

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA PR 08/18

Recursos Energéticos Distribuídos 2050

Rio de Janeiro

Dezembro de 2018



**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")



Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás e Combustíveis

João Vicente de Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 5º andar

70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 2032 5555

www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede

SAN – Quadra1 – Bloco "B" – 1º andar

70051-903 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º andar

20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Tel.: (55 21) 35123100 | Fax: (55 21) 3512 3199

www.epe.gov.br

Participantes – MME

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

UBIRATAN FRANCISCO CASTELLANO

EQUIPE TÉCNICA

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – SPE

DIE – DEPARTAMENTO DE INFORMAÇÕES E ESTUDOS ENERGÉTICOS

DANIELE DE OLIVEIRA BANDEIRA

GILBERTO KWITKO RIBEIRO

JOÃO ANTÔNIO MOREIRA PATUSCO (CONSULTOR)

MÔNICA CAROLINE MANHÃES DOS SANTOS

THENART VASCONCELOS DE BARROS JUNIOR

DDE – DEPARTAMENTO DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

CARLOS ALEXANDRE PRINCIPE PIRES

LIVIO TEIXEIRA DE ANDRADE FILHO

LUIS FERNANDO BADANHAN

MARIZA FREIRE DE SOUZA

SAMIRA SANA FERNANDES DE SOUSA CARMO

SÉRGIO FERREIRA CORTIZO

DPE – DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

ADRIANO JERONIMO DA SILVA

CÁSSIO GIULIANI CARVALHO

CHRISTIANY SALGADO FARIA

CONSULTORES

ALLAN PARENTE VASCONCELOS

CERES CAVALCANTI – CGEE

RICARDO GONÇALVES A. LIMA

EQUIPE DE APOIO

AZENAITE RUIVO ADVINCOLA RORIZ

MATHEUS DUTRA VILELA (ESTAGIÁRIO)

RENATA GONÇALVES VIEIRA (ESTAGIÁRIA)

SUELLEN DE ALMEIDA LOPES (ESTAGIÁRIA)

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

COORDENAÇÃO TÉCNICA

JEFERSON BORGHETTI SOARES
LUCIANO BASTO OLIVEIRA

EQUIPE DE APOIO

GUSTAVO MIRANDA DE MAGALHÃES

EQUIPE TÉCNICA

JEFERSON BORGHETTI SOARES (SUPERINTENDENTE)
LUCIANO BASTO OLIVEIRA (COORDENADOR)
ALEX YUJHI GOMES YUKIZAKI
ANA CRISTINA BRAGA MAIA
ARNALDO DOS SANTOS JUNIOR
GABRIEL KONZEN
GLAYSSON DE MELLO MULLER
FLÁVIO RAPOSO DE ALMEIDA
ISMAEL ALVES PEREIRA FILHO
MARCELO COSTA ALMEIDA
NATÁLIA GONÇALVES DE MORAES
THIAGO TONELI CHAGAS

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

Recursos Energéticos Distribuídos 2050**SUMÁRIO**

ÍNDICE DE TABELAS	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	X
RESUMO EXECUTIVO	11
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Conceito dos Recursos Energéticos Distribuídos	16
2 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	17
2.1 Introdução	17
2.2 Aspectos Metodológicos	19
2.3 Resultados Cenário Superior	21
2.3.1 Consumo de Energia Total	21
2.3.2 Consumo de Eletricidade	22
2.4 Resultados Cenário Inferior	23
2.4.1 Consumo de Energia Total	23
2.4.2 Consumo de Eletricidade	25
2.5 Discussões	26
3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ELETRICIDADE	27
3.1 Conceituação	28
3.2 Pequeno e Médio Porte	29
3.2.1 Introdução	29
3.2.2 Aspectos metodológicos e premissas	31
3.2.3 Resultados e Discussões	33
3.3 Grande Porte	35
3.3.1 Introdução	35
3.3.2 Aspectos Metodológicos	36
3.3.3 Resultados e Discussões	38

4	VEÍCULOS ELÉTRICOS	42
4.1	Introdução	42
4.2	Aspectos Metodológicos	44
4.3	Resultados e Discussões	46
5	ARMAZENAMENTO E RESPOSTA DA DEMANDA	49
5.1	Resposta da Demanda	49
5.2	Armazenamento de Energia Elétrica	51
5.3	O Caminho para a Inserção do Armazenamento e da Resposta da Demanda	53
5.4	Projeção de capacidade de armazenamento das baterias de VEs	54
6	PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA DE COMBUSTÍVEIS	59
6.1	Introdução	59
6.2	Produção de Biometano	60
6.2.1	Aspectos Metodológicos	60
6.2.2	Resultados	61
6.3	Biocombustíveis Sólidos (Pellets/Briquetes)	62
6.3.1	Metodologia	63
6.3.2	Resultados	63
7	REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	66
7.1	Introdução	66
7.2	Geração Distribuída Renovável	67
7.3	Eletrificação do Transporte	68
7.4	Participação do Consumidor e Resposta da Demanda	68
7.5	Redes Elétricas Inteligentes no Brasil	69
8	AVANÇANDO NA PENETRAÇÃO DE RED NO BRASIL	72
8.1	QUADRO RESUMO DAS RECOMENDAÇÕES GERAIS	75
9	REFERÊNCIAS	77

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo de energia total e eficiência energética	21
Tabela 2 - Brasil: Consumo de energia elétrica e eficiência elétrica	23
Tabela 3 - Consumo de energia total e eficiência energética	24
Tabela 4 - Brasil: Consumo de energia elétrica e eficiência elétrica	25
Tabela 5 - Projeções da micro e minigeração distribuída	33
Tabela 6 - Indicadores/Premissas para segmentos industriais selecionados: Cenários inferior e superior	37
Tabela 7 - Carga disponibilizada por um veículo elétrico típico ao longo de sua vida útil (KWh)	55
Tabela 8 - Parametrização das considerações da estimativa	56
Tabela 9 - Projeções da micro e minigeração distribuída	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Resumo da contribuição dos RED no Cenário Inferior	11
Figura 2 - Resumo da contribuição dos RED no Cenário Superior	12
Figura 3 - Oferta descentralizada de biometano, produção, importações e oferta adicional de gás natural, em 2050.	13
Figura 4 - Oferta descentralizada de briquetes e oferta de lenha, carvão vegetal e lixo, em 2050.	13
Figura 5 - Quadro Resumo - Roadmap das recomendações gerais	14
Figura 6 - Representação dos ganhos de eficiência energética.	18
Figura 7- Panorama Internacional da Eficiência Energética.	19
Figura 8 - Escopo geral da projeção de demanda e eficiência energética.	20
Figura 9 - Contribuição setorial aos ganhos de eficiência energética em 2050.	22
Figura 10 - Contribuição setorial aos ganhos de eficiência energética em 2050.	25
Figura 11 - Resumo da metodologia de projeção da micro e minigeração distribuída	32
Figura 12 - Projeção da capacidade instalada da micro e mini GD em 2050	33
Figura 13 - Distribuição por fonte para o final do horizonte	34
Figura 14 - Grandes consumidores industriais: autoprodução por segmento (TWh)	38
Figura 15 - Grandes consumidores industriais: consumo de eletricidade, 2015-2050 (TWh)	39
Figura 16 - Autoprodução de eletricidade, 2015-2050 (TWh)	41
Figura 17 - Resumo da metodologia de projeção da penetração de novas tecnologias na frota de veículos leves	44
Figura 18 - Perfil dos licenciamentos de veículos leves por tecnologia.	47
Figura 19 - Perfil da frota de veículos leves por tecnologia	47
Figura 20 - Demanda de eletricidade pelos veículos elétricos	48
Figura 21 - Serviços que podem ser supridos pelo armazenamento de eletricidade.	52
Figura 22 - Projeção de frota de veículos leves por tecnologia veicular	56
Figura 23 - Capacidade de armazenamento durante a vida útil das baterias dos VEs	57
Figura 24 - Capacidade de armazenamento durante e após a vida útil das baterias dos VEs	58
Figura 25 - Evolução da penetração do biometano combustível versus potencial teórico	62
Figura 26 - Evolução da penetração dos biocombustíveis sólidos versus potencial de biomassa sólida disponível	64
Figura 27 - Evolução da penetração dos biocombustíveis sólidos versus potencial de biomassa sólida disponível no cenário superior	64
Figura 28 - Evolução da penetração dos biocombustíveis sólidos versus potencial de biomassa sólida disponível	65
Figura 29 - Impactos das redes elétricas inteligentes.	67
Figura 30 - Quadro Resumo - Roadmap das recomendações gerais	76

RESUMO EXECUTIVO

Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e de transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle, e pelo papel mais ativo dos consumidores.

O recente crescimento, associado à característica dos RED, indica que a difusão destas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente.

No âmbito dos estudos de longo prazo, como o Plano Nacional de Energia (PNE), a EPE adotou um conceito amplo de RED que engloba diferentes tecnologias e soluções, tanto de contribuição elétrica como na oferta descentralizada de combustíveis. O potencial de inserção da eficiência energética, da geração distribuída e dos veículos elétricos foi quantificado, com os seguintes resultados, nos cenários Inferior e Superior.

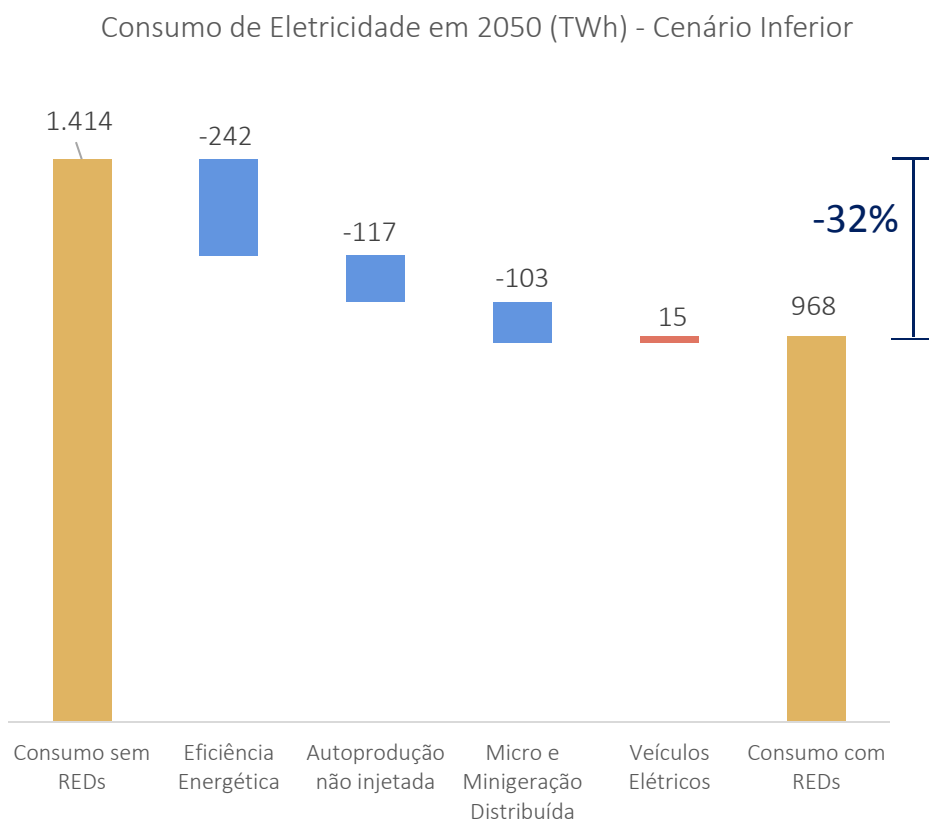


Figura 1 - Resumo da contribuição dos RED no Cenário Inferior

No Cenário Inferior, vemos que a contribuição dos RED reduz em 32% o consumo total de eletricidade da rede. Os veículos elétricos acrescentam um consumo da rede, no entanto, é um valor pequeno em comparação com a redução dos demais RED. Adicionalmente, os veículos elétricos podem ser utilizados para fins de gerenciamento

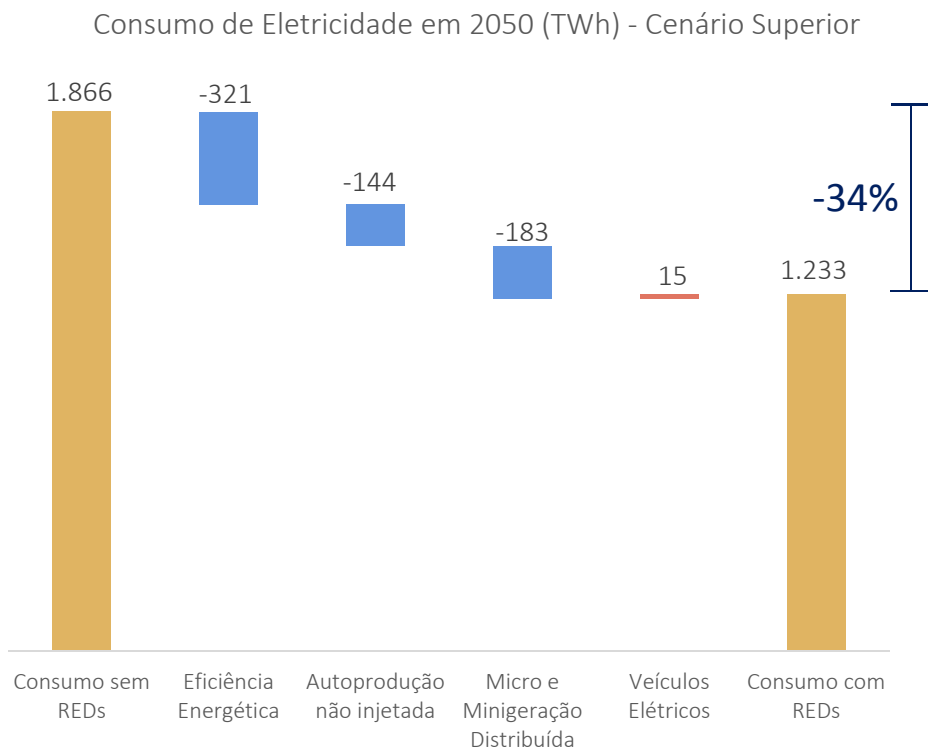


Figura 2 - Resumo da contribuição dos RED no Cenário Superior

do lado da demanda, o que pode contribuir com o setor elétrico. O resultado é parecido para o Cenário Superior, com uma redução líquida de 34% no consumo total potencial.

Em relação ao armazenamento de energia e à resposta da demanda, a EPE fez uma análise qualitativa do potencial das duas soluções. Ambas podem potencializar os efeitos da geração distribuída e da eficiência energética, mas necessitam de uma reformulação das tarifas e regras de mercado atuais para possibilitar a extração do valor de cada uma. O desenvolvimento das redes elétricas inteligentes se mostra como uma tecnologia catalizadora dos RED, permitindo aumentar a eficiência nos investimentos.

No caso da oferta descentralizada de combustíveis, os 36 Mtep de biometano, projetados para 2050, equivalerão a 50% da produção nacional de gás natural, ou, alternativamente, a quase toda a importação projetada de 38 Mtep deste energético, segundo a trajetória de demanda denominada caso 1. Na trajetória Caso 3, a demanda

de gás natural é acrescida em mais 37 Mtep, e a oferta projetada de biometano, portanto, se reduz a 25% da oferta total de gás natural.

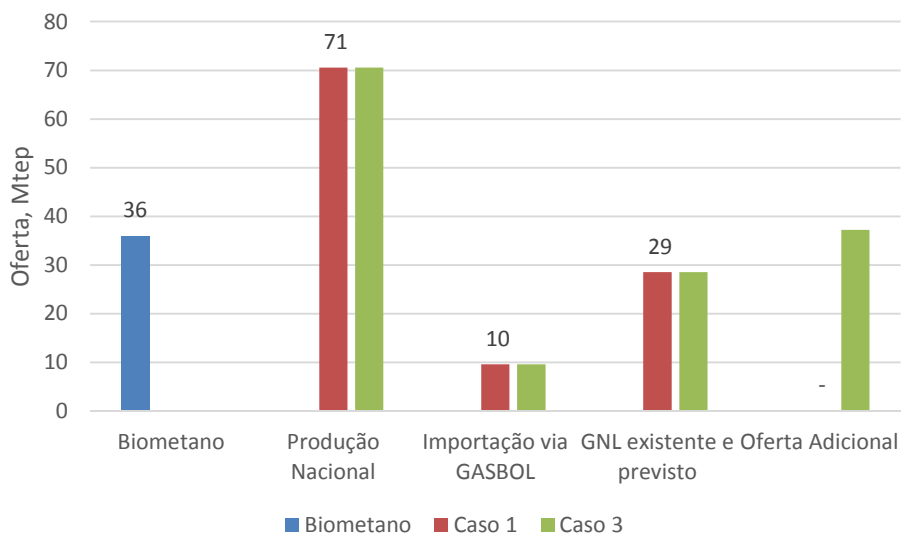


Figura 3 - Oferta descentralizada de biometano, produção, importações e oferta adicional de gás natural, em 2050.

Em relação à projeção da oferta descentralizada de briquetes de biomassa residual, o valor encontrado foi de 8 Mtep, o mesmo montante projetado para oferta de carvão vegetal, e cerca de 40% da oferta projetada de lenha. O briquete deve encontrar espaço em nichos de mercado para uso térmico nos diversos setores da economia.

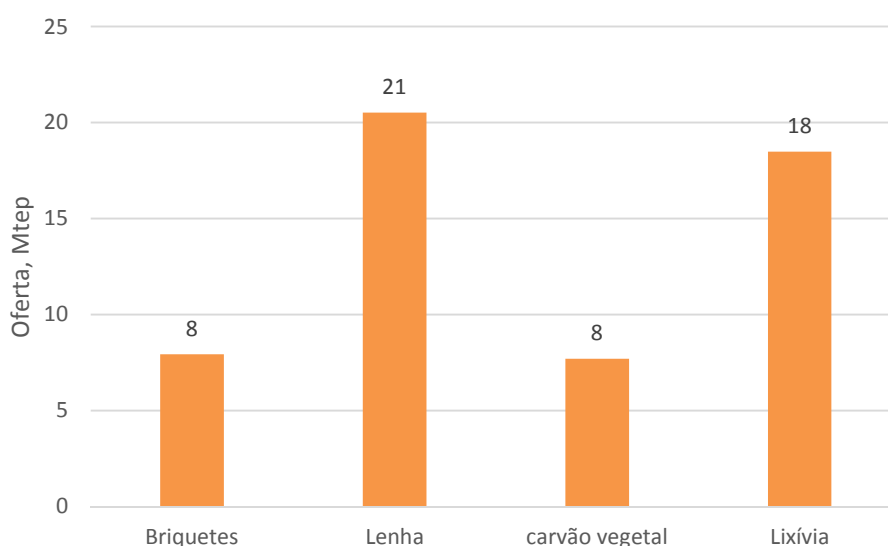


Figura 4 - Oferta descentralizada de briquetes e oferta de lenha, carvão vegetal e lixívia, em 2050.

Como se pode constatar, há um enorme potencial de desenvolvimento dos RED no país, mas que exigirá alguns esforços para o seu eficiente aproveitamento. O modelo setorial, por exemplo, deve ser aprimorado para sinalizar economicamente os valores que os recursos distribuídos trazem para o sistema, de forma a induzir as decisões individuais ao ótimo global. No entanto, se reconhece que nem sempre as decisões dos indivíduos são economicamente racionais, havendo outros fatores socioculturais, e ambientais, por exemplo, que influenciam suas ações. Nesse contexto, o planejamento também deve se adaptar com aprimoramentos metodológicos e ferramentais para lidar com maior incerteza nas suas análises.

O quadro a seguir apresenta um resumo de algumas recomendações de ações relacionadas aos RED para as próximas décadas.

Recomendações Gerais	Curto Prazo	Médio Prazo	Longo Prazo
Ambiente de mercado de isonomia	Implementação de preços horários no atacado; Igualdade no acesso às redes de transmissão; Tarifas multipartes para consumidores com geração distribuída	Tarifas multipartes para todos os consumidores; Sinais locais para geradores na distribuição; Tarifas de BT com diferenciação horária; Abertura ao mercado livre	Avaliação da possibilidade de contratos bilaterais entre consumidores e geradores distribuídos
Revisar subsídios e impostos nas tarifas de eletricidade	Revisão de subsídios	Revisão de Impostos	
Maior interação do planejamento com as distribuidoras	Compartilhamento dos dados topológicos das redes de distribuição com o planejamento da transmissão e expansão	Aplicação de um Planejamento Integrado de Recursos para atendimento da demanda	
Maior acesso a dados	Aumento da capacidade de processamento computacional; Convênios entre instituições para compartilhamento de dados; P&Ds para levantamento de dados	Instalação generalizada de medidores inteligentes	
Legislação flexível para acomodar inovações	Não especificação/restrrição de tecnologias nas contratações de energia, capacidade e flexibilidade		
Monitoramento de mercado e mecanismos de saída	Avaliação do modelo de <i>net metering</i> com previsão de fim de subsídios cruzados	Acompanhamento de eventuais subsídios aos RED	
Considerar aspectos de cibersegurança e privacidade	Definição de protocolos de segurança		
Revisão do paradigma regulatório das distribuidoras	<i>Decoupling</i> e revisão do modelo de remuneração baseado em ativos.		
Programas de EE e RD baseados em economia comportamental	P&D para avaliação do potencial	Implementação dos programas	

Figura 5 - Quadro Resumo - Roadmap das recomendações gerais

1 INTRODUÇÃO

O atendimento da demanda de energia, a custos socialmente, ambientalmente e economicamente viáveis, é o problema núcleo do planejamento energético e, historicamente, vem sendo resolvido através da expansão da oferta centralizada de energia. Isso é consequência principalmente das economias de escalas alcançadas com os grandes projetos.

Contudo, a questão da perda de capacidade de investimento do estado, das enormes quantidades de recursos necessários para os grandes projetos centralizados, dos tributos e encargos incidentes sobre o consumo, da introdução do gerenciamento da demanda, da maior concentração populacional em grandes centros urbanos, do desenvolvimento de fontes renováveis de menores escalas e sua crescente integração nos sistemas de energia aumentam a perspectiva de uma maior participação dos recursos energéticos distribuídos no atendimento da demanda.

Isso indica que o problema núcleo do planejamento energético, a definição da oferta viável para o atendimento da demanda, precisa da descrição de mais uma premissa: os Recursos Energéticos Distribuídos (RED).

A questão da renovação e mudança de infraestrutura urbana também indica um maior grau de descentralização dos sistemas energéticos. Edificações cada vez mais integradas, seguindo conceitos dos ZEB (*Zero Energy Buildings*) ou NZEB (*Net Zero Energy Buildings*), indicam um alto grau de eficiência e grande penetração de tecnologias de geração distribuída. A penetração de outras tecnologias de mobilidade, como os veículos elétricos, também aumenta o grau de descentralização, introduzindo elementos de armazenamento no sistema de maneira distribuída.

Como consequência, a modernização das redes de energia elétrica é inevitável e a maior introdução de tecnologias de comunicação também será necessária e permitirá melhor gestão de recursos, em uma linha tendencial às redes inteligentes.

No que tange os sistemas dos outros energéticos, excluindo a eletricidade, o aumento do rigor das legislações ambientais para mitigar impactos locais e globais, estruturam um cenário para um maior aproveitamento energético de resíduos orgânicos, principalmente gasosos.

Neste cenário, o biogás apresenta uma série de vantagens, pois é um energético flexível tanto no uso, podendo ser convertido em eletricidade, injetado na rede de gás após tratamento, ou usado como combustível, como na produção, podendo ser obtido a partir de resíduos rurais,

urbanos e industriais. Essa característica sinaliza um grau de descentralização na produção e uso de combustíveis que introduz um fator de inovação no setor energético.

Por fim, o contexto de longo prazo dos sistemas energéticos cada vez mais sinaliza para uma maior integração de diferentes sistemas, sejam estes energéticos ou não, como a integração de redes de gás e redes de energia elétrica, redes de energia elétrica e comunicações, redes de utilidades¹ e unidades geradoras. Essa integração necessariamente passa pela integração de elementos planejados, projetados e operados de maneira descentralizada, o que evidencia a importância da análise dos RED no longo prazo.

1.1 Conceito dos Recursos Energéticos Distribuídos

O conceito de Recursos Energéticos Distribuídos (RED, ou *Distributed Energy Resources* - DER em inglês) não está integralmente consolidado internacionalmente. Geralmente, os RED são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*). Adicionalmente, com frequência essa definição vem se ampliando para abarcar ainda eficiência energética e resposta da demanda (RD).

No entanto, a EPE prefere utilizar neste documento um conceito mais amplo que inclui não apenas os recursos elétricos, mas também a Oferta Descentralizada de Combustíveis², dadas as sinergias entre os dois setores.

Assim, com o intuito de analisar de formar abrangente o potencial dos recursos descentralizados disponíveis no país no longo prazo, consideraremos aqui que os RED contemplam:

- i. Eficiência Energética;
- ii. Geração Distribuída de Eletricidade;
- iii. Veículos Elétricos (VE) e Estrutura de Recarga;
- iv. Armazenamento de Energia Elétrica;
- v. Resposta da Demanda (RD);
- vi. Produção Descentralizada de Combustíveis.

¹ Redes de vapor, frio, ar comprimido, entre outros.

² Esse conceito é aplicado principalmente a sistemas de bioenergia como na análise de Mangoyana e Smith (2011).

2 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

2.1 Introdução

A eficiência no uso da energia entrou na agenda mundial a partir dos choques no preço do petróleo dos anos 1970, quando ficou claro que o uso das reservas de recursos fósseis teria custos crescentes, seja do ponto de vista econômico, seja do ponto de vista ambiental. Logo se reconheceu que um mesmo serviço poderia ser obtido com menor gasto de energia e, conseqüentemente com menores impactos econômicos, ambientais, sociais e culturais. Equipamentos e hábitos de consumo passaram a ser analisados em termos da conservação da energia tendo sido demonstrado que, de fato, muitas iniciativas que resultam em maior eficiência energética são economicamente viáveis, ou seja, o custo de sua implantação é menor do que o custo de produzir ou adquirir a energia cujo consumo é evitado.

Mais recentemente, a busca pela eficiência energética ganhou nova motivação. Em adição à perspectiva de custos mais elevados da energia de origem fóssil, a preocupação com a questão das mudanças climáticas decorrentes do aquecimento global do planeta, aquecimento este atribuído, em grande medida, à produção e ao consumo de energia, trouxe argumentos novos e definitivos que justificam destacar a eficiência energética quando se analisa em perspectiva a oferta e o consumo de energia.

A eficiência energética pode trazer múltiplos benefícios tais como, melhorar a sustentabilidade do sistema energético, apoiar objetivos estratégicos para o desenvolvimento econômico e social, promover metas ambientais e aumentar a prosperidade.

A eficiência energética é considerada como o “primeiro combustível” com grande potencial inexplorado, que está a assumir um lugar como um importante recurso energético no contexto internacional, assim como os esforços para atingir metas de sustentabilidade. Isso, reflete uma mudança de paradigma que está começando a dar credibilidade a ações no lado da oferta e da demanda na busca do crescimento econômico, apoiando a segurança energética, a competitividade e a sustentabilidade ambiental. (IEA, 2014)

A eficiência energética também pode gerar uma série de benefícios”, como o desenvolvimento macroeconômico, aumento do orçamento público, melhoria da saúde e bem-estar, melhorias na produtividade industrial e na entrega de energia (IEA, 2014).

Uma representação estilizada das estimativas de ganhos de eficiência energética apresentados no PNE 2050 é mostrada na Figura 6.

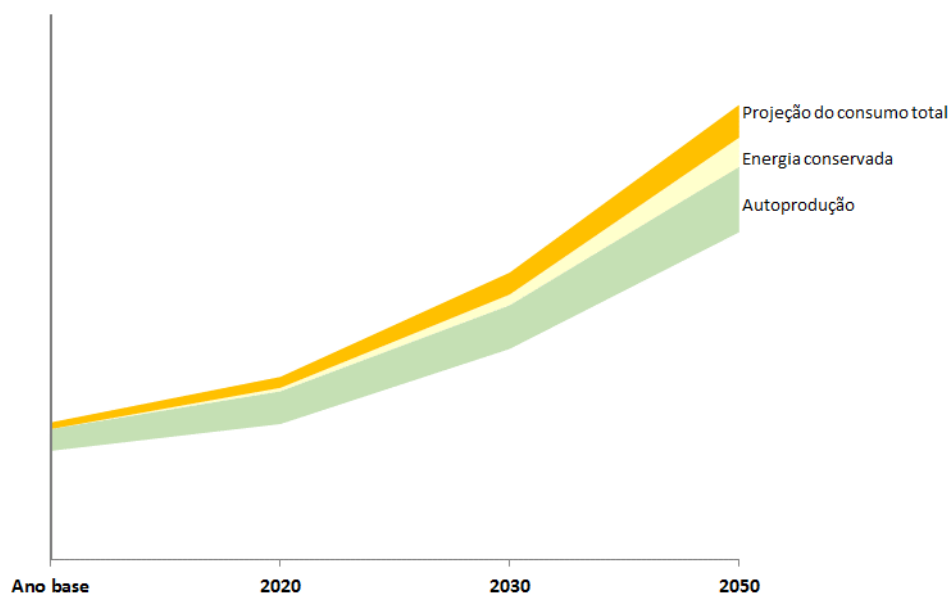


Figura 6 - Representação dos ganhos de eficiência energética.

O conceito de eficiência energética empregado nas projeções de demanda de cada setor de consumo, e que vêm sendo utilizado no planejamento de médio e longo prazo, pode ser resumido a partir da seguinte definição: eficiência energética é a relação entre um bem produzido ou serviço realizado e a quantidade de energia final utilizada. Em outras palavras, pode-se dizer que a eficiência energética ocorre sempre que é possível realizar o mesmo nível de serviço com um menor consumo de energia, mantendo o conforto.

A IEA estima que a economia de energia anual devido à eficiência em todos os países membros da IEA, contabilizada a partir de 2000, seja de aproximadamente 22 EJ em 2016, equivalente ao consumo de energia da Alemanha, da França e do Reino Unido. Os setores que mais avançaram na eficiência foram, o residencial seguido pela indústria e serviços. O setor que de transportes tem apresentado melhorias mais lentas. (IEA, 2017).

Um panorama de comparação internacional, pode ser visualizado no ranking divulgado pela ACEEE - American Council for an Energy-Efficient Economy, o relatório examina as políticas de eficiência e o desempenho de 25 dos principais países e representam 78% de toda a energia consumida do mundo. O primeiro no ranking é a Alemanha e a Itália com 75,5 pontos do total de 100, Brasil (20ª) com 36,5 pontos, a China (8ª), Índia (15ª) e a Rússia (21ª), ver

Figura 7, diante desse cenário mundial, reforça o grande potencial que o Brasil possui para alcançar a eficiência energética.

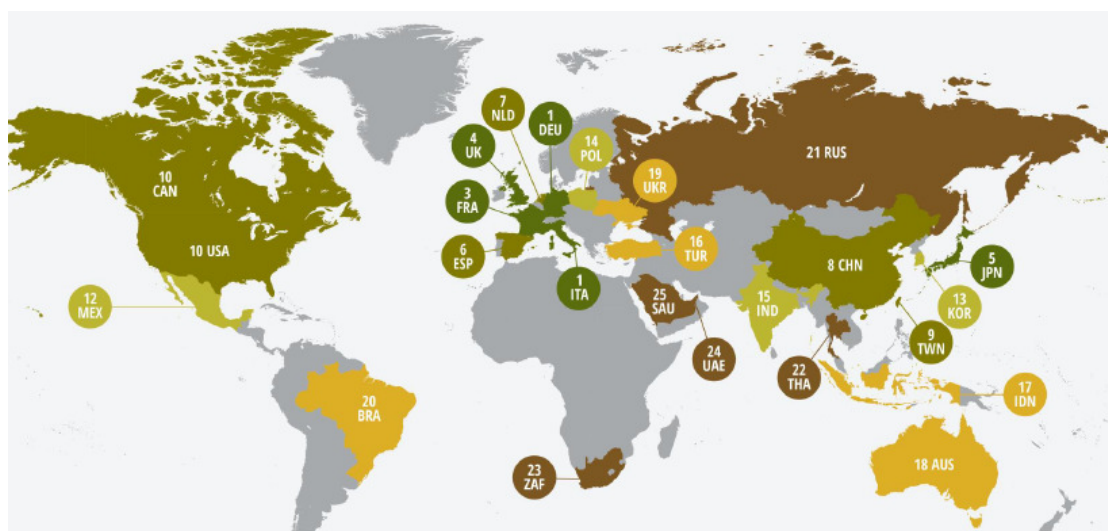


Figura 7- Panorama Internacional da Eficiência Energética.

Fonte: ACEEE (2018)

2.2 Aspectos Metodológicos

A eficiência energética no PNE é calculada por setor e por fonte, cada setor da economia utiliza uma modelagem específica. A visão geral da metodologia de projeção da demanda de energia e eficiência energética está ilustrada na

Figura 8.

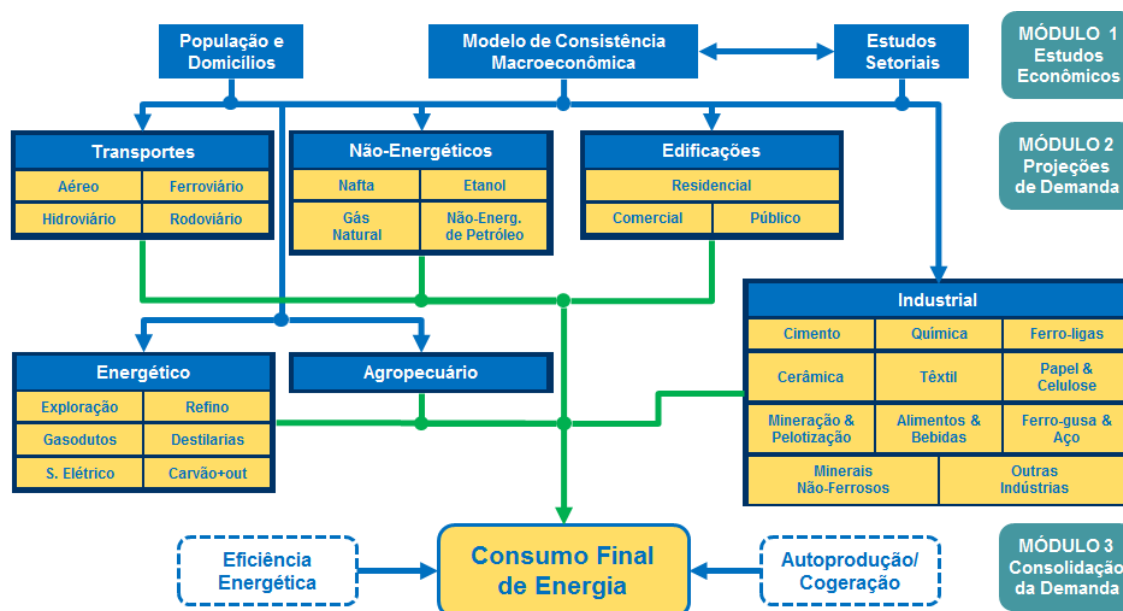


Figura 8 - Escopo geral da projeção de demanda e eficiência energética.

Os resultados são apresentados em dois cortes:

- (i) por setor de consumo;
- (ii) por fontes/agregados de fontes selecionadas, dependendo do caso.

Os ganhos de eficiência considerados estão fundamentados em rendimentos energéticos da eletricidade, por segmento de consumo, compatíveis com os dados do Balanço de Energia Útil (BEU) do Ministério de Minas e Energia (MME). Adicionalmente, no setor industrial, levou-se em

consideração a dinâmica tecnológica de segmentos específicos e dos respectivos equipamentos de uso final da energia à semelhança de outros setores, como é o caso do setor residencial.

Os montantes de conservação indicados correspondem à diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo que seria verificado caso fossem mantidos ao longo de todo o horizonte de análise os padrões tecnológicos observados no ano de 2013.

Para o setor residencial, uma vez que a projeção da demanda de eletricidade utilizou um modelo de uso final (Achão, 2003), foi possível fazer uma análise específica e detalhada dos ganhos de eficiência, inclusive avaliando premissas por tipo de equipamento eletrodoméstico e a substituição por equipamentos mais eficientes.

2.3 Resultados Cenário Superior

2.3.1 Consumo de Energia Total

A energia total conservada (elétrica + combustíveis) projetada no horizonte do PNE 2050 cenário superior, estima-se que a eficiência energética possa contribuir com aproximadamente 118 milhões de toneladas equivalente de petróleo em 2050, na demanda de energia total, conforme pode ser visto na Tabela 1. Os montantes de ganho de eficiência alcançados, por setor de consumo, são ilustrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Consumo de energia total e eficiência energética

Consumo (10 ³ tep) ¹	2020	2030	2040	2050
Consumo potencial sem conservação	276.790	388.456	517.564	633.036
Energia conservada	7.191	26.930	69.649	118.226
Energia conservada (%)	3%	7%	13%	19%
Setor Industrial ¹	3%	6%	13%	18%
Setor transporte	1%	7%	15%	22%
Setor serviços	3%	10%	15%	20%
Setor residencial	4%	7%	10%	14%

Setor Agropecuário	3%	3%	4%	5%
Consumo final, considerando conservação	269.599	361.526	447.916	514.810

Nota: (1) corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis em todos os setores, exceto o residencial.

(2) corresponde a energia conservada total (eletricidade e combustíveis) em todos os setores. No cálculo das emissões evitadas para o Setor de Transportes, foi considerada a redução de emissões devido ao aumento de eficiência energética em veículos leves Ciclo Otto e transporte de cargas. Não foi contemplada a eficiência sistêmica (mudança de modal) nesse cálculo.

Em 2050, a contribuição setorial aos ganhos de eficiência energética, está ilustrado na

Figura 9, os setores que mais contribuem para estes ganhos são a indústria 46% e o de transportes 39%.

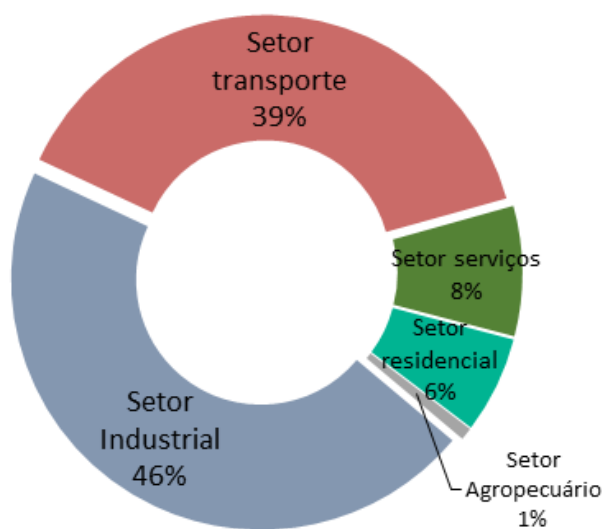


Figura 9 - Contribuição setorial aos ganhos de eficiência energética em 2050.

2.3.2 Consumo de Eletricidade

Na Tabela 2 é apresentada a evolução do consumo total de energia elétrica e da conservação implicitamente considerada nessa projeção. Projeta-se a energia elétrica conservada em 2050 para 321 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 77 GW, equivalente a 11 UHE's de Itaipu (parte Brasileira).

Tabela 2 - Brasil: Consumo de energia elétrica e eficiência elétrica

Consumo (GWh) ¹	2020	2030	2040	2050
Consumo potencial sem conservação	646.944	1.008.441	1.415.381	1.881.318
Energia conservada	31.275	101.073	189.235	320.982
Energia conservada (%)	5%	10%	13%	17%
Consumo final, considerando conservação	615.669	907.369	1.226.145	1.560.336
Energia conservada por setor (GWh)				
Setor Industrial ¹	13.637	43.414	72.758	115.541
Setor transporte	67	286	1.874	7.352
Setor serviços	4.803	25.476	58.251	108.927
Setor residencial	12.405	30.617	54.192	85.949
Setor Agropecuário	364	1.279	2.160	3.214

(1) Inclui o setor energético

2.4 Resultados Cenário Inferior

2.4.1 Consumo de Energia Total

A contribuição da eficiência energética na projeção do cenário inferior para a energia total conservada (elétrica + combustíveis) no horizonte do PNE 2050 é estimada em aproximadamente 90 milhões de toneladas equivalente de petróleo em 2050. Em 2050, o consumo de energia final do cenário inferior apresenta uma diferença de 32% em comparação ao cenário superior. Os montantes de ganho de eficiência alcançados, por setor de consumo, são ilustrados na Tabela 3.

Tabela 3 - Consumo de energia total e eficiência energética

Consumo (10 ³ tep) ¹	2020	2030	2040	2050
Consumo potencial sem conservação	260.831	325.598	407.139	477.778
Energia conservada	6.428	25.851	57.262	89.504
Energia conservada (%)	2,5%	8%	14%	19%
Setor industrial ¹	2,5%	8%	14%	17%
Setor transporte	2,2%	8%	17%	23%
Setor serviços	2,8%	10%	15%	20%
Setor residencial	3,6%	7%	10%	13%
Setor agropecuário	0,7%	2%	4%	5%
Consumo final, considerando conservação	254.402	299.748	349.877	388.274

Nota: (1) corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis em todos os setores, exceto o residencial.

(2) corresponde a energia conservada total (eletricidade e combustíveis) em todos os setores. No cálculo das emissões evitadas para o Setor de Transportes, foi considerada a redução de emissões devido ao aumento de eficiência energética em veículos leves Ciclo Otto e transporte de cargas. Não foi contemplada a eficiência sistêmica (mudança de modal) nesse cálculo.

Em 2050, a contribuição setorial aos ganhos de eficiência energética, está ilustrado na Figura 10 os setores que mais contribuem para estes ganhos são a indústria 42% e o de transportes 43%. O setor de transporte neste cenário inferior, ganha uma participação maior da contribuição da eficiência energética comparado com o cenário superior.

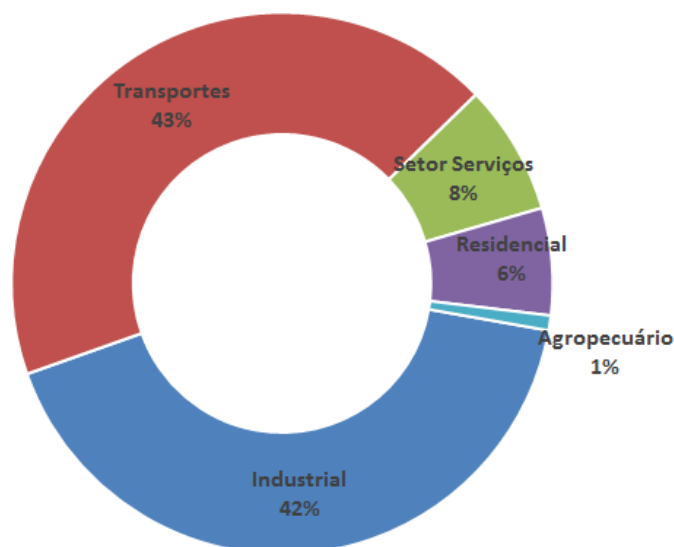


Figura 10 - Contribuição setorial aos ganhos de eficiência energética em 2050.

2.4.2 Consumo de Eletricidade

Na Tabela 4 é apresentada a evolução do consumo total de energia elétrica e da conservação implicitamente considerada na trajetória do cenário inferior. Projeta-se a energia elétrica conservada em 2050 para 242 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 58 GW, equivalente à 8 UHE's de Itaipu (parte Brasileira).

Tabela 4 - Brasil: Consumo de energia elétrica e eficiência elétrica

Consumo (GWh) ¹	2020	2030	2040	2050
Consumo potencial sem conservação	600.557	820.578	1.128.866	1.429.534
Energia conservada	29.134	82.115	150.366	242.334
Energia conservada (%)	5%	10%	13%	17%
Consumo final, considerando conservação	571.423	738.463	978.500	1.187.200
Energia conservada por setor (GWh)				

Setor Industrial ¹	13.088	34.686	56.845	86.245
Setor transporte	60	248	1.697	6.968
Setor serviços	4.231	21.409	46.740	80.803
Setor residencial	11.557	25.027	43.827	66.507
Setor Agropecuário	198	745	1.257	1.812

(1) Inclui o setor energético

2.5 Discussões

Diante das projeções dos cenários apresentados e das metas apresentadas nos cenários, buscou-se alguns pontos importantes na IEA (2018) para fomentar a discussão e transformar o mercado da eficiência energética, os aspectos centrais e de igual importância estão mencionados a seguir (IEA, 2018):

- Comprometer-se com um mundo mais eficiente em termos de energia e tornar os objetivos de eficiência, explícitos de uma ampla estratégia de transição de energia limpa a longo prazo;
- Implementar políticas ambiciosas para transformar os mercados, a fim de impulsionar os investimentos necessários;
- Fortalecer a capacidade institucional para implementar, fazer cumprir e avaliar as políticas de eficiência para garantir sua eficácia.

Para desenvolver o mercado de eficiência, num cenário de curto prazo, os índices mínimos e códigos podem alavancar os ganhos da eficiência energética, assim como a expansão do parque de equipamentos e o estabelecimento de cronogramas com as revisões dos índices.

Os mecanismos regulatórios e fiscais também são necessários para apoiar as ações estratégicas e necessárias para as políticas baseadas em informações e incentivos, como a etiquetagem, que auxiliam a desenvolver o mercado para produtos eficientes e formam um ambiente mais propício para as regulamentações mais rigorosas.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ELETRICIDADE

A introdução da Geração Distribuída no Planejamento Energético de longo prazo impõe-se como questão essencial. O contexto apresentado de renovação de infraestrutura urbana indica um ambiente favorável para a penetração da GD, principalmente de pequena escala. Todavia, a GD de grande escala tende a continuar importante com a expansão de parques industriais, com aumento da eficiência energética, dos custos e em necessidade ao atendimento de questões ambientais cada vez mais restritas.

Além do inequívoco aumento da eficiência energética sistêmica, as demais destacadas vantagens internacionais da integração da GD nos sistemas elétricos, a destacar aumento da confiabilidade, melhor gestão de alocação de recursos, e aumento de renováveis na matriz, podem ser aproveitadas no Brasil - ainda que algumas delas já ocorram através da expansão centralizada. Para tanto, é necessário que a GD seja considerada no planejamento energético tanto nacional como local.

Vale destacar também que a inclusão da GD no planejamento energético dos diversos agentes envolvidos deve considerar as diferentes realidades de cada tipo de gerador. Além das diferenças óbvias entre tecnologias e fontes de energia primária, as diferenças de escalas de capacidade são fundamentais. A relação de escala de capacidade está diretamente ligada à lógica decisória de investimento, assim, as condições de contorno para a análise devem ser também diferenciadas entre pequena escala e média e grande escalas.

A pequena escala tem cenários mais definidos por questões de integração de sistemas urbanos, definição e estabelecimento de “microgrids”, evolução institucional e de formas de remuneração, enquanto as maiores escalas estão mais ligadas às lógicas do setor industrial como garantia do fornecimento e segurança energética, aumento da confiabilidade, aumento da eficiência energética e econômica dos empreendimentos.

Por estes motivos, as análises a seguir expostas serão apresentadas pelas escalas de capacidades: pequena escala e média e grande escala.

3.1 Conceituação

A Geração Distribuída pode ser classificada em diferentes aspectos, como localização e capacidade. Segundo Pepermans et al. (2005), CIGRÉ³ define geração distribuída como uma geração com capacidade máxima entre 50 e 100 MW, conectada à rede de distribuição e não planejada nem despachada de maneira centralizada; já IEEE⁴ define como geração suficientemente menor que a geração centralizada de maneira que a conexão pode ser feita perto da carga.

Para o caso brasileiro, o PRODIST⁵ define geração distribuída como Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Já o decreto 5.163 de 2004 define como geradores incentivados os empreendimentos conectados à rede de distribuição, excluindo hidrelétricas com potência superior a 30 MW e termelétricas, cogeração incluída, com eficiência inferior a 75%. Nesta última, são excluídos os resíduos e biomassa. Por último, a Resolução Normativa da ANEEL 482/2012, criou as figuras dos micro e minigeradores de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica brasileiro.

Para este trabalho a definição considerada será a seguinte:

- **Pequeno e Médio Porte** - conectada à rede de distribuição, até 5 MW (Resolução 482/2012 da ANEEL);
- **Grande Porte** - Autoprodução, conectada à rede. Sem limite de potência, localizada junto às unidades consumidoras para consumo próprio.

A primeira tipologia segue a classificação da menor escala estabelecida, é a micro ou minigeração. Essa tipologia corresponde aos geradores de pequena escala que seguem uma lógica de decisão totalmente dispersa e dependente das realidades dos consumidores individuais. O segundo tipo é a autoprodução industrial, geração que segue a lógica de investimento industrial de grandes projetos. A Cogeração ou Multigeração, esquemas onde além da geração de energia elétrica ainda há produção de utilidades, costuma fazer parte dos projetos de autoprodução.

³ *Conseil International des Grande Réseaux Électriques.*

⁴ *Institute of Electrical and Electronic Engineers.*

⁵ *Procedimentos de Distribuição (ANEEL, 2016).*

Por fim, cabe destacar a tipologia da Geração na Ponta, que está presente geralmente em unidades atendidas na modalidade tarifária A4 - Verde. É outra tipologia bastante difundida, onde o consumidor instala uma geração, majoritariamente à óleo diesel, para retirar/reduzir o consumo e demanda de ponta, principalmente por conta dos elevados custos de atendimento neste horário. Um estudo específico dessa tipologia foi realizado pela EPE (2015) e não será incluído explicitamente na presente Nota Técnica.

3.2 Pequeno e Médio Porte

3.2.1 Introdução

A Geração Distribuída de pequena e média escala, também considerada como geração dispersa, segue a lógica do investimento pulverizado em diversos agentes, com interesses específicos dependendo de cada realidade local. Por conta disso, as condições para que esse investimento aconteça de maneira difundida em larga escala, as condições de contorno são muito mais importantes do que para a Geração Distribuída de grande porte ou para os investimentos centralizados.

Essas condições são o alicerce básico para que haja uma mudança de comportamento deste agente pulverizado em direção à maior aceitação da geração distribuída como investimento e passam, necessariamente, pela disponibilidade de fornecedores de serviços e equipamentos, como consequência do estabelecimento do mercado de serviços de energia. Já o estabelecimento do mercado de serviços de energia é consequência de situações institucionais que busquem ações de maior eficiência para os sistemas energéticos. O arcabouço institucional também deve estimular a renovação das infraestruturas dos sistemas elétricos e uma mudança no paradigma dos agentes distribuidores, para que os mesmos considerem a difusão da GD em seus planejamentos locais.

O acesso a financiamentos, programas de disseminação de informação, demonstração das melhores práticas e casos de sucessos, bem como a utilização da GD pelo setor público também fazem parte desse grupo de condições básicas.

Com isso, o cenário aqui considerado para a GD de pequena e média escala é de que as condições institucionais dos setores energéticos promoverão o ambiente necessário para que aconteça a renovação da infraestrutura, a mudança de paradigma dos agentes de distribuição e seja difundido o mercado de serviços de energia, estimulando esse investimento disperso.

No Brasil, o instrumento que viabilizou a conexão de pequenos e médios geradores ao sistema de distribuição foi Resolução Normativa (REN) n° 482/2012 da ANEEL, que instituiu o modelo de *net-metering* no País. Este regulamento criou as figuras do micro e do minigerador

distribuído (MMGD). Em 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada. É possível afirmar que, atualmente, o Brasil possui um dos modelos regulatórios mais favoráveis do mundo para quem quer gerar sua própria eletricidade.

Adicionalmente, alguns modelos de negócios inovadores, como o de aluguel de sistemas e cooperativas, em conjunto com o lançamento de algumas linhas de financiamento específicas para o setor de geração distribuída, têm contribuído para criar um ambiente favorável para o desenvolvimento da GD no país. De fato, nos últimos dois anos o mercado de MMGD cresceu acima das expectativas no Brasil.

No entanto, o modelo de net-metering, em conjunto com o uso de tarifas monômias, também traz um problema para o equilíbrio das tarifas de energia elétrica. A justificativa é a de que a distribuidora tem custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e que o gerador, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos. Logo, os custos fixos devem ser cobertos pelos demais consumidores através de aumentos na tarifa. Por outro lado, quando posicionada em lugares adequados, a GD pode reduzir perdas de energia e aliviar a carga das redes de transmissão e distribuição, postergando novos investimentos de reforço. Portanto, o desafio para os próximos anos é criar condições que estimulem a difusão da GD nos locais que tragam maior valor ao sistema, e que ao mesmo tempo não onerem outros consumidores e que não prejudiquem as atividades da distribuidora (a rede é fundamental para a existência da geração distribuída).

Para fins de simulação, o PNE utiliza um modelo exógeno ao modelo de otimização para estimar a adoção. O resultado é abatido da demanda para ser suprida por fontes centralizadas. Isso significa que o resultado não necessariamente é a melhor alocação sistêmica de recursos para o atendimento da demanda. Dessa forma, os resultados devem ser interpretados como um movimento tendencial possível. Conforme discutido em EPE (2018a), seria desejável aplicar uma modelagem endógena para ter resultados mais esclarecedores sobre o valor da geração distribuída frente à geração centralizada. No entanto, há algumas dificuldades para implementar tal modelagem, dada a granularidade espacial e temporal exigida. Essa é uma linha de estudo que a EPE busca desenvolver nos próximos anos.

3.2.2 Aspectos metodológicos e premissas

Nesta seção é apresentada de forma resumida a metodologia para estimação do mercado de micro e minigeração distribuída. Para maiores detalhes, consultar EPE (2018b).

De forma geral, a projeção do mercado de micro e minigeração distribuída para o PNE 2050 é fundamentada na teoria da difusão de inovações de Rogers (2003), e construída sobre os alicerces matemáticos do modelo de Bass. A projeção pode ser resumida em cinco etapas:

1) Levantamento inicial do mercado nicho, dividido em três segmentos: (i) residencial; (ii) outros consumidores atendidos em baixa tensão; e (iii) consumidores atendidos em alta tensão. Para o setor residencial, o mercado é levantado de acordo com características socioeconômicas dos domicílios, conforme o Censo do IBGE. As unidades consumidoras ii e iii são levantadas através da base de ANEEL por setor e nível de tensão.

2) Definição do mercado potencial. Através do payback do investimento em um sistema fotovoltaico para cada distribuidora, nos três segmentos, em cada ano, estima-se a parcela do mercado nicho que estaria disposto a realizar o investimento.

3) Definição dos adotantes. Os interessados no investimento não fazem isso ao mesmo tempo. A literatura mostra que inovações costumam se desenvolver conforme uma curva “S”. Para definir a forma da curva de adoção para cada segmento é utilizada uma regressão não linear com o histórico de adotantes no país. Através do Método dos Mínimos Quadrados, são calibrados os parâmetros “p” e “q” da fórmula de Bass que irão dar formato à curva da projeção, de modo que ela se aproxime do histórico nos anos iniciais do modelo.

4) Segmentação por tecnologia. Até o passo anterior, o modelo projeta o número de unidades consumidoras que receberão créditos de micro e minigeração distribuída, mas sem definir a tecnologia. Com base no histórico de adoção e no potencial energético regional, o número de adotantes de cada subsistema é segmentado entre as tecnologias fotovoltaica, termelétrica, eólica e hidrelétrica.

5) Cálculo da capacidade instalada e energia gerada. Com base no histórico de instalações, é adotado uma potência típica por adotante para cada segmento e tecnologia. Os fatores de capacidade para definição da energia gerada são oriundos de dados do Atlas Solar 2ª edição, sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) da EPE, média de projetos de PCHs e valores típicos para termelétricas à biomassa.

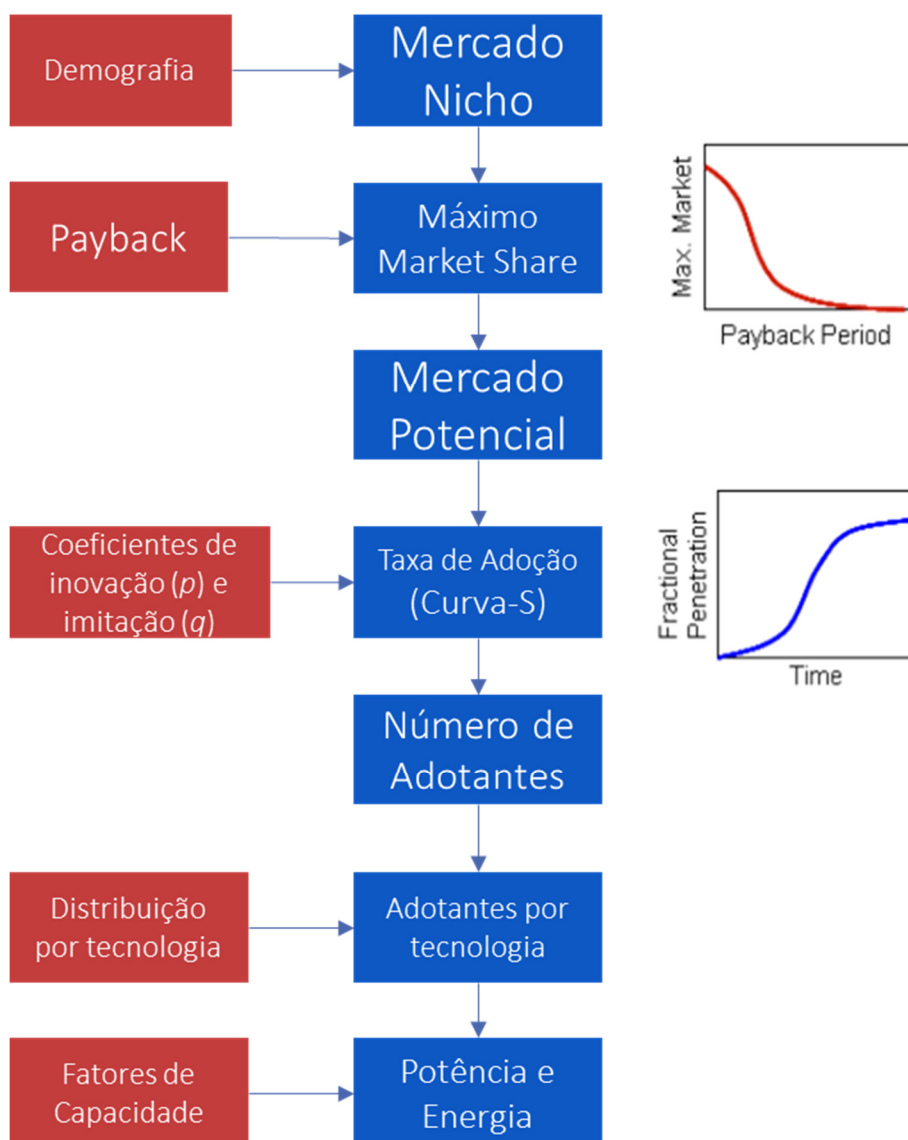


Figura 11 - Resumo da metodologia de projeção da micro e minigeração distribuída

Em termos de premissas, a diferença entre os cenários superior e inferior é dada unicamente por diferentes projeções de crescimento do PIB. Conforme detalhado em EPE (2018b), o crescimento do PIB é utilizado como uma proxy para o crescimento do mercado potencial para a geração distribuída - unidades consumidoras com maior renda. Dessa forma, ao aplicar duas curvas de crescimento do PIB, temos dois resultados distintos de mercado potencial e, conseqüentemente, duas curvas de adotantes no longo prazo.

Em termos regulatórios, o EPE considera que no longo prazo o modelo de compensação líquida integral não é sustentável, tendo que ser revisto em algum momento. Dessa forma, para fins de simulação o PNE considera a aplicação de uma tarifa binômia aos novos geradores a partir de 2020.

3.2.3 Resultados e Discussões

Através do modelo descrito anteriormente se geraram as curvas de difusão da MMGD no Brasil para longo prazo. Os resultados para os Cenários Superior e Inferior foram sumarizados a seguir.

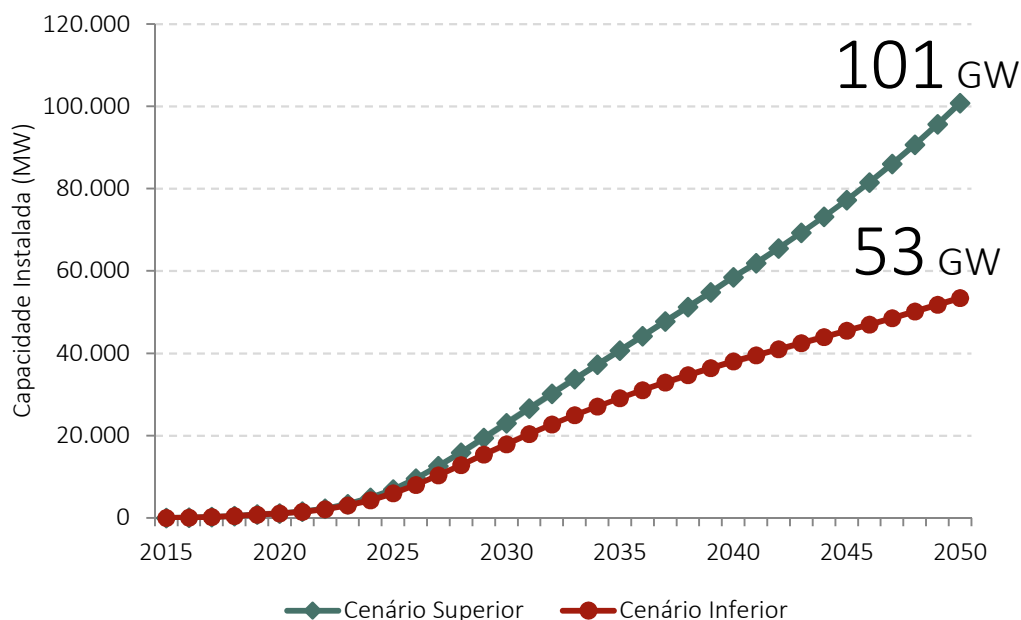


Figura 12 - Projeção da capacidade instalada da micro e mini GD em 2050

Tabela 5 - Projeções da micro e minigeração distribuída

	Inferior				Superior			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Potência Instalada (MW)	1.062	17.913	38.053	53.396	1.101	23.020	58.491	100.795
Energia Gerada (MWméd)	232	3.858	8.479	11.733	238	4.795	12.437	20.887
% da Carga Total	0,3%	4,2%	7,0%	8,0%	0,3%	4,4%	8,4%	11,2%

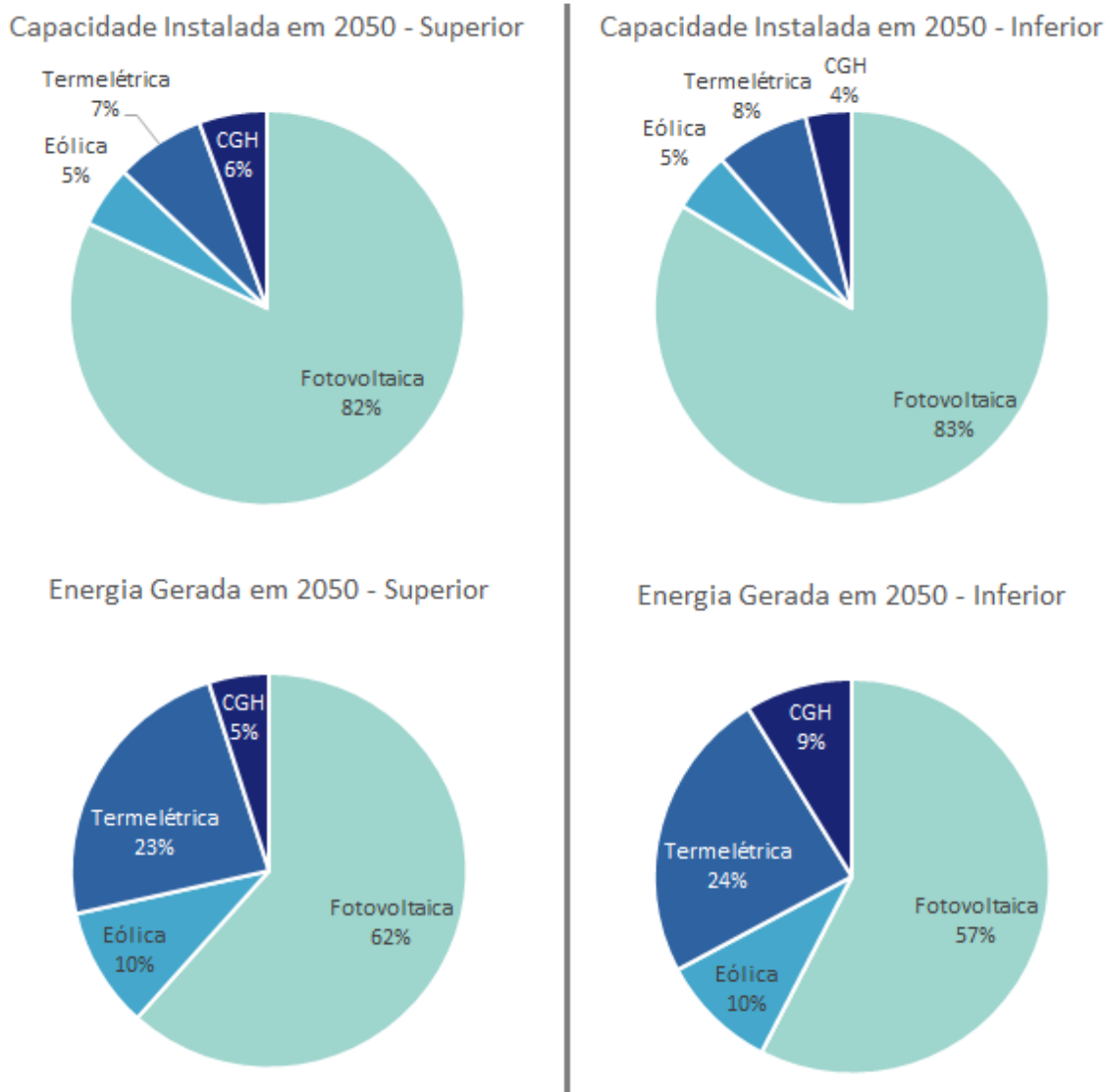


Figura 13 - Distribuição por fonte para o final do horizonte

Assim, estima-se que a MMGD atinja uma capacidade instalada de aproximadamente 53 GW em 2050 no Cenário Inferior. No Cenário Superior, impulsionada por um maior desenvolvimento econômico do país, e maior nível de renda da população, a capacidade instalada chega a 101 GW. Conforme verificado nos últimos anos, o país caminha para uma aceleração da difusão da MMGD na próxima década. O barateamento das tecnologias (em especial a fotovoltaica), o fácil acesso aos produtos e modelos de negócio, e a instalação ágil e desburocratizada irão propiciar o desenvolvimento acelerado desse mercado. Após a década de 30, o processo de difusão já estará consolidado, com a curva “S” caminhando para a saturação. No entanto, ainda ocorre grande montante de novos investimentos provocados pelo crescimento da renda per capita, o que adiciona novos potenciais adotantes ano a ano no mercado da geração distribuída.

Por outro lado, conforme já discutido, se entende que em algum momento da próxima década precise haver um ajuste do modelo de remuneração da MMGD no país, de forma a reconhecer mais fielmente o valor de cada gerador na rede. Esse ajuste deve reduzir a atratividade financeira do investimento para os geradores, mas que pode ser compensada para parte dos geradores se o valor locacional e demais serviços ancilares puderem ser considerados na remuneração. De todo modo, se entende que esse ajuste pode impactar o mercado no curto prazo, mas o mercado tem capacidade de se recuperar no médio e longo prazo. Para reduzir os efeitos dessa mudança, recomenda-se que a transição seja feita de forma gradual, com marcos de potência pré-estabelecidos para cada degrau da transição.

Dentre as tecnologias de MMGD, destaca-se a baseada no aproveitamento solar fotovoltaico. Essa tecnologia se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal, em razão da sua modularidade, custo decrescente e difusão da tecnologia entre a sociedade. No entanto, principalmente através do modelo de autoconsumo remoto e geração compartilhada se enxerga grande potencial para a geração eólica, termelétrica e hidrelétrica. São fontes que podem apresentar custos menores que a fotovoltaica e, portanto, ganhar espaço da fonte solar.

A projeção realizada representa a convicção de que a geração distribuída deva desempenhar papel importante no atendimento à demanda elétrica nacional nas próximas décadas. A potência estimada no Cenário Inferior é capaz de gerar quase 12 GW médios ao final do período, o que corresponde a 8% da carga total de energia elétrica nacional no mesmo ano. No Cenário Superior, a GD pode ser responsável por mais de 11% da carga total nacional.

3.3 Grande Porte

3.3.1 Introdução

Para efeito desta nota técnica, considera-se como geração distribuída de grande porte a chamada autoprodução clássica de energia elétrica, isto é, a geração de eletricidade do consumidor para seu consumo com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades consumidoras. A autoprodução constitui-se em importante elemento na análise do atendimento à demanda de eletricidade, uma vez que ela é da ordem de 10% de toda a energia elétrica consumida no País e tem grande potencial de expansão nos próximos anos.

A principal forma de autoprodução é a cogeração, uma forma de uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, com melhor aproveitamento do conteúdo energético do combustível.

O mercado potencial de cogeração é constituído, essencialmente, pelos segmentos industriais que utilizam grandes quantidades de vapor e eletricidade no próprio processo industrial e que, simultaneamente, geram resíduos de processo que podem ser utilizados tanto como combustível para a geração de eletricidade, quanto como fonte energética com fins térmicos. Os principais segmentos industriais que apresentam tais características são: papel e celulose, siderurgia, química, petroquímica, refino de petróleo, setor sucroalcooleiro e E&P.

É expressivo o montante de autoprodução de eletricidade através da geração termoelétrica a gás natural nas plataformas “*off shore*”. Tal parcela ainda deverá ganhar maior importância nos próximos anos com o incremento da produção advinda do Pré-Sal.

3.3.2 Aspectos Metodológicos

Para realizar a projeção da autoprodução relativa aos segmentos industriais considerados, além de informações existentes sobre novos projetos de empreendimentos de autoprodução e cogeração, com entrada em operação prevista no horizonte do estudo, formulam-se também premissas gerais sobre a evolução da autoprodução. Estas premissas são elaboradas com base nas perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção dos diferentes segmentos industriais e na avaliação das potencialidades de cogeração que os respectivos processos industriais propiciam.

É o caso, por exemplo, da indústria de celulose. É de se supor que praticamente toda a expansão de capacidade produtiva de celulose venha a ocorrer no futuro seja atendida via cogeração. Existirão, ainda, outros casos em que o autoprodutor será, não somente autossuficiente em energia elétrica, mas será, de fato, um ofertante líquido de energia para o sistema elétrico. É esse o caso de usinas siderúrgicas integradas com coqueria própria, destinadas à produção de placas. O uso de formas avançadas de cogeração, com aproveitamento dos gases de coqueria e de alto-forno, associado à não existência da fase de laminação (eletrointensiva), permite, em tais plantas siderúrgicas, gerar excedentes significativos de eletricidade.

Assim, considerou-se, como premissa básica, que toda a expansão nova de celulose será autossuficiente em energia elétrica. No caso da siderurgia, a expansão da capacidade instalada considerada foi classificada em diversos tipos de rota tecnológica, cada um dos quais apresenta diferentes características de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. Para cada um dos três tipos considerados de rota tecnológica (rota integrada com coqueria própria, rota integrada sem coqueria própria e rota semi-integrada), foi avaliado o respectivo potencial de cogeração, com base na prática existente no atual parque siderúrgico brasileiro; no entanto, sem que as novas plantas siderúrgicas venham a se tornar ofertantes líquidos para o sistema elétrico.

No caso da indústria petroquímica, admitiu-se que praticamente toda a expansão da produção de eteno a partir de nafta seja atendida por autoprodução.

A autoprodução nos segmentos de açúcar e álcool, de exploração e produção de petróleo e gás natural, além do segmento de refino, foi correlacionada com as premissas sobre os respectivos níveis de atividade setorial. Assim, a autoprodução no segmento sucroalcooleiro se correlaciona com a produção de cana para a produção de açúcar e para a produção de etanol. A autoprodução em refinarias se correlaciona com o montante de carga processada. Por fim, a autoprodução na exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) se correlaciona com a produção de petróleo.

Na Tabela 6 estão resumidos alguns indicadores importantes associados às premissas adotadas para um conjunto de segmentos industriais selecionados.

Tabela 6 - Indicadores/Premissas para segmentos industriais selecionados: Cenários inferior e superior

Segmento Industrial	Crescimento da produção física ($\Delta\%$ ao ano)*	Autoprodução*	Unidade
Celulose	2,9 - 3,8	720 - 699	kWh/t celulose
Petroquímica (eteno)	0,7 - 2,5	749 - 804	kWh/t eteno
Siderurgia (aço bruto)	1,5 - 2,4	-	-
Rota integrada com coqueria própria, destinada à produção de placas	1,3 - 2,2	387	kWh/t aço
Rota integrada com coqueria própria	1,8 - 2,7	281	kWh/t aço
Demais rotas	1,2 - 2,1	0	kWh/t aço
Refino de petróleo	1,4	16	kWh/m ³ petróleo
Sucroalcooleiro	1,3 - 1,8	22	kWh/t cana

E&P (petróleo)	1,4 - 2,1	83 - 99	kWh/m ³ petróleo
----------------	-----------	---------	-----------------------------

* Médias para o período 2015-2050.

3.3.3 Resultados e Discussões

É de crucial importância para o planejamento do setor elétrico avaliar a contribuição dos setores industriais grandes consumidores de energia, no que se refere ao montante de eletricidade que eles demandarão do sistema elétrico.

Nesse sentido, do consumo total de energia elétrica, resultado do produto da produção física (tonelada) pelo consumo específico de eletricidade (kWh/tonelada), deverá ser abatida a denominada autoprodução clássica, isto é, aquela que corresponde à geração local de energia elétrica para suprimento no próprio site da unidade consumidora, sem utilização da rede elétrica de concessionárias de distribuição e/ou de transmissão.

Com base nessas premissas, os resultados relativos à projeção da autoprodução dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, para o horizonte do estudo, por segmento industrial, estão apresentados na Figura 14.

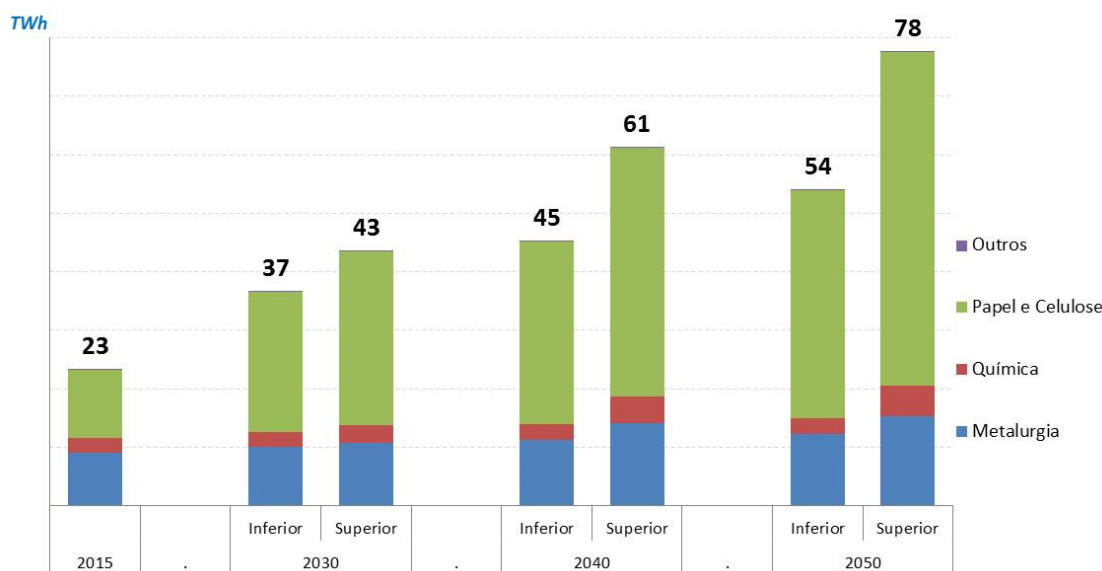


Figura 14 - Grandes consumidores industriais: autoprodução por segmento (TWh)

Como resultado das premissas expostas anteriormente, o consumo total de eletricidade do conjunto dos grandes consumidores industriais evoluirá conforme mostrado na Figura 15, decomposto nas parcelas: consumo na rede e autoprodução. A parcela de consumo na rede

corresponde ao montante de energia elétrica que tais segmentos industriais demandarão do sistema elétrico.

A parcela de autoprodução, concentrada nos segmentos de papel e celulose, siderurgia e petroquímica, representa atualmente cerca de 30% do consumo total de eletricidade desses setores e passará a responder por quase 40% desse consumo em 2050 em ambos os cenários. A autoprodução cresce respectivos 2,4% e 3,5% ao ano no período 2015-2050 nos cenários inferior e superior, acima do esperado para o consumo total de eletricidade em ambos os cenários.

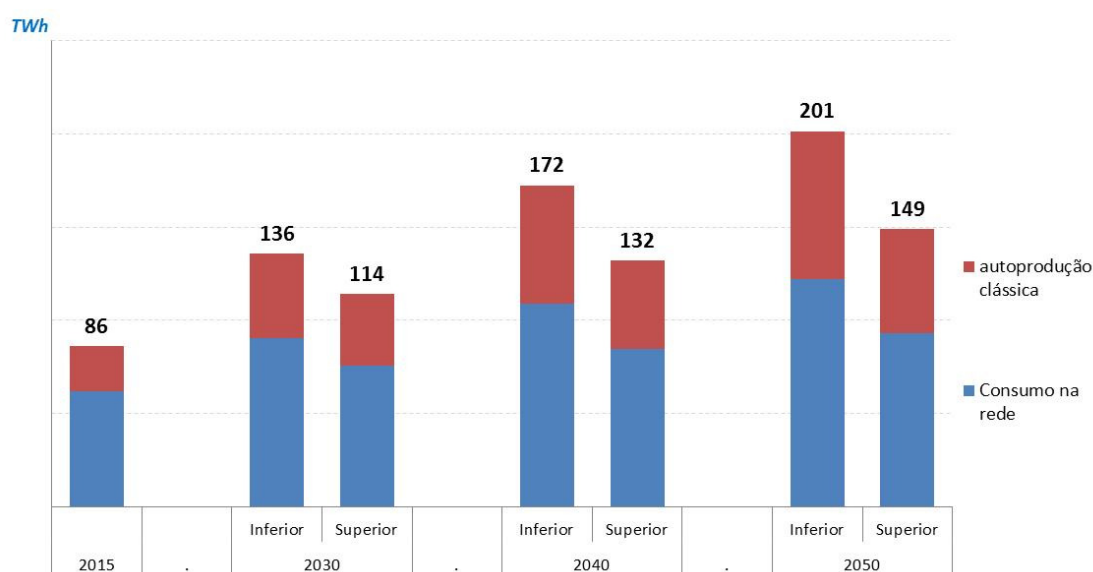


Figura 15 - Grandes consumidores industriais: consumo de eletricidade, 2015-2050 (TWh)

Entende-se por autoprodução a geração de eletricidade do consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades de consumo, que não utiliza, para o auto suprimento de eletricidade, a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição. A autoprodução constitui-se em importante elemento na análise do atendimento à demanda de eletricidade, uma vez que ela já representa cerca de 10% de toda a energia elétrica consumida no País, experimentou crescimento acelerado nos últimos dez anos e tem grande potencial de expansão no horizonte decenal.

O autoprodutor não demanda investimentos adicionais do sistema elétrico, além dos, naturalmente, relacionados a contratos de “*back up*” que ele mantenha com o gerador/comercializador de energia para suprimento em situações específicas, como pode ser o caso de paradas programadas ou eventuais paradas não programadas. O caso mais comum de autoprodução é o da cogeração.

A cogeração constitui-se em uma forma de uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, dando-se um melhor aproveitamento ao conteúdo energético do combustível básico.

O mercado potencial de cogeração é constituído, essencialmente, pelos segmentos industriais que utilizam grandes quantidades de vapor e eletricidade no próprio processo industrial. Os principais segmentos que apresentam tais características são: papel e celulose, químico e petroquímico, siderurgia, açúcar e álcool, alimentos e bebidas, e têxtil. Além disso, é expressivo o montante de autoprodução de eletricidade através da geração termoelétrica a gás natural nas plataformas “*off shore*” e tal parcela deverá ganhar importância com a exploração do petróleo do Pré-sal.

Vale ressaltar que o montante de autoprodução contabilizado como “Outros” setores têm como principais componentes a autoprodução no setor sucroalcooleiro e a autoprodução nas refinarias de petróleo e nas plataformas de extração de petróleo “*off shore*”. Nessas plataformas, o combustível geralmente utilizado para a geração elétrica é o gás natural.

A Figura 16 mostra a previsão da autoprodução para o período 2015-2050. O montante de autoprodução em 2050, caso esse consumo fosse atendido pelo sistema elétrico, equivaleria a uma carga da ordem de 13 a 16 GW médio nos respectivos cenários inferior e superior, o que representa quase o dobro da garantia física da usina hidroelétrica de Itaipu.

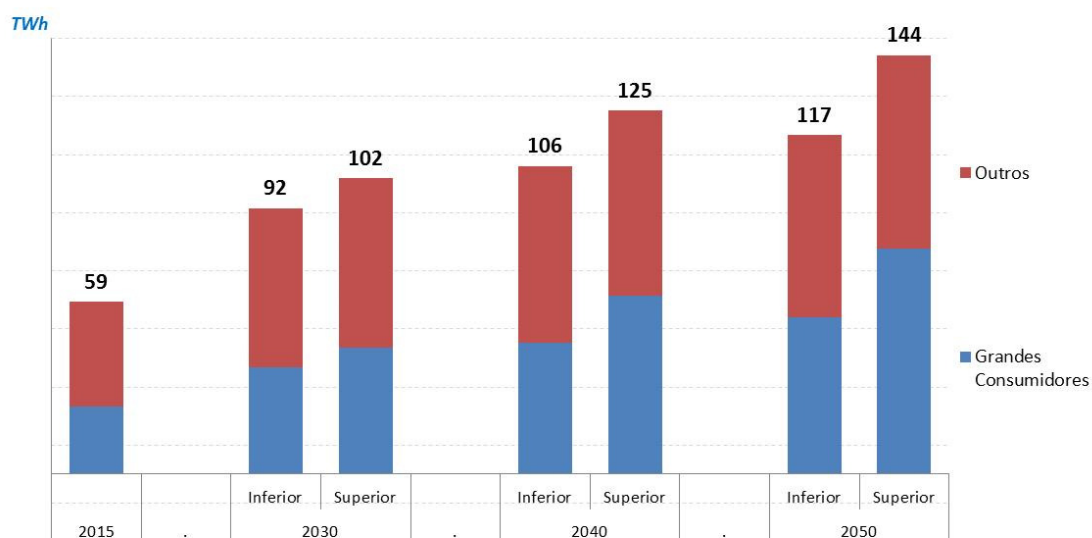


Figura 16 - Autoprodução de eletricidade, 2015-2050 (TWh)

Notas: Autoprodução dos grandes consumidores concentrada em papel e celulose, siderurgia e petroquímica; autoprodução de “Outros”, concentrada nos segmentos de açúcar e álcool, de exploração e produção de petróleo e gás natural, e de refino.

4 VEÍCULOS ELÉTRICOS

4.1 Introdução

A eletrificação veicular é uma tendência mundial que está alinhada com os objetivos de descarbonização das economias, redução de emissões de poluentes locais nas grandes cidades, segurança energética e o futuro das redes elétricas.

Nos últimos anos, as montadoras de veículos vêm diversificando seus portfólios através da incorporação de novas tecnologias automotivas afim de alcançar metas cada vez mais ousadas de eficiência energética veicular e redução de emissões de GEE estabelecidas pelos governos. Assim, os grandes players automotivos globais apresentam uma crescente variedade de arranjos tecnológicos veiculares com diferentes níveis de eletrificação a depender das características e condicionantes do mercado em que atuam.

Na literatura internacional é comum se referir a veículos elétricos (VEs) como todos os veículos nos quais o motor elétrico é a principal fonte propulsora. Isso inclui os Veículos Elétricos Híbridos Plug in (VEHP), Veículos Elétricos com Autonomia Extendida (REEVs), Veículos Elétricos a Bateria ou Veículos elétricos puros (VE), além dos Veículos a Célula Combustível, mas exclui os convencionais Veículos Híbridos Elétricos (VHE) (Amsterdam Roundtable Foundation and McKinsey & Company, 2014).

No Brasil, a norma ABNT NBR16567, atualmente em vigor, apresenta as principais tecnologias de eletrificação veicular conforme a descrição a seguir:

Veículo elétrico híbrido (VEH): apresenta tanto o motor elétrico como o motor a combustão interna. A propulsão pode ser realizada a partir de duas fontes de energia armazenada:

- a) um combustível consumível e;
- b) um Sistema recarregável de armazenamento de energia (RESS⁶), consumido em um ciclo de ensaio, recarregado por sistema elétrico de geração a bordo, uma fonte externa de energia elétrica, ou ambos.

No modo híbrido de operação, o motor de combustão e o sistema elétrico podem ser utilizados sequencial ou simultaneamente para a propulsão, de acordo com o próprio sistema.

⁶ Com capacidade nominal superior a 2 % da energia do combustível (Norma ABNT NBR 16567).

Veículo elétrico híbrido plug-in (VEHP): O veículo elétrico híbrido plug-in é o VEH com um RESS projetado para ser recarregado por uma fonte de energia elétrica externa ao veículo, geralmente um sistema para corrente alternada (AC).

Veículo elétrico (VE): É o veículo que possui pelo menos um motor elétrico de propulsão e um RESS.

Alinhados com esta nomenclatura, os estudos de Planejamento Energético conduzido pela EPE, consideram dois grupos de tecnologia veicular além dos tradicionais a combustão interna: os Veículos Elétricos Híbridos sem recarga externa (VEH) e os veículos de propulsão elétrica (VEHP e VE).⁷

VEÍCULO ELÉTRICO COMO RECURSO ENERGÉTICO DISTRIBUÍDO

Para efeitos de Recurso Energético Distribuído, quanto maior a capacidade da bateria elétrica do veículo com conexão na rede elétrica, maiores as oportunidades de sua atuação pelo lado da demanda, como carga móvel em tempo e espaço. Um veículo com uma bateria de cerca de 30 kWh, por exemplo, armazena quase seis vezes o consumo diário de uma residência brasileira média⁸.

Assim, o crescimento da frota de veículos elétricos pode prover diversos serviços para a rede elétrica, desde a resposta da demanda e regulação da voltagem, a serviços no nível da distribuição. De acordo com estudo da Rocky Mountain Institute (2016), as distribuidoras de energia elétrica ou utilities podem usar novas comunicações e tecnologias de controle, juntamente com tarifas inovadoras e estruturas de incentivo para aproveitar o considerável potencial de valor do veículo elétrico com recarga inteligente para beneficiar concessionárias, clientes, proprietários de veículos e sociedade em geral. Isso significará influenciar, com crescente precisão, onde e quando os EVs são cobrados através uma combinação de parcerias, incentivos e estruturas mercado (ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE, 2016).

⁷ Considera-se ainda que a tecnologia do Hidrogênio, embora seja considerada uma tecnologia veicular de grande importância para a redução das emissões globais no longo prazo, não terá penetração significativa nas vendas brasileiras de veículos leves no horizonte do PNE 2050, dado seu estágio de desenvolvimento e custo atuais e perspectivas.

⁸ Considerando o consumo médio residencial brasileiro de 157,9 kWh/mês em 2017 (EPE, 2018c).

4.2 Aspectos Metodológicos

Nos estudos do PNE 2050, a projeção da inserção de novas tecnologias na frota de veículos leves está contida nas etapas de projeção da demanda de energia neste segmento, o qual pode ser observado no esquema da Figura 17.

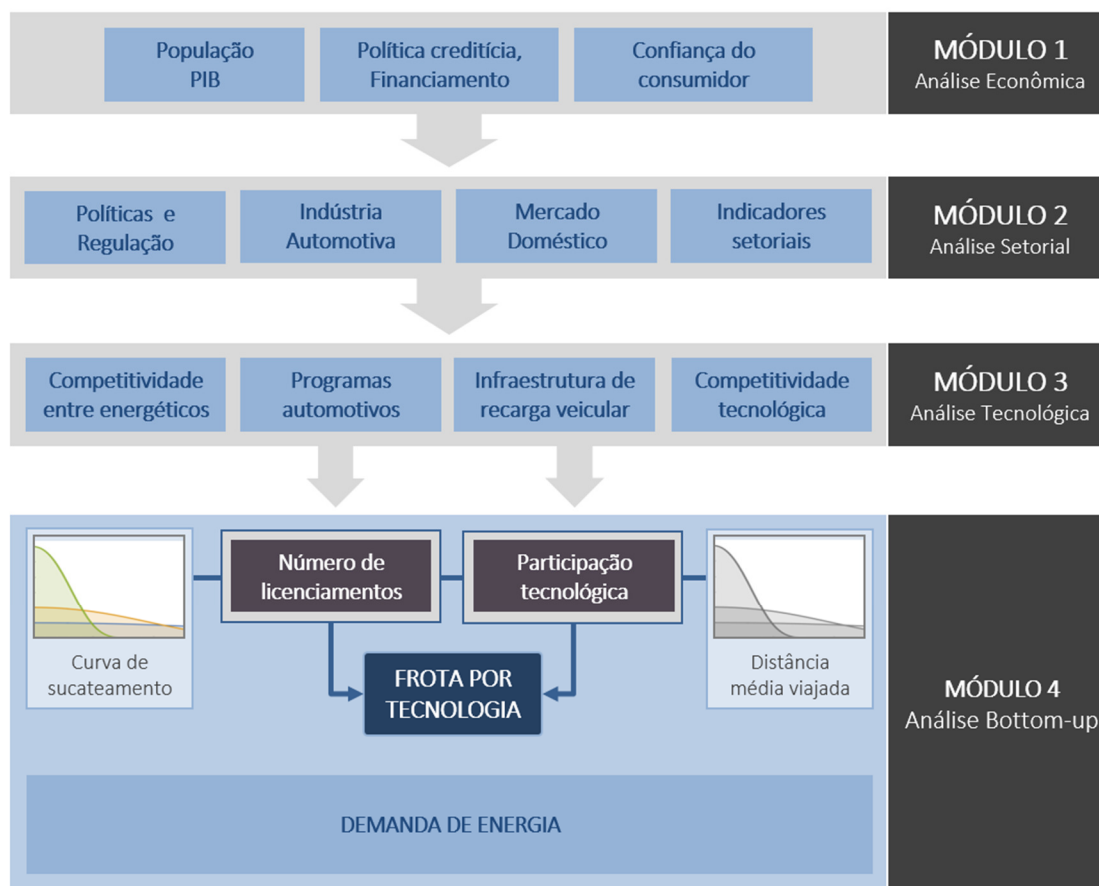


Figura 17 - Resumo da metodologia de projeção da penetração de novas tecnologias na frota de veículos leves

O primeiro módulo refere-se aos estudos econômicos que impactam principalmente na aquisição de um novo veículo pelo consumidor, tais como: renda per capita, política creditícia, condições de financiamento e confiança do consumidor. O módulo dois é influenciado pelo primeiro e considera aspectos setoriais que abrangem, dentre outros temas, o (a):

- Indústria automotiva: capacidade atual de produção de veículos leves por tecnologia no mercado doméstico, os investimentos declarados em novas plantas de produção e a estratégia global das montadoras para inserção de tecnologias híbridas e elétricas.

- Mercado potencial: a estimativa de mercado potencial para as novas tecnologias veiculares é realizada através da delimitação de nichos de mercado com base no preço médio dos veículos vendidos domesticamente e perfil do mercado consumidor.
- A terceira etapa é composta por estudos das condicionantes que influenciam a pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias veiculares, bem como sua aquisição pelo consumidor, dentre elas:
- Políticas de eficiência energética: considera-se estimativas da evolução da eficiência média dos veículos (J/km) tendo em vista os marcos regulatórios vigentes.
- Incentivos e subsídios: não são considerados incentivos ou subsídios ainda não vigentes para a eletromobilidade no horizonte do estudo.
- Regulações, normas e padrões que influenciem, por exemplo, a disseminação do serviço de recarga de baterias elétricas veiculares.
- Competitividade dos veículos elétricos em relação aos veículos a combustão interna: para o cálculo da competitividade dos VEs frente a veículos equivalentes a combustão interna no longo prazo no Brasil se utiliza a metodologia do valor presente líquido (VPL), considerando sensibilidades em relação à evolução do preço de energéticos (eletricidade, gasolina, etanol), além da evolução do preço da bateria (US\$/kWh).

Os insumos gerados nos módulos 1, 2 e 3 são utilizados no modelo *bottom up* de projeção de frota por tecnologia e respectiva demanda de energia (gasolina, etanol, GNV, eletricidade). Em particular, para a quantificação da demanda de energia elétrica são consideradas as seguintes variáveis: i) número de veículos a serem recarregados; ii) consumo específico dos veículos (kWh/km); e iii) tipo de veículo elétrico considerado (híbridos - VEH - ou elétricos puros - VE); e distância média anual percorrida por veículo (km);

Além dos aspectos de modelagem e condicionantes ressaltados acima, a projeção da frota de veículos leves híbridos e elétricos no âmbito do PNE 2050 considera as seguintes premissas:

- Custo benefício para a sociedade: considera-se que o Brasil pode se beneficiar do aumento da maturidade do mercado de VEs no mundo e adequar o timing para a inserção desta tecnologia em maior escala tendo em conta sua competitividade com os veículos a combustão interna e, de forma mais ampla, o custo benefício para a sociedade.
- Vantagem competitiva brasileira: o consumo veicular do etanol no Brasil o coloca em uma posição mais confortável frente ao desafio de mitigação de GEE no transporte de passageiros do que a maioria dos países que vêm se destacando no estímulo à

eletrificação veicular. Assim, no médio prazo faz sentido uma coexistência entre o uso do biocombustível no veículo flex e a gradativa eletrificação da frota.

4.3 Resultados e Discussões

O avanço das medidas de eficiência energética e de mitigação de gases do efeito estufa no setor de transportes, além da disseminação de ações privadas em prol da disseminação de veículos elétricos, nos coloca em linha com a tendência mundial de eletrificação veicular.

No entanto, é necessário ponderar que a inserção de automóveis elétricos e híbridos na frota mundial tem sido possível através de altos custos para sociedade, seja em forma de investimentos governamentais em infraestrutura, renúncia fiscal, subsídios diretos e indiretos a compra de veículos, etc. Apesar de haver uma tendência de declínio significativo de custos econômicos associados à eletrificação veicular, nomeadamente no que se refere ao custo das baterias em virtude de significativos avanços tecnológicos e ganhos de escala, há outros custos econômicos e ambientais que ainda não foram devidamente mensurados ou incorporados na cadeia do veículo elétrico, como o do descarte das baterias e sua reciclagem.

De fato, a relação custo benefício da eletrificação da frota de veículos leves para sociedade é muito particular ao contexto de cada país, pois depende dos recursos naturais disponíveis, da estratégia industrial, do nível de renda da população, do status do sistema de transporte de passageiros, dentre muitos outros. No caso do Brasil, o consumo veicular do etanol o coloca em uma posição mais confortável frente ao desafio de mitigação de GEE no transporte de passageiros do que a maioria dos países que vêm se destacando no estímulo à eletrificação veicular.

Assim, no cenário de penetração de novas tecnologias nas vendas de veículos leves novos no âmbito do PNE 2050, observa-se a preponderância de licenciamentos de veículos a combustão interna até meados da década de 40, enquanto os veículos híbridos flex são tecnologia de transição para eletrificação. No longo prazo, o processo de eletrificação se intensifica com aumento da renda per capita associado à ampliação do portfólio de modelos de veículos elétricos com preços competitivos em relação aos veículos tradicionais, possibilitando condições mais vantajosas ao consumidor e para a sociedade.

Na Figura 18, observa-se que a penetração de veículos elétricos (VEHP e VE) soma 11% em 2050, enquanto os VEH alcançam 61% neste mesmo período. Os veículos a CI representam os 28% restantes. Considerando a renovação do estoque de veículos leves através do processo de sucateamento, a participação dos veículos elétricos na frota será de 6% ao final do período de

projeção (Figura 19). A demanda de eletricidade associada ao crescimento da frota de veículos elétricos pode ser observada na Figura 20.

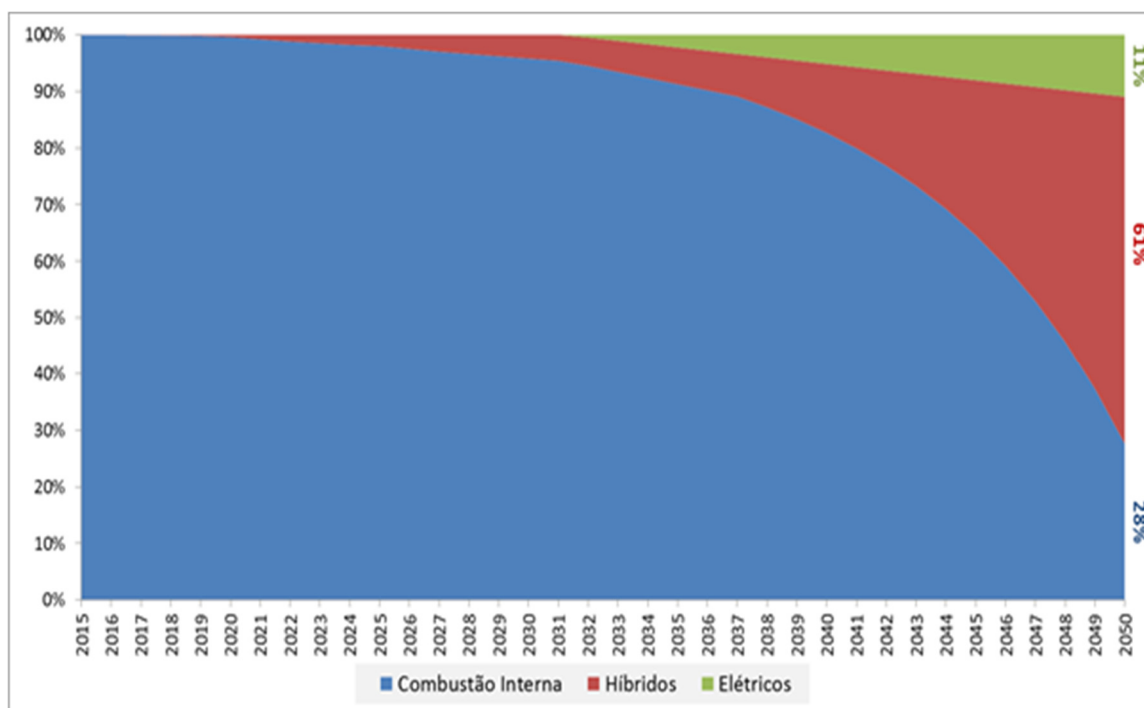


Figura 18 - Perfil dos licenciamentos de veículos leves por tecnologia.

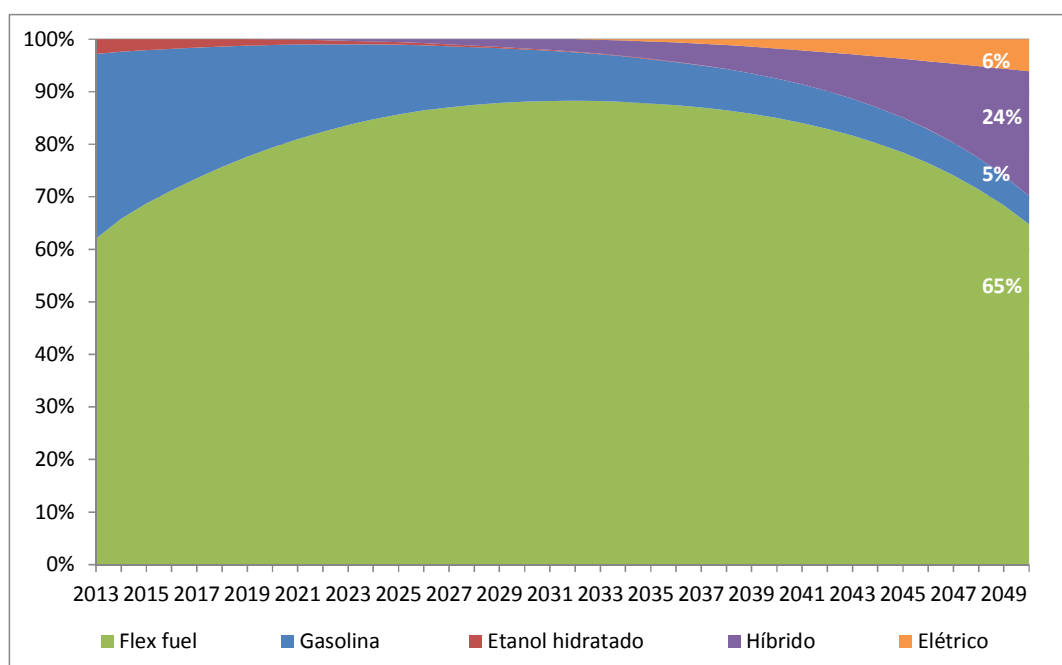


Figura 19 - Perfil da frota de veículos leves por tecnologia

O cenário considera que o Brasil pode se beneficiar do aumento da maturidade do mercado de veículos elétricos, principalmente no que se refere à redução de seus custos, enquanto planeja

a infraestrutura de abastecimento, regulação e adequação de sua indústria. Assim, o cenário não considera subsídios diretos à aquisição de veículos leves híbridos e elétricos para impulsionar este mercado.

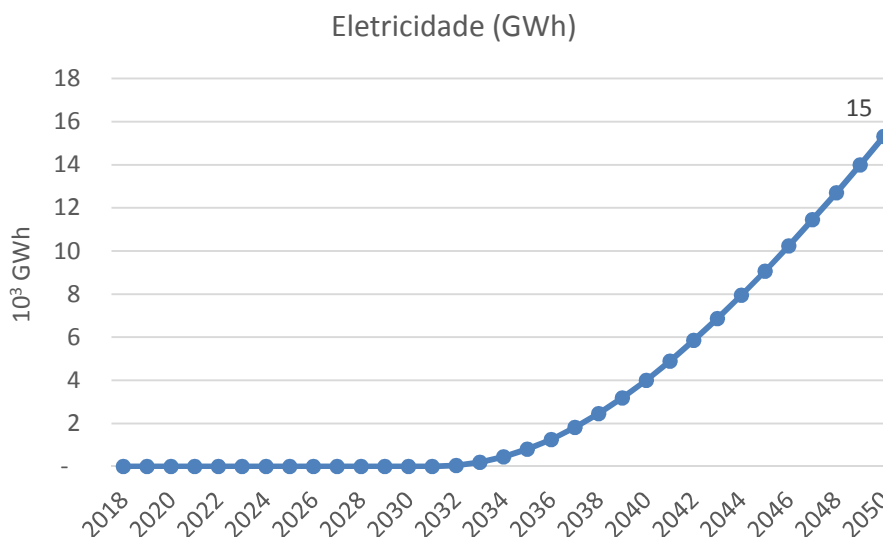


Figura 20 - Demanda de eletricidade pelos veículos elétricos

A partir do cenário de penetração da tecnologia de veículos elétricos, constata-se que a utilização dos veículos elétricos como RED no caso brasileiro é uma realidade a ser considerada no longo prazo. Além disso, mesmo no mercado mundial muitas das possíveis soluções endereçadas aos veículos elétricos ainda precisam ser testadas, avaliadas e ajustadas.

De toda forma, para que o veículo elétrico possa contribuir de fato agregando valor à rede é necessário tempo para a elaboração de políticas, programas e tarifas favoráveis à adoção dos veículos elétricos e ao delineamento de determinada curva de recarga, antes que sua adoção aumente para níveis significativos. Ou seja, para obter os benefícios da utilização dos veículos elétricos como RED é prudente antecipar seus desafios e ter uma visão de longo prazo em relação às suas oportunidades.

5 ARMAZENAMENTO E RESPOSTA DA DEMANDA

A resposta da demanda e o armazenamento de energia elétrica são dois RED que podem ser mais explorados no país nos próximos anos. O barateamento das tecnologias de baterias, em conjunto com a disseminação de tecnologias de controle e comunicação, deve ampliar o uso desses RED. No entanto, será necessário desenvolver um sistema regulatório e tarifário que viabilize a extração de valor dessas tecnologias, como será discutido na sequência.

5.1 Resposta da Demanda

A resposta da demanda consiste em alterações no uso de eletricidade por parte dos consumidores em relação ao habitual em resposta geralmente a variações nas tarifas, de modo a reduzir o consumo da rede em momentos de escassez. Com a entrada mais proeminente de fontes não controláveis, a resposta da demanda deve ser melhor explorada, para incentivar o consumo nos momentos de abundância de geração e reduzi-lo quando houver restrição dos recursos naturais. Essa é uma forma de reduzir o curtailment das renováveis, otimizar a infraestrutura existente e garantir o atendimento de capacidade sem o acionamento de termelétricas caras.

A resposta da demanda só poderá ser utilizada em seu pleno potencial com a difusão em larga escala dos medidores inteligentes. Desse modo, a inclusão de novas tecnologias é ponto essencial nesta área. Conforme relatado em Muller (2016), além da chegada dos medidores inteligentes, as tecnologias facilitadoras são necessárias para alcançar resultados mais arrojados. Estas tecnologias são introduzidas para ajudar os consumidores a entenderem seu padrão de consumo, seja por meio de sites de internet, IHDs (in-home displays) ou outras tecnologias, para permitirem aos consumidores controlar equipamentos, como centrais de ar-condicionado e termostatos. Em estudo realizado por Faruqi et al. (2017), a adição de tecnologias de controle de equipamentos de alto consumo pode dobrar ou até triplicar a resposta a determinados eventos da resposta da demanda.

Outra área que mostra a interseção da resposta da demanda e tecnologias são os equipamentos domésticos sensíveis a preços dinâmicos. Ou seja, são eletrodomésticos, que equipados com sensores ligados diretamente aos medidores inteligentes, são acionados mediante sinalização em tempo real. Nesse sentido, o estudo de Dupont et al. (2014), mostra que a diminuição na demanda de ponta residencial apenas com o controle remoto de equipamentos domésticos da linha branca na Bélgica levou a menor utilização de usinas térmicas para atendimento da ponta.

BOX 1 - EXPLORANDO A ECONOMIA COMPORTAMENTAL

Utilizando conceitos de Economia Comportamental, disciplina decorrente da incorporação, pela economia, de desenvolvimentos teóricos e descobertas empíricas no campo da psicologia, da neurociência e de outras ciências sociais, empresas como, por exemplo, Southern California Edison, PG&E, PPL Electric e HydroOttawa tem alcançado resultados interessantes com menor custo global⁹, comparado com programas clássicos de resposta da demanda.

Uma das principais ações neste âmbito pelas concessionárias é o envio de mensagens por meio de mídias sociais ou e-mail, avisando que o preço de energia na região está mais alto que o usual (dando um viés econômico) ou informando que uma usina “suja” será ligada perto do consumidor se o uso de energia não diminuir (com viés ambiental). No entanto, maiores estudos são necessários para se mostrar a permanência desta diminuição no consumo de energia ao longo do tempo.

Um outro efeito, também ligado diretamente à Economia Comportamental, é o chamado “Efeito Vizinhança”, utilizado há algum tempo no âmbito educacional, e que começa a ser usado por empresas de energia ao redor do mundo. A finalidade é realizar a comparação do comportamento individual do cliente das concessionárias de energia com a vizinhança, fazendo com que o consumo global caia. Algumas empresas também realizam a comparação em CO2 evitados com o menor consumo de energia, atingindo outro ponto sensível no comportamento humano: o cuidado com o meio ambiente.

Outro conceito que emerge na área de energia é o “gamification”, que envolve elementos tipicamente encontrados nos videogames, como competição e busca por pontos, para aumentar a participação e engajamento em uma área específica. O VTT Technical Research Centre of Finland já iniciou a aplicação deste conceito em mercados de energia para diminuição do pico de demanda.¹⁰

No Brasil, já ocorrem os primeiros passos para a adoção da resposta da demanda. Na baixa tensão, desde 2018, já é possível a utilização de tarifa branca pelos consumidores residenciais e industriais. Regulamentada pelo artigo 56-A da Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, a modalidade tarifária branca, que é do tipo de tarifação time-of-use, diz respeito à possibilidade de aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas

⁹ <https://www.utilitydive.com/news/how-opower-is-pushing-behavioral-demand-response-into-the-mainstream/399790/> e

¹⁰ <https://energyservices.com.au/gamification-could-help-to-reduce-peak-energy-use/>. Acesso em 10/12/2018.

de utilização do dia. Nesse modo, em horários em que o sistema elétrico está no seu nível máximo de consumo (chamado de “horário de ponta”) o preço do kWh será maior. Portanto, com a utilização da tarifa branca, há a tendência de menor uso da energia em momentos de stress do sistema. Por outro lado, conforme relatado por Santos et al. (2017), ao ser opcional, e não mandatória, a tarifa branca pode ser escolhida somente por consumidores que obtenham benefício imediato, sem necessitar alterar seu padrão de consumo. Dessa forma, haveria uma redução na receita das distribuidoras, sem contrapartida de benefícios, levando a um aumento tarifário para os demais consumidores.

Na alta tensão, o ONS e a CCEE realizam o programa piloto de resposta da demanda voltado aos consumidores industriais, estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL n° 792/2017. Alternativamente ao despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito, é ofertado, pelos consumidores participantes, a redução do consumo de energia elétrica mediante pagamento de uma compensação financeira. No entanto, até o final de 2018 somente uma empresa havia aderido ao programa, e os resultados ainda são desconhecidos.

5.2 Armazenamento de Energia Elétrica

O armazenamento de energia elétrica através de baterias guarda uma relação próxima à resposta da demanda, pois também pode ser utilizado para otimizar os recursos energéticos e a infraestrutura de distribuição.

O armazenamento de eletricidade pode ser aplicado em diferentes elos do setor elétrico, com diferentes propósitos, conforme ilustra a Figura 21. As aplicações que se atribuem aos sistemas conectados às unidades consumidoras estão destacadas em verde.

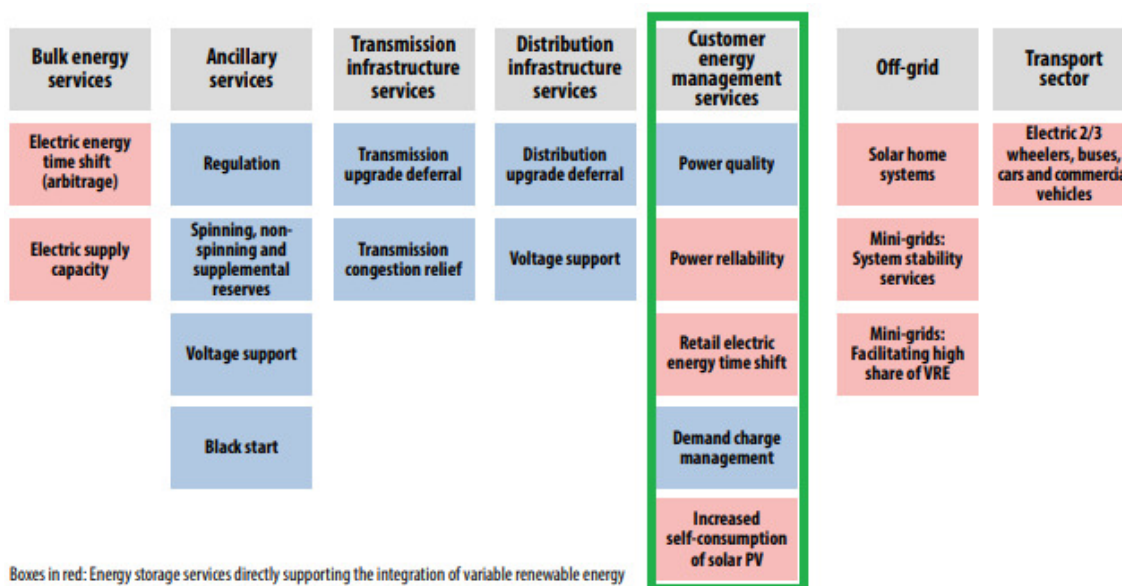


Figura 21 - Serviços que podem ser supridos pelo armazenamento de eletricidade.

Fonte: IRENA (2017)

Notadamente, as baterias podem auxiliar a deslocar o consumo da rede de acordo com a necessidade do sistema. Com sinais tarifários eficientes, pode ser feita espécie de arbitragem, onde o consumidor “compra” e armazena energia quando está barata e “vende” quando está cara, ajudando o sistema. Adicionalmente, as baterias têm sido utilizadas em conjunto com a geração distribuída, para reduzir a injeção do excesso de energia na rede, aumentando o “autoconsumo” e aumentando os ganhos financeiros dos consumidores.¹¹ Esse modelo tem sido utilizado principalmente na Alemanha e Austrália. Por fim, as baterias podem auxiliar na melhoria da qualidade da energia e como serviço de *back-up* em caso de *blackout*.

No Brasil, o uso de baterias na baixa tensão atualmente tem pouco espaço dado o elevado custo dos equipamentos e ao modelo de compensação da micro e minigeração distribuída. No lado do consumo, não há competitividade de arbitragem utilizando a tarifa branca, dadas as diferenças entre os períodos de ponta e fora de ponta (Finotti et al., 2018). No lado da geração, o modelo de compensação integral da energia injetada na rede (REN 482/2012), não oferece nenhum incentivo para o investimento em baterias para aumento do consumo próprio. Por outro lado, onde se enxerga um potencial próximo da competitividade são nos consumidores de alta tensão, que hoje utilizam geradores a diesel para evitar o consumo no horário de ponta. Conforme

¹¹ Isso acontece em lugares onde a energia injetada na rede vale menos do que a tarifa da distribuidora. Dessa forma, é mais vantajoso “guardar” a energia produzida pela GD para consumo posterior.

estudo da EPE (2015), estima-se entre 7 e 9 GW de geradores desse tipo em funcionamento, localizados principalmente em áreas urbanas, que poderiam ser substituídos por baterias, ajudando a reduzir a poluição local.

BOX 2 - FUGA DA REDE?

O acesso a tecnologias de geração distribuída e de armazenamento introduz ao consumidor uma possibilidade antes nunca vista: se desconectar da rede de distribuição, ficando totalmente autossuficiente eletricamente. Um movimento em massa para essa alternativa significaria uma revolução no setor elétrico tradicional. No entanto, como aponta um estudo feito por Khalilpour e Vassallo (2015), um sistema autônomo (fotovoltaico + baterias) precisa ser sobredimensionado para garantir alta confiabilidade no suprimento - pense em uma semana sem sol -, o que o torna extremamente caro. Além de caro, o sistema é ineficiente, porque na maior parte do tempo irá precisar “jogar fora” parte da energia gerada. Segundo o artigo, 75% da eletricidade seria desperdiçada.

Mesmo se apresentando como uma opção pouco inteligente economicamente, é possível que algumas famílias busquem ficar off-grid, direcionadas por posicionamentos ideológicos ou outras preferências pessoais que extrapolam a racionalidade econômica clássica. No entanto, o alto custo e a grande ineficiência da alternativa autônoma indica que dificilmente haverá uma adoção em massa dessa alternativa.

5.3 O Caminho para a Inserção do Armazenamento e da Resposta da Demanda

A resposta da demanda e o armazenamento são recursos que não podem ser desprezados no atendimento da matriz energética nacional no longo prazo. Nesse sentido, qualquer mudança no atual desenho de mercado deve criar condições para permitir a integração de novos tipos de produtos e demandas flexíveis no mercado. Barreiras regulatórias, quando presentes, precisam ser removidas para liberar o potencial desses RED, incluindo barreiras relacionadas ao relacionamento entre o agregador independente¹² e geradores tradicionais (ENTSO-E, 2015). Alguns pontos são primordiais para o pleno desenvolvimento da resposta da demanda e são elencados abaixo (ENTSO-E, 2015 e VEYRENC, 2014):

¹² Empresas que agregam um conjunto de consumidores de pequeno porte e os representam no mercado de energia.

- Precificação horária - Preços de mercados dinâmicos são necessários para revelar os preços de recursos flexíveis e da resposta da demanda mais especificamente;
- Participação no mercado de energia - A participação dos RED nos mercados teve ser permitida, seja diretamente pelos consumidores de energia de qualquer porte ou via uma terceira parte, com um agregador independente;
- Criação dos agregadores de serviços - A adequação de consumidores residenciais e pequenos consumidores comerciais e industriais às variações de preço pode ser dispendioso e de difícil entendimento. Logo, este processo pode ser delegado e executado por outras entidades, como um agregador independente ou provedor de serviços. Os agregadores devem ser capazes de participar de todos os mercados de energia como um recurso;
- Integração ao mercado - A entrada dos RED deve ser obtida através de mecanismos de mercado, com subsídios reduzidos. Essas tecnologias devem atingir seu potencial econômico em concorrência justa com as outras fontes de energia.

5.4 Projeção de capacidade de armazenamento das baterias de VEs

Os veículos elétricos (VEs) vêm sendo considerados recursos energéticos interessantes com potencial de contribuição para o sistema elétrico em termos de armazenamento.¹³ Os proprietários de VEs que os possuem apenas¹⁴ para fins de deslocamento pessoal, utilizam-nos em algumas frações das jornadas diárias. Uma alternativa de uso adicional de tais veículos pode se dar pelo uso de suas baterias no sistema elétrico.

No Brasil, a média anual de quilometragem dos veículos leves é estimada em torno de 23.000 km por ano para veículos com um ano de uso. Nos oito primeiros anos, tal média reduz-se a 17.500 km/ano, o que representa diariamente 48 km/dia.

Considerando-se os parâmetros de motorização elétrica presentes no Brasil, o modelo BMW i3¹⁵ apresenta uma bateria de 33 kWh que permite autonomia de 320 km, podendo ser assumido como “veículo típico” para este exercício. Portanto, estima-se que a fração da carga de uma bateria média usada diariamente fique restrita a 15% de sua capacidade de armazenamento

¹³ Modalidade conhecida na literatura sobre o tema como *Vehicle-to-Grid* ou V2G;

¹⁴ Excluem-se proprietários que utilizam o veículo para serviços de transporte, tais como táxi e Uber.

¹⁵ Ressalta-se que ao longo do ano de 2018 este foi o único modelo elétrico puro comercializado no país.

nominal, liberando os 85% restantes para outros fins. Todavia, cabe ressaltar que a energia disponível nas baterias dos veículos pode ser em certa medida inferior a 85%, devido a alguns fatores, tais como:

- Limitação entre a capacidade de carga real e nominal da bateria, estimado em cerca de 5% de diferença;
- Eventuais flutuações diárias no uso dos veículos, arbitradas em 5% de oscilação em torno dos 48 km/dia estimados, enquadrando as viagens entre 45 e 50 km.

Levando-se em consideração tais fatores, a carga excedente de cada bateria disponível para outros fins fica estimada em torno de 75% de sua capacidade de carga nominal, o que no caso da “bateria típica” considerada no exercício representa 24,8 KWh.

A vida útil das baterias nos veículos pode variar em função de fatores como modo de recarga ou forma de uso do veículo, por exemplo. Estima-se, portanto, que a vida útil de uma bateria seja cerca de oito anos (The Guardian, 2017). No entanto, a capacidade de sistemas de armazenamento não se mantém idêntica ao seu valor nominal. Baterias típicas de íon-lítio sofrem decaimento da sua capacidade de retenção de carga ao longo do tempo, atingindo 60% de sua carga nominal ao final do seu período de uso em veículos elétricos (PV-Magazine, 2018). A curva de decaimento, no entanto é bastante particular para cada tipo de equipamento, sendo considerada linear neste exercício para efeitos de simplificação, ou seja, perda de 5% de capacidade ao ano.

Tabela 7 - Carga disponibilizada por um veículo elétrico típico ao longo de sua vida útil (KWh)

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8
Armazenamento	33,0	31,1	29,2	27,3	25,5	23,6	21,7	19,8
Carga disponível	24,8	23,3	21,9	20,5	19,1	17,7	16,3	14,9

A estimativa da capacidade de armazenamento total de uma frota de veículos elétricos passa necessariamente pela consideração das conjecturas identificadas para o padrão de uso da tecnologia por parte dos seus usuários-proprietários, sobretudo o seu modo de recarga. Segundo o laboratório de inovação em eletricidade do Rocky Mountain Institute (RMI), avaliações dos padrões de recarga nos EUA mostraram que 81% das recargas são feitas em modo residencial e 19% em estações públicas ou no local de trabalho.

Paralelamente, a discussão entre os agentes envolvidos em eletromobilidade no Brasil identifica uma possível conjectura predominante para o padrão de recarga dos VEs que se assemelha ao padrão de recarga de aparelhos telefônicos celulares. Supondo-se que a recarga das baterias seja feita de forma predominante à noite na rede residencial, haveria tempo suficiente para uma recarga completa. Portanto, considera-se, por hipótese, que este tipo de usuário seria o mais propenso a utilizar a bateria de seu veículo para fins diversos, o que representa, para efeitos de estimativa, cerca de 4/5 dos VEs da frota.

Tabela 8 - Parametrização das considerações da estimativa

Consideração	Parâmetros
Carga média da bateria veicular	33 kwh
Vida útil média da bateria para uso veicular	oito anos
Percentual das recargas de modo residencial	81%
Quilometragem diária média	48 km
Duração da carga da bateria na segunda vida (uso estacionário)	60%

A projeção da EPE para licenciamentos de veículos leves por tecnologia no horizonte 2050 permite identificar a trajetória da frota de VEs e, conseqüentemente, os seus respectivos potenciais de armazenamento de energia durante a vida útil das suas baterias.

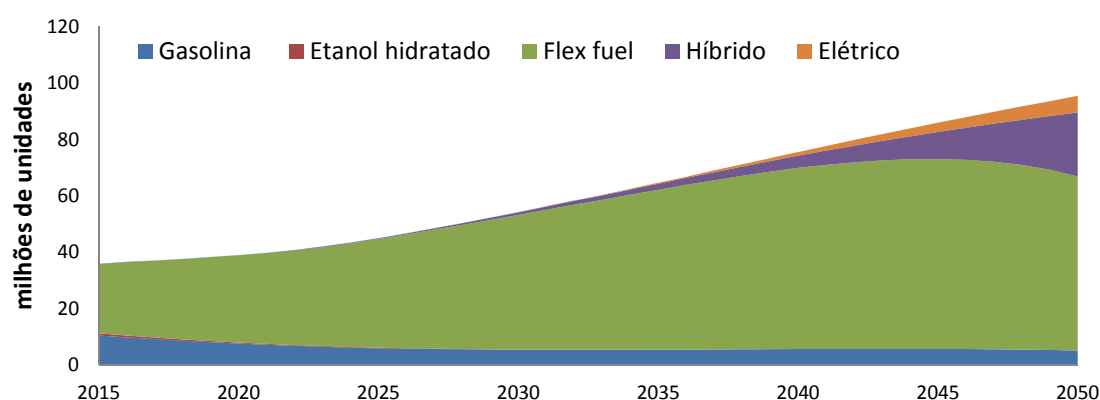


Figura 22 - Projeção de frota de veículos leves por tecnologia veicular

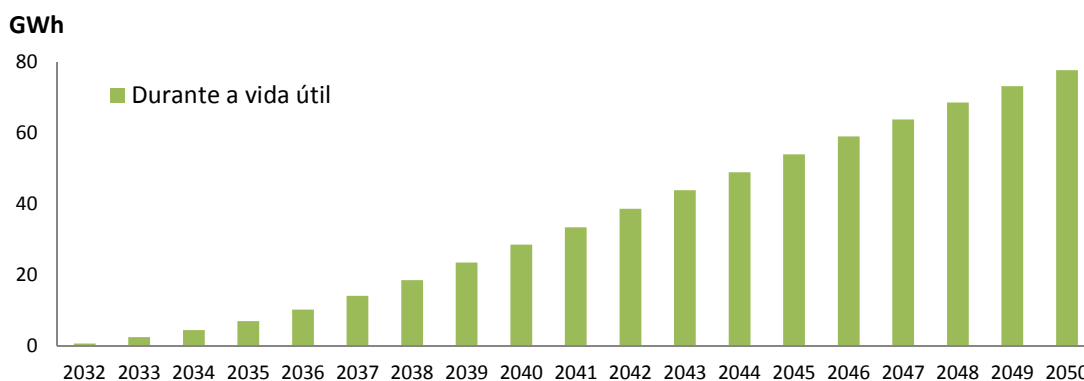


Figura 23 - Capacidade de armazenamento durante a vida útil das baterias dos VEs

Além do armazenamento de eletricidade nas baterias de VEs ao longo de suas vidas úteis, muito se discute na literatura sobre a sua eventual possibilidade de uso na rede elétrica para armazenamento de carga e auxílio à integração de fontes renováveis não controláveis. O uso das baterias em aplicações estacionárias pode estender a sua vida útil e aumentar a sua economicidade, além de incrementar o seu valor residual na revenda (IEA, 2018b).

No intuito de estimar o maior impacto possível, considerou-se que após a vida útil das baterias utilizadas nos VEs, avaliada em 8 (oito) anos, tais equipamentos poderiam ser destinados a aplicações deste tipo. De acordo com as considerações realizadas a respeito do decaimento da capacidade de armazenamento de carga das baterias, a partir do 8º (oitavo) ano, a retenção de carga atinge 60% de sua capacidade nominal. Para efeitos de simplificação, esse valor foi considerado constante ao longo do período de utilização das baterias para fins estacionários. No entanto, nesse período, a disponibilidade de uso das mesmas é de 100%, visto que não rivalizam mais o seu uso com a atividade de transporte nos veículos. O efeito combinado de tais considerações, levando-se em conta a curva de frota projetada pela EPE para 2050, deu origem à estimativa de carga adicional que poderia ser utilizada como armazenamento após a vida útil das baterias (vide **Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

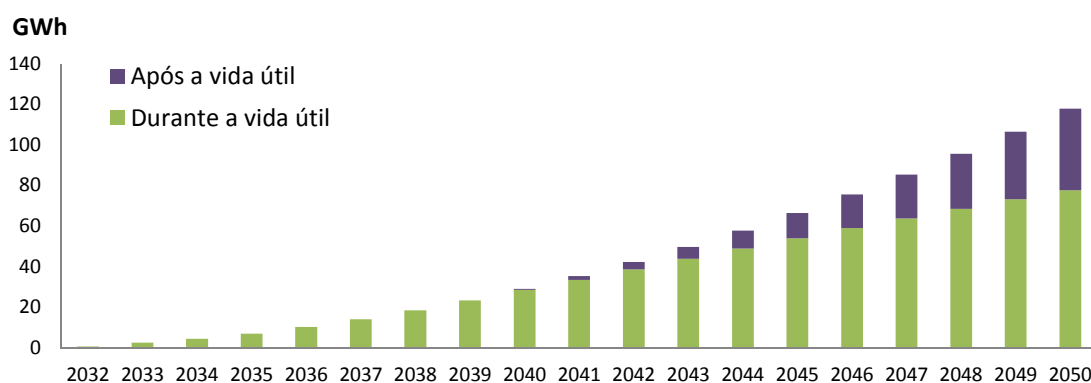


Figura 24 - Capacidade de armazenamento durante e após a vida útil das baterias dos VEs

Nota-se, portanto, que no horizonte 2050 pode haver uma disponibilidade estimada de 117,9 GWh de armazenamento de energia elétrica na rede, oriunda do efeito combinado entre a utilização das baterias durante a sua vida útil (65,87%) e após a sua vida útil (34,13%).

6 PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA DE COMBUSTÍVEIS

6.1 Introdução

As principais experiências em Produção Descentralizada de Combustíveis são com biocombustíveis. Por este motivo e pelo grande potencial de biomassa no Brasil é imprescindível que a análise de penetração no longo prazo seja realizada.

Dentro das diversas possibilidades existentes e que já foram experimentadas no Brasil, como micro-destilarias de etanol, pequenos produtores de biodiesel, produção de biogás e produção de combustíveis sólidos, serão analisados nesse prisma de descentralização somente o biometano, derivado do biogás, e os biocombustíveis sólidos na forma de pellets e briquetes.

A escolha do biometano e dos biocombustíveis sólidos é consequência de um conjunto de fatores: a lógica da grande escala da produção de etanol, a lógica de contratação centralizada do biodiesel¹⁶, a flexibilidade de usos do biogás, e a natureza dispersa dos resíduos sólidos agrícolas.

Assim como utilizado para a geração distribuída a partir do biogás, a produção descentralizada de biocombustíveis, aqui biometano e biocombustíveis sólidos, seguirão as mesmas premissas do cenário de bioenergia descentralizada. Essas premissas estabelecem o desenvolvimento inicial de projetos nos dez primeiros anos de maneira mais contida e até 2030 com maior intensidade. O estabelecimento dessa cadeia de serviços estruturada se dará com ações de diferentes agentes, públicos e privados, principalmente nas áreas de logística da biomassa, regulamentação, e serviços técnicos para os projetos de bioenergia e adequação de tecnologias de usos finais.

A questão ambiental também apresenta relevância estratégica no cenário de longo prazo da bioenergia. A necessidade de mitigação de impactos locais e globais da disposição dos resíduos orgânicos ocasionará na criação de modelos que busquem a correta destinação destes resíduos e, como consequência, o aproveitamento dos mesmos.

Com este cenário favorável, será possível a garantia da oferta dos energéticos da biomassa, fato este que aumentará a relação de confiança de investidores e consumidores, facilitando a

¹⁶ Apesar de passível de mudança no longo prazo.

difusão da produção e uso dos biocombustíveis. As respectivas análises de projeção desses mercados são apresentadas a seguir.

6.2 Produção de Biometano

Dado um cenário de maior pressão para mitigação de impactos locais e globais da destinação inadequada de resíduos, o desenvolvimento do mercado de serviços de energia, e a difusão do uso da tecnologia de digestão anaeróbica, a produção do biometano fica condicionada a competição pelo uso do biogás.

A competitividade do biometano em relação aos combustíveis líquidos, a destacar diesel e gasolina, e mesmo em relação ao gás mostra-se mais vantajosa que a geração de eletricidade. Junto a essa competitividade, observa-se existir demanda localizada junto aos potenciais centros produtores de biometano, fazendo com que a escolha pela produção de biometano seja a mais interessante.

Assim, como no caso da Geração Distribuída de Eletricidade, a produção de biometano também necessita que questões institucionais sejam estabelecidas para a criação de ambiente mais adequado ao investimento, pois pelos mesmos motivos a produção de biometano também terá a lógica de investimento descrita para a Geração Distribuída de Eletricidade de pequenas e médias escalas.

Entretanto, o desenvolvimento dessas questões deve ser mais bem coordenado, pois como o maior potencial é encontrado no setor rural e no setor de resíduos urbanos, é preciso que sejam encontrados modelos que facilitem a difusão dos agentes de mercados de serviços de energia nestes setores, Rural e Público.

6.2.1 Aspectos Metodológicos

A penetração do biogás para uso como biometano é baseada na competitividade do biogás, atualmente, e em um conjunto de premissas estabelecidas para o Cenário de Inferior.

A competitividade a partir do biogás depende de uma série de fatores tais como os custos de investimentos das unidades de biodigestão, em especial da unidade de biodigestão de resíduos urbanos, que necessita de uma unidade de triagem, e os custos das matérias-primas, que são consequência, essencialmente da logística.

A economicidade do aproveitamento de resíduos rurais indica que somente 24% do potencial teórico de biogás é viável economicamente. Não acontecendo por uma série de barreiras que não são diretamente relacionadas à viabilidade econômica do projeto de produção de biogás.

Com isso, a principal premissa assumida é que a zona de competitividade atual de 24% do potencial teórico, que hoje é competitivo será alcançada somente em 2050. Ou seja, existe uma premissa conservadora que o potencial de competitividade do biogás, em relação ao seu potencial teórico, continuará o mesmo ao longo do período. A segunda premissa é que dado o cenário positivo em relação ao desenvolvimento do biogás, essas barreiras não econômicas serão mitigadas paulatinamente até 2030, quando o cenário de expansão da produção de biogás se torna mais favorável à implantação de projetos de biogás.

Contudo, devido à competitividade relativa entre os usos do biogás, geração de eletricidade e produção de biometano, da penetração de 24% somente cerca de 70% dessa penetração será utilizada para a produção de biometano. Ou seja, para geração de bioeletricidade será considerado somente $0,24 \times 0,7 = 17\%$ do potencial de produção de biogás em 2050. Assim como no caso da penetração da geração distribuída, a penetração do biometano a partir de biogás seguirá o modelo da curva de difusão de Bass (1969).

Por fim, também será testada uma curva com maior penetração da produção de biogás. A premissa básica desta sensibilidade é que a zona de competitividade do biogás dobra como consequência de um aprofundamento das questões ambientais e das medidas de incentivo à produção do energético. Essa sensibilidade será chamada de Cenário Superior.

6.2.2 Resultados

As projeções para a produção descentralizada de biometano são apresentadas na Figura 25, novamente com a comparação com o potencial teórico disponível.

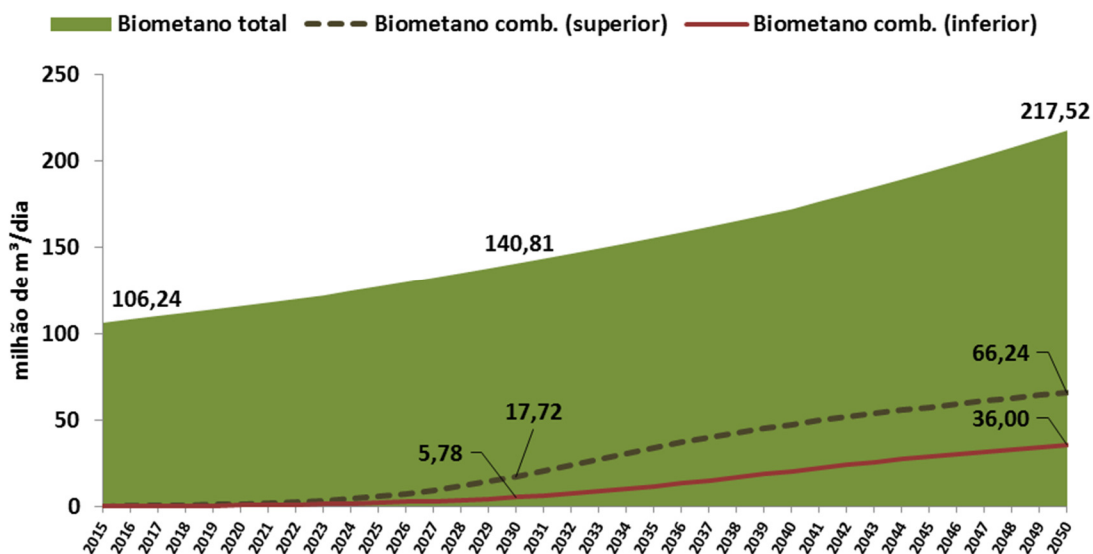


Figura 25 - Evolução da penetração do biometano combustível versus potencial teórico

A penetração projetada, no cenário de inferior, em 2050 atinge o volume de 36 milhões de m³ por dia. Assim, como no caso do biogás para Geração Distribuída de Eletricidade, os primeiros anos são de estabelecimento das condições para o desenvolvimento do mercado, que ocorrerá de maneira mais intensa a partir de 2030. Além disso, devido a maior familiaridade do setor com projetos de geração de energia elétrica, e necessidade de adaptação de alguns usos finais, os anos iniciais apresentarão baixo volume de produção de biometano.

Em contrapartida, quando estabelecidas as condições descritas no cenário de inferior, o biometano encontra mercados nos setores agropecuário, de transporte de cargas, e na frota de coleta de resíduos urbanos, substituindo majoritariamente o diesel. Projetos de injeção na rede de gás natural tendem a ser competitivos por questões de garantia de compra, como na legislação do governo do estado do Rio de Janeiro.

O cenário superior foi simulado considerando as condições institucionais estabelecendo-se antes e com maior grau de aceitação dos produtores de biomassas. Essas premissas mais fortes indicam um potencial de produção de biometano em 2050 de aproximadamente 66 milhões de m³ por dia, ampliando os mercados consumidores, principalmente através de projetos de injeção na rede de gás natural e de substituição de diesel no setor de transportes de cargas.

6.3 Biocombustíveis Sólidos (Pellets/Briquetes)

As fontes primárias consideradas para a produção descentralizada de biocombustíveis sólidos são os resíduos agrícolas, na forma de pellets e briquetes. Estes produtos podem ser utilizados

para cogeração de energia elétrica e térmica, coqueima junto com outros combustíveis como o carvão ou na fabricação de cimentos, ou simplesmente em combustão direta para geração de calor útil. Segundo a Associação Brasileira de Indústria de Pellet (ABIPEL), o Brasil contou em 2015 com quinze indústrias de pellets de madeira, que totalizavam uma produção anual de aproximadamente 80 mil toneladas, com uma capacidade instalada de aproximadamente 250 mil toneladas (ABIPEL, 2015).

6.3.1 Metodologia

A projeção do mercado de biocombustíveis sólidos será única para a produção de pellets e de briquetes, que serão tratados de maneira integrada apesar das diferenças de especificação e uso. Essa abordagem tem como principal objetivo identificar a tendência do tamanho do mercado que será estabelecido no longo prazo, dadas as condições de contorno dos cenários.

O cenário para a produção dos biocombustíveis sólidos segue o mesmo cenário utilizado para o desenvolvimento do biogás. Outro ponto importante é que a rota prioritária será a codigestão para a produção de biogás, devido à maior competitividade, conforme mencionado no item 6.2.1. Assim, o potencial de biomassa disponível para a produção de biocombustíveis sólidos será o potencial total menos o utilizado para a produção do biogás.

A competitividade dos biocombustíveis sólidos atualmente ainda é restrita, principalmente por conta dos custos de biomassa e custos logísticos, o que faz esses combustíveis apresentarem custos da ordem de R\$ 400/t (THRÄN et al, 2017). É assumido que o estabelecimento das condições expostas do cenário de longo prazo da biomassa serão fatores de redução de custos tanto das biomassas como dos custos logísticos, fazendo com que esses custos caiam pela metade no final do período.

6.3.2 Resultados

As projeções para o mercado de biocombustíveis sólidos são apresentadas na Figura 26, Figura 27 e Figura 28, também com a comparação com o potencial teórico disponível. Este potencial difere entre o cenário inferior e o superior, pois foi estabelecida a premissa de destinação prioritária de biomassa para a produção de biogás.

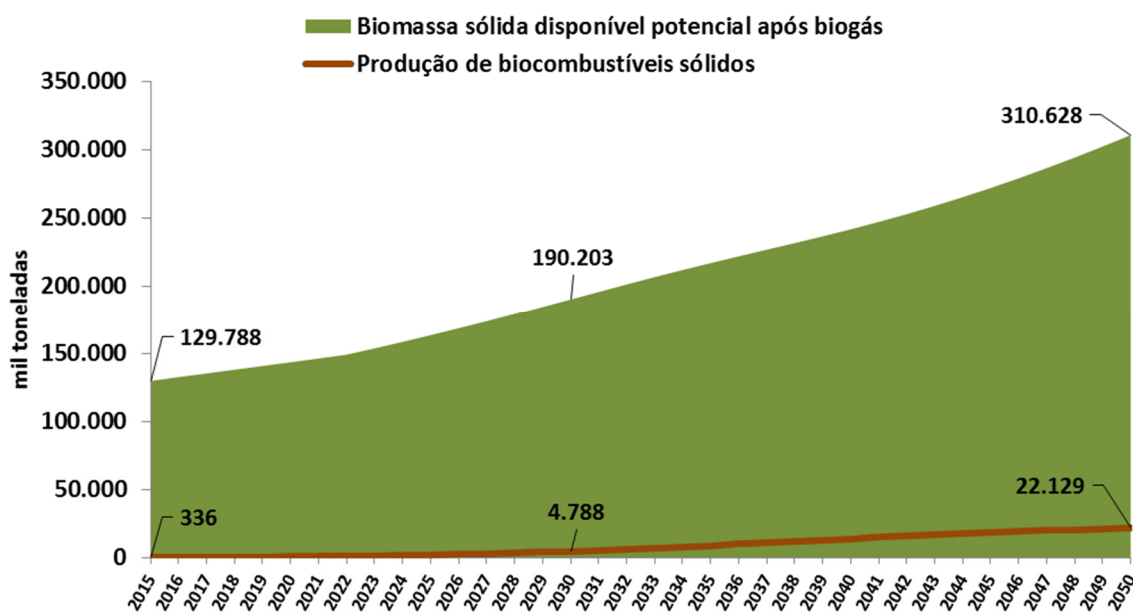


Figura 26 - Evolução da penetração dos biocombustíveis sólidos versus potencial de biomassa sólida disponível

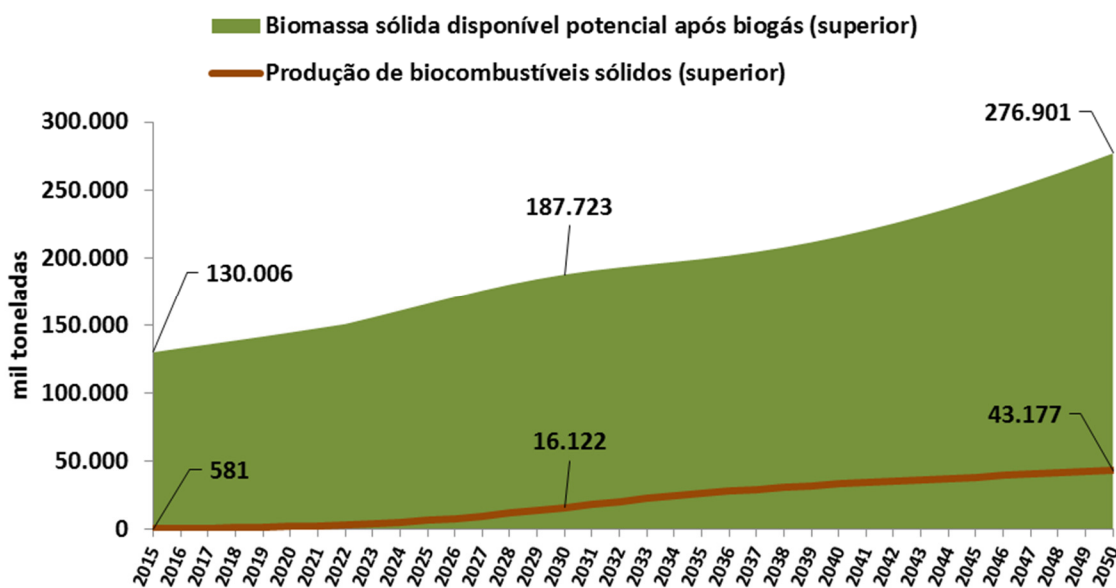


Figura 27 - Evolução da penetração dos biocombustíveis sólidos versus potencial de biomassa sólida disponível no cenário superior

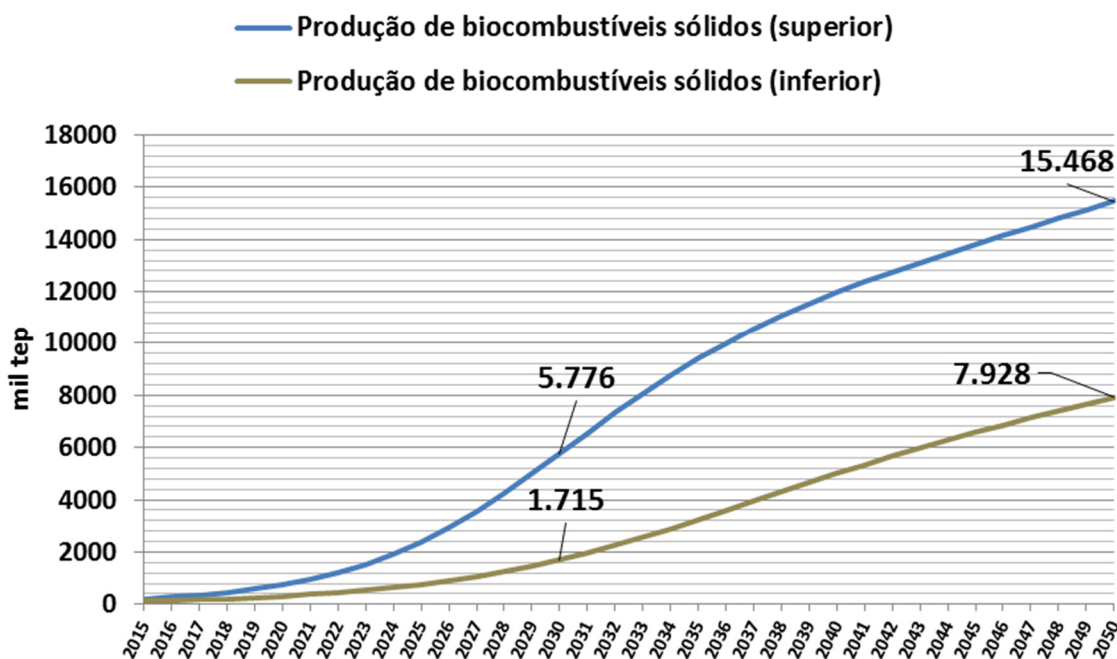


Figura 28 - Evolução da penetração dos biocombustíveis sólidos versus potencial de biomassa sólida disponível

A penetração dos biocombustíveis sólidos encontrará mercado principalmente em substituição à lenha nos setores agropecuário e industrial (agroindustrial como preferência). Essa substituição será consequência de um aumento do custo da lenha, com o esgotamento da lenha de desmatamento no horizonte analisado, difusão da produção e redução de custos dos biocombustíveis sólidos, por conta da resolução das questões logísticas e desenvolvimento do mercado.

O cenário superior novamente indica que o potencial de produção de biocombustíveis sólidos pode ser mais relevante para a matriz energética brasileira caso haja maior comprometimento dos diferentes agentes e que as questões institucionais sejam favoráveis ao cenário de bioenergia e oferta descentralizada de energia.

7 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

7.1 Introdução

Os sistemas de energia elétrica, durante várias décadas, ficaram estagnados tecnologicamente em relação a outros sistemas que fazem parte do dia a dia da população, como por exemplo, de telecomunicações. Mas grandes transformações estão ocorrendo nos diversos segmentos desse sistema nas áreas de geração, transmissão e distribuição, proporcionando um enorme ganho de desempenho para os consumidores de energia elétrica.

Essa mudança tem sido levada em grande parte pelos *smart grids*, comumente chamado no Brasil de “rede elétrica inteligente”. Rede inteligente é uma rede de eletricidade que usa tecnologias digitais para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade fontes de geração para atender às diferentes demandas de energia dos usuários finais, sendo o consumidor o grande foco do desenvolvimento dessa tecnologia. Dessa forma, as redes inteligentes coordenam as necessidades e capacidades de todos os geradores, operadores de redes, usuários finais e partes interessadas do mercado de eletricidade para operar todas as partes do sistema da forma mais eficiente possível, minimizando custos e impactos ambientais, maximizando a confiabilidade, resiliência e estabilidade do sistema (IEA,2011). Como relatado em IEC (2010), as tecnologias inteligentes converterão a atual rede elétrica estática em uma infraestrutura flexível e “viva”, operada de forma criativa e com grande participação dos consumidores.

Cabe destacar que sem o desenvolvimento das redes elétricas inteligentes será muito difícil a plena difusão dos recursos energéticos distribuídos discutidos nesta nota. Uma das razões principais é a possibilidade de enviar sinais em tempo real da situação das redes para a melhor atuação dos RED. Adicionalmente, um sistema de medição inteligente pode permitir uma remuneração personalizada para cada RED de acordo com sua localização, aumentando a eficiência dos investimentos. No entanto, é improvável que o mercado sozinho implemente a rede elétrica inteligente na escala necessária. Governos, na forma de criar um arcabouço regulatório seguro, setor privado, grupos de defesa do consumidor e associações de meio ambiente têm que trabalhar juntos para determinar a melhor solução para o setor energético.

Como relatado pela IEA (2015), uma rede não se torna “inteligente” em uma única etapa, é algo que acontece em um processo evolutivo. Mudanças incrementais e melhorias no sistema ocorrerão gradualmente e em etapas, normalmente ao longo de vários anos. Logo, há a necessidade de as redes elétricas inteligentes serem abordadas com um sistema e não de maneira isolada.

Na figura a seguir são apresentados, de forma macro, os principais impactos das redes elétricas inteligentes e suas tecnologias nas áreas do setor elétrico.

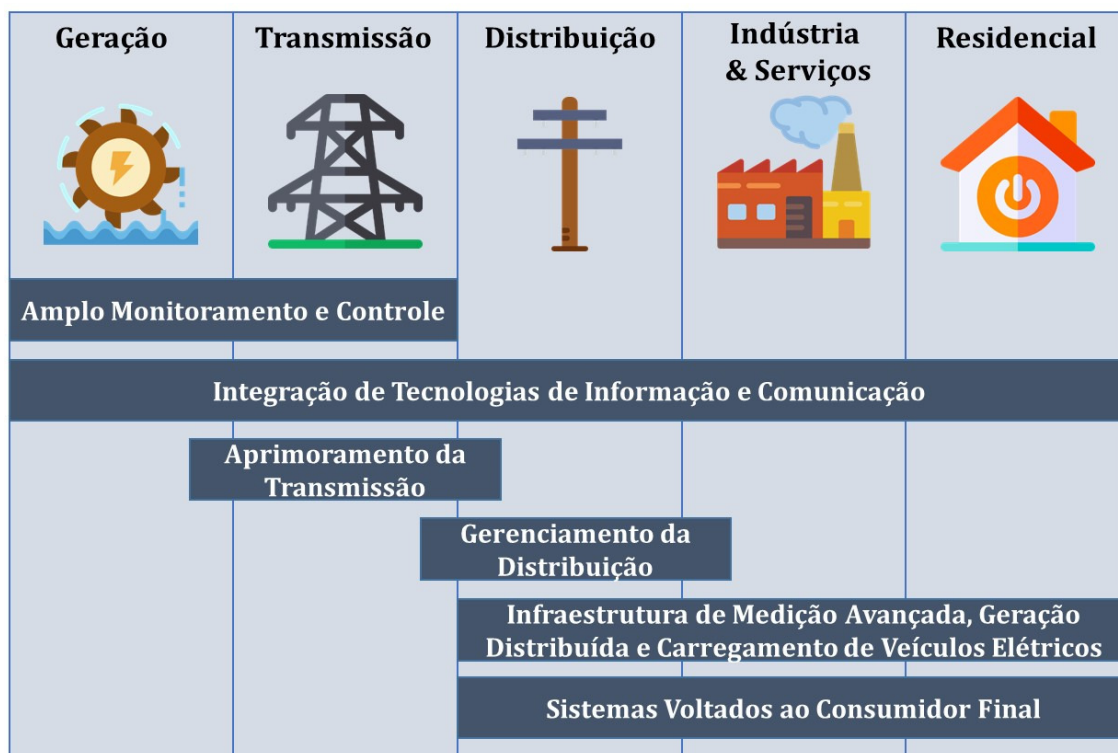


Figura 29 - Impactos das redes elétricas inteligentes.

Fonte: adaptado de IEA (2011)

O desenvolvimento das redes elétricas inteligentes maximizará os impactos dos recursos energéticos distribuídos. As áreas que serão mais influenciadas são elencadas nos próximos tópicos.

7.2 Geração Distribuída Renovável

Nos anos recentes, o aumento da preocupação com as mudanças climáticas e o aquecimento global tem atraído o interesse da opinião pública em direção aos temas de proteção ao meio ambiente e a introdução de fontes mais limpas.

À medida que as taxas de penetração da geração renovável intermitente aumentam acima dos níveis de 15% a 20%, e dependendo do sistema elétrico em questão, pode tornar-se cada vez mais difícil garantir o gerenciamento confiável e estável dos sistemas elétricos confiando unicamente nas redes convencionais. Portanto, as redes inteligentes apoiarão uma maior implantação de tecnologias de geração renovável, fornecendo às operadoras do sistema elétrico

informações do sistema em tempo real que permitam gerenciar a geração, a demanda e a qualidade da energia, aumentando a flexibilidade do sistema e mantendo a estabilidade e o equilíbrio (IEA,2011).

Esse impacto tanto se dará na área de transmissão de energia, com foco na geração eólica e solar centralizadas, quanto no setor de distribuição, com a introdução em larga escala da geração distribuída, movimento este que já é observado no Brasil nos últimos anos desde o lançamento da Resolução 482/2012.

7.3 Eletrificação do Transporte

A introdução em larga escala de veículos elétricos afetará diversos segmentos da economia, e um dos que mais impactados será o setor energético. Se o carregamento de veículos elétricos não for gerenciado de modo adequado, poderá ocorrer um aumento na demanda máxima de energia, exigindo desse modo grandes investimentos em infraestrutura para evitar falhas no fornecimento e problemas nas redes de distribuição de energia.

Logo, é imprescindível o desenvolvimento de sistemas de tarifação especial para veículos elétricos para proporcionar um maior uso deste tipo de veículo, com menor impacto econômico ao consumidor e minorando os impactos ao sistema elétrico. Assim, as redes elétricas inteligentes possibilitarão que a cobrança pelo carregamento de veículos elétricos se realize de forma mais estratégica, cobrando preços mais altos em momentos de stress do sistema e preços mais baixos em instantes de baixa utilização da rede elétrica. A tarifação dinâmica no carregamento de veículos elétricos pode evitar também o acionamento de usinas mais caras para suprimento da demanda e, conseqüentemente, diminuir o custo médio da energia consumida pelo sistema.

Em um passo adiante, a rede elétrica inteligente permitirá que o veículo elétrico seja uma nova fonte de energia ao sistema, descarregando a bateria para a rede de distribuição de energia, sendo o sistema conhecido como *vehicle-to-grid*.

7.4 Participação do Consumidor e Resposta da Demanda

A demanda por eletricidade varia ao longo do dia e meses do ano. A infraestrutura do sistema de energia foi projetada para atender ao mais alto nível de demanda, sendo subutilizada na maior parte do ano. Construir o sistema para satisfazer a demanda máxima requer investimentos em capacidade de geração e transmissão que não seriam necessários se a curva

de demanda fosse mais plana ou ao menos não alcançassem valores muito altos durante curtos espaços de tempo. As redes inteligentes podem auxiliar na redução da demanda máxima, fornecendo informações e incentivos aos consumidores para permitir que eles mudem o perfil de consumo.

A resposta da demanda trará aos consumidores de energia elétrica maior poder e conhecimento sobre o seu consumo de energia, deixando de ser um coadjuvante no mercado de energia elétrica e passando a possuir participação ativa no futuro do sistema energético (MULLER, 2016).

Um ponto relevante para a execução da gestão da demanda é a introdução maciça dos medidores inteligentes. Medidor inteligente é um medidor elétrico que registra o consumo de energia elétrica em intervalos de uma hora ou menos e comunica a informação diária, ou até horária, de volta para a concessionária para efeitos de controle e faturação. Os medidores inteligentes permitem a comunicação bidirecional entre os medidores e o sistema central. Além da medição de energia, os medidores inteligentes podem coletar uma série de outras informações relativas à qualidade da energia, assim como exibir informações enviadas pelas concessionárias, tais como o custo variável da energia (MULLER, 2016).

7.5 Redes Elétricas Inteligentes no Brasil

O Brasil ainda dá os primeiros passos em direção à implementação das redes elétricas inteligentes, não havendo no momento uma ação coordenada tanto na esfera pública quanto na privada.

Um dos passos mais importantes no desenvolvimento de rede elétrica inteligente é a criação de projetos piloto. E mais importante do que a própria implementação do projeto em si, é desenvolver ferramentas de análises dos resultados encontrados.

Um projeto-piloto deve cobrir um espaço no tempo considerável, por ao menos um ano, para conseguir captar todos os sinais de comportamento dos clientes, principalmente em um país como o Brasil, que ainda não possui estudos pretéritos que sinalizem a modificação do consumo com a utilização de novas tecnologias em energia e que possui características de consumo de energia diversas nas regiões do país. Além do aspecto temporal, um ponto importante no design de projetos-piloto é cobrir todas as faixas de renda da população afetada. Como o consumo em diferentes classes é diverso, é necessário analisar o comportamento principalmente da baixa renda, que possui pouco lastro de mudança no consumo (Muller, 2016).

Até o momento já foram conduzidos 10 projetos pilotos de larga escala no país, com objetivos específicos para cada um deles. Dentre eles destaca-se o projeto em Barueri. De acordo com a empresa responsável, Barueri será a primeira cidade brasileira a ter toda a sua distribuição de energia formada por redes inteligentes.

Infelizmente não há um órgão que agregue os resultados e conclusões encontradas em todos estes projetos. São eles:

- Cidades do Futuro (Cemig) - Cidade de Sete Lagoas/MG
- Cidade Inteligente Búzios (ENEL) - Cidade de Búzios/RJ
- Smart Grid Light (Light) - Cidade do Rio de Janeiro/RJ
- Parintins (Eletrobras Amazonas Energia) - Cidade de Parintins/AM
- Smart Grid (AES Eletropaulo/ENEL) - Barueri, São Paulo/SP
- InovCity (EDP Bandeirante) - Aparecida/SP
- Cidade Inteligente Aquiraz (ENEL) - Cidade de Fortaleza/CE
- Paraná Smart Grid (Copel) - Curitiba/PR
- Arquipélago de Fernando de Noronha (CELPE) - Ilha de Fernando de Noronha/PE
- Condomínio Eusébio (Enel Distribuição Ceará) - Eusébio/PE

Em 2017, no âmbito da Mission Innovation, a EPE conduziu um estudo com 12 agentes do setor elétrico brasileiro para levantar os principais desafios para a implementação das redes elétricas inteligentes no Brasil. A votação realizada resultou na tabela abaixo, com uma lista de importância de temas para serem resolvidos.

Tabela 9 - Projeções da micro e minigeração distribuída

Descrição	Importância
Novas ferramentas de planejamento que incorporem toda a complexidade das redes elétricas (geração distribuída e intermitente, cargas variáveis e controláveis, eletrônica de potência, armazenamento, etc.)	1
Explorar novos mercados de Energia e modelos de negócios	2

Modelo regulatório para armazenamento e remuneração de serviços associados	3
Aprimorar a integração do armazenamento em todas as escalas temporais como forma de flexibilidade	4
Soluções escaláveis para lidar com a grande quantidade de dados (consumidores, equipamentos, redes, etc.)	5
Uso de resposta da demanda para prover serviços com interações bem definidas entre agentes de mercado e o operador do sistema.	6
Preparar-se para a mudança dos consumidores (passive para ativo), permitindo a comunicação via medidores inteligentes.	7
Otimização do Sistema energético (integração com outras redes energéticas).	8
Instalar soluções de hardware e software para absorver os RED nas redes de média e baixa tensão.	9
Identificar e dar suporte às soluções de flexibilidade ao sistema elétrico para garantir a segurança de suprimento.	10

Por fim, é possível mencionar o Projeto de Lei do Senado n° 356/2017, que visa a modernização das redes elétricas no Brasil. O Projeto está em tramitação no Senado e pode ser um caminho para o desenvolvimento das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil.

8 AVANÇANDO NA PENETRAÇÃO DE RED NO BRASIL

Na sequência são apresentadas algumas recomendações gerais para proporcionar o desenvolvimento sustentável dos Recursos Energéticos Distribuídos no país nas próximas décadas.

PROPORCIONAR UM AMBIENTE DE MERCADO DE ISONOMIA

Uma das funções do planejamento no contexto de maior inserção dos RED e de menor previsibilidade é facilitar a equalização das condições de competição entre tecnologias, para que se desenvolvam naturalmente, de forma isonômica, as opções que se mostrarem mais competitivas e que tragam maior valor ao sistema. Sinais econômicos eficientes e corretos são uma maneira de colocar todos os recursos, centralizados e distribuídos, em pé de igualdade para deixar que as decisões dos agentes - incluindo o consumidor - conduzam à economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica.

Nesse sentido, é primordial que os RED, como armazenamento e resposta pelo lado da demanda, possam participar dos mercados de energia, ofertando seus produtos a um preço que irá competir com recursos centralizados. Essa participação pode ser feita individualmente (a depender do porte do consumidor), ou de forma agregada.

REVISAR SUBSÍDIOS E IMPOSTOS NAS TARIFAS DE ELETRICIDADE

Relacionado a um ambiente de mercado equilibrado está a questão de subsídios e impostos alocados nas tarifas de eletricidade. Historicamente, as tarifas vêm sendo utilizadas para custear programas sociais, industriais e tecnológicos, além de ser uma forma garantida e previsível de arrecadação de impostos estaduais e federais. Enquanto o consumidor não tinha alternativa de fornecimento, tal modelo funcionava. No entanto, com o advento dos RED, tais aditivos acabam se traduzindo em maior atratividade econômica em migrar para um sistema de geração própria ou mesmo se desconectar da rede da distribuidora. É um sinal econômico “fictício”, que não representa corretamente o valor do RED para o sistema. Portanto, precisa ser avaliado o conjunto das cobranças que devem e as que não devem ser incluídas nas tarifas reguladas de eletricidade.

MAIOR INTERAÇÃO DO PLANEJAMENTO COM AS DISTRIBUIDORAS

Os RED estão, por definição, conectados nas redes de distribuição. No entanto, seus serviços e impactos se estendem ao sistema como um todo. Portanto, é adequado que o planejamento centralizado tenha uma relação mais próxima com as distribuidoras para incentivar a inserção eficiente dos RED. Entender as necessidades das distribuidoras e passar a representar as redes de distribuição, mesmo que simplificada, nos modelos de expansão, são exemplos de interações que devem ser buscadas.

MAIOR ACESSO A DADOS

Conforme discutido anteriormente, o aprimoramento das metodologias passa por maior coleta e tratamento de dados. Nesse sentido, é primordial garantir que diferentes dados relacionados aos RED estejam disponíveis para o planejamento. Alguns exemplos são (i) dados de consumo e geração distribuída com alto nível de detalhe, (ii) dados de venda de equipamentos e veículos, (iii) levantamento do parque de edifícios existentes, (iv) atualização do BEU, (v) Pesquisa de Posse e Hábitos de consumo nos setores residencial, comercial e industrial, (vi) dados socioeconômicos atualizados e desagregados, e (vii) dados de infraestrutura de distribuição. Acordos entre instituições devem ser buscados para facilitar a troca de dados entre elas. Adicionalmente, as regras do programa de P&D da ANEEL poderiam ser alteradas para permitir projetos destinados exclusivamente ao levantamento de dados, o que ampliaria as possibilidades e recursos para esse fim. No caso da geração distribuída, as distribuidoras poderiam solicitar a permissão dos clientes para que os dados de geração total dos inversores fossem disponibilizados - essa informação atualmente é desconhecida pela distribuidora e planejador, o que dificulta a realização de estudos sobre a inserção da GD.

LEGISLAÇÃO FLEXÍVEL PARA ACOMODAR INOVAÇÕES

Ao contrário da infraestrutura convencional de geração, transmissão e distribuição, os RED podem se atualizar rapidamente. Diferentes tecnologias, associadas a maior conectividade e digitalização do setor, podem proporcionar inovações em termos de modelos de negócio e soluções que são difíceis de prever atualmente. Nesse sentido, o modelo setorial precisa ser construído com definições amplas, que permitam inovações acontecerem. Por exemplo, ao buscar o atendimento de uma necessidade de capacidade ou flexibilidade, a contratação não deveria especificar a fonte ou tecnologia para suprir essa demanda. Deveriam fazer parte das instruções apenas os requisitos de atendimento, por exemplo, tempo de rampa, disponibilidade mensal, período contínuo máximo, o que permitiria a participação de diferentes soluções.

MONITORAR DE PERTO O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO E SE PREPARAR PARA O INESPERADO

Os RED têm potencial para se desenvolverem acima de qualquer projeção. Isso já foi verificado em diversos países, quando a inserção da geração distribuída superou as expectativas. No Brasil, ano após ano, também temos visto o mercado de GD se desenvolver acima das projeções. Portanto, é preciso monitorar com atenção o desenvolvimento do mercado dos RED, e qualquer subsídio (implícito ou explícito) deve ser acompanhado para que não haja incentivos que levem a grandes desequilíbrios financeiros. Idealmente, mecanismos de incentivo devem prever uma porta de saída ao atingir determinado nível de penetração da fonte. Isso poderia ser feito no Brasil com a política de net metering, por exemplo.

CONSIDERAR ASPECTOS DE CIBERSEGURANÇA E PRIVACIDADE

O maior acesso aos dados dos consumidores e geradores faz parte das condições para o aprimoramento do planejamento e operação do sistema. Nesse contexto, crescem as preocupações acerca de temas como invasão de privacidade e segurança da informação. Isto porque a curva de carga de cada consumidor, em conjunto com os dados gerados por seus equipamentos, pode possibilitar, por exemplo, o conhecimento dos hábitos de cada família, ou se há ou não alguém em casa.

Portanto, essa é mais uma questão que precisa ser debatida e considerada nos aprimoramentos do modelo do setor elétrico e nas adaptações dos procedimentos de planejamento e operação do sistema.

REVISAR MODELO REGULATÓRIO DAS DISTRIBUIDORAS

A inserção dos RED coloca em cheque o modelo convencional das distribuidoras. A remuneração com base no volume de energia vendida, por exemplo, não é compatível com a maior inserção da geração distribuída e eficiência energética, que reduzem o consumo na rede. Adicionalmente, os serviços de rede que historicamente dependiam de investimentos em infraestrutura convencional agora podem ser supridos de maneira mais custo-efetiva por RED. Nesse contexto, o modelo regulatório de distribuição deve ser aprimorado para permitir que as distribuidoras busquem maior eficiência nos investimentos e operação. Também é desejável reconhecer os custos com investimentos em infraestrutura de rede necessários à acomodação de geração distribuída, veículos elétricos e novas tecnologias ao determinar os níveis de

remuneração da distribuidora. O desacoplamento de receitas capturadas do volume de energia vendida, *decoupling*, é um modelo para que as distribuidoras garantam a remuneração pelos investimentos e operação da rede e removam desincentivos a ações de eficiência energética e geração distribuída na sua rede.

EXPLORAR PROGRAMAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E RESPOSTA DA DEMANDA BASEADOS EM ECONOMIA COMPORTAMENTAL

Distribuidoras americanas têm alcançado resultados interessantes ao aplicar conceitos de economia comportamental, psicologia e neurociência nos seus programas de resposta da demanda¹⁷ e eficiência energética¹⁸. Nas ações, podem ser explorados (i) o “efeito vizinhança”, no qual o consumo do cliente é comparado com o de vizinhos similares, de modo que haja um incentivo para adotar melhores hábitos de consumo na comunidade; (ii) o conceito de “*gamification*”, que envolve elementos tipicamente encontrados nos videogames, como competição e busca por pontos, para aumentar a participação e engajamento em uma área específica; e (iii) o envio de mensagens por meio de mídias sociais ou e-mail, avisando que o preço de energia na região está mais alto que o usual (dando um viés econômico) ou informando que uma usina “suja” será ligada perto do consumidor se o uso de energia não diminuir (com viés ambiental). Esses são alguns exemplos comprovados internacionalmente, que exigem baixo investimento em infraestrutura, e poderiam ser mais explorados no país.

8.1 QUADRO RESUMO DAS RECOMENDAÇÕES GERAIS

¹⁷ Ver <https://www.utilitydive.com/news/how-opower-is-pushing-behavioral-demand-response-into-the-mainstream/399790/> e <http://www.oracle.com/us/industries/utilities/leaving-peak-demand-saving-3631931.pdf>

¹⁸ <https://www.iea.org/media/workshops/2015/eeuevents/behave1103/S3Gioffreda.pdf>

Recomendações Gerais	Curto Prazo	Médio Prazo	Longo Prazo
Ambiente de mercado de isonomia	Implementação de preços horários no atacado; Igualdade no acesso às redes de transmissão; Tarifas multipartes para consumidores com geração distribuída	Tarifas multipartes para todos os consumidores; Sinais locacionais para geradores na distribuição; Tarifas de BT com diferenciação horária; Abertura ao mercado livre	Avaliação da possibilidade de contratos bilaterais entre consumidores e geradores distribuídos
Revisar subsídios e impostos nas tarifas de eletricidade	Revisão de subsídios	Revisão de Impostos	
Maior interação do planejamento com as distribuidoras	Compartilhamento dos dados topológicos das redes de distribuição com o planejamento da transmissão e expansão	Aplicação de um Planejamento Integrado de Recursos para atendimento da demanda	
Maior acesso a dados	Aumento da capacidade de processamento computacional; Convênios entre instituições para compartilhamento de dados; P&Ds para levantamento de dados	Instalação generalizada de medidores inteligentes	
Legislação flexível para acomodar inovações	Não especificação/restrição de tecnologias nas contratações de energia, capacidade e flexibilidade		
Monitoramento de mercado e mecanismos de saída	Avaliação do modelo de <i>net metering</i> com previsão de fim de subsídios cruzados	Acompanhamento de eventuais subsídios aos RED	
Considerar aspectos de cibersegurança e privacidade	Definição de protocolos de segurança		
Revisão do paradigma regulatório das distribuidoras	<i>Decoupling</i> e revisão do modelo de remuneração baseado em ativos.		
Programas de EE e RD baseados em economia comportamental	P&D para avaliação do potencial	Implementação dos programas	

Figura 30 - Quadro Resumo - Roadmap das recomendações gerais

9 REFERÊNCIAS

- ABIPEL. Associação Brasileira das Indústrias de Pellets. **Pellet Map Brazil 2018**. Disponível em: <https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=zFddmPPUHabc.klpFUgxvdkWE> Acesso em 10/12/2018
- ACHÃO, C. **Análise da Estrutura de Consumo de Energia pelo Setor Residencial Brasileiro**, Dissertação de Mestrado - Rio de Janeiro/RJ: COPPE/UFRJ, 2003.
- ACEEE [American Council for an Energy-Efficient Economy]. **International Energy Efficiency Scorecard. Report 1801**, 2018
- AMSTERDAM ROUNDTABLE FOUNDATION AND MCKINSEY & COMPANY. **Evolution Electric vehicles in Europe: gearing up for a new phase?** Holanda. Abril, 2014.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 1. Revisão 9**. Vigente a partir de 01/01/2016, 2016.
- DUPONT, B. et al. Impact of residential demand response on power system operation: A Belgian case study. **Applied Energy**, v. 122, pp 1-10, 2014.
- EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Nota Técnica DEA 01/15. Rio de Janeiro, 2015.
- _____. **Nota de Discussão - Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. No EPE-DEA-NT-016/2018-r0. 11 de julho de 2018. 2018a.
- _____. **Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia - Versão PDE 2027**. Nota Técnica. Rio de Janeiro, 2018b. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-432/NT_Metodologia_4MD.pdf
- _____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018. Ano base 2017. Versão Workbook - Dados Preliminares v01**, 2018c.
- ENTSO-E. **Market Design for Demand Side Response**. 2015.
- FARUQUI, A. et al. Arcturus 2.0: A meta-analysis of time-varying rates for electricity. 2017. *The Electricity Journal*.
- FINOTTI, A. S. et al. Simulação do uso de baterias adotando a tarifa branca para microgeração fotovoltaica de classe residencial. **Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - Gramado**. 17 a 20 de abril de 2018.

- IEA. **Technology Roadmap. Smart Grids**. França, 2011.
- _____. **Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency**. França, 2014
- _____. **Smart Grids in Distribution Networks**. França, 2015.
- _____. **Energy Efficiency Indicators Highlights (2017 edition)**. França, 2017
- _____. **Perspectives for the Energy Transition: The Role of Energy Efficiency**. França, 2018
- _____. **Global EV Outlook 2018: Towards cross-model eletrification**. 2018b. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/>>. Acesso em 10/12/2018.
- IEC. **IEC Smart Grid Standardization Roadmap**. Prepared by SMB Smart Grid Strategic Group (SG3). June/2010.
- IRENA. **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030**. Abu Dhabi, 2017.
- KHALILPOUR, R. E VASSALLO, A. Leaving the grid: An ambition or a real choice? **Energy Policy**, v. 82, Julho de 2015, p. 207-221.
- MANGOYANA, R. B. e SMITH, T. F. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, V. 39., 2011.
- MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA, COMÉRCIO EXTERIOR E SERVIÇOS. **ROTA 2030 - GT7 Híbridos e Elétricos**. Reunião de Coordenação. Brasília, 2018.
- MULLER, G. De M. **Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro**. 2016. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro:UFRJ/COPPE.
- PEPERMANS, G. Et al. Distributed Generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, p. 787-798, 2005.
- PV-MAGAZINE (2018). **PV-Magazine: Second-life EV battery market to grow to \$4.2 billion by 2025**. Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/2018/08/03/second-life-ev-battery-market-to-grow-to-4-2-billion-by-2025/>>. Acesso em 03/12/2018.
- ROGERS, E. **The Diffusion of Innovations**. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.
- SANTOS, L. C. B. et al. Estudo de Impacto Regulatório da Tarifa branca no Âmbito da Distribuição de Energia Elétrica. IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (CITENEL). Brasília, DF, 2017.
- THE GUARDIAN. **Electric cars: everything you need to know**. Disponível em: <<https://www.theguardian.com/environment/2017/jul/26/electric-cars-everything-you-need-to-know>>. Acesso em 03/12/2018.

THRÄN, D. et al. **Global Wood Pellet Industry and Trade Study 2017**. IEA Bioenergy Task 40. June 2017.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE. **Electric Vehicles as Distributed Energy Resources**. 2016.

VEYRENC, T. **Market design for Demand Response: the French experience**. 2014.