

ANÁLISE DA VIABILIDADE DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE BATERIAS E FOTOVOLTAICOS EM UM CONSUMIDOR DE MÉDIA TENSÃO NO BRASIL

Bruno Marciano Lopes – brunomarcianolopes@gmail.com.br

Davi Faúla dos Santos – davi.faula2@gmail.com

Wadaed Uturbey – wadaed@cpdee.ufmg.br

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais
Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brasil

Resumo. *Sistemas de armazenamento a baterias (BaT) serão fundamentais para viabilizar a continuidade da expansão da geração fotovoltaica (FV) devido aos impactos da variabilidade desses sistemas na rede elétrica. No Brasil, com pequenos ajustes na legislação do setor elétrico é possível o uso de sistemas BaT em configuração “atrás do medidor”, com ou sem sistemas FV associados. O objetivo desse artigo é, por meio de um estudo de caso abrangente, analisar a viabilidade econômica do conjunto FV e BaT, atualmente e no médio prazo, para consumidores brasileiros de média tensão, utilizando a regulamentação e os mecanismos tarifários vigentes. As principais contribuições são: estruturação de soluções envolvendo redução de conta, gestão da demanda e integração com FV; apresentação de metodologia de dimensionamento e de despacho baseadas em perfil de carga do consumidor e resultados das análises econômicas das soluções propostas para distintos valores de tarifas em cenário atual e de médio prazo. São utilizadas métricas tradicionais de análise econômica e a ferramenta computacional SAM. A principal conclusão é que já existe viabilidade econômica no Brasil para sistemas BaT, com ou sem sistemas FV, em determinados contextos tarifários e utilizando-se estratégias adequadas. Estas soluções não seriam as primeiras escolhas dos clientes, na maioria das situações, por existirem outras com maior valor presente líquido e melhor retorno sobre o investimento. No entanto, existem nichos interessantes, tais como viabilizar expansão de carga em redes saturadas ou evitar reforço de rede oneroso para instalação FV. No médio prazo, sistemas integrados de baterias com FV passam a ser soluções preferências, dependendo do valor da tarifa da localidade. Devido à disparidade dos valores de tarifas, o Brasil vivenciará, no médio prazo, uma realidade bastante heterogênea quanto à viabilidade econômica, entre as diversas áreas de concessões.*

Palavras-chave: Geração fotovoltaica, Armazenamento de energia, Sistema de baterias

1. INTRODUÇÃO

A geração fotovoltaica (FV) é uma tecnologia madura técnica e comercialmente. No Brasil, as projeções da Empresa de Pesquisa Energética - EPE apontam que a modalidade centralizada alcance, em 2050, de 27 a 90 GW em termos de capacidade instalada, correspondendo de 5% a 16% da capacidade total o país (EPE & MME, 2020). Já a geração distribuída (GD) fotovoltaica atingirá entre 24 GW e 43 GW, o que representará um valor entre 3% e 5% da carga total de energia elétrica do país.

A variabilidade e as flutuações provocadas pela geração FV afetam todo o sistema elétrico e é crescente a necessidade de sistemas e procedimentos de operação que permitam a maior penetração das fontes renováveis variáveis, tais como gerenciamento da demanda, fontes flexíveis e sistemas de armazenamento (IEA, 2016). Sobre estes últimos, os sistemas de baterias (BaT) terão impacto efetivo na distribuição de energia elétrica, por terem dinâmica rápida, flexibilidade de operação, portabilidade e escalabilidade. Tais atributos tornam possível que estes sistemas sejam instalados em praticamente qualquer ponto da rede, inclusive no interior da instalação do consumidor (EPE & MME, 2020), em configuração conhecida como atrás do medidor (*behind-the-meter*), à semelhança dos sistemas de GD regulamentados pela RN-482 (Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012, 2012).

Atualmente, a regulamentação do setor elétrico brasileiro não contempla o uso de sistemas de armazenamento pelos consumidores conectados à rede¹. Mas com pequenos ajustes na legislação, vislumbra-se ao menos três serviços que poderiam ser realizados por sistemas BaT, para o consumidor de média tensão, na configuração atrás do medidor: redução da demanda real (*peak shaving*) (Oudalov et al., 2007) e, por consequência, da demanda contratada; arbitragem, que é o deslocamento do consumo do horário de ponta (P) para o fora de ponta (FP); e despacho de geração distribuída. Esta última refere-se, dentre outras aplicações, a evitar ou reduzir a injeção de geração FV na rede, caso a compensação seja

¹ Este tema está em discussão no âmbito da agenda regulatória da Aneel, sendo que já ocorreram duas Tomadas de Subsídio (TS), a TS 011/2020 e a TS 011/2021, dentre outros instrumentos. A lei federal n° 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (*Brasil, 2022*) permite a integração de sistemas BaT com sistemas FV, desde que a capacidade de armazenamento seja de pelo menos 20% da geração mensal. Este valor é incompatível com as funcionalidades propostas, que precisam de sistemas bem menores, conforme mostrado neste artigo.

desfavorável ou caso existam restrições técnicas, regulatórias ou de custo para a injeção plena e também reduzir a demanda contratada. Neste sentido, é oportuno avaliar a viabilidade econômica conjunta das tecnologias FV e sistemas de baterias, em configuração atrás de medidor, para consumidores de média tensão no país.

Outra motivação para o presente trabalho decorre do trabalho desenvolvido por pesquisadores da UFMG no âmbito do projeto ANEEL P&D 00553-0046-2016 “Desenvolvimento de sistema Smart Battery e planta piloto de armazenamento de energia associado à geração distribuída de energia elétrica”. Neste projeto, foi instalada uma microrrede de energia elétrica na Escola de Engenharia (E. E.), em Belo Horizonte, composta por um sistema FV de cerca de 30 kW (previamente existente), três sistemas BaT com tecnologias distintas (chumbo ácido, íons de lítio e sal fundido), cargas e fontes controláveis e integração com a rede do edifício. O propósito desse arranjo é testar as tecnologias empregadas, bem como funcionalidades típicas de miniredes, em escala laboratorial. Sobre o presente trabalho, é interessante verificar a viabilidade econômica de se aplicar, em escala real, as tecnologias empregadas mais promissoras apontadas pelo projeto para a redução da conta de energia da E. E. Com isso, o objetivo desse trabalho é, por meio do estudo de caso de soluções de redução de conta de um consumidor de média tensão, investigar a viabilidade de sistemas a baterias integrados ou não à geração fotovoltaica, nos contextos atual e de médio prazo no Brasil.

Por se tratar de estudo de caso, os resultados do trabalho não podem ser amplamente generalizados, mas permite inferências relevantes sobre condições em que a viabilidade econômica do conjunto pode ser alcançada. Para tanto, é realizada uma projeção dos preços das tecnologias envolvidas. As oportunidades de capturas de valor são mapeadas e várias soluções são propostas. Os funcionamentos dos sistemas são modelados em detalhes, particularmente aspectos importantes para a análise econômica: eficiência, degradação e vida útil. São aplicadas tarifas do consumidor em questão, mas também de outros consumidores e as simulações são feitas tanto para o presente quanto para o médio prazo. As principais contribuições são: análise da viabilidade econômica das tecnologias de forma integrada, ou seja, analisa-se o conjunto e não cada sistema; descrição detalhada de soluções possíveis de redução de conta e de estratégias de despacho de sistemas BaT; apresentação de metodologia de dimensionamento de sistema de baterias baseada no perfil de carga do consumidor.

Detalhes metodológicos são apresentados na seção 2. Neste trabalho, adota-se o regime de compensação de energia, conforme legislação e regulamentação brasileira. A ferramenta computacional adotada é o SAM do National Renewable Energy Laboratory -NREL (NREL, 2014). Ainda, programas foram desenvolvidos em linguagem R para o dimensionamento e despacho das baterias. Foram realizadas 66 simulações, envolvendo 12 soluções distintas para redução da conta de energia, 2 cenários de custos dos sistemas e 3 perfis de tarifas. Foram adotadas baterias do tipo íons de lítio. Para a definição dos custos dos sistemas são criados cenários baseados em dados de literatura, a partir dos quais técnicas matemáticas foram empregadas para extrapolar e interpolar dados, adaptando-os para diversos portes e configurações dos sistemas. Os resultados estão na seção 3, onde são apresentados o dimensionamento e dados operacionais dos sistemas BT, bem como de desempenho econômico das soluções. Na seção 4 são apresentadas as considerações finais do trabalho, sintetizando as principais conclusões e destacando limitações e propostas de trabalhos futuros. Ainda, algumas recomendações de alteração no marco regulatório e sobre possíveis modelos de negócios são indicadas.

2. METODOLOGIA

A E.E. é um consumidor conectado em média tensão à rede da distribuidora Cemig. São testadas configurações com sistema FV e BaT, tanto separadas quanto integradas. Trata-se de configuração “atrás do medidor” na qual a carga e os sistemas estão do lado do cliente. Adota-se o regime de compensação de energia, conforme legislação e regulamentação brasileira. O ganho econômico advindo do sistema FV se dá pela redução da conta de energia. Para o sistema de baterias, ele é obtido pela redução da demanda contratada e pela arbitragem.

Baseado no perfil da carga horária medida ao longo de um ano, foram concebidas 12 soluções de dimensionamento dos sistemas FV e BaT e estratégias de despacho. Quanto à tarifa são testados os valores para clientes públicos, para clientes industriais (em Minas Gerais, as alíquotas de ICMS são distintas) da Cemig; e também tarifas da ENEL-RJ (mais elevadas), de modo a destacar a influência da tarifa nos resultados. Foram concebidos dois cenários de custos de instalação, operação e troca dos sistemas: *Atual*, representando o contexto vigente e com perspectivas de redução de custos mais conservadoras, e *Médio Prazo*, para prognóstico de 2025 e com projeções de custo mais otimistas.

Para analisar a viabilidade econômica, optou-se por métricas tradicionais: valor presente líquido (VPL), *payback* descontado, e retorno sobre o investimento (ROI). Também é proposto e verificado o valor presente líquido do sistema BaT (VPL_{BT}) para se estimar a contribuição do sistema de baterias na viabilidade da solução. Ele é obtido pela diferença entre o VPL da solução integrada e da solução que usa exclusivamente sistema FV, de mesmo porte. A ferramenta computacional SAM foi escolhida por suportar representação detalhada de sistemas FV e de armazenamento e por permitir modelagem técnica, tarifária e financeira em uma única ferramenta. Os dimensionamentos dos sistemas e as estratégias de despacho foram suportados por programas desenvolvidos em R para este trabalho. As principais premissas do trabalho e parâmetros de simulação são apresentados na Tab. 1.

2.1 Soluções baseadas no perfil do consumidor

A E.E. é um consumidor do tipo Serviço Público, na modalidade tarifária A4 Verde, no qual a tarifa é binômica, com as componentes energia e demanda. A componente energia possui dois postos tarifários, fora de ponta (FP) e ponta (P),

sendo este nos dias úteis das 17:00 às 20:00, no caso da Cemig. Na tarifa Verde, a demanda contratada é fixa para todos os meses e horários. No caso de ultrapassagem aplica-se tarifa de demanda de ultrapassagem sobre o excedente, cujo valor é o dobro da tarifa de demanda.

Para o perfil de consumo foram utilizados dados horários medidos localmente do ano de 2019, completo. A qualidade da medição foi boa e o único tratamento relevante é a imputação de dados em 15 dias consecutivos perdidos em julho, que foram copiados das semanas adjacentes, usando sempre o mesmo dia da semana e a mesma hora do dia. Os feriados foram apurados. A Tab. 2 apresenta a carga, a demanda e simulações de conta, tanto para o caso real quanto para caso a E.E. fosse um consumidor industrial em Minas Gerais ou na área de concessão da ENEL-RJ. Observa-se grande diferença nos valores das tarifas e, por consequência, nas contas. A Fig. 1, à esquerda, apresenta o perfil de carga horária do consumidor, que tem maior consumo no período diurno (*d*, na figura), nos dias de semana, mas também tem consumo relevante no horário de ponta. A demanda se aproxima da contratada alguns dias do ano, apenas entre 9:00 e 17:00. A primeira solução vislumbrada, já disseminada comercialmente, é a instalação de sistema fotovoltaico para a redução do consumo do cliente, de 1,8 MWh/ano que, para ser zerado, seria necessária uma usina fotovoltaica de aproximadamente 1 MW, em Belo Horizonte. Esta solução altera o perfil de carga (Fig. 1, à direita) e há reversão do fluxo de potência, com injeção de mais de 750 kW. Com isso, é possível que tal instalação só seja viável com adaptações na rede onerosas para o cliente, conforme regulamentação (isso pode ocorrer mesmo para injeções abaixo da demanda contratada). Adicionalmente, a demanda contratada deve ser no mínimo a potência nominal do sistema, elevando esta componente da conta. Observa-se, também, que a inserção da geração FV eleva significativamente a variabilidade do perfil de carga no período diurno. Sobre as possibilidades de uso do sistema BaT, são testadas a redução da demanda e a arbitragem, além da redução da injeção provocada pela geração FV.

Tabela 1 - Síntese dos parâmetros das simulações

Categoria	Parâmetro / Variável	Valor
Filosofia básica	NA	Representar sistemas de armazenamento de energia, com geração FV associada, de portes diversos, compatíveis com redes MT, baseados nas tecnologias da microrrede da E.E. da UFMG e no perfil desse consumidor.
Consumidor	Identificação Classe de consumo Modalidade tarifária Tarifa Outras tarifas testadas Projeção de preços Curva de carga	Escola de Engenharia da UFMG, Belo Horizonte, MG Serviço Público Verde A4 Tarifas da Cemig (out. 2019), acrescidas dos impostos Cemig Industrial A4 Verde e Enel – RJ A4 Verde (2019) Não considerado. Dados medidos de consumo da E.E. de 2019 (ano completo)
Sistemas FV – Dados Técnicos	Dados Ambientais Pot. nominal Inclinação e orientação Tecnologia dos painéis Ef. nom. dos inversores Perdas Substituição de inversores	NSRDB 2019 de BH, para geração FV e NSRDB TMY-60 para validação 450 kW, 600 kW e 1.000 kW nominais (555, 740, 1.233 kWp em painéis), conforme solução adotada (vide Tab. 4) 20°, norte (inclinação ótima para a latitude) Cristalino padrão, modelo Yingli Energy (China) YL250P-32b 250 Wp) 96,57% (Modelo Hoymiles MI 1000T 1032.4 Wac) Sujidade: 3%; DC: 4,44%; AC: 1% Ano 10 Degradação dos painéis 0,75% a.a.
Sistemas de Baterias – Dados Técnicos	Tecnologia Capacidade e pot. nominais Cap. residual da troca C-rate máx. (descarga/recarga) Características técnicas Degradação	Lítio Ferro Fosfato - LiFePO4, modelo de referência UPLFP48-100 Conforme solução adotada (vide Tab. 4) 80% DoD máximo 80%. 0,5 e 0,2, respectivamente Propriedades elétricas, degradação, perdas, etc. Foram utilizados os valores padrões do SAM, salvo ajustes no modelo térmico Modelagem própria, descrita nesta seção
Sistemas FV – Premissas Econômicas	Investimento inicial Operação e manutenção Reinvestimento	Custos por Wp conforme porte da usina: R\$ 3,50 no cenário atual; R\$ 2,47 no médio prazo 1% a.a. Substituição do inversor no ano 10. Custo conforme cenário escolhido.
Sistemas de Armazenamento – Premissas Econômicas	Investimento inicial Operação, manutenção e reinvestimento	Custos por kWh e kW conforme capacidade do sistema. R\$ 2.220,00 /kWh e R\$ 490,00/kW no cenário Atual R\$ 1.120,00/kWh e R\$ 230,00/kW no cenário Médio Prazo Substituição das baterias conforme critérios técnicos de desgaste. Valor conforme cenários de redução de custo. Sequencialmente, desde o ano 1:
		2293,00, 2209,00, 2126,00, 2044,00, 1962,00, 1881,00, 1835,00, 1789,00, 1743,00, 1697,00, 1652,00, 1593,00, 1534,00, 1476,00, 1417,00, 1358,00, 1327,00, 1296,00, 1264,00, 1233,00, 1202,00, 1202,00, 1202,00, 1202,00, 1202,00 (Atual) 1715,00, 1633,00, 1551,00, 1469,00, 1388,00, 1305,00, 1262,00, 1220,00, 1178,00, 1135,00, 1093,00, 1066,00, 1039,00, 1011,00, 984,00, 957,00, 957,00, 957,00, 957,00, 957,00, 957,00, 957,00, 957,00, 957,00, 957,00 (Médio Prazo)
Parâmetros financeiros	Período de análise Taxa Inflação	25 anos 0%
		Taxa de desconto real 6,5% a.a., Financiamento 0% do CAPEX

Tabela 2 - Consumo, tarifa e conta do consumidor (Serviço Público, Cemig) e simulação de conta, caso ele fosse sujeito a outras tarifas

Componente		Tarifa (R\$/kWh /R\$/kW) ¹			Conta (R\$ x mil)		
		Cemig Serv. Púb.	Cemig Ind.	ENEL-RJ ²	Cemig Serv. Púb.	Cemig Ind.	ENEL-RJ
Cons. F. P. (MWh)	1,792	0.379	0.490	0.650	680	878	1,165
Cons. P. (MWh)	221	1.702	2.199	3.421	376	486	757
Demanda (kW)	600	14.84	19.18	39.49	107	138	284
				Total	1,163	1,503	2,206

¹ Tarifas com impostos; desconsideradas taxas de iluminação pública

² Alíquota do ICMS para consumo mensal acima de 300 kWh

Mais detalhadamente, quanto à demanda contratada, ela pode ser reduzida ou aumentada, conforme estratégia adotada. Opções consideradas: 1) manutenção da demanda contratada; 2) redução viabilizada por despacho de baterias; 3) ampliação para suportar sistema fotovoltaico de porte elevado. O porte do sistema FV é definido segundo critérios de atendimento à carga e restrições da rede. Pode-se 1) não implantar; 2) dimensionar até o limite da demanda contratada atual; 3) dimensionar até o limite de nova demanda contratada, menor do que a atual; 4) dimensionar de modo a atender plenamente a carga, em termos energéticos. O despacho do sistema FV pode ser controlado: 1) livre, se carga líquida abaixo da demanda ou se sistema de baterias absorve excedente; 2) limitação (*curtailment*), caso não seja instalado sistema de baterias e porte do sistema superar demanda contratada. Neste caso, a limitação é feita na carga líquida e não na geração.² O porte do sistema de baterias pode ser definido conforme os seguintes critérios: 1) não instalar; 2) redução da demanda (*peak-shaving*); 3) redução de demanda mais arbitragem total; 4) redução da demanda FV. Da mesma forma, o despacho do sistema de baterias pode atender as estas funcionalidades, com a ressalva de que um sistema dimensionado apenas para redução de demanda pode ou não usar a energia residual para fazer arbitragem parcial. Combinando as alternativas, são avaliados os desempenhos econômicos de 12 soluções, conforme Tab. 3. A primeira alternativa, de referência, é a manutenção da condição atual. As soluções 2 a 4 envolvem apenas sistemas BaT, todas elas com redução da demanda contratada de 600 kW para 450 kW. A diferença entre elas está na arbitragem. Na solução 2 ela não é feita e na 4 é feita de modo a zerar o consumo de ponta diário. Na solução 3 o sistema é dimensionado apenas para atender à redução de demanda, mas a carga diária remanescente é usada no horário de ponta. No segundo grupo, soluções 5 e 6, a demanda contratada não é alterada e é instalado um sistema fotovoltaico de 600 kW. A diferença entre elas (5 e 6) é a instalação, na 6, de sistema BaT dimensionado para arbitragem total. As soluções 8 e 9 se equivalem às 3 a 4, de redução de demanda para 450kW e a diferença está na instalação de um sistema FV com esta potência. A solução 7 envolve apenas o sistema FV de 450 kW. As soluções 10 a 12 envolvem a instalação de sistema FV de 1.000 kW, capaz de produzir o equivalente ao consumo anual do cliente. Na 10, a demanda contratada é alterada para 1.000 kW. Na 11, a energia injetada é limitada a 600 kW, mantendo a demanda contratada original. Na 12 um sistema de baterias absorve a carga líquida que ultrapasse a demanda contratada e a descarrega no horário de ponta, em dias úteis ou a partir do período noturno (*n*, na Fig. 1), todos os dias (vide nota da Tab. 3). Conforme se observa na Fig. 1, não há ultrapassagem da injeção entre 15:00 e 17:00. Neste horário, o sistema é carregado nos dias úteis, para atendimento à ponta.

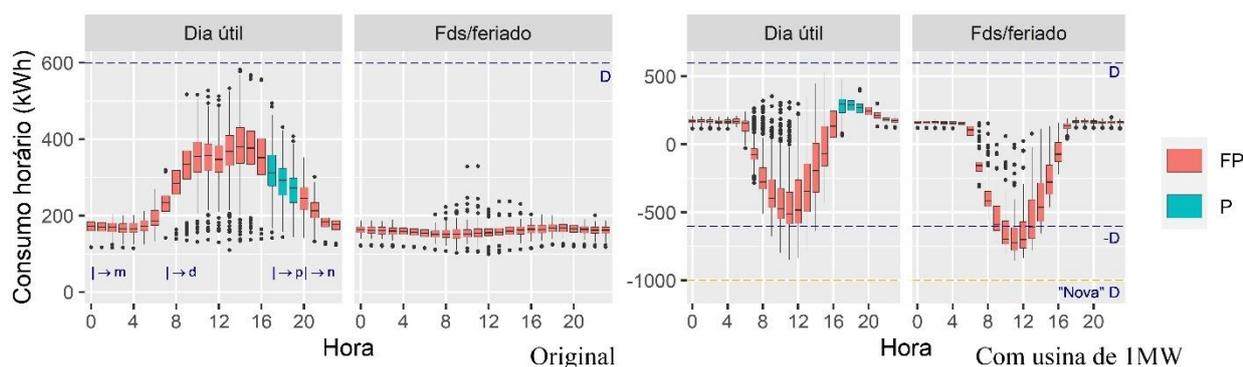


Figura 1 - Perfil de carga horária do consumidor, original e após instalação de usina de 1 MW. O valor da hora representa o início do intervalo (ex. 16: 16:00 às 17:00)

² Por força da regulamentação vigente, esta última abordagem não seria possível sem a elevação da demanda contratada, mas é testada, para verificar seus efeitos na viabilidade econômica. A alternativa permitida seria limitar a potência nominal de saída do sistema FV, mas com maior potência em painéis. O problema dessa solução é que ela não se beneficia da redução da injeção pela carga do consumidor e, por consequência, os cortes de geração são maiores.

Tabela 3 - Possíveis soluções concebidas para redução da conta de energia do cliente

Solução	Descrição	FV (kW)	Demanda (kW)
1 - Original	Situação atual	0	600 ¹
2 - Dem. (redução p/ 450 kW)	Instalação de sistema BaT para redução da demanda contratada	0	450
3 - Dem. + P (parcial)	Idem 2, mas a energia diária disponível é usada para arbitragem, além limitar a demanda.	0	450
4 - Demanda + P	Idem 3, mas sistema de baterias é dimensionado para arbitragem total e não apenas para limitar demanda.	0	450
5 - FV1 (600 kW)	Instalação de sistema FV dimensionado para o limite da demanda contratada	600	600
6 - FV1 + P	Idem 5, mas acrescenta um sistema de baterias para fazer arbitragem total.	600	600
7 - FV2 (450kW)	Idem 5, mas com potência de 450 kW. É usado como contraponto à estratégia 8.	450	600
8 - FV2 + Dem. + P (parcial)	Idem 7, mas a energia diária disponível é usada para arbitragem, além de suprir demanda.	450	450
9 - FV2 + Dem. + P	Idem 7, mas sistema de baterias é dimensionado para arbitragem total e não apenas para suprir demanda.	450	450
10 - FV3 (1.000 kW)	Sistema FV dimensionado para atender a 100% do consumo, sem restrições de demanda.	1000	1000
11 - FV3 + Corte	Sistema FV dimensionado para atender a 100% do consumo, sem restrições de demanda, com mecanismo de corte no medidor.	1000	600 ¹
12 - FV3 + Dem. FV + P (parc.)	Idem 11, mas a demanda de injeção (FV) é limitada por sistema BaT. Energia absorvida é descarregada no horário P.	1000	600 ¹

¹ Na solução 11, a geração FV é controlada de modo à potência injetada (no medidor) nunca ultrapassar a demanda contratada. Na 12, este controle é feito pelo sistema BaT. A legislação vigente não permite estas alternativas e a demanda contratada é, no mínimo, a potência nominal do sistema FV.

2.2 Sistema FV, especificação e dimensionamento de sistemas BaT, calibração de modelos e estratégias de despacho

Foram dois os principais cuidado relativos à simulação dos sistemas fotovoltaicos das soluções propostas. O primeiro é que o desempenho energético represente a expectativa de produção de longo prazo da tecnologia na localidade de implantação. O segundo é reproduzir eventuais correlações entre a carga instantânea e a geração FV (por exemplo, em dias ensolarados em que há maior uso de ar condicionado e também maior produção de energia). Para assegurar estas premissas, foram utilizados dados ambientais horários do local, obtidos do NSRDB (NREL, 2021) de 2019 e, portanto, sincronizados com a carga. A radiação anual total de 2019 é apenas 2% inferior à média de longo prazo (dado TMY), e tende a trazer resultados de desempenho energético e econômico ligeiramente conservador. Quanto ao sistema fotovoltaico, a usina Tesla, existente na E.E. foi utilizada como referência e seus parâmetros técnicos foram reproduzidos no SAM, alcançando-se boa precisão na estimativa do desempenho energético. Para extrapolar seu desempenho para usinas maiores, foram feitas correções relativas à orientação, sombreamento e sujidade, que juntas tornam a usina Tesla cerca de 15% menos eficiente que uma usina em solo, melhor orientada e com limpezas programadas.

As baterias são do tipo íons de lítio, por serem consideradas as mais promissoras em aplicações no sistema elétrico (Tsiropoulos et al., 2018). O projeto básico para as simulações envolve a definição da capacidade de carga nominal, da capacidade residual no momento da troca do banco, da profundidade de descarga (DoD - *Depth of Discharge*), e da relação entre a potência nominal e a energia nominal do banco, conhecida como C-rate. Estes parâmetros estão relacionados à vida útil das baterias e, por consequência, aos investimentos com substituições.

As características do sistema foram inspiradas na microrrede instalada na E.E. em que as baterias são do tipo Lítio Ferro Fosfato - LiFePO₄, da empresa Unicoba, modelo UPLFP48-100, 48 V, com capacidade de 100 Ah (C5). As taxas de descarga e recarga máximas permitidas são de 75% e 30%, respectivamente. Para o projeto, foi considerado como limites dois terços desses valores. Por ser de pequeno porte, a eficiência do inversor utilizado na microrrede, na potência nominal é muito baixa, de 92%. Por esta razão, foi escolhida a perda padrão do SAM, de 96%, para conversões CA/CC e CC/CA. Devido à ausência de alguns dados relacionados à eficiência de carga e descarga (*roundtrip*) das baterias, foram mantidos os parâmetros do SAM. Para validá-los, os resultados foram comparados com resultados da literatura: a IRENA (2017), identificou que a média da eficiência de *roundtrip* de baterias em sistemas reais, em 2016, era de cerca de 94%. Este valor, associado à eficiência do inversor, leva a uma eficiência global média de 86,7%, compatível com os valores obtidos entre 86% e 91%, para as soluções simuladas.

Quanto à degradação e ao momento da troca das baterias, adotou-se como critério para o momento da troca a redução da capacidade de carga em de 80%. O SAM possui uma modelagem para estimar a degradação que para representar

adequadamente a realidade, depende de vários parâmetros, dos quais muitos são indisponíveis normalmente³. Para contornar esta situação, tomou-se os dados de IRENA (2017), que aponta para vida útil média de 2500 ciclos e 12 anos, em 2016, e 5.000 ciclos e 18 anos, em 2030. Adotou-se, para o presente artigo, os valores intermediários de 3.500 ciclos e 14 anos e para todas as estratégias. As baterias são trocadas na primeira das duas ocorrências, o que depende da estratégia de despacho. Esta abordagem é mais restritiva do que a curva de carga do fabricante, no qual a bateria atinge 80% da capacidade com mais de 4.000 ciclos, para DoD médio de 80%. No entanto, é preciso assegurar, que as condições operativas, especialmente DoD, taxa de descarga e temperatura sejam concebidas para elevada longevidade. Conforme já mencionado neste trabalho, as taxas de descarga e de recarga são limitadas e estes limites são assegurados limitando o carregamento instantâneo e, quando necessário, elevando a capacidade do sistema para acima dos critérios necessários para arbitragem e para redução de demanda. Já o DoD máximo é limitado, por projeto, a 64% da capacidade nominal do sistema.⁴

As capacidades dos sistemas BaT são definidas da seguinte forma:

- 1) De posse da carga líquida (carga + FV) horária, apura-se o maior valor diário de energia necessário nos períodos d e p para cumprir as metas de despacho. Este valor é a capacidade efetiva mínima do sistema E_{min} ;
- 2) Apura-se as taxas de carga e de descarga no período e , se forem superiores aos limites estabelecidos, E_{min} é elevada para assegurar as taxas máximas admissíveis;
- 3) A capacidade nominal do sistema é definida, levando-se em consideração a capacidade remanescente no momento da troca, o DoD máximo e a eficiência de descarga:

$$E_{nom} = E_{min} / (E_{res(\%)} * DoD_{máx(\%)} * \sqrt{ef}) \quad (1)$$

- 4) o despacho completo é simulado e a potência nominal é a maior potência apurada.

O despacho é feito da seguinte forma:

- 1) Nos períodos d e p , conforme estratégia de despacho e restrições pertinentes a todos os períodos;
- 2) Para todos os períodos, ocorrem as recargas e descargas preparativas para a manhã seguinte. O despacho é o menor valor entre os seguintes critérios:
 - a. Atingimento da meta do estado de carga da manhã seguinte (períodos n e m);
 - b. Disponibilidade de energia no sistema BaT (atendimentos de demanda e ponta);
 - c. Restrições de rede: máxima demanda contratada e impedimento normativo de injeção por sistema BaT;
 - d. Restrições de sistema: máximas taxas de carga e descarga.

2.3 Custos dos sistemas e premissas econômicas

O SAM permite uma detalhada modelagem dos custos de sistemas FV e baterias. Para o primeiro, é necessário obter ou estimar o investimento inicial para o sistema completo, o custo para substituição de inversores e os custos de operação e manutenção. Em (Greener, 2019), é possível obter os preços médios dos sistemas FV entre 2017 e 2019, estratificados por diversas faixas de potência. Para elaborar as projeções, foi utilizado um estudo prospectivo do NREL (Ardani et al., 2018) que apresenta valores médios conhecidos para 2017 e estimados para 2030 em dois cenários. Desses valores, obteve-se as taxas de redução anuais, respectivamente de 3,71% e 6,47%. A média desses valores foi adotada para se criar o cenário *Atual* e a maior taxa de redução para o cenário *Médio Prazo*. Estas taxas foram aplicadas nos dados de (Greener, 2019) do ano de 2019. Para se estimar o preço da substituição dos inversores tomou-se os valores de (Ardani et al., 2018) no qual os custos de equipamentos são separados de taxas, impostos, lucros, despesas diversas e serviços associados. Para o preço final do equipamento instalado, os valores desses itens foram rateados proporcionalmente entre módulos, inversores, estruturas de suporte e outros materiais e equipamentos. Quanto aos custos de operação e manutenção, foi adotado 1% do custo vigente do sistema, a cada ano. Para os sistemas de baterias, foram adotadas estratégias similares. A referência básica para os custos vigentes e projeções é Tsiropoulos et al. (2018).

Sobre as premissas financeiras, as principais são: vida útil de 25 anos, inflação de 0%, 100% de capital próprio e taxa de desconto de 6,5%. Sobre a última, ela corresponde à taxa Selic dos últimos seis meses de 2019, período escolhido por preceder os impactos da pandemia de Covid-19 na economia.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Fig. 2, ilustra os efeitos do sistema FV e das estratégias de despacho na energia do medidor para algumas soluções selecionadas, demonstrando o atendimento às suas premissas.

³ Como exemplos: coeficiente de transferência de calor e capacidade térmica específica do banco, área de troca de calor, temperatura ambiente e modelo de tensão bem calibrado.

⁴ Este valor decorre de que a profundidade máxima projetada é de 80% da capacidade do sistema no final da vida útil, que por sua vez ocorre quando o sistema atinge 80% da sua capacidade original. O produto desses fatores leva ao DoD máximo de 64%.

Os principais resultados desse trabalho estão relacionados à viabilidade econômica das soluções envolvendo sistemas BaT e FV. Conforme mencionado na Seção 2, é preciso simular condições operativas condizentes com a longevidade esperada para os sistemas BaT, que dependem do modo de despacho e das taxas e profundidades de carga e descarga médias e máximas. A Tab. 4 mostra que os limites considerados foram respeitados, e apresenta também a capacidade e potência nominais, os investimentos iniciais em cada cenário e o consumo anual esperado para cada solução. De acordo com as premissas consideradas, as baterias são trocadas no ano 14, por critério de tempo, na solução 2, por critério de ciclagem nos anos 10 e 20, na solução 12 e pelo mesmo critério, no ano 13, nas demais soluções.

A Tab. 5 apresenta os resultados financeiros para o cliente no cenário atual. A maior redução no valor da conta é da solução 12, devido ao porte do sistema FV e à arbitragem. No entanto, esta alternativa tem o VPL bem abaixo da solução 10 ou 11. A solução 11 tem ampla vantagem em termos de VPL. Isso se deve ao fato de que raramente há corte de geração devido ao abatimento da injeção pela carga. Como não há previsão regulatória para a 11, a opção 10 é a melhor, caso o objetivo seja reduzir a conta, desde que eventuais necessidades de reforço de rede não a inviabilizem. A solução 5 possui menor *payback* e maior ROI, e seu principal revés é reduzir a conta em apenas 38%, devido à não redução da demanda e do consumo de ponta, apesar da produção de energia ser correspondente a 60% da carga. Nenhuma solução envolvendo sistema BaT se mostrou atrativa.

Na hipótese de o cliente ser industrial, há maior incidência de impostos (em MG), elevando a tarifa e, por esta razão, a iniciativa de instalação de FV é ainda mais atrativa (Tab. 6). Mas o destaque dessa condição está nas soluções 3 e 8, nas quais a demanda do cliente é reduzida para três quartos da condição original. Nesses contextos, o VPL_{BT} está próximo de zero, o que significa que o sistema de baterias não é deficitário. Este resultado sugere que sistemas de baterias já podem ser alternativas viáveis em situações em que existem restrições técnicas ou econômicas para aumento de carga.

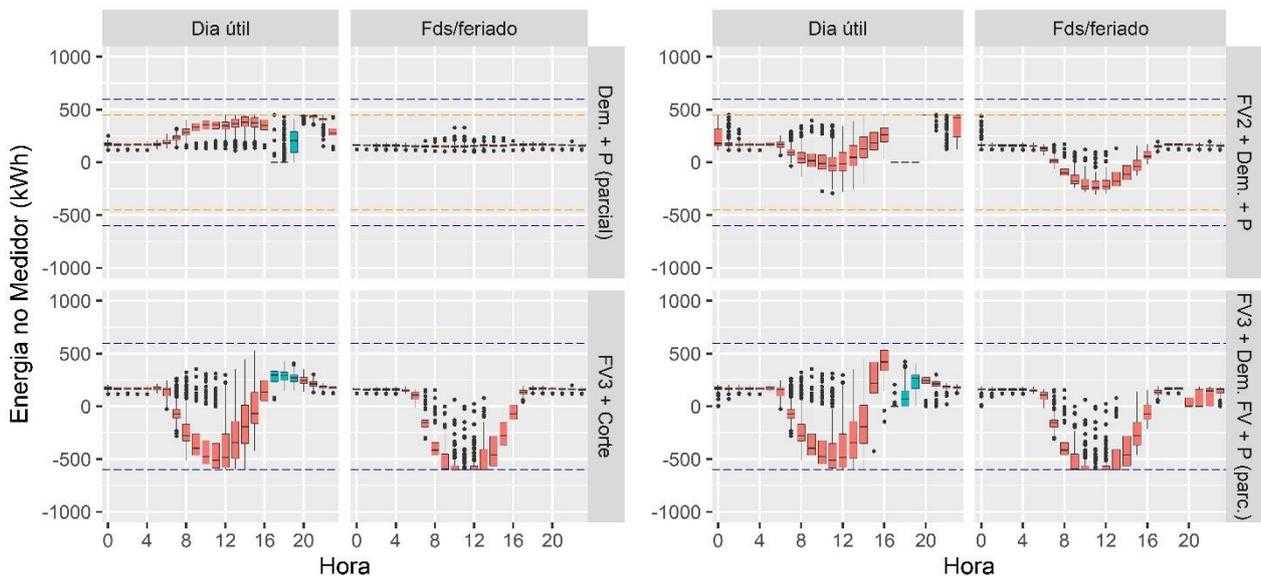


Figura 2- Ilustra os efeitos do sistema FV e das estratégias de despacho na energia do medidor para algumas soluções selecionadas, demonstrando o atendimento às suas premissas.

Tabela 4 - Consumo, investimento, dimensionamento e características de operação das soluções

Solução	Consumo Ano 1 (MWh)	Investimento (R\$ x1.000)		E_{nom} (kWh)	P_{nom} (kW)	DoD (%)		Taxas de desc. e rec. (%)				Ciclos / ano	ef (%)
		Atual	Médio Prazo			méd	máx	Desc. méd.	Desc. máx.	Rec. méd	Rec. máx.		
1 - Original	2.013												
2 - Dem. (redução p/ 450 kW)	2.014	2.819	2.111	1.120	230	9,7	64,0	2,1	19,1	2,1	12,5	48	91,6
3 - Dem. + P (parcial)	2.032	3.082	2.309	1.120	470	63,0	64,0	8,7	19,1	8,7	43,7	254	87,1
4 - Demanda + P	2.038	7.471	5.592	3.020	500	31,1	64,0	3,8	9,7	3,8	17,3	254	91,6
5 - FV1 (600 kW)	762	2.592	1.830										
6 - FV1 + P	786	8.058	5.922	2.150	490	41,8	64,0	7,0	19,1	7,0	23,9	254	91,4
7 - FV2 (450kW)	1.075	1.944	1.373										
8 - FV2 + Dem. + P (parcial)	1.093	4.979	3.646	1.090	490	63,0	64,0	9,4	19,1	9,4	47,5	254	86,3
9 - FV2 + Dem. + P	1.099	7.570	5.585	2.220	490	40,8	64,0	5,5	13,3	5,5	23,2	254	91,5
10 - FV3 (1.000 kW)	-72	4.320	3.050										
11 - FV3 + Corte	-26	4.320	3.050										
12 - FV3 + Dem. FV + P (parc.)	-53	8.091	5.874	1.430	450	36,1	64,0	6,5	19,0	6,5	32,9	346	85,9

Caso a tarifa do cliente fosse a da distribuidora Enel, a Solução 3, de redução de demanda via sistema BaT, possui retorno econômico relevante, apesar do tempo *payback* descontado relativamente alto, conforme Tab. 7. Isso significa que, a despeito da solução decorrer de algum requisito técnico ou de outros benefícios, ela é atrativa por si mesma. Além disso, se o objetivo for obter o maior VPL possível, existem soluções envolvendo a integração FV + BaT com retorno maior que a solução apenas com FV correspondente, para todos os níveis de potência FV analisados.

Sobre o cenário de médio prazo, as reduções de custos dos sistemas não são suficientes para alterar as conclusões sobre o cliente no contexto tarifário real. Caso a tarifa fosse a Cemig Industrial, os resultados são comparáveis aos obtidos usando a Tarifa Enel, no contexto atual, mas menos expressivos (tabelas não apresentadas por restrição de espaço). Isso significa que as disparidades entre tarifas são mais relevantes do que a redução do custo, para o período analisado.

Para o Médio Prazo, tarifa Enel, a novidade é o VPL_{BT} positivo para a solução 4, na qual o sistema BaT é dimensionado para atender completamente o consumo de ponta (Tab. 8). No entanto, esta solução não tem VPL mais favorável do que a 3, na qual o sistema de baterias é dimensionado apenas para atender a redução de demanda, mas é despachado também para arbitragem. Este padrão se repete para todas as condições tarifárias e de custos mostradas aqui e também na comparação das simulações similares 8, 9, que se diferenciam da 3 e da 4 pela instalação do sistema FV.

Tabela 5 – Resultados financeiros – cenário Atual - Tarifa Cemig, Serviço Público

Solução	Nova Conta (R\$ x mil)	(%)*	VPL (R\$ x mil)	Payback desc. (anos)	ROI	VPL _{BT} (R\$ x mil)
2 - Dem. (redução p/ 450 kW)	1.243	97,9%	-3.111	Não há	-110%	-3.111
3 - Dem. + P (parcial)	1.032	81,3%	-862	Não há	-28%	-862
4 - Demanda + P	944	74,4%	-5.345	Não há	-72%	-5.345
5 - FV1 (600 kW)	788	62,1%	2.618	7,41	101%	-
6 - FV1 + P	496	39,1%	-668	Não há	-8%	-3.286
7 - FV2 (450kW)	908	71,6%	1.914	7,50	98%	-
8 - FV2 + Dem. + P (parcial)	673	53,0%	1.085	17,17	22%	-829
9 - FV2 + Dem. + P	588	46,3%	-1.160	Não há	-15%	-3.074
10 - FV3 (1.000 kW)	539	42,4%	3.384	8,57	78%	-
11 - FV3 + Corte	485	38,2%	4.133	7,69	96%	-
12 - FV3 + Dem. FV + P (parc.)	309	24,4%	770	18,86	10%	-2.614

* Razão entre a nova conta e a conta original

Tabela 6 – Resultados financeiros – cenário Atual - Tarifa Cemig, Industrial

Solução	Nova Conta (R\$ x mil)	(%)*	VPL (R\$ x mil)	Payback desc. (anos)	ROI	VPL _{BT} (R\$ x mil)
2 - Dem. (redução p/ 450 kW)	1.606	97,9%	-3.016	Não há	-107%	-3.016
3 - Dem. + P (parcial)	1.334	81,3%	-15	Não há	0%	-15
4 - Demanda + P	1.220	74,4%	-4.186	Não há	-56%	-4.186
5 - FV1 (600 kW)	1.019	62,1%	4.161	5,36	161%	-
6 - FV1 + P	641	39,1%	1.981	12,91	25%	-2.180
7 - FV2 (450kW)	1.174	71,6%	3.121	5,36	161%	-
8 - FV2 + Dem. + P (parcial)	870	53,0%	3.130	9,14	63%	9
9 - FV2 + Dem. + P	774	47,2%	1.013	19,61	13%	-2.108
10 - FV3 (1.000 kW)	696	42,4%	5.813	6,04	135%	-
11 - FV3 + Corte	627	38,2%	6.781	5,49	157%	-
12 - FV3 + Dem. FV + P (parc.)	400	24,4%	4.016	9,63	50%	-1.797

Tabela 7 – Resultados financeiros – cenário Atual - Tarifa Enel - RJ

Solução	Nova Conta (R\$ x mil)	(%)*	VPL (R\$ x mil)	Payback desc. (anos)	ROI	VPL _{BT} (R\$ x mil)
2 - Dem. (redução p/ 450 kW)	2.419	97,2%	-2.570	Não há	-91%	-2.570
3 - Dem. + P (parcial)	1.974	79,3%	2.547	7,82	83%	2.547
4 - Demanda + P	1.790	71,9%	-774	Não há	-10%	-774
5 - FV1 (600 kW)	1.662	66,8%	6.512	3,79	251%	-
6 - FV1 + P	1.048	42,1%	7.227	7,44	90%	715
7 - FV2 (450kW)	1.869	75,1%	4.884	3,79	251%	-
8 - FV2 + Dem. + P (parcial)	1.357	54,5%	7.429	5,51	149%	2.546
9 - FV2 + Dem. + P	1.203	48,3%	6.025	7,90	80%	1.141
10 - FV3 (1.000 kW)	1.300	52,2%	8.541	4,53	198%	-
11 - FV3 + Corte	1.141	45,8%	10.648	3,88	246%	-
12 - FV3 + Dem. FV + P (parc.)	775	31,1%	9.529	6,09	118%	988

Tabela 8 – Resultados financeiros – Médio Prazo – Tarifa Enel - RJ

Solução	Nova Conta (R\$ x mil)	(%)*	VPL (R\$ x mil)	Payback desc. (anos)	ROI	VPL _{BT} (R\$ x mil)
2 - Dem. (redução p/ 450 kW)	2.419	97,2%	-1.672	Não há	-79%	-1.672
3 - Dem. + P (parcial)	1.974	79,3%	3.535	5,48	153%	3.535
4 - Demanda + P	1.790	71,9%	1.687	11,63	30%	1.687
5 - FV1 (600 kW)	1.662	66,8%	7.345	2,55	401%	-
6 - FV1 + P	1.048	42,1%	9.848	5,05	166%	2.503
7 - FV2 (450kW)	1.869	75,1%	5.509	2,55	401%	-
8 - FV2 + Dem. + P (parcial)	1.357	54,5%	9.025	3,80	248%	3.516
9 - FV2 + Dem. + P	1.180	47,4%	8.777	5,26	157%	3.268
10 - FV3 (1.000 kW)	1.300	52,2%	9.930	3,00	326%	-
11 - FV3 + Corte	1.141	45,8%	12.038	2,61	395%	-
12 - FV3 + Dem. FV + P (parc.)	775	31,1%	12.358	4,12	210%	2.428

Ainda quanto à tarifa Enel no Médio Prazo, os investimentos das soluções 4, 9, 6 e 12 são muito próximos, entre R\$ 5,5 e R\$ 6,0 Mi. Todos eles envolvem uso de sistema BaT e se diferenciam no porte do sistema FV: 0, 450, 600 e 1.000 kW, respectivamente. É interessante observar que, neste conjunto de soluções, o VPL cresce à medida que aumenta o porte FV, em detrimento ao investimento em BaT. Por outro lado, para um mesmo porte FV, a solução de melhor VPL sempre possui os sistemas BaT e FV associados. Ou seja, de modo geral, não faz sentido abdicar de geração FV para investir em baterias, mas o melhor resultado geral vem da associação. Isso mostra que, em condições similares de investimento e tarifas, o desempenho conjunto das tecnologias tende a ser melhor do que o os individuais.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foram apresentadas técnicas de dimensionamento de sistemas com baterias e possíveis usos por consumidores de média tensão no Brasil, incluindo a integração com sistemas FV. Por meio de um estudo de caso de um cliente real, foi analisada a viabilidade econômica de diversas alternativas para redução de conta e condicionamento do perfil de carga, especialmente redução de demanda e limitação da injeção FV. Por meio de simulações utilizando tarifa da Enel - RJ, constatou-se que, utilizando estratégias de operação adequados, já existe viabilidade econômica no Brasil para sistemas BaT, com ou sem sistemas FV. Para a redução de conta, estas soluções não seriam as primeiras escolhas dos clientes, por apresentar investimento inicial mais elevado e *payback* mais demorado do que opções que envolvam apenas sistemas FV. No entanto, trazem para o cliente oportunidades de expandir carga, mesmo com a rede saturada e sem possibilidade de elevação da demanda contratada. Também pode ser uma alternativa a eventuais necessidades de reforços ou adaptações de redes para a instalação do sistema FV, onerosas para clientes de minigeração. No médio prazo, estas oportunidades deixam de ser alternativas em contextos específicos e passam a ser soluções preferências, por serem as de maior redução da conta de energia e maior VPL, com *payback* e ROI interessantes.

O Brasil possui dezenas de concessionárias de energia e há grande disparidade de valores de tarifas de energia e de demanda. Como consequência, os resultados econômicos no ambiente da Enel são bastante distintos, e mais favoráveis, do que da Cemig. É importante testar outros contextos tarifários e perfis de clientes, mas já é possível inferir que o Brasil vivenciará uma realidade bastante heterogênea quanto à viabilidade econômica, entre as diversas áreas de concessões.

Não existe, no Brasil, regulamentação para implantação das soluções testadas que envolvem sistemas BaT. Ademais, não é possível implementar justamente a solução de maior atratividade econômica na maioria dos cenários testados. Trata-se da simples limitação da injeção de energia na rede por meio de controle em tempo real da energia do medidor, atuando na geração FV. Esta restrição pode impactar significativamente no retorno econômico do cliente, devido ao aumento da conta de demanda contratada. Ademais, desestimula o proprietário de GD de elevar espontaneamente o fator de carga. A lei 14.300 permite controle similar por meio da gestão de energia, em que o excedente é armazenado ao invés de perdido (também testada). Trata-se, no entanto, de solução mais complexa, e nem sempre mais eficaz econômica e ambientalmente e, com a exigência da lei sobre o porte do sistema BaT, torna-se impraticável.

São incertezas importantes, que afetam os prognósticos desse trabalho a alteração dos valores de tarifas para consumidores com GD e, diferenças entre os custos simulados e reais das tecnologias. Para a visão de médio prazo, podem ocorrer reduções mais drásticas de custo, ou as previstas não se concretizarem. Para o contexto atual, é importante considerar que o Brasil não possui mercado maduro para sistemas BaT, o que pode fazer com que os preços reais sejam bem superiores aos simulados, cujos valores decorrem de estudos estrangeiros. É uma limitação do trabalho a utilização de um único perfil de carga do cliente, os efeitos dessa variável podem ser melhor investigados. Outro revés é não confrontar o uso das tecnologias estudadas com alternativas possíveis em alguns contextos como, por exemplo, uso de geradores a combustão. Quanto à longevidade dos sistemas de baterias e seus efeitos na viabilidade econômica, houve rigor metodológico para que as simulações correspondessem a modos de operação de baixo desgaste, inclusive com impactos no porte do sistema. Ainda assim, a abordagem adotada é baseada meramente em dados de literatura.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da Petrobras no âmbito do projeto ANEEL P&D 00553-0046-2016 “Desenvolvimento de sistema Smart Battery e planta piloto de armazenamento de energia associado à geração distribuída de energia elétrica”.

REFERÊNCIAS

- Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL 1 (2012). <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- Ardani, K., Cook, J. J., Fu, R., & Margolis, R. (2018). *Cost-Reduction Roadmap for Residential Solar Photovoltaics (PV), 2017 – 2030*. www.nrel.gov/publications.
- lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022, (2022) (testimony of Brasil). http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm
- EPE, & MME. (2020). *Plano Nacional de Energia PNE 2050*. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>
- Greener. (2019). Estudo Estratégico do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída do 1º semestre de 2019. In *Enova Solar Energia LTDA*. <http://greener.greener.com.br/estudo-gd-1sem2019>
- IEA. (2016). Next Generation Wind and Solar Power - From cost to value. In *International Energy Agency books online*. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf%0Ahttp://www.oecd-ilibrary.org/energy/next-generation-wind-and-solar-power_9789264258969-en
- IRENA. (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. In *International Renewable Energy Agency* (Issue October). http://irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets%0Ahttps://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- NREL. (2014). System Advisor Model Report. In *System Advisor Model of the National Renewable Energy Laboratory (NREL)* (Vol. 1, pp. 1–3). [https://doi.org/0006-8993\(88\)90197-7](https://doi.org/0006-8993(88)90197-7) [pii]
- Oudalov, A., Cherkaoui, R., & Beguin, A. (2007). Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application. *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings*, 621–625. <https://doi.org/10.1109/PCT.2007.4538388>
- Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., & Lebedeva, N. (2018). Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications. In *Publications Office of the European Union* (Issue December). <https://doi.org/10.2760/87175>

FEASIBILITY ANALYSIS OF THE INTEGRATION OF BATTERY AND PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN A MEDIUM VOLTAGE CONSUMER IN BRAZIL

Abstract. Battery storage (BaT) systems will be critical to enable the continued expansion of photovoltaic (PV) generation due to the impacts of the variability of these systems on the electrical grid. In Brazil, with the federal law nº 14.300, of January 6, 2022, it is possible for energy consumers to use these systems in a "behind-the-meter" configuration, with or without associated PV systems. The objective of this paper is, through a comprehensive case study, to analyze the economic viability of a PV array and storage, in present time and in the medium term, for Brazilian medium voltage consumers, using current regulations and tariff mechanisms. The main contributions are: definition of strategies involving bill reduction, demand management and PV integration; sizing and dispatch methodology based on consumer load profile; and economic analysis of the proposed strategies for different tariffs and current and medium-term scenarios. Traditional economic analysis metrics and the SAM computational tool are used. The main conclusions are that there is already economic viability in Brazil for battery systems, with or without PV systems, in certain tariff contexts and using appropriate strategies. These solutions would not be the first choice of customers in most situations because there are others with higher net present value and return on investment, but there are interesting niches, such as enabling load expansion in saturated grids or avoiding costly grid reinforcement for PV installation. In the medium term, integrated battery systems with PV become preferred solutions, depending on the local tariff value. Due to the disparity of tariff values, Brazil will experience, in the medium term, a very heterogeneous reality regarding economic viability among the various concession areas.

Key words: Photovoltaic generation, Energy storage, Battery system