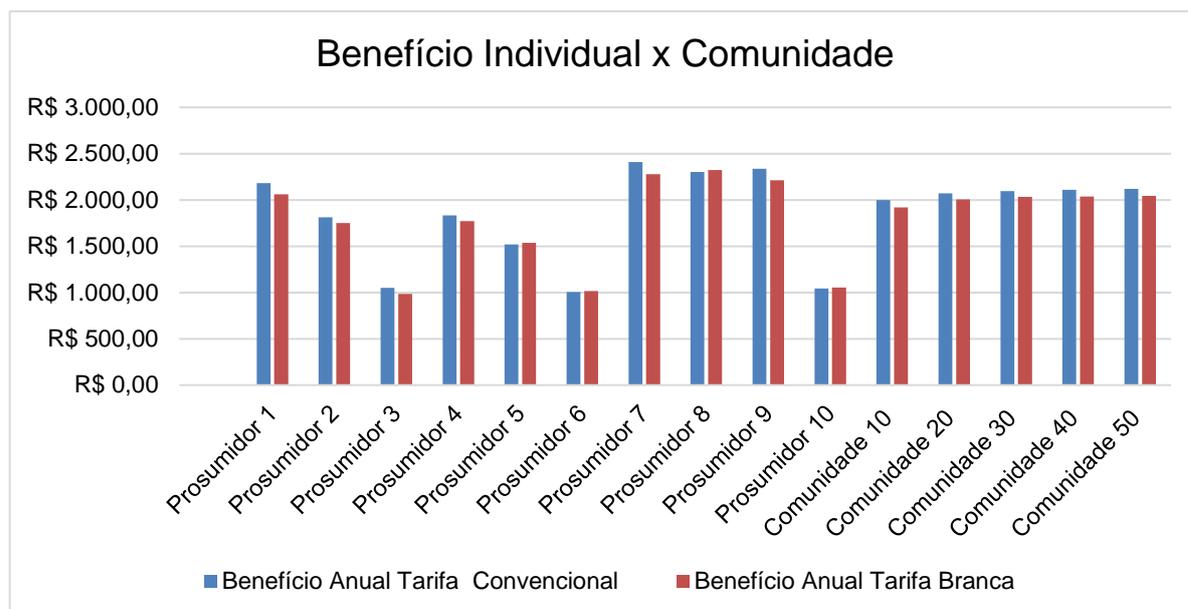


Figura 4.8: Benefício anual – caso A. Fonte: Próprio autor.

Observa-se que para os prosumidores 1, 7, e 9 existe um aumento de aproximadamente 5% no valor do benefício quando os mesmos optam pela tarifa convencional em detrimento à tarifa branca. Para os prosumidores 5, 6 e 8 o benefício é aproximadamente 3% maior quando optam pela tarifa branca. De maneira semelhante, o benefício médio das comunidades tem um aumento de aproximadamente 3% quando a decisão é a opção pela tarifa convencional.

De maneira análoga, quando a análise é feita a partir da comparação entre a opção de estar inserido de maneira individual ou em comunidade, para 40% dos prosumidores individuais (prosumidores 1, 7, 8 e 9) o benefício é superior a R\$ 2.000,00. Esse benefício é em média 10% maior do que o benefício médio anual o qual pode ser obtido por esses prosumidores caso os mesmos optem pela inserção por meio de uma comunidade.

Entretanto, para 60% dos prosumidores analisados, a escolha de uma fonte de geração centralizada em uma área de uso comum do condomínio e com a conexão realizada através da modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, a opção mais vantajosa é a escolha pela comunidade. Dado o benefício anual da comunidade ser superior em aproximadamente 34% quando comparado ao benefício médio individual desses prosumidores.

Contudo, ao analisar o benefício médio de todos os prosumidores o benefício de estar inserido em uma comunidade é aproximadamente 18% superior ao benefício de estar conectado ao sistema de compensação de maneira individual.

Na Tabela 4.7 são apresentados o limite de investimento, as tecnologias selecionadas, as potências das tecnologias e o valor do investimento necessário para aquisição da fonte escolhida para atender os prosumidores conectados individualmente e em comunidade. Os prosumidores 1, 7 e 9 tiveram sua curva de carga deslocada.

Tabela 4.7: Tecnologias selecionadas – investimento realizado – caso A. Fonte: Próprio autor.

Prosum.	Limite de investimento [R\$]	Tarifa Convencional			Tarifa Branca		
		Tecnologia escolhida	Potência [kW]	Investimento [R\$]	Tecnologia escolhida	Potência [kW]	Investimento [R\$]
Pros. 1	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 2	35000,00	I1	2,24	17200,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 3	35000,00	I1	2,24	17200,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 4	35000,00	I1	2,24	17200,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 5	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Pros. 6	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Pros. 7	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 8	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros.9	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros.10	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Com.10	350000,00	I4, I15	19,89	103600,00	I8, I15	22,13	115700,00
Com.20	700000,00	I1, I21	40,34	193600,00	I7, I21	44,26	221400,00
Com.30	1050000,00	I24	58,9	269000,00	I25	66,3	300000,00
Com.40	1400000,00	I5, I26	79,34	368700,00	I27	90,4	412600,00
Com.50	1750000,00	I19, I26	99,7	459800,00	I2, I28	111,2	513000,00

Também é possível verificar na Tabela 4.7 que embora tenha sido deslocado o pico de consumo dos três prosumidores selecionados para o horário fora de ponta, as fontes selecionadas permaneceram inalteradas. Diante disso, a fonte I2 de 3,08 kW foi a selecionada para todas as modalidades tarifárias para esses três prosumidores.

Todavia, para as comunidades, mesmo com o deslocamento da curva de consumo de energia, a melhor opção de investimento ocorre quando a comunidade decide pela tarifa convencional tendo em vista o menor custo de aquisição quando comparada à tarifa branca.

As mesmas considerações feitas a respeito das comunidades para o caso base devem ser estendidas para o Caso A no que se refere à microgeração. Sendo assim, as comunidades compostas por 10, 20 e 30 prosumidores são as que de fato atendem a resolução correspondente. Dessa forma, as comunidades cujos arranjos estão estruturados com 40 e 50 prosumidores estão impedidas de se conectarem à rede de distribuição e usufruírem dos benefícios do sistema de compensação através da modalidade tarifária convencional e tarifa branca em baixa tensão, pois nesse grupo tarifário é permitida apenas a conexão de microgeração, ou seja, fontes com potência instalada inferior a 75 kW.

4.7 Caso B

Neste caso os prosumidores que possuíam maior custo de energia sem geração, ou seja, os prosumidores 1, 2, 4, 7, 8 e 9, tiveram o seu pico de consumo deslocado no tempo. Sendo assim, os prosumidores 1, 7 e 9 tiveram o seu pico de consumo deslocado para o meio da tarde

e os prosumidores 2, 4 e 8 tiveram o seu pico de consumo deslocado para o meio da manhã. Dessa forma, aproximadamente 60% do pico de consumo de energia foi deslocado para o horário fora de ponta.

A Tabela 4.8 mostra os resultados do custo total anualizado dos prosumidores quando a única fonte de energia é a distribuidora e quando existe uma fonte de geração solar fotovoltaica, considerando duas diferentes modalidades tarifárias. Os custos totais anualizados são apresentados para cada prosumidor conectado individualmente e também para as comunidades compostas por 10, 20, 30, 40 e 50 unidades consumidoras.

O benefício dos prosumidores foram calculados a partir da diferença entre o custo total anualizado sem fontes de geração de energia e do custo total anualizado com fontes de geração de energia. Os prosumidores 1, 7 e 9, cujos picos de consumo foram deslocados para o meio da tarde, são destacados na tabela, bem como os prosumidores 2, 4 e 8, cujos picos de consumo foram deslocados para o meio da manhã.

Tabela 4.8 Tabela 4.8: Custo total anualizado – caso B. Fonte: Próprio autor.

Pros.	Tarifa Convencional			Tarifa Branca		
	Custo total [R\$/ano]		Benefício [R\$/ano]	Custo total [R\$/ano]		Benefício [R\$/ano]
	Sem Geração	Com Geração		Sem Geração	Com Geração	
Pros. 1	3849,42	1668,73	2180,69	3727,95	1668,73	2059,21
Pros. 2	3375,87	1589,21	1786,67	3207,82	1589,21	1618,62
Pros. 3	2639,72	1589,21	1050,52	2653,23	1668,73	984,50
Pros. 4	3398,06	1589,21	1808,85	3228,90	1589,21	1639,70
Pros. 5	3109,83	1589,21	1520,62	3125,74	1589,21	1536,54
Pros. 6	2593,62	1589,21	1004,41	2606,89	1589,21	1017,69
Pros. 7	4076,84	1668,73	2408,11	3948,19	1668,73	2279,45
Pros. 8	3940,25	1668,73	2271,52	3744,11	1668,73	2075,37
Pros.9	4006,81	1668,73	2338,08	3880,37	1668,73	2211,64
Pros.10	2631,34	1589,21	1042,13	2644,80	1589,21	1055,60
Com.10	33621,76	13700,74	19921,02	32768,00	14067,81	18700,19
Com.20	67243,53	25929,46	41314,07	65536,00	26479,37	39056,63
Com.30	100865,29	37994,17	62871,12	98304,00	38966,44	59337,56
Com.40	134487,05	50295,86	84191,19	131072,00	51943,85	79128,15
Com.50	168108,81	62615,00	105493,81	163840,00	64126,07	99713,94

É possível visualizar na Tabela 4.8 que o custo total anualizado sem geração é superior ao custo total anualizado com geração, para todos os prosumidores incluindo as comunidades, tanto para a tarifa convencional quanto para a tarifa branca este aspecto é semelhante ao caso base. Situação equivalente ao caso base também ocorre com o custo anualizado com geração, pois, após a seleção ótima da fonte de geração solar, o custo anualizado não é zero devido ao custo de disponibilidade.

A divisão do benefício das comunidades será realizada da mesma forma explicada no desenvolvimento do caso base, ou seja, será dividido pelo número de prosumidores que compõe a comunidade.

Na Figura 4.9 observa-se o benefício para a condição de deslocamento de 60% do pico de consumo de energia para o horário fora da ponta. É possível visualizar que para os prosumidores 2, 4 e 8 existe um aumento de aproximadamente 10 % no valor do benefício quando os mesmos optam pela tarifa convencional em detrimento à tarifa branca. Já para os prosumidores 1, 3, 7 e 9 existe um aumento de aproximadamente 5 % no valor do benefício quando os mesmos optam pela tarifa convencional. Entretanto, para os prosumidores 5, 6 e 10 o benefício é aproximadamente 2% maior quando os mesmos estão inseridos na tarifa branca.

De maneira semelhante, o benefício individual dos prosumidores quando optam pela comunidade é maior em aproximadamente 5% com tarifa convencional, qualquer que seja o tamanho da comunidade. De maneira análoga, ao comparar a opção de estar inserido de maneira individual ou em comunidade, para 40% dos prosumidores (prosumidores 1, 7, 8 e 9) o benefício de estar inserido de forma individual é superior a R\$ 2.000,00, sendo, em média, 11% maior do que o benefício de estar inseridos em uma comunidade.

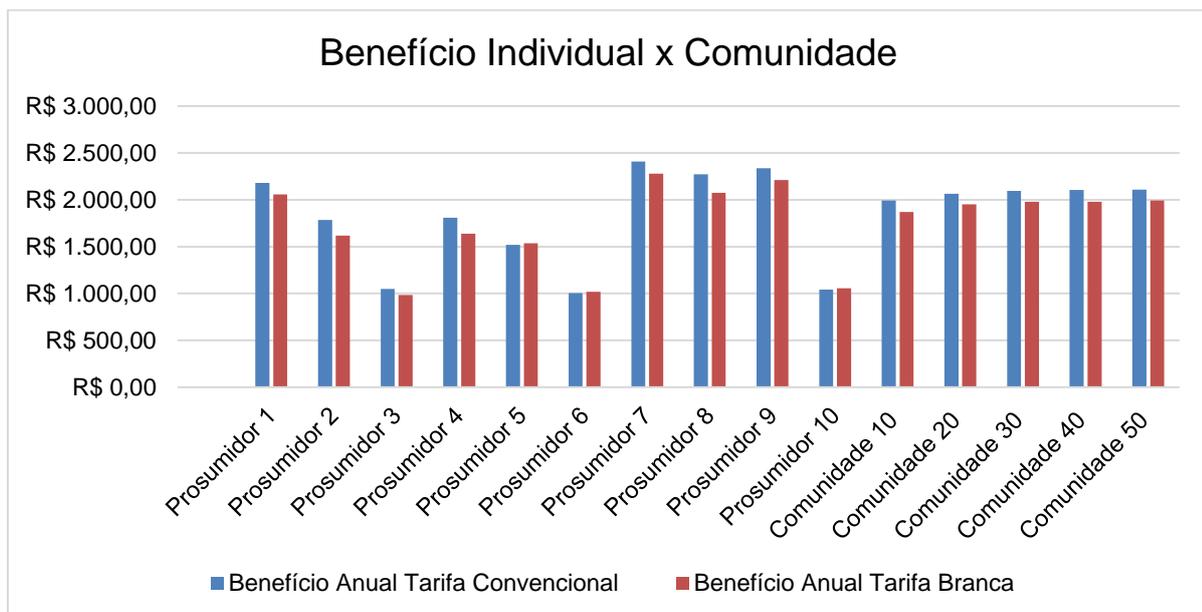


Figura 4.9: Benefício anual – caso B. Fonte: Próprio autor.

Entretanto, para 60% dos prosumidores analisados, a escolha de uma fonte de geração centralizada em uma área de uso comum do condomínio e com a conexão realizada através da modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, a opção mais vantajosa é a escolha pela comunidade. O benefício anual da comunidade é superior em aproximadamente 34% quando comparado ao benefício médio individual desses prosumidores.

Contudo, ao analisar o benefício médio de todos os prosumidores o benefício de estar inserido em uma comunidade é aproximadamente 16% superior ao benefício de estar conectado ao sistema de compensação de maneira individual.

A Tabela 4.9 apresenta o limite de investimento, as tecnologias selecionadas, as potências das tecnologias e o valor do investimento necessário para aquisição da fonte escolhida para atender todos os prosumidores conectados individualmente e em comunidade de maneira ótima.

Tabela 4.9: Tecnologias selecionadas – caso B. Fonte: Próprio autor.

Prosum.	Limite de investimento [R\$]	Tarifa Convencional			Tarifa Branca		
		Tecnologia escolhida	Potência [kW]	Investimento [R\$]	Tecnologia escolhida	Potência [kW]	Investimento [R\$]
Pros. 1	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 2	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Pros. 3	35000,00	I1	2,24	17200,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 4	35000,00	I2	3,24	19000,00	I1	2,24	17200,00
Pros. 5	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Pros. 6	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Pros. 7	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros. 8	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros.9	35000,00	I2	3,08	19000,00	I2	3,08	19000,00
Pros.10	35000,00	I1	2,24	17200,00	I1	2,24	17200,00
Com.10	350000,00	I4, I15	19,89	103600,00	I6, I15	21,01	109400,00
Com.20	700000,00	I10, I20	39,2	191000,00	I5, I21	43,14	205100,00
Com.30	1050000,00	I24	58,9	267000,00	I25	66,3	300000,00
Com.40	1400000,00	I5, I26	79,34	368700,00	I18, I25	87	406000,00
Com.50	1750000,00	I19, I26	99,7	459800,00	I28	108,54	494000,00

Na Tabela 4.9 é possível verificar que para todos os prosumidores, tanto individual como em grupos, foram selecionadas tecnologias ótimas para geração de energia. Também é possível visualizar que para cinco prosumidores individuais, que tiveram as curvas deslocadas, as fontes selecionadas permaneceram as mesmas. Sendo assim, para os prosumidores 1, 7, 8 e 9 a fonte selecionada é sempre a I2 de 3,08 kW para qualquer modalidade tarifária.

Para o prosumidor 4 a fonte selecionada é a I2 quando a opção é a tarifa convencional e a I1 quando a modalidade escolhida é a tarifa branca. Já, para o prosumidor 3 a fonte escolhida é a I1 de 2,24 kW quando a modalidade é a convencional e I2 de 3,08 kW quando a modalidade é a tarifa branca.

Para as comunidades, ainda com o deslocamento da curva de consumo de energia, a melhor opção de investimento ocorre com a opção pela tarifa convencional, tendo em vista o menor custo de aquisição quando comparada à modalidade tarifa branca.

Mesmo que nos casos anteriores, as comunidades compostas por 10, 20 e 30 prosumidores são as únicas que apresentam tecnologias com potência instalada inferior a 75 kW (microgeração distribuída), estando de acordo com a Resolução Normativa N° 687, e podem se conectar à rede de distribuição e usufruir dos benefícios do sistema de compensação através da modalidade tarifária convencional e tarifa branca em baixa tensão. Dessa forma as comunidades cujos arranjos estão estruturados com 40 e 50 prosumidores não atendem a referida resolução.

4.8 Análise comparativa dos três casos

Neste tópico serão mostrados os benefícios dos prosumidores e o investimento inicial para os três casos relatados anteriormente, com a diferença de que aqui será exibida a comparação dos benefícios em um aspecto mais geral, tendo em vista que uma discussão mais detalhada já foi apresentada nas seções anteriores. Assim sendo, o objetivo nesta seção será mostrar uma comparação dos testes realizados para todos os casos anteriores.

Ressalta-se que neste ponto a discussão transcorrerá com base nas possibilidades admitidas pelo sistema de compensação com o objetivo de tentar aproximar o máximo possível o estudo à realidade brasileira.

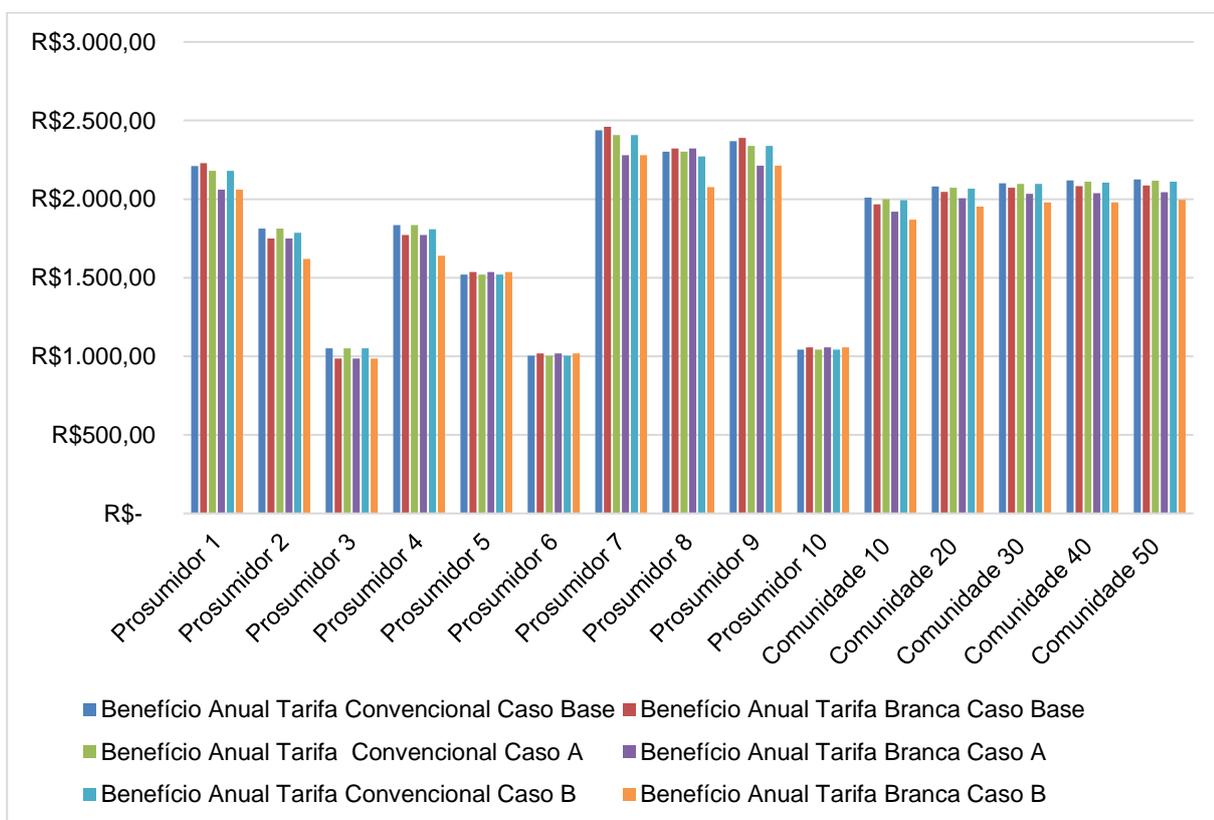


Figura 4.10: Comparação do benefício individual Casos Base, A e B prosumidores. Fonte: Próprio autor.

Através da Figura 4.10 é possível realizar uma análise comparativa dos benefícios dos prosumidores quando esses estão conectados de maneira individual e em comunidades para os três casos estudados, sendo eles: o caso base, o caso A e o caso B respectivamente, bem como as modalidades tarifárias convencional e branca.

Quando os prosumidores estão conectados individualmente é possível perceber que existe uma variação do benefício em função da tarifa a ser adotada e do caso estudado, o qual implica maior concentração do consumo de energia no horário de ponta. A condição em que o benefício é maior ocorre quando os prosumidores individuais estão conectados na modalidade convencional que corresponde a cerca de 3% maior.

Entretanto, para os prosumidores 1, 7 e 9 a melhor opção, ou seja, a condição em que o benefício é maior ocorre com a modalidade tarifa branca, pois nessa condição o benefício é aproximadamente 5% maior, devido ao fato de que o custo total anualizado sem geração com tarifa branca é maior do que com tarifa convencional.

No entanto, embora as modalidades tarifárias e os perfis de consumo podem causar alterações nos benefícios dos prosumidores individuais, a condição em que o benefício é aumentado de maneira mais significativa para a maior parte deles, ocorre quando os mesmos optam pela comunidade. Visto que diante dessa possibilidade o benefício é 18% maior do que o benefício médio dos prosumidores individuais.

A Figura 4.11 permite comparar o custo de aquisição das fontes de geração fotovoltaicas selecionadas de modo que permita efetuar uma comparação do investimento necessário que cada prosumidor deverá assumir caso opte por uma opção de geração.

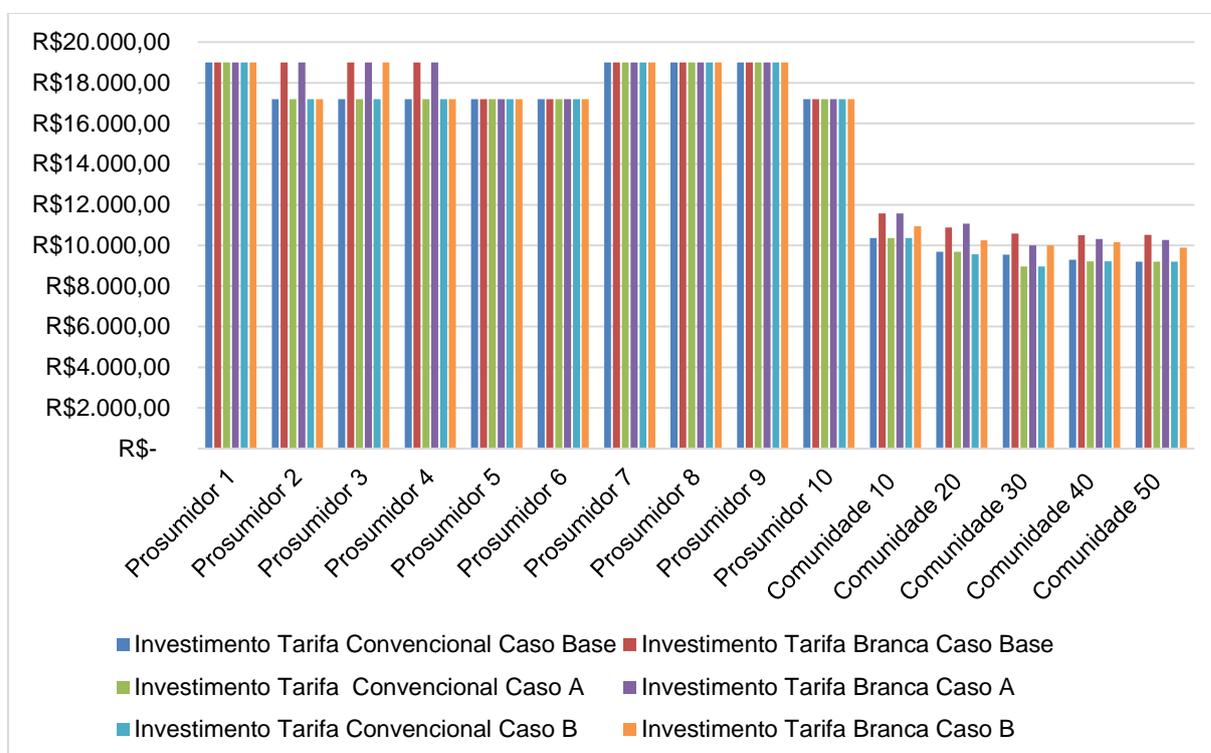


Figura 4.11: Comparação do investimento individual caso base, A e B. Fonte: Próprio autor.

Na Figura 4.11 foi verificado que para todos os prosumidores, sejam eles individuais ou em comunidades, o modelo matemático selecionou de maneira ótima fontes de geração fotovoltaica.

Entretanto, observa-se na Figura 4.11 que para os prosumidores individuais 2, 3 e 4 quando a modalidade tarifária escolhida for a tarifa branca os custos de investimento sofrem um aumento de aproximadamente 10 % em relação ao custo de investimento quando a decisão é a opção pela tarifa convencional.

Para os demais prosumidores individuais é possível visualizar que para qualquer que seja a modalidade escolhida e perfil de consumo de energia, o custo de investimento será o mesmo.

Quando a opção é a escolha pela comunidade é possível perceber uma redução 5% a 10% do investimento inicial quando a opção é a modalidade e o perfil de consumo.

Entretanto, quando é realizada a comparação do investimento necessário caso a opção seja a conexão individual em relação ao investimento que cada prosumidor deverá fazer caso a opção seja a comunidade, a opção pela comunidade é a mais vantajosa pois há uma redução de aproximadamente 35,6% no valor do custo de aquisição das fontes, ou seja, no investimento inicial.

Diante disso, é possível perceber que sempre a opção por se conectar de maneira agrupada em uma comunidade é a que necessitará de menos investimento, independente da forma da composição com que a comunidade será estruturada, ou seja, independe da quantidade de prosumidores seja 10, 20, 30, 40 ou 50 prosumidores.

Entretanto, vale a pena ressaltar o que já foi dito em seções anteriores, pois embora seja viável financeiramente e tecnicamente a opção pela comunidade, para o caso brasileiro existe uma barreira regulatória que impõe um limite para microgeração, o que afetará a formação de comunidades com mais de 30 prosumidores com curvas de cargas semelhantes ao caso dessa pesquisa.

Diante disso, para as comunidades estruturadas acima de 30 prosumidores para que seja atendido os requisitos regulatórios impostos pela Resolução Normativa N° 687 (Aneel, 2015) as mesmas devem ser conectadas como mini geração. A partir dessa condição é necessária a mudança da modalidade tarifária de baixa tensão para alta tensão, condição essa que está fora do escopo desse trabalho.

4.9 Conclusão

Neste capítulo, foram apresentados os casos de estudo com base na modalidade tarifária convencional e tarifa branca que podem representar os prosumidores conectados em microgeração, por meio das quais foi possível avaliar, os benefícios dos prosumidores individuais e em comunidades, através do modelo matemático adaptado.

Ao utilizar dados reais de geração com base em um prosumidor instalado na cidade de Foz do Iguaçu - Paraná e com dados de bibliografia e de pesquisas informais com empresas que atuam no mercado de geração distribuída, foram criados casos hipotéticos, chamado de caso base, caso A e caso B. Entretanto, buscou-se garantir que a aproximação com a realidade fosse a maior possível.

Capítulo 5

Conclusão

A partir do levantamento bibliográfico realizado neste trabalho foi possível caracterizar os prosumidores, tendo em vista que os mesmos são uma classe especial de consumidor os quais além de consumir energia também possuem a capacidade de gerar energia. Também foi visto que as comunidades virtuais surgem da necessidade dos prosumidores individuais em aumentar o seu benefício uma vez que os modelos de agrupamentos baseados em Virtual Power Plant (VPP) podem falhar ao tentar maximizar o benefício, pois nesses modelos não foram considerados os interesses e objetivos comuns dos prosumidores individuais.

Com base no sistema de compensação brasileiro, foi possível identificar as modalidades as quais permitem as formas de integração e de atuação dos prosumidores em uma comunidade. Diante disso, para essa pesquisa foi utilizada a modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras a fim de caracterizar as comunidades.

Também foi possível verificar que, para o caso brasileiro, e com base nas mesmas resoluções mencionadas anteriormente, apenas as tecnologias de origem renováveis podem ser utilizadas no sistema de compensação brasileiro, das quais se destacam: hídrica, eólica, biomassa, fotovoltaica e cogeração qualificada. Entretanto, para essa pesquisa optou-se pela simulação apenas das fontes solares fotovoltaicas devido a condição de que no Brasil há uma intensificação desse tipo de fonte quando comparada às demais. Além disso, são as que podem ser inseridas mais facilmente em uma área comum de um condomínio a fim de representar uma comunidade.

Outro aspecto importante no desenvolvimento desse trabalho foi a definição das modalidades tarifárias que podem estruturar tanto os prosumidores de maneira individual como em comunidade. Pois, a partir dessa condição, optou-se por utilizar as modalidades tarifárias convencional e branca para representar a tarifação de energia, tendo em vista que com base nessas modalidades foi possível representar as fontes de geração distribuída, inseridas dentro dos limites impostos como microgeração.

Foi utilizado como base para esse estudo um modelo matemático o qual apresenta como função objetivo o custo total anualizado de energia elétrica do prosumidor. Foram realizadas algumas adaptações no modelo para incorporar o fator de capacidade, uma variável capaz de representar a variabilidade da geração presente nas tecnologias de geração solar fotovoltaicas.

E também algumas modificações que permitissem representar o sistema de compensação de energia, visto que o modelo era de venda de energia.

A partir do modelo matemático modificado foi possível calcular o benefício econômico e financeiro dos prosumidores através da diferença entre o custo total anualizado sem geração e o custo total anualizado com geração. A partir da análise dos benefícios dos prosumidores individuais associado as curvas de consumo utilizadas foi possível perceber que há uma diferença quando a variável é a modalidade tarifária, entretanto essa diferença é percentualmente muito pequena, inferior à 5%. Quando comparado ao benefício obtido pelos prosumidores quando os mesmos optam pela comunidade, 18% superior à média dos benefícios individuais. Outro ponto importante diz respeito ao custo de investimento, pois foi verificado com base nos dados dessa pesquisa, que o investimento na comunidade é em média 34% inferior comparado ao custo de investimento necessário para a conexão individual.

Por fim, a partir dos dados apresentados neste trabalho foi possível determinar o benefício econômico resultante da alocação ótima de recursos energéticos em uma comunidade de prosumidores levando em consideração diferentes estruturas tarifárias para o caso o qual a comunidade está inserida sob a modalidade empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras.

Para tal, foi verificado que para todos os casos analisados neste trabalho, a conexão dos prosumidores em agrupamento no formato de comunidade virtual foi a opção mais vantajosa, pois apresentou maior benefício médio e menor custo de investimento.

Entretanto, alguns aspectos merecem atenção, pois, embora a opção pela comunidade seja viável financeira e tecnicamente, para o cenário brasileiro existe uma barreira regulatória a qual impõe um limite para potência instalada em microgeração. Em razão disso, comunidades estruturadas acima de 30 prosumidores devem atender os requisitos regulatórios os quais estabelecem que as mesmas devem ser conectadas como mini geração. A partir disso, é necessária a mudança da modalidade tarifária de baixa tensão para alta tensão, condição essa que está fora do escopo desse trabalho.

Referências Bibliográficas

- Alvez, C. A. (2015). *Seleção e operação ótima de recursos energéticos distribuídos inseridos em uma microrrede de energia elétrica*. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual do Oeste do Paraná). Disponível em: <http://tede.unioeste.br/bitstream/tede/1081/1/Cristian_Alvez_2015.pdf>.
- Aneel. (2010). Resolução Normativa nº 414. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?Version=1.0>>.
- Aneel. (2012a). Resolução Normativa nº479. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>.
- Aneel. (2012b). Resolução Normativa nº 482. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- Aneel. (2015a). Espaço do consumidor: Tarifa Branca. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>.
- Aneel. (2015b). Resolução Normativa nº 687. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- Aneel. (2016). Resolução Normativa nº733. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>>.
- Aneel. (2017a). Nota técnica 0056/2017. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>.
- Aneel. (2017b). Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012 – atualizado em 25/05/2017. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+V3_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86>
- Aneel. (2018). Relatório sobre as unidades consumidoras com geração distribuída. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidadereduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>.

- Asano, H., Ariki, W. & Bando, S. (2010). Value of investment in a microgrid under uncertainty in the fuel price. IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, United States of America, pp.1-5. doi:
- Backstrom, L., Huttenlocher, D., Kleinberg, J., & Lan, X. (2006). Group formation in large social networks: membership, growth and evolution. International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining, 44–54.
- Baek, S., Kang, S., Noh, H., & Kim, W. (2009). Contents-Based analysis of community formation and evolution in blogspace. IEEE International Conference on Data Engineering, 1607–1610.
- Baziar, A., & Kavousi-Fard, A. (2013). Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices. Renewable Energy, 158–166.
- Bluesol Energia Solar. (2016). Geração de energia solar: 3 modalidades que você talvez não conheça. Disponível em: < <http://blog.bluesol.com.br/geracao-de-energia-solar-3-modalidades/>>.
- Chalkiadakis, G., Robu, V., Kota, R., Rogers, A., & Jennings, N. (2011). Cooperatives of distributed energy resources for efficient virtual power plants. The Tenth International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/1135/d7bdcca810b93ffa8f47c5a35290e766dba8.pdf>>.
- Chaouachi, A., Kamel, R.M., Andoulsi, R., & Nagasaka, K. (2013). Multiobjective intelligent energy management for a microgrid. IEEE Transactions on Industrial Electronic, pp.1688-1699. doi: 10.1109/TIE.2012.2188873
- Copel. (2016). Norma Técnica Copel NTC 901100. Disponível em: [https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf/4F0C269A3EBCF33B03257F800070D966/\\$FILE/NTC%20901100%20Fornecimento%20em%20Tens%C3%A3o%20Secund%C3%A1ria.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf/4F0C269A3EBCF33B03257F800070D966/$FILE/NTC%20901100%20Fornecimento%20em%20Tens%C3%A3o%20Secund%C3%A1ria.pdf).
- Copel. (2018). Tarifa Branca. Disponível em: < <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FB0CA4C8DF4B62F98832581F00058CCF9>>.
- Demiris, G. (2005). Virtual Communities in health care. Enterprize Studies in Fuzziness and Soft Computing.
- Eas Solar. (s.a.). Soluções em energia solar para condomínios. Disponível em: < <http://eassolar.com.br/solucoes-para-condominios.php>>.
- Enecred. (2017, abril 10). Geração compartilhada – Cooperativa Eergia Enercred em Pedralva – MG. Disponível em: < <https://www.facebook.com/enecred/photos/a.1485854894795371.1073741828.1239462396101290/1485854014795459/?type=3&theater>>.

- Farzan, F. (2013). Towards uncertainty in microgrids: planning, control and investment. Tese de Doutorado, Universidade de Nova Jersey, United States of America.
- Firestone, R. M., Stadler, M., & C, M. (2006). Integrated energy system dispatch optimization. 4th International IEEE Conference on Industrial Informatics, 1–10.
- Grijalva, S. & Tariq, M.U. (2011). Prosumer-based smart grid architecture enables a flat, sustainable electricity industry. In: Innovative Smart Grid Technologies, IEE. doi: 10.1109/ISGT.2011.5759167
- Karnouskos, S. (2011). Future smart grid prosumer services. 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies, 1–2. doi: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162832
- Karnouskos, S. (2011). Communityware smartgrid. 21st. International Conference on Electricity Distribution. Frankfurt: 1-4. In: <http://www.cired.net/publications/cired2011/part1/papers/CIRED2011_1231_final.pdf>
- Lisbôa, E.S. Coutinho, C.P. (2011). Comunidades Virtuais: sistematizando conceitos. Revista Científica de Educação a distância, v.2, n.4, jul.2011. Disponível em: <<http://files.educacao-e-tics.webnode.com/20000011796cdb97c6c/Comunidades%20virtuais.pdf>>
- Lotero, R.C. & Colombari, L.F. dos S. (2015). Seleção e operação ótima de tecnologia para geração distribuída a partir de biogás, XVI Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, Puerto Iguazu, Argentina.
- Luna, A. C., Nelson, L. D., Josep, M. G., & Vasquez, J. C. (2016). Cooperative Management for a cluster of residential prosumers. IEEE International Conference on Consumer Electronics. doi: 10.1109/ICCE.2016.7430742
- Marnay, C., Chard, J., Hamachi, K., Lipman, T., Moezzi, M., Ouglal, B., & Siddiqui, A. (2001). Modeling of customer adoption of distributed energy resources. Consortium for Electric Reability Technology Solutions, 1–122.
- Niknam, T.G. (2012). Probabilistic energy and operation management of a microgrid containing wind/photovoltaic/fuel cell generation and energy storage devices based on point estimate method and self-adaptative gravitational search algorithm. Energy, pp.427-437.
- Nosratabadi, S.M., Hooshmand, R. & Gholipour, E. (2017). A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 67, p.341-363. Disponível em: < https://econpapers.repec.org/article/eeerensus/v_3a67_3ay_3a2017_3ai_3ac_3ap_3a341-363.htm>.
- Pappala, V. S., Erlich, I., & Rohrig, K. (2009). A stochastic model for the optimal operation of wind-thermal power system. IEEE Transactions on Power Systems, 940–950.

- Parsell, M. & Duke-Yonge, J. (2007). Virtual communities of enquiry: an argument for their necessity and advice for their creation. *E-Learning and Digital Media*, 4, 181–193.
- Peik-Herfeh, M., Seifi, H. & Sheikh-El-Eslami, M.K. (2013). Decision making of a virtual power plant under uncertainties for bidding in a day-ahead market using point estimate method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v.44, p. 88-98. doi: doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.016
- Prodan, I., & Zio, E. (2013). An optimization-based control approach for reliable microgrid energy management under uncertainties. *IEEE Workshop on Integration of Stochastic Energy in Power System*, 1–5.
- Pudjianto, D., Ramsay, C., & Strbac, G. (2007). Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. *IET Renewable Power Generation*, 1, 10–16. doi: 10.1049/iet-rpg:20060023
- Quevedo, P.M. (2009). Optimizacion estocastica de la operacion a medio plazo de una empresa generadora. *Dissertacao de mestrado, Universidad Pontifica Comillas, Madrid – Espana*.
- Radovanovic, I., Lukkien, J., Chen, S., Molanous, C., & Ozcelebi, T. (2008). Virtual community management for enabling p2p services in the ims network. *International Conference on Internet Multimedia Services Architecture and Applications*. doi: 10.1109/IMSAA.2008.4753907
- Rathnayaka, A.J.D., Potdar, V.M., Hussain, O. & Dillon, T. (2011). Identifying prosumer's energy sharing behaviours for forming optimal prosumer-communities. In: *International Conference on Cloud and Service Computing, IEEE*. doi: 10.1109/CSC.2011.6138520
- Rathnayaka, A. J. D., Potdar, V. M., & Kuruppu, S. J. (2011). An Innovative Approach to Manage Prosumers in Smart Grid. In: *World Congress on Sustainable Technolois, IEEE*, 141–146.
- Rathnayaka, A.J.D., Potdar, V.M., Kuruppu, S.J. (2012). Design of smart grid prosumer communities via online social networking communities. In: *International Journal for Infonomics (IJI)*, Volume 5. doi: 10.20533/iji.1742.4712.2012.0062
- Rathnayaka, A. J. D., Potdar, V. M. ., Dillon, T., Hussain, O., & Chang, E. (2014). A methodology to find influential prosumers in prosumer community groups. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 10. doi: 10.1109/TII.2013.2257803
- Rathnayaka, A.J.D. (2014). Development of a community-based framework to manage prosumers in smart grid. *Tese (Doutorado em Filosofia), Curtin University*. Disponível em: https://espace.curtin.edu.au/bitstream/handle/20.500.11937/2101/204906_Rathnayaka%202014.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- Rathnayaka, A.J.D., Potdar, V.M., Dillon, T. & Kuruppu, S.J.. (2015). Framework to manage multiple goals in community-based energy sharing network in smart grid. *Curt Research Publications*. doi: 10.1016/j.ijepes.2015.05.008

- Ruiz, P. A., Philbrick, C. R., Zak, E., Cheung, K. W. ;, & Sauer, P. W. (2009). Uncertainty management in the unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 642–651.
- Schlemmer, E. (2005). Metodologias para educação a distância no contexto de comunidades virtuais de aprendizagem. *Ambientes Virtuais de Aprendizagem*.
- Siddiqui, A., Marnay, C., Bailey, O., & Lacommaré, K. H. (2004). Optimal selection of site on-site generation with combined heat and power applications. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 33–62.
- Siddiqui, A., Marnay, C. (2008). Distributed generation investment by a microgrid under uncertainty. *Energy*, pp.1729-1737. doi: /doi.org/10.1016/j.energy.2008.08.011
- Vandoorn, T., Zwaenepoel, B., De Kooning, J. D., Meersman, B., & Vandervelde, L. (2011). Smart Microgrids and Virtual Power Plants in a Hierarchical Control Structure. doi: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162830
- Villalva, E. G., & Ramos, A. (2003). Optimal energy management of an industrial consumer in liberalized markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 716–723.
- Villalva, E.G. & Ramos, A. (2004). A two-stage stochastic model for energy contracting decisions of an industrial consumer. 10th International Conference on Stochastic Programming, Tucson, United States of America, pp.1-22.
- Ye, C., Tao, H., Ettore, B., Yijia, C., & Yong, L. (2016). Self-Sustainable Community of electricity prosumers in the emerging distribution system. *IEEE Transactions on Smart Grid*.