

Regulatory choices of distributed generation in Brazil: perspectives and opportunities

As escolhas regulatórias da geração distribuída no Brasil: perspectivas e oportunidades

Roney Nakano Vitorino^{1,2}

Dorel Soares Ramos^{1,3}

Fernando Amaral de Almeida Prado Júnior^{1,4}

¹Universidade de São Paulo - USP

roneynv@usp.br

²Empresa de Pesquisa Energética - EPE

roney.vitorino@epe.gov.br

³MRTS Consultoria e Engenharia Ltda

⁴Sinerconsult Consultoria Treinamento e Participações Ltda

Abstract: This paper aims at evaluating the regulatory choices related to distributed generation in Brazil. First, the micro and mini generation are presented, together with their compensatory energy system. Then, an overview of the distributed generation in Brazil is shown. Finally, the paper, based on a proposed optimization model, analyses the impacts of the energy credit mechanisms and the tariff structure to the energy costs and the efficient electricity use, considering a consumer who has distributed generation and is also connected to a utility network. The developed model minimizes the daily energy cost, subject to consumption requirements, tariff values, typical photovoltaic generation profile and, in some cases, taking into account the operation of an energy storage system integrated to the distributed generation.

Keywords: Distributed generation of energy, regulatory structure, tariff system, efficient energy use, net-metering, energy cost.

Resumo: O objetivo deste trabalho é avaliar as escolhas regulatórias da geração distribuída de energia elétrica no Brasil. Primeiramente, as modalidades de micro e minigeração são apresentadas, bem como o sistema de compensação de energia elétrica disponível para esses tipos de geradores. Na sequência, um panorama do crescimento do número de instalações de geração distribuída no país é mostrado. Por fim, o artigo, com base em um modelo de otimização proposto para as simulações, analisa os impactos do mecanismo de crédito de energia e da estrutura tarifária na estimativa de custo de aquisição e no uso eficiente da energia elétrica de um agente que possua geração distribuída e ademais esteja conectado à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras. O modelo de otimização desenvolvido para este estudo minimiza o custo diário de aquisição de energia elétrica, sujeito aos requisitos de carga diário, as tarifas de energia, ao perfil típico de geração elétrica de um painel fotovoltaico e, para alguns casos, considera-se a incorporação de um sistema de armazenamento de energia, de modo a auxiliar o suprimento de energia da unidade consumidora.

Palavras-Chave: Geração distribuída, estrutura regulatória, modalidade tarifária, uso eficiente, net-metering, custo de energia.

1 Introdução

A expansão da oferta de eletricidade é necessária para estabelecer o balanço entre a geração e a carga de um sistema elétrico, quando um cenário de crescimento da demanda por eletricidade é previsto.

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) tem, tradicionalmente, baseado suas expansões em usinas de grande capacidade de potência e operadas centralizadamente. Nessa abordagem estratégica para definir a expansão da oferta de geração de energia, os agentes produtores priorizam os potenciais energéticos viáveis e localizados, predominantemente, distantes do centro de carga. Portanto, os investimentos nas redes de transmissão e distribuição de energia são, muitas vezes, necessários para estabelecer o transporte e a distribuição da produção das usinas até os consumidores finais. A premissa básica desse arranjo operacional é a economia de escala, uma vez que os projetos de usinas com geração centralizada poderiam oferecer energia a preços mais competitivos do que aqueles associados aos empreendimentos com capacidade instalada reduzida.

Por outro lado, os desenvolvimentos tecnológicos no segmento de geração de energia têm contribuído para o emprego de unidades geradoras de pequeno porte e próximas aos centros de carga, muitas vezes compartilhando o ponto de conexão à rede elétrica com a unidade consumidora. Neste contexto, as estruturas regulatórias, que definem as características técnicas e os incentivos para a incorporação dessas modalidades de geração, são importantes para promover a eficiência econômica da expansão do sistema elétrico, o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia, assim como a diversificação da matriz eletroenergética.

2 Definição da geração distribuída

Geração distribuída (GD) diz respeito à geração de energia próximo da carga ou integrada à unidade consumidora, neste caso, compartilhando o ponto de conexão com a rede de distribuição de energia.

As condições gerais de funcionamento da GD no Brasil foram estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a partir da Resolução Normativa N.º 482, de 17 de abril de 2012 [1]. Em seguida, essa resolução foi modificada pela Resolução Normativa N.º 687, de 24 de novembro de 2015 [2] e pela Resolução Normativa N.º 786, de 17 de outubro de 2017 [3].

2.1 Classificação da micro e mini GD

Segundo as Resoluções Normativas N.º 687 e N.º 786 da ANEEL, a microgeração e a minigeração de energia são conectadas à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras e têm classificações de acordo com as suas potências instaladas.

- Microgeração: central geradora com potência instalada inferior ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia.
- Minigeração: central geradora com potência superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia.

2.2 Modalidades de micro e mini GD

Ainda de acordo com as resoluções normativas descritas neste artigo, a GD pode estar associada a diferentes modalidades, que dependem da localização da geração em relação à carga e também do grupo de consumidores que participam do rateio da energia produzida mensalmente.

- Geração conectada junto da unidade consumidora;
- Geração com múltiplas unidades consumidoras;
- Geração compartilhada por unidades consumidoras reunidas por meio de consórcio ou cooperativa;
- Geração caracterizada por autoconsumo remoto.

A GD convencional caracteriza a geração distribuída que é conectada na rede de distribuição por meio da unidade consumidora.

A segunda alternativa define a GD em condomínios. Desse modo, a GD para o atendimento das áreas comuns é uma unidade consumidora distinta das múltiplas unidades consumidoras que estão localizadas na mesma propriedade ou em propriedades contíguas, cada uma associada a um consumo independente de energia.

Já a terceira modalidade de GD é caracterizada pela geração em local diferente daquele onde a energia excedente será compensada. Além disso, as unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, são reunidas por meio de consórcios ou cooperativas.

Por fim, o autoconsumo remoto é o que ocorre dentro da mesma área de concessão ou permissão. Este caso aplica-se às unidades consumidoras que pertençam à mesma pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com GD e em local diferente das outras unidades consumidoras, nas quais a energia excedente poderá ser compensada.

2.3 O sistema de compensação de energia elétrica

O sistema de compensação líquida foi um dos mecanismos regulatórios adotados para incentivar a GD no Brasil. Esse conceito é conhecido internacionalmente como *net metering*.

Nesse sistema de compensação de energia elétrica, a energia ativa excedente injetada pela micro ou minigeração é cedida à distribuidora de determinada área de concessão. O crédito acumulado por um período de até 60 meses após a data do faturamento pode ser usado para compensar o consumo de energia ativa mensal atribuído à unidade consumidora. Ademais, o excedente de energia pode ser utilizado para abater o consumo de energia ativa de outras unidades consumidoras, seguindo as classificações descritas no item 2.2.

2.4 O crescimento da GD no Brasil

A figura 1 mostra o histórico de implantação de instalações de GD no Brasil a partir de 2012, ano do marco regulatório dessa modalidade de geração, até o mês de outubro de 2017. Os dados foram obtidos no site da ANEEL [4].

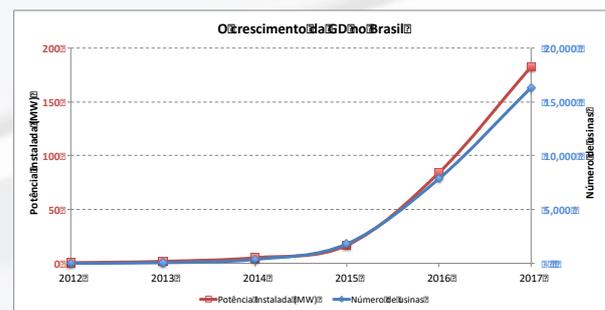


Figura 1: Histórico do crescimento da GD no Brasil.

O crescimento é exponencial e, além disso, destaca-se que em 2015 a Resolução Normativa N.º 687 da ANEEL introduziu o sistema de compensação de energia elétrica. Nesse mesmo ano, o número de usinas era de 1.809, já no mês de outubro de 2017, a quantidade total de usinas atingiu 16.335. O número total de empreendimentos de GD equivale a 182,7 MW de potência instalada.

A tabela 1 agrupa o total de usinas em cada uma das modalidades de GD especificadas no item 2.2 – os dados estão referenciados ao mês de outubro de 2017 [5].

Tabela 1: Modalidades de GD.

Modalidade	Número de usinas	Número de unidades consumidoras que recebem créditos	Potência instalada (kW)
Geração na própria unidade consumidora	4.984	4.984	31.207
Geração com múltiplas unidades consumidoras		5	5
Geração compartilhada	2	280	2.058
Autoconsumo remoto	311	3.520	9.497

O maior número de usinas está associado à modalidade de GD que considera a geração na própria unidade consumidora, a potência instalada é de cerca de 131 MW. A segunda posição é ocupada pela GD relacionada ao autoconsumo remoto, a potência instalada desse grupo é de aproximadamente 39.5 MW. Nessa opção de GD, destaca-se que o número de unidades consumidoras que recebem o crédito de energia é significativamente superior ao número de usinas de geração de energia.

A tabela 2 indica a divisão da GD por tipo de fonte de geração [6]. A data de referência é outubro de 2017. A geração fotovoltaica (UFV) apresenta o maior número de instalações de GD, contabilizando 16.198 usinas e um total de 134,3 MW em potência instalada deste tipo de fonte.

Tabela 2: Tipos de fonte de GD.

Tipo	Quantidade	Número de unidades consumidoras que recebem créditos	Potência Instalada (kW)
Geração Hidrelétrica (CGH)	0	238	5.191
Geração Eólica (EOL)	3	96	0.286
Geração Fotovoltaica (UFV)	16.198	18.262	134.318
Geração Termelétrica (UTE)	7	193	2.972

3 O histórico de custo das tecnologias de GD

A trajetória de preços associada à instalação de equipamentos de geração fotovoltaica é evidenciada a seguir. Posteriormente, uma estimativa para o custo de equipamentos referente a um sistema de armazenamento de energia é apresentada. Os valores são baseados em modelos de baterias para uso em escala residencial.

3.1 Geração fotovoltaica

Dentre as tecnologias de geração distribuída apontadas neste artigo, o crescimento mais expressivo é associado à GD fotovoltaica (UFV). O histórico de preços dessa tecnologia de geração pode ser conferido na figura 2, onde são apresentados os preços de instalação de UFV residencial nos Estados Unidos (EUA), país com elevada penetração desse tipo de GD [7].

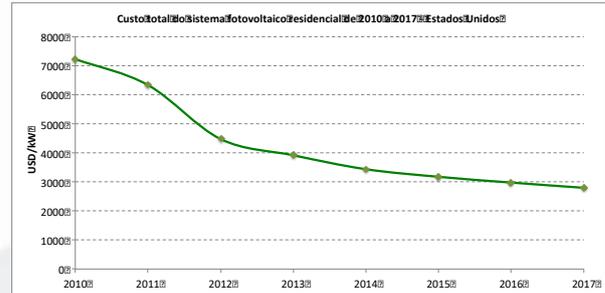


Figura 2: Histórico do custo de instalação de GD fotovoltaica - EUA.

Observa-se que, em 2012, a redução do preço do kW instalado foi de quase 38% em relação ao preço do ano de 2010 e, de cerca de 61% quando comparado ao preço do ano de 2017. De acordo com o relatório do National Renewable Energy Laboratory (NREL), a queda dos custos está ligada, sobretudo, ao menor custo de fabricação dos módulos fotovoltaicos e dos inversores de frequência, bem como ao aumento da eficiência dos módulos.

A rápida queda de preços desta fonte de geração, que pode ser observada na figura 2, repercute na atratividade dessa alternativa de GD para compor a mix de suprimento de energia de uma unidade consumidora e, assim, permitir o atendimento parcial ou integral do seu consumo por meio de geração própria.

No Brasil, uma estimativa de custo para a geração fotovoltaica distribuída é apresentada no boletim sobre a energia solar no Brasil e no mundo, produzido pelo Ministério de Minas e Energia [8]. O custo de instalação, tendo como referência o ano de 2016, varia de 7.000 R\$/kW até 13.000 R\$/kW, dependendo do local de instalação dos painéis fotovoltaicos. Portanto, além da redução do custo da GD fotovoltaica dentro do período analisado, a implantação da regulamentação desse tipo de geração a partir de 2012 contribuiu para a difusão dessa opção de geração distribuída no país.

3.2 Sistema de armazenamento

A indústria de sistemas de armazenamento, especificamente de baterias, também tem desenvolvido aplicações voltadas para a geração de energia em pequena escala. Do mesmo modo que vem ocorrendo com a fabricação de equipamentos ligados à geração fotovoltaica, espera-se uma redução de custo dos equipamentos que desempenham a função de armazenamento de energia em sistemas acoplados a GD.

Em estudo também publicado pelo NREL, "Installed Cost Benchmarks and Deployment Barriers for Residential Solar Photovoltaics with Energy Storage: Q1 2016", um sistema de armazenamento residencial, com capacidade de 3 kW / 6 kWh, tem custo de equipamentos variando na faixa de 6.530 US\$/kW a 8.559 US\$/kW – ano de referência 2016 [9].

4 As modalidades tarifárias

A tarifa final de um consumidor pode ser formada por duas componentes: (i) energia elétrica e (ii) demanda de potência. A combinação dessas duas variáveis define o conjunto tarifário à qual a unidade consumidora pertence.

Antes de definir as modalidades tarifárias, é importante caracterizar as unidades consumidoras de acordo com o nível de tensão de fornecimento da energia elétrica. Assim, os consumidores atendidos em tensões iguais ou acima de 2,3 kV pertencem ao grupo A. O grupo B é formado pelos consumidores que estão conectados na rede em tensões abaixo de 2,3 kV.

As tarifas implantadas no Brasil são divididas em quatro modalidades [10].

- Azul: consumidores do grupo A, tarifas distintas para a energia elétrica e para a demanda de potência, e dependem das horas de utilização do dia.
- Verde: consumidores do grupo A, tarifa de energia, de acordo com as horas de utilização do dia, e tarifa única para a demanda de potência.
- Monômnia: consumidores do grupo B, tarifa única somente para a componente referente à energia elétrica.
- Branca: consumidores do grupo B, tarifa referente à energia elétrica, porém essa componente é diferenciada e depende das horas de utilização ao longo do dia.

As análises deste artigo concentram-se nas unidades consumidoras do grupo B e que têm a possibilidade de optar pela tarifa monômnia ou branca. É importante lembrar que para estas modalidades tarifárias existe um valor mínimo a ser cobrado da unidade consumidora e serve para cobrir os custos de disponibilidade de energia da distribuidora. Estes valores, no caso dos consumidores do grupo B, são definidos por faixas de consumo: 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) e 100 kWh (trifásico).

5 Estudos de caso

A avaliação da estratégia de aquisição de energia elétrica pela unidade consumidora é apresentada neste tópico.

O modelo proposto neste artigo foi implementado na ferramenta *Solver® for MS-Excel*. A função objetivo minimiza o custo diário do consumo de energia elétrica, considerando um perfil típico de geração solar fotovoltaica, os limites de potência da instalação, o requisito de consumo de energia elétrica da unidade bem como a sua opção pela modalidade de tarifa monômnia ou branca.

As equações utilizadas para definir o modelo de otimização proposto neste estudo são apresentadas nos Apêndices A e B, sendo o primeiro referente aos itens 5.1 e 5.2 e o segundo relacionado aos itens 5.3 e 5.4.

As premissas gerais e válidas para as simulações são apresentadas a seguir.

Os valores de consumo da rede de distribuição e da geração de energia do empreendimento de GD são aferidos em percentual (p.u) da capacidade instalada da unidade consumidora. O valor da tarifa também é expresso em percentual da tarifa monômnia simulada.

Os horários de utilização da energia elétrica estão divididos em doze patamares ao longo do dia, com duração de duas horas cada um.

Para todas as figuras, figura 3 a figura 8, relacionadas a partir do item 5.1, a linha cheia indicada na cor preta mostra a tarifa em cada patamar e, o seu valor está referenciado no eixo vertical posicionado à direita nas figuras. As outras grandezas exibidas nos gráficos têm seus valores expressos no eixo vertical localizado à esquerda.

Para os casos simulados, utiliza-se uma curva típica de produção da GD fotovoltaica e especificada por patamar ao longo do dia [11].

5.1 Caso A

Esta primeira situação, Caso A (i), simula a unidade consumidora que possui carga inflexível e que optou pela tarifa monômnia – de acordo com a figura 3.

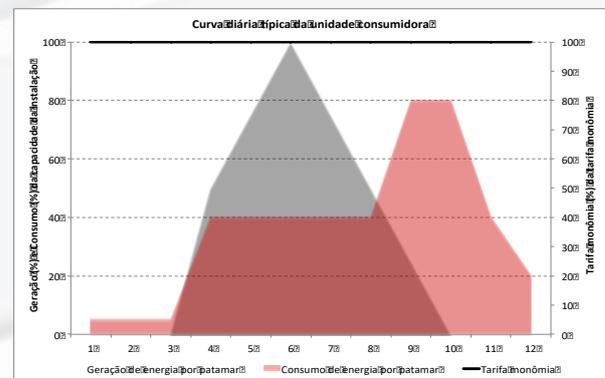


Figura 3: Curva diária típica de geração e consumo de energia da instalação – tarifa monômnia.

Portanto, o perfil de carga da unidade consumidora é mantido fixo em cada patamar. Assim, independente da produção da GD fotovoltaica e da tarifa, a curva de consumo não é alterada. Ou seja, nos momentos em que não existe geração própria, a unidade consumidora é atendida pela rede de distribuição.

Na segunda condição simulada, Caso A (ii), a unidade consumidora é representada como sendo totalmente flexível em relação ao seu consumo de energia. Isto significa dizer que o consumo dentro de cada patamar do dia pode ser alterado, desde que mantido o requisito energético diário igual ao do Caso A (i).

O resultado do consumo otimizado é indicado na figura 4. Nessa situação, a geração da GD é priorizada para o atendimento da carga do consumidor. Ressalta-se, no entanto, que existem patamares de carga onde não há consumo. Como, por premissa, a tarifa é única ao longo do dia, o modelo optou por alocar o consumo nos horários em que ocorre a geração fotovoltaica, mesmo quando a carga supera a geração. Sabe-se, entretanto, que a mesma solução poderia ter sido obtida pelo modelo, distribuindo-se a carga que supera a GD, em outros patamares ao longo do dia.

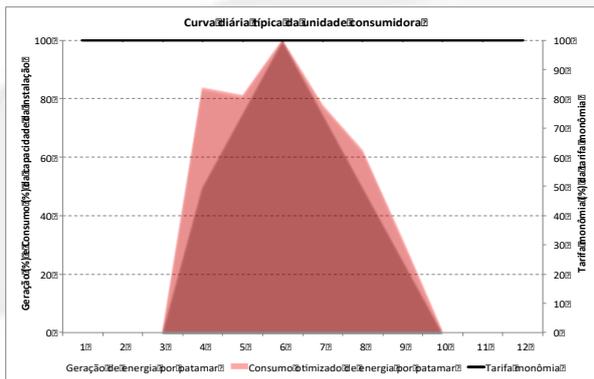


Figura 4: Curva diária típica de geração e consumo otimizado de energia da instalação – tarifa monômnia.

Se comparado o custo diário de aquisição de energia, o valor do Caso A (ii) é cerca de 70% inferior ao do Caso A (i), assumindo que o consumidor pudesse modular totalmente a sua carga de energia nos patamares e mantendo o mesmo consumo de energia diário nos dois casos.

O Caso A retrata a baixa efetividade da tarifa monômnia e única ao longo do dia em promover sinais econômicos para a unidade consumidora. Isso ocorre porque, uma vez que a tarifa é fixa em todos os patamares, o consumidor não tem incentivos para alterar o seu perfil de carga.

Mesmo se o pico de demanda do sistema de distribuição de energia ocorrer no patamar de maior carga do consumidor, o agente permanece indiferente quanto à tarifa nesse instante. Portanto, o uso eficiente da rede é prejudicado nesse caso, pois inclusive quando o sistema de distribuição está operando em uma condição adversa, a unidade consumidora não tem incentivo econômico para reduzir a sua carga durante o período de ponta registrado pela distribuidora. Nessa condição simulada que reflete a tarifa monômnia e invariante ao longo do dia, o consumidor não é atualizado sobre as reais condições de fornecimento de energia pela distribuidora a que ele está conectado.

5.2 Caso B

O Caso B simula um consumidor que tenha optado pela tarifa branca, ou seja, nessa modalidade existe a diferenciação da tarifa de energia elétrica entre patamares pré-estabelecidos ao longo do dia. Neste estudo foi definido

que, nos patamares fora da demanda de ponta do sistema elétrico de distribuição, a tarifa é 15% inferior à tarifa monômnia. Por outro lado, nos patamares coincidentes com a demanda de ponta do sistema de distribuição, a tarifa é simulada como sendo 15% superior à tarifa monômnia, de acordo com a figura 5. A primeira simulação, Caso B (i), fixa a carga da unidade consumidora. Ao assumir essa característica, o perfil de carga do consumidor não é alterado, mesmo com a tarifa diferenciada entre os patamares do dia, conforme é exibido na figura 5, que indica, nesse caso, a tarifa branca.

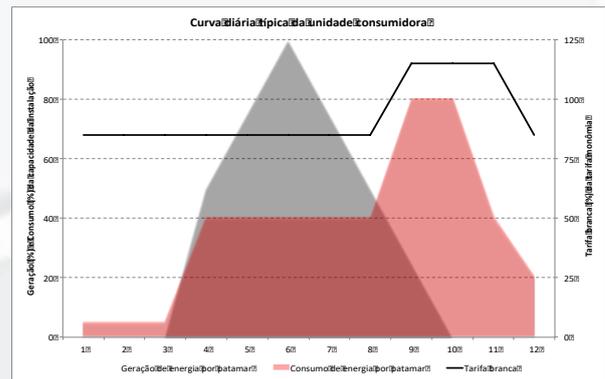


Figura 5: Curva diária típica de geração e consumo de energia da instalação – tarifa branca.

Assim, se o consumidor optasse por esta modalidade tarifária e não alterasse o seu perfil de consumo diário, o custo de aquisição de energia seria 10% maior, quando comparado ao Caso A (i), que simula a condição de tarifa monômnia e, também define a unidade consumidora com curva de carga inflexível.

Em contrapartida, a figura 6 indica o Caso B (ii), onde o perfil de carga do consumidor é considerado totalmente flexível.

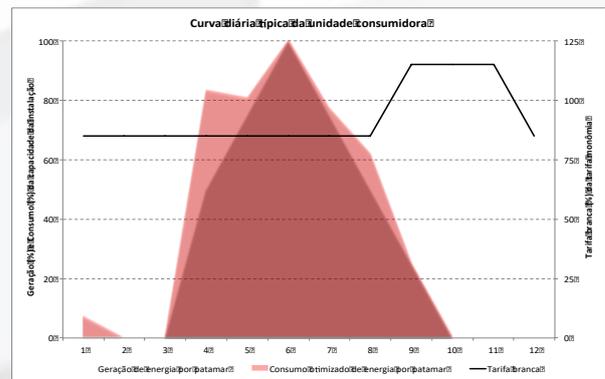


Figura 6: Curva diária típica de geração e consumo otimizado de energia da instalação – tarifa branca.

Como resultado, a unidade consumidora que alterasse o seu perfil de carga, adequando-se ao valor da tarifa branca, Caso B (ii), reduziria o custo diário de aquisição de energia em

cerca de 75% em relação à situação na qual o consumidor é inflexível à tarifa, Caso B (i).

Por turno, na condição de unidade consumidora flexível e com base nos descontos e sobrepreços aplicados para a tarifa branca, a economia no custo diário de aquisição de energia elétrica seria de 4% quando comparados o Caso B (ii) e o Caso A (ii). Os valores de tarifa adotados na simulação foram definidos no início do item 5.2.

5.3 Caso C

Uma análise de sensibilidade é realizada neste item. Para isso, parte-se da premissa que a decisão de incorporar um sistema de armazenamento de energia já foi tomada. Em vista disso, o objetivo dos itens 5.3 e 5.4 é mostrar as diferentes estratégias de consumo, dada a adoção do sistema de armazenamento pela unidade consumidora.

No modelo de simulação, o armazenamento máximo admitido é de 2h x 100, onde 100 é a capacidade de potência da instalação, em percentual. O intuito dessas avaliações é ressaltar o potencial do sistema de armazenamento como uma tecnologia com custos decrescentes e com possibilidade de penetração junto da unidade consumidora que faz uso de GD. De maneira semelhante à observada para a evolução dos preços da fonte de geração fotovoltaica, o recurso de armazenamento de energia também poderá ser adicionado ao portfólio de geração das instalações que têm GD e permitir a flexibilização do seu consumo diário de energia elétrica a partir da rede de distribuição.

Na figura 7 é apresentado o resultado do consumo ótimo da instalação para atender a curva típica de energia em cada patamar – o requisito de carga é indicado pela linha preta em traço pontilhado e coincide com os valores utilizados nas simulações anteriores. A área em cinza representa a operação do sistema de armazenamento de energia. Nota-se que, nos patamares em que a geração fotovoltaica, área em azul, supera o requisito de carga, a energia excedente da GD é armazenada nesse sistema – parte positiva da área em cinza. A parte negativa da área em cinza indica o descarregamento do sistema de armazenamento e, portanto, o atendimento da curva de carga. A área em rosa indica os patamares onde houve consumo a partir da rede de distribuição. Nota-se que esse tipo de consumo ocorre somente quando a tarifa é menor ao longo do dia – patamares de 1 a 8 e patamar 12. Nos momentos de maior demanda da unidade consumidora, o sistema de armazenamento é responsável pelo atendimento da carga de energia, junto com a produção da GD, especificamente entre os patamares 9 e 10.

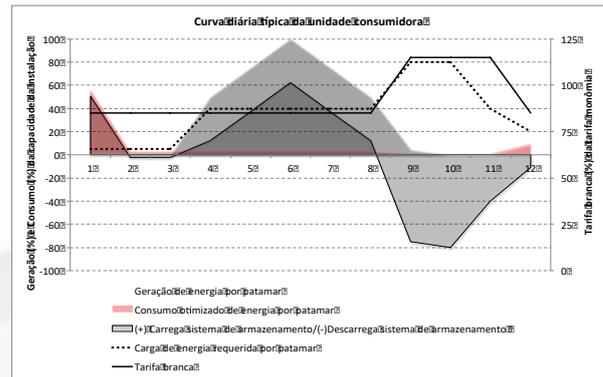


Figura 7: Curva diária típica de geração e consumo otimizado de energia da instalação – tarifa branca e sistema de armazenamento.

Para este Caso C, a carga do consumidor é simulada inflexível. No entanto, dado a presença do sistema de armazenamento e a opção pela tarifa branca, a instalação pôde evitar o consumo de energia nos momentos de maior demanda esperados pelo sistema de distribuição e, desse modo, fazer um uso mais eficiente da energia requerida do sistema elétrico onde está conectada. Por premissa, a tarifa branca convencionada os patamares em que a rede de distribuição se encontra com menor disponibilidade operativa e, assim estabelece tarifas mais elevadas para esses instantes. Em tese, isso é feito de forma a evitar a coincidência da demanda máxima da unidade consumidora, com aquela projetada pela distribuidora local.

Em termos de custo diário de aquisição de energia, o Caso C reduziria em 70% o valor em relação ao Caso A (ii), sem sistema de armazenamento. Além da redução do custo, o sistema de armazenamento contribui para a diminuição do consumo da instalação naqueles momentos em que o sistema de distribuição pode estar submetido a condições adversas de atendimento à sua demanda elétrica, direcionando, portanto, um uso eficiente da rede.

5.4 Caso D

Este item considera, além do sistema de armazenamento de energia, a simulação de tarifas dinâmicas em cada patamar de carga. Dessa maneira, no Caso D foi permitida uma variação no valor da energia de 30% a 200% em relação à tarifa monômica. A função aleatória do MS-Excel® foi utilizada para definir a tarifa em cada patamar restrito a essa faixa pré-estabelecida.

A figura 8 mostra as diferentes tarifas de energia, linha cheia em preto, que emula os momentos de escassez ou maior disponibilidade de energia observados pelo sistema elétrico de distribuição.

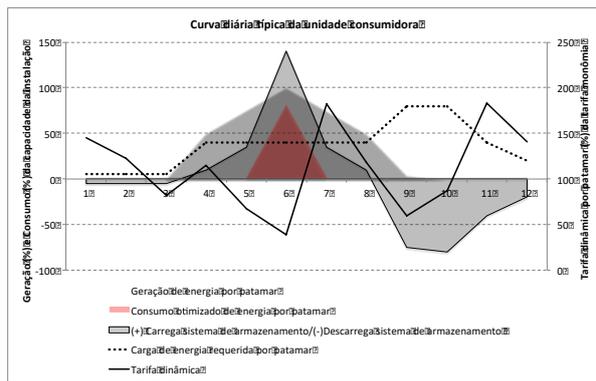


Figura 8: Curva diária típica de geração e consumo otimizado de energia da instalação – tarifa dinâmica por patamar e sistema de armazenamento.

Constata-se que o consumo de energia proveniente da rede de distribuição é priorizado no patamar 6, que simula a menor tarifa de energia ao longo do dia. Adicionalmente, a produção da GD fotovoltaica é aproveitada integralmente pela instalação e divide-se em duas parcelas: a primeira atende a carga de energia exigida no patamar e a segunda é estocada no sistema de armazenamento. A utilização da energia armazenada ocorre nos patamares de 1 a 3 e de 8 a 12 – parte cinza indicando valores negativos.

No Caso D, é possível evidenciar o uso eficiente da rede de distribuição em todos os patamares ao longo do dia, pois, com a simulação de valores dinâmicos para a tarifa de energia, que buscam refletir as condições atualizadas de operação da rede de distribuição em cada patamar, a unidade consumidora atende a sua carga de modo a reduzir o seu custo diário de energia, seja (i) consumindo da rede em momentos de tarifas mais baixas, (ii) otimizando a geração da GD fotovoltaica ou, ainda, (iii) fazendo uso do sistema de armazenamento, com o objetivo de evitar exposições a tarifas elevadas.

5.5 Análise dos resultados

Os itens 5.1 a 5.4 apresentaram as simulações dos comportamentos de uma unidade consumidora de energia elétrica que possui recursos distribuídos, GD e sistema de armazenamento, e diferentes modalidades tarifárias de energia.

Independente da modalidade tarifária simulada, como previsto no sistema de compensação de energia do atual modelo regulatório de GD, nos horários onde existe excedente de energia, são gerados créditos ao consumidor. Se essa situação se repetir predominantemente, no fim do mês, a unidade consumidora poderá acumular créditos de energia para compensar o seu consumo em faturas de meses subsequentes. É importante destacar que não está disponível a comercialização do excedente, mas sim, o mecanismo de abatimento do consumo mensal pelo crédito de energia acumulado em meses anteriores. O crédito tem validade de 60 meses após a data do seu faturamento.

Segundo esse mecanismo de compensação de energia, a rede de distribuição é utilizada como “bateria virtual”, isto é, injeção de energia quando existe excedente de produção

da unidade com GD e, importação de energia quando o consumo da unidade supera a sua geração.

Com base nos resultados dos itens 5.1 a 5.3, destaca-se que o comportamento da unidade consumidora não é amplamente direcionado para um uso eficiente da rede de distribuição nas condições simuladas, uma vez que a tarifa sendo pré-fixada para os patamares ao longo do dia, seu valor pode não retratar as circunstâncias reais e atualizadas de fornecimento vivenciadas pelo sistema de distribuição local. Para ressaltar os resultados desses itens, tanto o mecanismo de compensação quanto o não direcionamento para um uso eficiente da rede de distribuição são exemplificados no parágrafo seguinte.

Assumindo que uma unidade consumidora UC-1 acumulou créditos de energia por alguns meses. Em um cenário futuro, a distribuidora, na qual esse consumidor UC-1 está conectado, encontra-se em uma condição de tarifa alta, por exemplo devido a restrições elétricas e consequente despacho térmico fora da ordem de mérito econômico. Nessa conjuntura, a unidade consumidora UC-1, com saldo de energia suficiente para abater boa parte do seu requisito energético mensal, continuará utilizando a energia cara fornecida pela distribuidora, dado que ao fim do mês poderá utilizar seus créditos para liquidar o seu requisito de energia. Ou seja, esse exemplo denota que carregar o crédito para liquidação futura não guarda qualquer relação com o real custo de fornecimento de energia da distribuidora no momento em que a compensação poderá ser efetivada. Portanto, se o consumidor UC-1 tem créditos de energia suficientes para compensar o seu consumo, o custo de fornecimento de energia pela distribuidora, que retrata uma situação conjuntural, é indiferente para a UC-1, ou seja, neste caso, não existe um sinal econômico eficiente para estimular a resposta a preço da unidade consumidora.

Além disso, na situação descrita anteriormente, salienta-se outro ponto de ineficiência do atual mecanismo de compensação de energia, que é a existência de subsídio cruzado, já que os demais consumidores UC-n, pertencentes à mesma distribuidora e que não possuem GD, precisarão compartilhar os custos da energia requerida pela unidade consumidora UC-1 que tem GD e, por hipótese, esta última paga somente pelo seu consumo líquido de energia. No entanto, os demais consumidores UC-n pagam o seu consumo total e com base em uma tarifa que reflete os requisitos energéticos esperados de todas as unidades consumidoras pertencentes à distribuidora.

6 Conclusões

Este estudo apontou a redução do custo de instalação da GD fotovoltaica de quase 60% em um período inferior a dez anos, favorecendo a incorporação desse tipo de tecnologia de GD. Cita-se também, que os sistemas de armazenamento, baseados em baterias, encontram-se em um estágio atual de preços compatível com aquele verificado há dez anos para a GD fotovoltaica e, a operação das baterias têm um alto potencial de integrar as instalações que contêm GD, até mesmo em escala residencial, como apontado nas referências utilizadas neste artigo.

Além dos custos dos equipamentos associados às tecnologias de geração e armazenamento aqui apresentados, os resultados das simulações efetuadas no item 5 destacaram o papel do sinal econômico, dado pela tarifa de energia, em promover incentivos para a alteração do perfil de carga da unidade consumidora e, assim, possibilitar a redução do seu custo diário de aquisição de energia e também orientar ao uso eficiente da rede de distribuição onde a GD esteja conectada.

Com relação à estrutura tarifária vigente, sabe-se que os momentos do dia onde ocorrem as tarifas mais elevadas são pré-determinados, ou seja, podem não refletir as reais condições de disponibilidade operativa da rede de distribuição que são dinâmicas.

Por isso, os itens 5.1 a 5.3 mostraram que a componente de energia ativa, tanto na modalidade monônia, que considera a tarifa invariante ao longo do dia, como também na modalidade branca, que estabelece tarifas pré-fixadas e distintas para os períodos do dia, a inserção dos sistemas distribuídos de geração e de armazenamento são pouco favorecidos.

A simulação apresentada no item 5.4, que emula tarifas dinâmicas por patamar, evidencia o papel do sinal econômico, dado por uma tarifa que deveria refletir a real condição de fornecimento da rede de distribuição, para estimular o comportamento da unidade consumidora no intuito de equilibrar os seus requisitos de carga, seja pela redução dos custos de aquisição de energia elétrica usando GD, armazenamento de energia ou mesmo pela flexibilização do seu consumo, reagindo às variações de tarifa ao longo do dia.

Atualmente, a regulação permite, por meio do sistema de compensação de energia elétrica, “bateria virtual”, o uso do excedente mensal de energia ativa injetado na rede de distribuição para compensar a carga de energia de meses subsequentes. O crédito tem validade longa e correspondente a 60 meses, a partir do seu faturamento. Esse mecanismo é pouco efetivo para incentivar a alteração de perfil de consumo do agente que contém GD ou sistema de armazenamento em sua instalação, uma vez que não possibilita a comercialização das sobras mensais de energia e não promove a racionalização do consumo. Como reflexo negativo desse mecanismo também é possível mencionar a existência de subsídio cruzado entre os consumidores com GD e aqueles que dependem somente do fornecimento de energia realizado pela empresa distribuidora, de sorte que os custos referentes à parcela de energia oneram os consumidores que não possuem GD, como citado na parte final do item 5.5.

A regulação da GD no Brasil tem evoluído e, por conta do avanço das tecnologias de geração distribuída, é necessária a avaliação permanente da eficácia dos mecanismos regulatórios em transmitir informações precisas e atualizadas aos usuários da rede de distribuição. Isto é fundamental para que os riscos de suprimento e os custos de energia elétrica vistos pelas unidades consumidoras e pelas distribuidoras reflitam as suas reais condições operativas e determinem uma alocação eficiente dos

recursos presentes no sistema elétrico. Isso significa uma operação elétrica flexível, com capacidade de promover a geração centralizada nos momentos de pouca disponibilidade dos recursos distribuídos e, por outro lado, eficiência para aproveitar os excedentes de energia de GD quando ocorrerem condições de escassez ou contingências no sistema elétrico que é despachado centralizadamente.

Por fim, no contexto deste trabalho, é interessante citar o processo de Consulta Pública N.º 33, do Ministério de Minas e Energia (MME), de 5 de julho de 2017, que estimulou discussões a respeito dos aprimoramentos do marco regulatório do Setor Elétrico, ressaltando-se, em particular, questões relacionadas a GD: avanço tecnológico, regulação tarifária, presença de recursos distribuídos e formação de preços com maior granularidade temporal. Esses pontos foram enfatizados pelos resultados deste artigo e, na medida em que possam ser implementados, contribuirão para promover o equilíbrio da oferta e da demanda do sistema elétrico e também para o uso eficiente da eletricidade.

Apêndice A

Equações do modelo de otimização proposto para as simulações dos Casos A e B (não considera o sistema de armazenamento de energia).

$$\text{Minimizar } f(t_i, c_i, g_i) = \sum_{i=1}^{12} 2 * t_i * (c_i - g_i)$$

sujeito a:

$$c_i \leq I$$

$$g_i \leq P_i$$

$$t_i = T_i$$

$$\sum_{i=1}^{12} 2 * (c_i - g_i) = R$$

onde:

i , número de patamares de carga;

I , capacidade instalada da unidade consumidora (kW);

R , requisito energético diário da unidade consumidora (kWh);

P_i , perfil de produção típico de um conjunto fotovoltaico (kW) no patamar de carga i ;

T_i , tarifa de energia elétrica (R\$/kWh) no patamar de carga i ;

c_i , potência requerida da rede de distribuição (kW) no patamar de carga i ;

g_i , potência gerada pelo conjunto fotovoltaico (kW) no patamar de carga i .

Apêndice B

Equações do modelo de otimização proposto para as simulações dos Casos C e D (considera o sistema de armazenamento de energia).

$$\text{Minimizar } f(t_i, c_i, g_i, a_i) = \sum_{i=1}^{12} 2 * t_i * (c_i - g_i - a_i)$$

sujeito a:

$$c_i \leq I$$

$$g_i \leq P_i$$

$$t_i = T_i$$

$$-A \leq a_i \leq A$$

$$(c_i - g_i - a_i) = R_i$$

$$\sum_{i=1}^{12} a_i = 0$$

onde:

i , número de patamares de carga;

I , capacidade instalada da unidade consumidora (kW);

R , requisito energético diário da unidade consumidora (kWh);

P_i , perfil de produção típico de um conjunto fotovoltaico (kW) no patamar de carga i ;

T_i , tarifa de energia elétrica (R\$/kWh) no patamar de carga i ;

A , capacidade instalada do sistema de armazenamento (kW);

c_i , potência requerida da rede de distribuição (kW) no patamar de carga i ;

g_i , potência gerada pelo conjunto fotovoltaico (kW) no patamar de carga i ;

a_i , potência fornecida / requerida pelo sistema de armazenamento de energia (kW) no patamar de carga i .

Referências

- [1] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N.º 482, de abril de 2012. URL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>, acesso em (26.10.2017).
- [2] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N.º 687, de novembro de 2015. URL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>, acesso em (26.10.2017).
- [3] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N.º 786, de outubro de 2017. URL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>, acesso em (26.10.2017).
- [4] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Geração Distribuída por data de conexão. URL: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>, acesso em (03.11.2017).
- [5] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Unidades consumidoras com GD: resumo por modalidade. URL: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp, acesso em (03.11.2017).
- [6] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Unidades consumidoras com GD: resumo por tipo de geração. URL: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp, acesso em (03.11.2017).
- [7] NREL, National Renewable Energy Laboratory. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>, acesso em (04.11.2017).
- [8] Brasil, MME, Ministério de Minas e Energia. Energia Solar no Brasil e Mundo – Ano de referência 2016. URL: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+-+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154>, acesso em (04.11.2017).
- [9] NREL, National Renewable Energy Laboratory. Installed Cost Benchmarks and Deployment Barriers for Residential Solar Photovoltaics with Energy Storage: Q1 2016. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67474.pdf>, acesso em (10.11.2017).
- [10] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Modalidades tarifárias. URL: http://www.aneel.gov.br/alta-tensao/-/asset_publisher/zNaRbJCLDgBE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Falta-tensao%3Fp_id%3D101_INSTANCE_zNaRbJCLDgBE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D2%26p_p_col_count%3D3, acesso em (03.11.2017).
- [11] Klimstra, J., Hotakainen, M., “Smart Power Generation – The Future of Electricity Production”. Helsinki: Avain, 2011.
- [12] SOCCOL, F.J., PEREIRA, A.L., CELESTE, W.C., COURA, D.J.C., CHAVES, G.L.D., “Challenges for Implementation of Distributed Energy Generation in Brazil: An Integrative Literature Review”. Brazilian Journal of Production Engineering 2016, São Mateus, Vol. 2, N.º 3, p. 31-43. Editora CEUNES/DETEC.
- [13] Brasil, MME, Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica N.º 5, de julho de 2017, Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico. URL: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas;jsessionid=F6624F13110B77D078937B4DC901C494.srv155?p_auth=i73G3iaq&p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaldNormal=33&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivo, acesso em (10.11.2017).