



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Impactos regionalizados das tecnologias disruptivas nos perfis de carga das distribuidoras de energia elétrica do Brasil

**CRISTIANO DA SILVA SILVEIRA(1); CARLOS BARIONI(1); DONATO FILHO(2); CRISTIANE TOMA SOKEI(2);
FERNANDO LOCKS LANGE(2); RICHARD LEE HOCHSTETLER(3);
Daimon(1); EDP(2);Inst. Acende Brasil(3);**

RESUMO

A incerteza associada à evolução da carga futura decorrente da difusão de tecnologias como geração distribuída, Tarifa Branca, veículos elétricos e soluções de armazenamento precisa ser considerada no planejamento da expansão. Por isto é importante que a expansão seja pautada por uma análise de robustez que avalie alternativas que considerem seu desempenho nos diversos cenários de carga possíveis. Este informe técnico busca auxiliar este processo por meio do desenvolvimento de uma metodologia para a construção de cenários de evolução da carga em função da inserção de novas tecnologias.

PALAVRAS-CHAVE

Expansão da geração, expansão da carga, perfis de carga, tecnologias disruptivas, Rede Básica.

1.0 - INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão do setor elétrico torna-se cada vez mais complexo. Mudanças no perfil da geração e no perfil da carga fazem com que o planejamento tenha que ser cada vez mais detalhado. Essa complexidade adicional pode ser explicada por meio de três fatores principais.

O primeiro deriva-se do fato que uma parcela cada vez maior da energia elétrica advém de fontes não despacháveis sob demanda, cujo perfil de produção depende da disponibilidade do recurso natural (vento, radiação solar, biomassa, vazões afluentes em hidrelétricas a fio d'água...). Além disto, essas fontes costumam ter um custo marginal de operação negligenciável, o que significa que elas devem ter prioridade no atendimento da carga. Essa tendência implica que as decisões de investimento em novas usinas tenham que levar em conta o perfil horossazonal da carga e da produção advinda dessas fontes de geração variável para assegurar a compatibilização do padrão estocástico de produção e de consumo – diferentemente do que se observou no passado, quando o equilíbrio da produção e consumo horário só precisava ser considerado em detalhe na etapa do planejamento da operação.

O segundo fator que torna necessário adotar um planejamento mais detalhado é o fato de que uma parcela crescente do parque gerador advém de fontes renováveis cuja localização é determinada pela disponibilidade do recurso energético. A combinação da distribuição espacial da geração e do padrão estocástico de produção das fontes variáveis torna o planejamento da expansão da transmissão mais complexo: não só é necessário avaliar os fluxos de potência das usinas aos centros de carga, mas também como tais fluxos variam ao longo do tempo em função do padrão de produção horossazonal de tais fontes.

O terceiro fator que leva à necessidade de se adotar um planejamento mais sofisticado é o surgimento de uma

série de tecnologias que podem vir a alterar significativamente a carga nos próximos anos, dentre as quais se destacam: geração distribuída; Tarifa Branca; veículos elétricos; ar condicionado e armazenamento. Estas tecnologias podem alterar os cenários de carga, tanto no que se refere ao nível de consumo, quanto ao perfil da curva horária da carga. Dado o potencial de modificação estrutural do comportamento da carga, estas tecnologias são frequentemente denominadas “tecnologias disruptivas”. A incerteza associada à evolução da carga futura decorrente da difusão destas tecnologias precisa ser levada em conta no planejamento da expansão, pois um plano de expansão ótimo em um determinado cenário de carga pode não ser adequado a outro cenário de carga. Por isto é importante que a expansão seja pautada por uma análise de robustez que avalie as alternativas de expansão considerando seu desempenho nos diversos cenários de carga que podem vir a ocorrer.

Este informe técnico busca auxiliar neste processo por meio do desenvolvimento de uma metodologia para a construção de cenários de evolução da carga que podem vir a ocorrer em função da inserção de novas tecnologias.

A pesquisa relatada neste informe técnico faz parte do projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado “Análise de portfólio de usinas de geração para atendimento da carga futura do Sistema Interligado Nacional (Matriz Robusta)”, regulado pela Aneel (PD-07267-0012-2018), patrocinado pela EDP, sob a coordenação do Instituto Acende Brasil. A empresa responsável pela execução desta etapa do trabalho foi a Daimon.

2.0 - METODOLOGIA

A metodologia proposta para a projeção de cenários de carga é composta de três etapas, como representado na FIGURA 1. A primeira etapa consiste na identificação da composição de consumidores atendidos por cada subestação da distribuidora. A segunda etapa consiste na projeção da carga atendida por cada uma destas subestações no horizonte de dez anos em função da evolução de variáveis socioeconômicas e da difusão de novas tecnologias. A terceira etapa consiste na agregação da carga de cada uma das subestações das distribuidoras até os pontos de conexão com a Rede Básica de Transmissão.

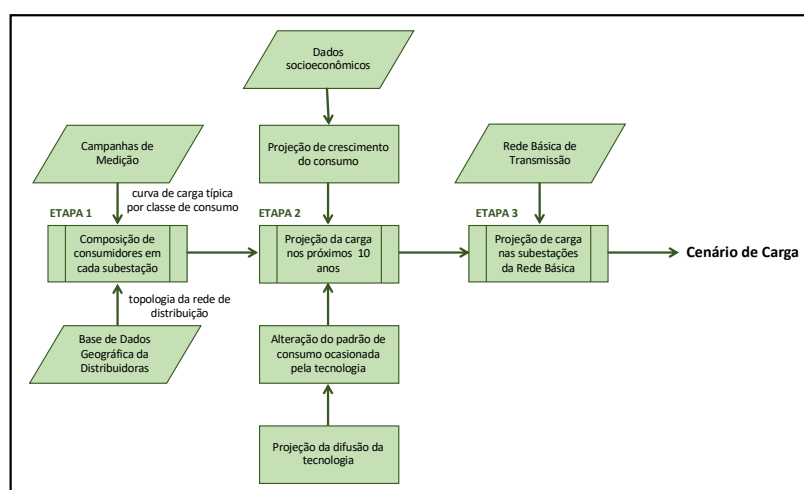


FIGURA 1: Fluxograma da Metodologia.

2.1 – Etapa 1: Caracterização da carga em cada subestação da distribuidora

Para avaliar o comportamento horossazonal da curva de carga busca-se aproveitar a riqueza de informações já disponíveis das distribuidoras, construindo-se projeções de carga de forma *bottom-up* a partir das Campanhas de Medição das distribuidoras. Estas campanhas, realizadas durante o processo de Revisão Tarifária identificam as curvas de carga horária para cada classe de consumidores típicos.

Em seguida, torna-se possível avaliar a curva de carga horária em cada uma das subestações das distribuidoras, cuja relação é obtida da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) para definição da composição de consumidores atendidos em cada uma delas. Como a difusão das tecnologias previamente mencionadas atinge as diferentes classes de consumidores de forma diferente, a composição da carga em cada subestação é relevante para a avaliação da sua evolução.

2.2 – Etapa 2: Projeção da carga em cada subestação das distribuidoras

A evolução da carga ao longo do tempo em função de variáveis socioeconômicas é projetada com base em modelos estatísticos estimados para cada classe de consumo nas diversas regiões do país.¹ Em seguida, incorporam-se as alterações nestas trajetórias de crescimento da carga ocasionadas pela inserção de novas tecnologias.

O impacto da adoção de novas tecnologias é computado em dois passos. No primeiro passo, projeta-se o grau de adoção da tecnologia utilizando o modelo idealizado por Frank Bass (1) também conhecido como “modelo de curva S”. O modelo de Bass nasce de uma hipótese comportamental na qual se assumem, durante o processo de difusão do uso de um novo produto, dois tipos de consumidores: (i) os “inovadores”, que decidem adotar o produto de forma independente; e (ii) os “imitadores”, que decidem adotar o produto em função da experiência adquirida pelos consumidores que adotaram o produto previamente. O modelo é coerente com diversos estudos no campo da ciência social e sua eficácia na projeção da difusão de novos produtos tem sido extensivamente comprovada ao longo dos anos.

Em seguida se avalia como cada tecnologia impacta a curva de carga. A difusão de aparelhos de ar condicionado, por exemplo, aumenta a correlação da carga de energia elétrica à temperatura; a difusão de geração distribuída solar fotovoltaica tem o efeito de reduzir a carga durante os períodos de maior insolação; a difusão de veículos elétricos tende a aumentar a carga principalmente no período noturno de menor tarifa horária; e a difusão de soluções de armazenamento tende a suavizar o pico de consumo. Com base nesta avaliação e no grau de difusão da tecnologia pode-se então computar o impacto da tecnologia na projeção da carga.

2.3 – Etapa 3: Agregação da carga nas subestações de fronteira da Rede Básica de Transmissão

Por fim, para obter a carga nos pontos de fronteira entre a distribuidora e a Rede Básica de Transmissão, adota-se um algoritmo para agregar as cargas das subestações da distribuidora até as subestações conectadas à Transmissão. Os pontos de conexão são identificados por meio do cruzamento dos dados das BDGD das respectivas distribuidoras com os dados georreferenciados da Rede Básica contidos no Webmap da Empresa de Planejamento Energético (EPE). E, por fim, aplicam-se fatores de ponderação sazonal estabelecidos a partir dos dados de carga mensal em cada Subsistema reportados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para refletir a variação mensal da carga.

Embora a metodologia básica adotada para a projeção de carga em função da inserção de tecnologias disruptivas seja a mesma, há algumas especificidades relacionadas a cada tecnologia que requerem tratamento diferenciado que serão discutidos a seguir.

3.0 - ESPECIFICIDADES DAS TECNOLOGIAS DISRUPTIVAS

3.1 – Tarifa Branca

A Tarifa Branca é uma inovação tecnológica de natureza regulatória. Trata-se de uma nova modalidade tarifária oferecida aos consumidores de baixa tensão que proporciona tarifação diferenciada para o consumo em três postos tarifários: Ponta, Intermediário e Fora de Ponta. A nova modalidade pode proporcionar economia para os consumidores que consomem proporcionalmente menos energia nos períodos de Ponta e Intermediário ou que estejam dispostos a alterar o seu padrão de consumo de forma a reduzi-lo nestes períodos.

Para definir o processo de difusão desta tecnologia inicia-se com a identificação dos consumidores com perfil de consumo tal que a adoção da Tarifa Branca seja vantajosa mesmo sem alteração no seu padrão de consumo. Em seguida avalia-se o potencial de adesão à Tarifa Branca por parte dos consumidores que atualmente são atendidos a um custo menor na Tarifa Convencional, mas que poderiam auferir economia caso decidam alterar o seu padrão de consumo.

Esta abordagem é a mesma adotada no projeto de P&D “Tarifa Branca”² O primeiro passo é a identificação das combinações de consumo na Ponta e Fora de Ponta de maneira que o custo para o consumidor na Tarifa Convencional e na Tarifa Branca seja igual. Denominamos esta a “fronteira de indiferença” que na FIGURA 2 é

¹ A descrição da metodologia adotada para a projeção da carga com base em variáveis socioeconômica é detalhada em outro informe técnico também apresentado neste XXV SNPTEE, intitulado: “Previsão regional da carga de energia, uma abordagem pragmática para planejamento da expansão do sistema elétrico”.

² Projeto de P&D regulado pela Aneel (PD-0063-3003/2013) intitulado: “Estudo do comportamento para consumidores do grupo B frente a novas modalidades tarifárias e seus respectivos impactos técnico-comerciais nas distribuidoras brasileiras” patrocinado pelo Grupo CPFL e executado pela Daimon.

representada pela reta inclinada (“Fronteira Ponta-Fora Ponta”). Os pontos no gráfico representam a relação de consumo na Ponta e Fora de Ponta de cada consumidor representado.

Existem outros limites, também identificados graficamente, a partir dos quais uma modalidade tarifária se sobressai sobre outra independente de uma segunda informação. Quando a parcela do consumo Fora de Ponta for acima do ‘Limite Superior Fora Ponta’ a Tarifa Branca é mais vantajosa; e quando for inferior ao ‘Limite Inferior Fora Ponta’ ou à direita do ‘Limite Inferior Ponta’, a Tarifa Convencional é mais vantajosa.

Os consumidores com proporção de consumo maior Fora de Ponta – à esquerda e acima da fronteira de indiferença – obteriam uma economia com a adoção da Tarifa Branca, mesmo sem alterar o seu padrão de consumo. É de se esperar que estes migrem para a Tarifa Branca, sendo apenas questão de inércia a definição do ritmo de migração.

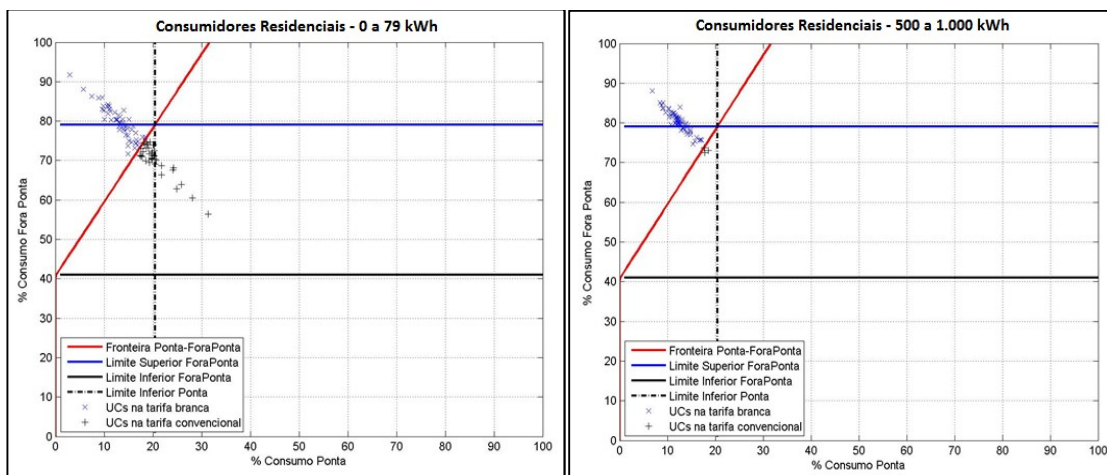


FIGURA 2 – Fronteira de indiferença para os consumidores residenciais (estrato 0 a 79 kWh e 500 a 1.000 kWh).

Já os consumidores situados à direita e abaixo da fronteira de indiferença pagam menos na Tarifa Convencional, dado o seu padrão de consumo atual, mas poderiam obter economias com a adoção da Tarifa Branca se estiverem dispostos a reduzir o seu consumo nos períodos de tarifa mais elevada. Quanto mais distante da fronteira de indiferença, maior a alteração no padrão de consumo requerido.

Com base nesta análise podem-se calibrar os parâmetros ‘p’ (coeficiente de inovação) e ‘q’ (coeficiente de imitação) do modelo de Bass para projetar a velocidade de adesão à Tarifa Branca e suas consequentes mudanças no perfil do consumo.

3.2 – Geração Distribuída Solar Fotovoltaica

A crescente competitividade de unidades de geração junto aos consumidores – das quais se destaca a geração solar fotovoltaica – somada às mudanças regulatórias visando acomodar esta alternativa (como o Regime de Compensação de Energia introduzido pela Resolução Normativa 482 de 2012) está impulsionando a instalação de geração distribuída, que tem o efeito de reduzir as necessidades de contratação de geração centralizada, assim como alterar significativamente a curva de carga demandada do Sistema Interligado Nacional.

A proposta metodológica aqui apresentada é construída a partir dos mesmos fundamentos de trabalhos recentes (KONZEN (2) e MIRANDA (3)) para projetar a difusão da geração distribuída solar fotovoltaica (GD-FV) no Brasil.

Um dos fatores mais importantes na tomada de decisão de investimento em GD-FV é o tempo de *payback*, isto é, o tempo requerido para recuperar o valor investido, considerando-se que a maioria dos consumidores tomará decisões racionais do ponto de vista econômico (DENHOLM (4), KASTOVICH (5) e NAVIGANT CONSULTING (6)).

Outro fator bastante influente é o tamanho do mercado potencial. Neste quesito opta-se por adotar a abordagem apresentada por BECK (7) que define o mercado potencial em função do *payback* diferenciado para o grupo de consumidores residenciais e rurais e para o grupo de consumidores comerciais e industriais.

Para o grau de simultaneidade da geração e consumo adotam-se as premissas propostas por ZILLES (8) de que a energia injetada na rede é igual a 64% da energia gerada total no caso dos consumidores residenciais e de 10% para consumidores comerciais.

Para tratar especificidades inerentes às diferentes regiões, uma análise dos tempos de *payback* simples dos consumidores por classe e estrato de consumo será procedida. Com o uso de uma amostra real e representativa de consumidores (Campanhas de Medição), almeja-se abrir caminho para uma avaliação do mercado de GD-FV como um todo sem que se faça necessária a incorporação de demais premissas ao processo, como a seleção prévia de limitações de consumo ou potências típicas de painéis solares fotovoltaicos a serem instalados.

Para adaptar o modelo para as diferentes regiões do país, os seguintes parâmetros são ajustados:

- Fator de capacidade (em função da radiação solar média na região);
- Tarifas de energia elétrica vigentes;
- Isenção ou não de PIS/COFINS e ICMS na energia injetada na rede;
- Bandeira Tarifária considerada;
- Impostos aplicáveis por classe e faixa de consumo conforme legislação vigente;
- Custos de instalação dos equipamentos fotovoltaicos; e
- Consumo mínimo (“custo de disponibilidade”).

A relação de informações citada deve atender aos cálculos de *payback* durante todo o horizonte de análise. Instalações previstas para anos posteriores devem incorporar atualizações de algumas variáveis como custos de instalação, tarifas de energia elétrica, consumo e potências a serem instaladas, sendo as duas últimas uma consequência do crescimento vegetativo do consumo médio de energia elétrica.

3.3 – Veículos Elétricos

Diversas são as condições de contorno responsáveis pela caracterização de um mercado potencial de veículos elétricos em um determinado país. Atualmente as principais barreiras para difusão em massa de veículos elétricos são: o seu custo, a baixa autonomia das baterias, e a ausência de infraestrutura pública de recarga.

Os custos vêm caindo gradativamente, mas a capilaridade de uma infraestrutura pública de recarga tem elevado peso na decisão do consumidor pela aquisição ou não de um veículo elétrico. Logo, o desenvolvimento do mercado de veículos elétricos no Brasil requer um forte compromisso do Estado, para assegurar a implantação de uma infraestrutura pública mínima de recarga e para a construção de um ambiente de negócios equilibrado, competitivo e sustentável.

Embora sejam observados grandes incentivos para o desenvolvimento deste mercado na Europa e Estados Unidos, ações semelhantes não têm sido oferecidas no Brasil, como aponta DA SILVA (9). Apenas um conjunto de políticas integradas com isenção completa de impostos, redução dos custos de investimentos e do preço da energia elétrica para os potenciais proprietários de veículos elétricos seriam efetivamente capazes de alavancar este mercado nas cidades brasileiras.

De forma breve, para exemplificar como o crescimento deste mercado é sensível a diferentes políticas ou decisões regulatórias, cabe destacar três importantes aspectos gerais:

- Custo Total de Propriedade (ou *Total Cost of Ownership - TCO*);
- Infraestrutura pública mínima de recarga rápida;
- Tarifa de energia elétrica menor no patamar Fora de Ponta.

Como a evolução deste mercado tem sido muito dependente: (i) da oferta de incentivos fiscais; (ii) do valor de *TCO* (que, por sua vez, também é fortemente dependente dos incentivos fiscais); e (iii) da presença de uma infraestrutura pública mínima de recarga rápida; torna-se muito difícil projetar a difusão desta tecnologia, pois a mesma depende de ações discricionárias do governo que não são previsíveis.

Para corroborar esta afirmação pode-se citar o estudo de MASSIANI & GOHS (10) em que foi realizada uma investigação empírica da capacidade dos parâmetros do modelo de Bass em reproduzir a realidade observada especificamente para o mercado de veículos elétricos. Uma das principais conclusões deste trabalho diz respeito à elevada sensibilidade do modelo matemático ao valor definido para o mercado potencial. Estimativas foram obtidas considerando a informação do mercado potencial como uma variável endógena e exógena ao modelo e comparadas a demais estimativas de diversos outros trabalhos na área. Em outro estudo, mais recente e específico para o mercado brasileiro, realizado por MARIOTTO (11), faz-se um amplo mapeamento dos aspectos pertinentes ao mercado de veículos elétricos no Brasil, considerando parametrizações específicas para os municípios com maior potencial.

Portanto, a construção de cenários considerando diversas políticas de incentivos governamentais é especialmente pertinente, estabelecendo curvas de difusão diferenciadas em função das políticas públicas

adotadas. Logo, sugere-se que os parâmetros 'p' e 'q' do modelo de Bass, por exemplo, apresentem três velocidades de inserção diferentes em função das políticas governamentais que podem redundar num maior ou menor desenvolvimento de uma infraestrutura pública de recarga rápida. Aspectos relacionados à redução de impostos ou oferta de demais incentivos financeiros, podem resultar em preços mais atrativos da energia elétrica para recarga ou menores valores de TCO, com isto, acelerando ou retardando mudanças nas velocidades de difusão, conforme FIGURA 3.

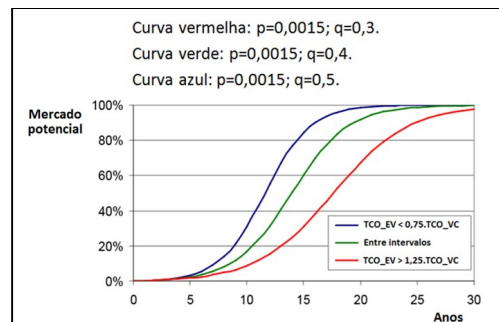


FIGURA 3 – Três velocidades de inserção a depender da evolução dos valores de TCO.

Os itens a seguir resumem o conjunto de parâmetros de entrada propostos para o modelo de inserção de veículos elétricos no Brasil:

- Valor de referência, no ano zero, para o TCO de um veículo elétrico e de um veículo a combustão;
- Taxas percentuais de redução anual (% a.a.) do TCO (a partir destas taxas dá-se uma expectativa de qual será o ano em que ocorrerá a paridade entre custos de aquisição dos veículos elétricos e a combustão);
- Definição de três curvas de velocidade de inserção (parâmetros 'p' e 'q' do modelo de Bass) dependentes de relações a serem definidas entre os custos de TCO verificadas ano a ano;
- Definição de três mercados potenciais possíveis associados às três curvas de inserção, cujos valores de mercados serão definidos com base no percentual esperado de participação do mercado de veículos elétricos sobre o mercado total de veículos leves ao final do horizonte de análise (exemplos: m = 0,5%; m = 18%; m = 26% etc.);
- Percentuais dos montantes de energia de recarga de veículos elétricos que serão associadas a curvas de carga residenciais e comerciais (90% e 10%, por exemplo);
- Distância média anual percorrida por veículos leves;
- Eficiência média da bateria.

Como as políticas públicas de incentivo à adoção de veículos elétricos podem redundar em alterações muito significativas na carga de energia elétrica, é muito importante que o planejamento da expansão leve em consideração os diferentes cenários possíveis para que o sistema esteja apto a lidar com qualquer um dos cenários que podem vir a ocorrer.

3.4 – Ar Condicionado e Soluções de Armazenamento

Para a tecnologia de ar condicionado, não se vislumbra obstáculos na construção de cenários de carga a partir de uma simplificação dos dados de entrada como se estes correspondessem apenas a blocos adicionais de consumo de energia distribuídos ao longo do horizonte de planejamento de forma diferenciada por classe de consumo (principalmente residencial e comercial).

No caso das soluções de armazenamento ou baterias, o que se deve observar é que a sua disseminação entre os consumidores estaria, na grande maioria dos casos, condicionada ao uso concomitante com outras tecnologias como a Tarifa Branca, a geração distribuída ou as próprias baterias dos veículos elétricos.

A adoção de preços diferenciados por posto tarifário é essencial para ensejar a inserção de baterias, pois faz todo sentido armazenar energia em instantes de preço mais baixo para uso posterior nos momentos de preços mais elevados. Isto é, armazenar energia ao longo do período Fora de Ponta para uso posterior no período de Ponta, assim precificado pela Tarifa Branca. Armazenar a energia gerada que excede o consumo para uso posterior quando a geração será insuficiente ou ausente é vantajoso e pode se configurar numa motivação adicional pela escolha de implantação de equipamentos de geração distribuída aliada à bateria. Fazer uso da energia armazenada na bateria do veículo elétrico para complementação do consumo de aparelhos domésticos também pode se configurar numa motivação adicional.

Logo, esta tecnologia pode ser percebida como um propulsor para novas adesões de consumidores a demais tecnologias. Avalia-se que sua utilização de forma isolada apenas se daria em níveis de tensão maiores, média e alta tensão, a partir de ações estratégicas das distribuidoras. Assim, também se vislumbra a incorporação de parametrizações de entrada mais simplificadas para construção de cenários que podem ou não ser impactados à medida que as baterias sejam vistas com preços mais atrativos ao longo dos anos de análise.

4.0 - DISCUSSÃO DOS RESULTADOS E CONCLUSÕES

Na sequência são ilustrados alguns resultados da aplicação de conceitos descritos nos itens anteriores referentes apenas a uma distribuidora real escolhida como alvo do estudo. O objetivo é apresentar, a partir de premissas de inserção de novos consumidores optantes pela Tarifa Branca e novas instalações de GD-FV na baixa tensão, quais são as expectativas de crescimento de cada um desses mercados e seus consequentes impactos futuros na curva de carga da distribuidora. A TABELA 1 mostra as estimativas anuais para o mercado de GD-FV nas classes residencial e comercial com informações acumuladas até o mês de julho de cada ano do horizonte definido para análise: 2019 a 2025.

TABELA 1 – Estimativas anuais do P&D para o mercado de GD-FV da distribuidora-alvo entre 2019 e 2025.

Classe de consumo	Dados acumulados até julho daquele ano	Estimativas para o mercado de GD-FV						
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Residencial	Número de instalações	585	1.045	1.658	3.143	4.821	7.356	12.085
	Capacidade instalada (MWp)	2,51	5,13	8,43	14,91	26,27	39,77	63,57
	Potência típica (kWp)	4,29	4,91	5,08	4,74	5,45	5,41	5,26
	Energia (GWh)	3,63	7,40	12,12	21,43	37,75	57,07	91,19
Comercial	Número de instalações	138	261	414	619	1.077	1.576	2.613
	Capacidade instalada (MWp)	3,40	7,36	12,00	18,58	32,89	49,83	76,69
	Potência típica (kWp)	24,60	28,20	29,00	30,00	30,50	31,60	29,30
	Energia (GWh)	4,91	10,62	17,27	26,69	47,25	71,50	109,95

Analogamente, a TABELA 2 ilustra as estimativas de crescimento do mercado de Tarifa Branca para as classes residencial e comercial no mesmo horizonte considerado.

TABELA 2 – Estimativas anuais do P&D para o mercado de Tarifa Branca da distribuidora-alvo entre 2019 e 2025.

Classe de consumo	Dados acumulados até julho daquele ano na faixa de consumo	Número de consumidores na Tarifa Branca						
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Residencial	0 a 100 kWh	-	1.043	1.652	2.468	3.555	4.999	6.904
	100 a 220 kWh	-	1.385	2.193	3.276	4.719	6.636	9.165
	220 a 500 kWh	387	686	1.086	1.622	2.337	3.287	4.539
	500 a 1.000 kWh	49	86	136	203	293	412	568
	Acima de 1.000 kWh	10	18	28	42	61	85	117
Comercial	Número de consumidores na Tarifa Branca							
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	0 a 500 kWh	285	502	791	1.172	1.670	2.315	3.136
	500 a 2.000 kWh	120	211	332	491	700	970	1.314
	2.000 a 5.000 kWh	30	53	84	124	177	245	331
	Acima de 5.000 kWh	12	20	31	46	66	91	123

De posse das projeções dos mercados de GD-FV e Tarifa Branca e dos resultados do estudo realizado na Etapa 1 (caracterização da carga em cada subestação da distribuidora) sobre informações da composição de consumidores (níveis de tensão e classes de consumo) para cada subestação, conforme apresentado no fluxograma (FIGURA 1), torna-se possível realizar agregações de curvas de carga segundo regras de conectividade pré-definidas de forma que a curva de carga resultante nos diferentes pontos de conexão da distribuidora com a Rede Básica possa ser estimada com e sem a interferência das tecnologias disruptivas.

A FIGURA 4 mostra o posicionamento georreferenciado das subestações da distribuidora-alvo e suas conexões com a Rede Básica de Transmissão. A partir desta identificação pode-se agregar a carga das subestações da distribuidora supridas pelas respectivas subestações de fronteira com a Rede Básica de Transmissão.

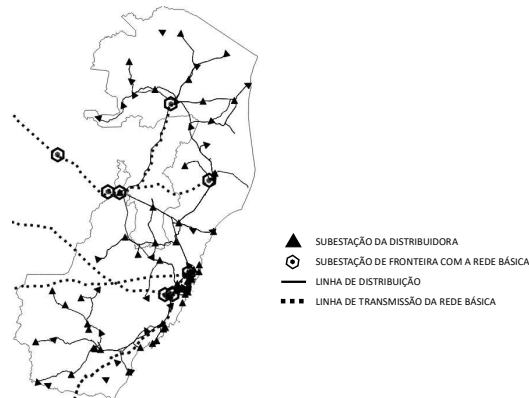


FIGURA 4 – Mapa georreferenciado das subestações da distribuidora

Por fim, a FIGURA 5 mostra o impacto agregado estimado preliminarmente na curva de carga da distribuidora para o ano de 2025.

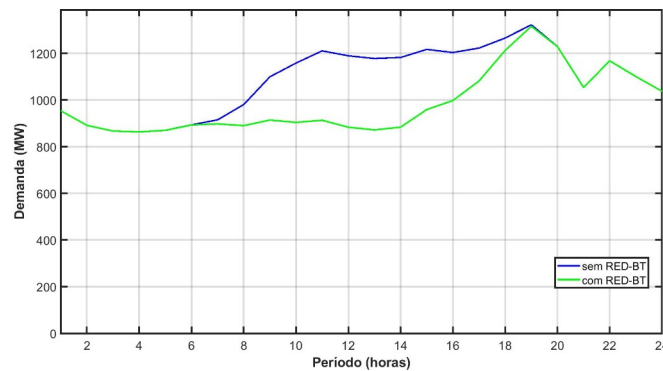


FIGURA 5 – Curva de carga agregada da distribuidora em 2025 com e sem a presença dos Recursos Energéticos Distribuídos

Apesar do exercício aqui apresentado ter sido realizado apenas para GD-FV e Tarifa Branca, todas as demais tecnologias citadas – veículos elétricos, ar condicionado e baterias – também são contempladas no P&D “Matriz Robusta”.

Frente aos desafios de uma matriz energética que promova a redução na emissão de gases do efeito estufa, governos de diversos países mundo afora, em diferentes graus, têm estimulado mudanças de comportamento relevantes na forma como se consome energia elétrica e tentam soluções para mitigar impactos técnicos e financeiros associados ao uso das redes elétricas. Não menos importantes e ainda carentes de discussões mais aprofundadas no Brasil, diversas questões referentes ao planejamento futuro da matriz energética devem ser rediscutidas em face de uma penetração cada vez maior de tecnologias como veículos elétricos, geração distribuída e armazenamento de energia elétrica, entre outras.

O estudo desenvolvido neste trabalho teve como objetivo desenvolver uma metodologia para avaliar os possíveis impactos da difusão destas tecnologias sobre a carga para fins de planejamento da matriz energética brasileira.

Os principais aspectos no desenvolvimento dos estudos passaram pela definição de qual o tamanho do mercado potencial para determinada tecnologia; com que velocidade se estima que este novo mercado cresça; quais os incentivos necessários e tendências observáveis que levariam a um cenário de ruptura; como reduzir o grau de subjetividade nas análises; o que pode ser aprendido com as experiências bem e mal sucedidas; o que esperar de alterações regionalizadas nos perfis da carga, entre outras. Cenários podem ser construídos tanto a partir de projeções econômicas levando em conta dados regionais e setoriais quanto pela introdução de mudanças tecnológicas que podem afetar substancialmente o perfil da carga.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) BASS, F. M. A New Product Growth Model for Consumer Durables. Management Science, v. 15, n. 5, p. 215-227, 1969. <http://dx.doi.org/10.1287/mnsc.15.5.215>.

- (2) KONZEN, G. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. 108 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP. São Paulo, SP, 2014.
- (3) MIRANDA, R. F. C. Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro. 290 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético, UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, 2013.
- (4) DENHOLM, P. et al. The solar deployment system (SolarDS) model: documentation and sample results. Technical Report NREL/TP-6A2-45832, 2009.
- (5) KASTOVICH, J. C. et al. Advanced electric heat pump market and business analysis. ORNL/Sub/79-2471/1. Prepared under subcontract for Oak Ridge National Laboratory by Westinghouse Electric Corp. Oak Ridge, TN: Oak Ridge National Laboratory, 1982.
- (6) NAVIGANT CONSULTING, INC. 2007. California rooftop photovoltaic (PV) resource assessment and growth potential by county. CEC-500-2007-048. California Energy Commission, PIER Program.
- (7) BECK, R. Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Prepared for Arizona Public Service by R.W. Beck, Inc, 2009.
- (8) ZILLES, R. et al. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Oficina de Textos, São Paulo, 2012.
- (9) DA SILVA, RICARDO EMILIO; SOBRINHO, PEDRO MAGALHÃES; DE SOUZA, TEÓFILO MIGUEL. How can energy prices and subsidies accelerate the integration of electric vehicles in Brazil? An economic analysis. Electricity Journal, v. 31, n. 3, p. 16-22, 2018. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/170953>.
- (10) JÉRÔME MASSIANI & ANDREAS GOHS. The choice of Bass model coefficients to forecast diffusion for innovative products: An empirical investigation for new automotive technologies. Working Papers 2016: 37, Department of Economics, University of Venice "Ca' Foscari", 2016.
- (11) MARIOTTO, F.T. Metodologia para avaliação dos impactos financeiros para as distribuidoras de energia elétrica brasileiras resultantes da inserção de veículos elétricos. 88 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UNICAMP. Campinas, SP, 2018.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Cristiano da Silva Silveira

Daimon Engenharia e Sistemas Ltda.

Avenida Paulista, n° 1.776 - Conjunto 22 B – CEP 01310-200 São Paulo, SP – Brasil

Tel: (+55 11) 3266-2929 – Email: cristiano@daimon.com.br

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (2001) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2003). Colaborador na Daimon Engenharia e Sistemas Ltda.. Tem experiência na área de regulação técnica, comercial e tarifária do setor de distribuição de energia elétrica.



Carlos César Barioni de Oliveira

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1985), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1992) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1997). Atualmente é diretor geral - Daimon Engenharia e Sistemas Ltda. Principais áreas de atuação: estudos de regulação e tarifas, planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica, perdas técnicas.



Donato da Silva Filho

Diretor de Regulação e de Planejamento Energético na EDP, Engenheiro Eletricista, com honras, pela Escola de Engenharia de São Carlos (USP), com Doutorado Direto pela mesma instituição, além de pesquisador na UNICAMP, bolsista Fulbright na Cornell University, e formações em liderança incluindo a Fundação Dom Cabral, IESE Business School e o Leadership Vanguard Program da xyneteo (Índia, Miamar, Cingapura, Inglaterra e Noruega). Professor voluntário em cursos de pós-graduação na Universidade de São Paulo.



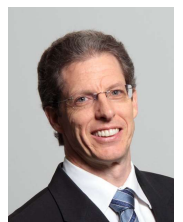
Cristiane Toma Sokei

Especialista em Regulação Setorial na EDP, Engenheira Eletricista e Mestre em Sistemas de Potência pela Universidade de São Paulo (POLI-USP) e Pós-Graduação em Finanças Corporativas e Investment Banking pela Fundação Instituto de Administração (FIA). Atua nos segmentos de Regulação Setorial e Planejamento Energético, com ênfase em Geração e Comercialização de Energia.



Fernando Locks Lange

Especialista em Regulação da Distribuição na EDP, Engenheiro Eletricista pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE). Atua na área de Regulação da Distribuição em processos de Revisão e Reajustes Tarifários.



Richard Lee Hochstetler

Possui graduação em economia pela Goshen College (1991) e mestrado e doutorado em economia pela Universidade de São Paulo (1998 e 2002). Atualmente atua como Diretor de Estudos Econômicos e Regulatórios do Instituto Acende Brasil.