

9. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

9.1 Considerações Iniciais

Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são definidos como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e, redução do consumo localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (“*behind-the-meter*”). Nesse sentido, os recursos energéticos distribuídos considerados no PDE 2029 abrangem:

- Eficiência energética;
- Micro e a minigeração distribuídas (MMGD)
- Autoprodução de energia (não injetada);
- Energia solar térmica.

Importante destacar que o conceito de autoprodução adotado aqui (injetada) inclui tão somente a parcela de autoprodução destinada ao autoatendimento do consumidor final. Eventuais excedentes de geração elétrica não são contabilizados nesse conceito de RED. Finalmente, a alternativa “resposta de demanda”, embora possa estar englobada no conceito de RED, não foi abordada nesse ciclo do PDE 2029.

A importância desses recursos se relaciona ao fato de que sua inserção como opção de atendimento demandará novas práticas de planejamento da expansão e operação do sistema de geração de energia bem como das redes elétricas. No entanto, ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, pode haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema.

Entre esses benefícios, pode-se mencionar a proximidade entre as fontes de geração e pontos de consumo, podendo propiciar a redução de perdas elétricas. Adicionalmente, os RED podem oferecer confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas, se estiverem adequadamente alocados espacialmente e sendo operados em momentos mais adequados. Todavia, a adoção dos RED adiciona mais uma fonte de incertezas tanto para o planejamento da expansão do sistema energético, tornando mais complexo esse planejamento, como para sua operação, tornando-os mais complexos.

De acordo com os estudos do PDE 2029, estima-se que a contribuição energética dos RED como fonte de atendimento possa responder por 17% do consumo de eletricidade até 2029, sendo a autoprodução e a eficiência energética as alternativas com maior contribuição nesse horizonte (Tabela 9-1). Por sua vez, quando considerado o consumo energético total, estima-se que os recursos energéticos distribuídos possam atender cerca de 9% dessa demanda energética até 2029, novamente tendo como destaque as parcelas de eficiência energética e de autoprodução. O detalhamento da contribuição de cada uma das alternativas que compõe os RED será apresentado nos próximos itens deste capítulo.

O Gráfico 9-1 ilustra a contribuição dos RED para o atendimento à demanda potencial de eletricidade no horizonte decenal.

Tabela 9.1 - Brasil: Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

Energia Total¹ (mil tep)	2019	2024	2029
Consumo total de energia	249.260	288.700	339.812
Consumo com conservação	247.605	278.711	318.685
Eficiência Energética	1.655	9.032	21.127
Autoprodução não-injetada	5.166	6.088	7.281
MMGD ²	168	689	1.704
Energia Solar Térmica ³	11	65	117
%			
Consumo atendido com EE e RED	3	5	9
Eficiência Energética	1	3	6
Autoprodução não-injetada	2	2	2
MMGD ²	0,1	0,2	0,5
Energia Solar Térmica ³	0,004	0,02	0,03
Combustíveis (mil tep)	2019	2024	2029
Consumo de combustíveis	201.894	229.318	268.161
Consumo com conservação	200.424	221.698	250.462
Eficiência energética dos combustíveis	1.470	7.620	17.699
Energia Elétrica (GWh)	2019	2024	2029
Consumo total de eletricidade	550.769	679.356	833.152
Consumo com conservação	548.620	662.946	793.294
Eficiência Elétrica	2.149	16.409	39.859
Autoprodução não-injetada	60.069	70.790	84.667
MMGD ²	1.948	8.013	19.812
Energia Solar Térmica ³	128	751	1.363
%			
Consumo atendido com EE e RED	12	14	17
Eficiência Elétrica	0,4	2	5
Autoprodução não-injetada	10	10	10
MMGD ²	0,3	1	2
Energia Solar Térmica ³	0,0	0,1	0,2
Carga média total evitada ⁴ (MWmédio)	8.951	13.359	20.284

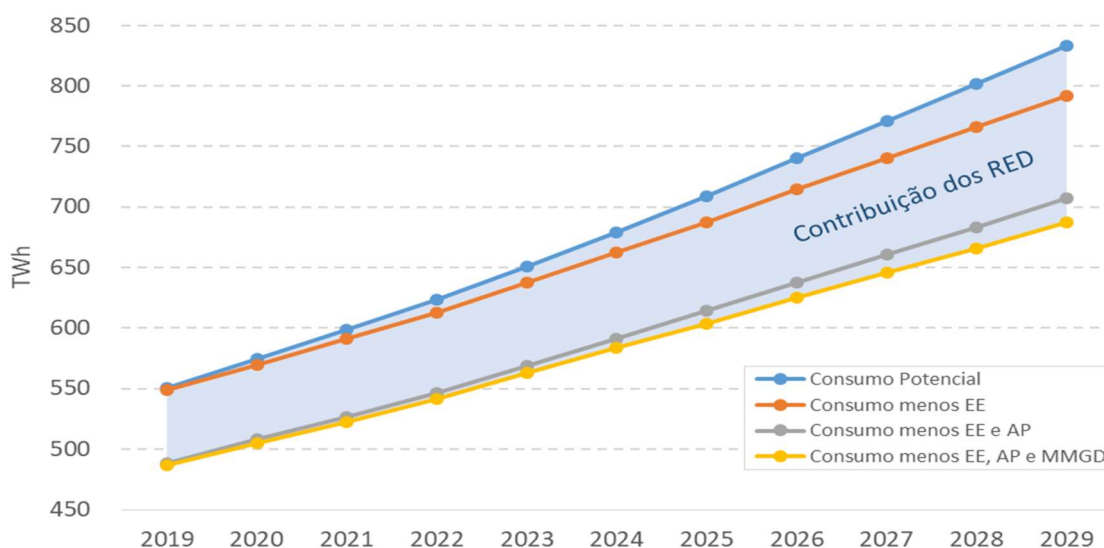
Notas: (1) Energia total corresponde ao consumo de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes (Energia total = consumo de eletricidade + consumo de combustíveis). Não inclui, portanto, o consumo de combustíveis no setor residencial.

(2) Micro e Minigeração Distribuída;

(3) Energia solar térmica para o setor residencial;

(4) O nível de perdas totais considerado foi de 18%.

Gráfico 9-1 – Contribuição dos RED



Nota: (1) Eficiência energética inclui parcela de Sistemas de Aquecimento Solar.

(2) EE: eficiência elétrica

(3) AP: autoprodução não-injetada na rede.

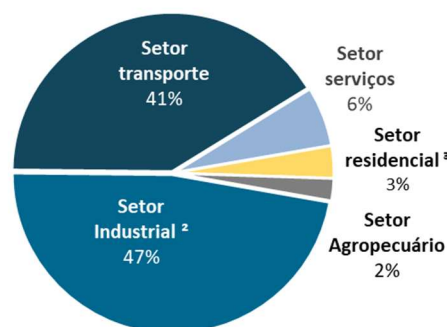
(4) MMGD: Micro e minigeração distribuída

9.2 Eficiência Energética

Os resultados da energia conservada apresentados neste capítulo indicam a diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo de energia que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base, 2018. Sob esse aspecto, o conceito utilizado na métrica desses resultados remete-se àquele definido como cenário de eficiência congelada, como definido em Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018).

Nos estudos do PDE 2029, estima-se que em 2029, os ganhos de eficiência energética possam contribuir no atendimento de cerca de 21 milhões de tep em 2029, cerca de 8% do consumo final energético brasileiro observado no ano de 2018. Dentre os setores de consumo final, a maior contribuição deve ser observada na indústria e transportes, como mostra o Gráfico 9-2.

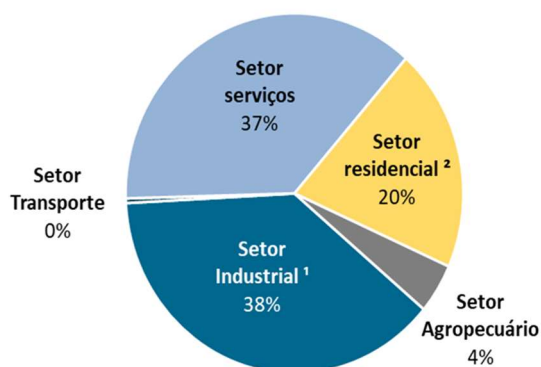
Gráfico 9-2 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética no ano 2029



Notas: (1) Corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes. Não inclui o consumo no setor residencial.
(2) Inclui o setor energético.
(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

No que tange aos ganhos de eficiência no consumo de eletricidade, estima-se que atinjam cerca de 40 TWh em 2029 (aproximadamente 5% do consumo total previsto de eletricidade nesse ano), correspondente à eletricidade gerada por uma usina hidrelétrica com potência instalada de cerca de 9,5 GW, equivalente à potência da parte brasileira da Usina de Itaipu ou da UHE Xingó.

Gráfico 9-3 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica no ano 2029

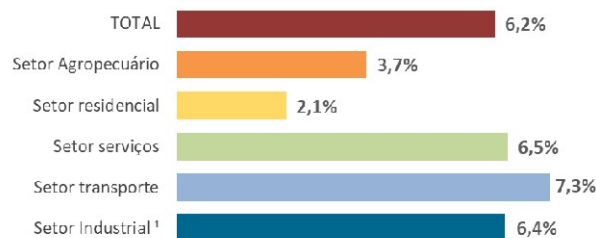


Notas: (1) Inclui o setor energético.
(2) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

Adicionalmente, no que se refere à projeção de ganhos de eficiência energética no consumo de combustíveis, estima-se que atinjam cerca de 17 milhões de tep no ano de 2029 (6,2% do consumo de combustíveis nesse ano). Tal número, se, se expresso em barris equivalentes de petróleo, corresponde a cerca de 338 mil barris por dia, ou aproximadamente 10% do petróleo produzido no país em 2018.

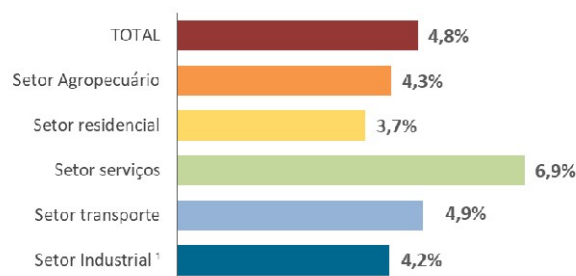
Ao se avaliarem a contribuição dos ganhos de eficiência energética dentro dos setores de consumo final, por sua vez, totalizam-se ganhos totais de eficiência energética (eletricidade e combustíveis) da ordem de 6% em 2029, sendo os maiores percentuais observados nos setores industrial, transportes e comércio/serviços (Gráfico 9-4). Sob o ponto de vista da eficiência energética no consumo de eletricidade, por sua vez, destaca-se o setor de comércio e serviços (Gráfico 9-5). As tendências setoriais serão melhor explicitadas nos itens a seguir.

Gráfico 9-4 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética total



Nota: (1) Inclui a autoprodução.

Gráfico 9-5 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética elétrica



Nota: (1) Inclui a autoprodução

BOX 9.1 – EFICIÊNCIA ELÉTRICA E A NDC

No âmbito do Acordo de Paris, o Brasil se comprometeu em reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis de 2005, quando considerado o ano de 2025. Um dos meios para o atingimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, na sigla em inglês) brasileira é alcançar 10% de ganhos de eficiência no consumo de energia elétrica em 2030, passando por 8% em 2025. As contribuições do Brasil tiveram como base os estudos de longo prazo elaborados na EPE, onde foram calculados os ganhos de eficiência até 2050, utilizando-se 2013 como ano-base.

A metodologia utilizada no PDE para cálculo de eficiência considera que no ano-base da projeção os ganhos de eficiência são zero. Dessa forma, os efeitos iniciais da eficiência no modelo começam a ser internalizados no primeiro ano da projeção.

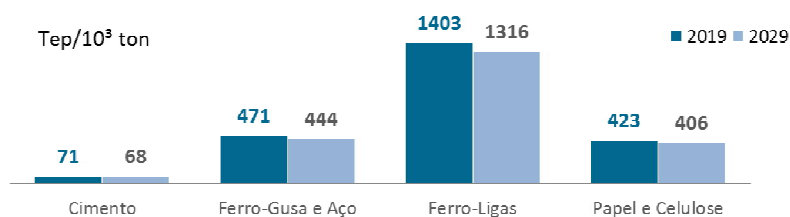
Para comparar as estimativas de eficiência elétrica do PDE 2029 com a NDC, é preciso ressaltar que o PDE calcula os ganhos no período 2019 a 2029, enquanto a NDC considera a eficiência entre 2013 e 2025/2030. O impacto da adoção de políticas públicas como por exemplo a retirada de comercialização de lâmpadas incandescentes do mercado brasileiro foi majoritariamente contabilizado antes do ano-base deste PDE. Ao estimar os ganhos de eficiência elétrica entre 2013 e 2018 e associá-los aos do PDE 2029, totalizam-se 7,4% de ganhos no período 2013-2025, valor ligeiramente inferior ao valor da NDC para o mesmo período.

SETOR INDUSTRIAL

No horizonte do PDE 2029, estima-se que os ganhos de eficiência energética na indústria brasileira permitam reduzir cerca de 6% de seu consumo energético total em 2029, o que equivale a evitar consumo de aproximadamente 10 milhões de tep, comparável ao consumo total de gás natural para uso térmico observado na indústria em 2018, que foi de 9,2 milhões de tep. Em termos de consumo de eletricidade, a estimativa é que os ganhos de eficiência energética contribuam na redução de 4,2% em 2029, ou cerca de 15 TWh, volume pouco acima do consumo observado na indústria de mineração e pelletização em 2018.

Esta contribuição da eficiência energética inclui uma combinação entre mecanismos de políticas existentes incidentes sobre a indústria brasileira, como também ações autônomas das indústrias, ligadas a aspectos como *retrofit* de instalações, novas unidades industriais mais modernas e eficientes energeticamente (*greenfield*) e ações de gestão de uso de energia, entre outros. No Gráfico 9-6 é ilustrada a evolução de consumos específicos de segmentos industriais selecionados, com destaque para o segmento de ferro-ligas, que apresenta redução de 12% deste indicador.

Gráfico 9-6 - Setor industrial: consumo específico de energia

**BOX 9.2 – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM ANDAMENTO NA INDÚSTRIA**

As atividades industriais (extrativa, transformação e centros de transformação de energia, como refinarias, por exemplo) foram responsáveis por quase 43% do consumo total de energia em 2018, segundo dados do Balanço Energético Nacional. Em pesquisa de campo recente financiada com recursos do projeto META apoiado pelo Banco Mundial, sobre potencial de eficiência energética em segmentos industriais energointensivos realizada entre os anos de 2017 e 2018, apurou-se a existência de um potencial da ordem de 5 milhões de tep, fortemente concentrado em aplicações para uso térmico.

No campo das políticas/mecanismos existentes com vistas ao aproveitamento desses potenciais de eficiência energética na indústria, se podem destacar como principais: (i) Índices mínimos de motores e transformadores de distribuição; (ii) Etiquetagem de motores, bombas e transformadores de distribuição; (iii) Programa de Eficiência Energética da ANEEL (PEE/ANEEL); (iv) PROCEL Indústria.

Os motores elétricos trifásicos possuem regulamentação de índices mínimos desde 2002 (Decreto nº 4508/2002), tendo sido aprovada em 2017 a revisão para categoria *premium* (nível IE3) e ampliação da abrangência da regulamentação para motores de até 500 CV (Portaria Interministerial Nº1/2017). Estima-se que esses novos índices devam gerar uma economia acumulada de 11,2 TWh entre 2019 a 2030 (PROCEL, 2018).

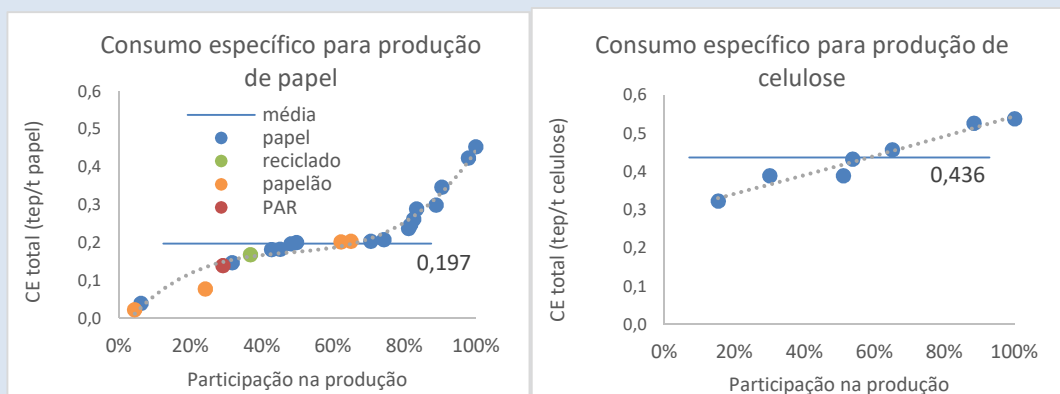
No que tange ao PEE/ANEEL, desde 2015 foram investidos R\$ 7,6 milhões em 6 projetos na indústria, estimando-se ganhos de eficiência da ordem de 133 GWh/ano (ANEEL, 2019).

No âmbito do PROCEL Indústria, por sua vez, por meio da nova governança instituída pela Lei nº 13.280, de 2016, têm-se ampliado a atuação do programa junto ao setor industrial e às micro e pequenas empresas, por meio do Plano de Aplicação de Recursos (PAR), o qual tem viabilizado o apoio a importantes programas. Como exemplos, pode-se mencionar o Programa Aliança, parceria com a CNI e o SENAI/DN, que já obteve, em 2018, economia de 42 GWh/ano com ações de eficiência energética implementadas em quatro indústrias energointensivas, bem como a ampliação do Programa Brasil Mais Produtivo, coordenado pelo Ministério da Economia, criando a componente de Eficiência Energética, a qual deve promover o atendimento a 300 pequenas e médias empresas industriais para a adoção de práticas de eficiência energética em seus processos produtivos. Como novas medidas, planeja-se investir em projetos e programas relacionados a incentivar a adoção de Sistemas de Gestão de Energia (SGE) pelo setor industrial, observados os princípios da Norma ISO 50001 – Sistema de Gestão de Energia. A implementação de tais sistemas é considerada uma das ações-chave para a eficiência energética na indústria. Muitas das medidas identificadas nas revisões energéticas apresentam baixo ou nenhum investimento e resultam na redução dos custos operacionais da empresa, do consumo de energia e das emissões de GEE e em ganhos de produtividade.

BOX 9.3 – INDICADORES DE CONSUMO ENERGÉTICO E “BENCHMARKING”

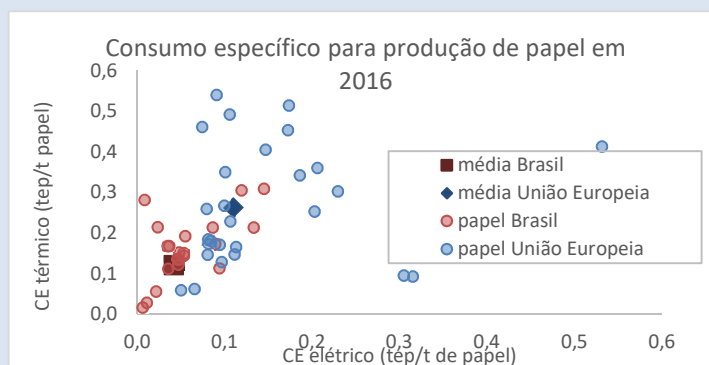
A utilização de indicadores de consumo energético é uma ferramenta valiosa para avaliação comparativa de desempenho de cada setor no Brasil (como também de plantas industriais específicas) em relação ao que ocorre em outras partes do mundo. Há de se destacar, contudo, que as comparações devem ser suportadas por meio de informações complementares que permitam considerar aspectos como realidades nacionais locais, classificações setoriais adotadas, grau de heterogeneidade dos produtos, entre outros.

Pode-se ilustrar essa questão tomando o caso da indústria brasileira de papel e celulose como exemplo. Os gráficos abaixo exibem a dispersão de consumos específicos de energia para a produção brasileira dos produtos dessa indústria. Tanto no caso da produção de papel quanto de celulose, as diferenças nos indicadores podem estar relacionadas tanto aos tipos de produto produzidos, quanto a diferenças específicas no desempenho energético de cada planta.



Fonte: Elaboração EPE a partir de Qualitec-Applus (2018)

Quando comparados aos indicadores observados na produção de papel na União Europeia, observa-se que em termos médios, o consumo específico médio no Brasil mostra-se inferior ao observado na União Europeia, o que preliminarmente sinaliza melhor posicionamento brasileiro dessa indústria no que tange ao desempenho energético.



Fonte: Elaborado a partir de EPE (2018) e Odyssee Database

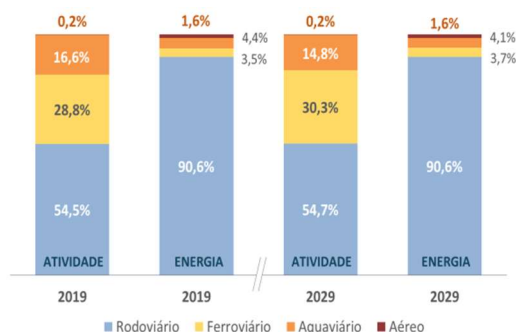
A despeito dos indicadores positivos na indústria brasileira de papel e celulose, identificam-se diversas oportunidades de eficiência energética, que envolvem troca de motores elétricos, instalação de capota de alto rendimento, melhorias em sistemas de geração de vapor (por exemplo, com redução de perdas de vapor e recuperação de condensado, sistemas de controle de combustão e nos economizadores) e que indicam ser possível efficientização adicional desse setor da ordem de 4,5% (Qualitec-Applus, 2018).

SETOR DE TRANSPORTES

No horizonte do PDE 2029, a projeção de crescimento da demanda energética de transportes indica evolução, em média, de 2,4% a.a. entre 2019 e 2029. Diante da representatividade desse setor no consumo energético no Brasil, os ganhos de eficiência energética exercem papel importante como fonte de atendimento. Nesse sentido, ações como melhorias tecnológicas em motores, penetração de novas tecnologias automotivas (entre elas, híbridas), aumento de participação de modais menos energointensivos, além de mudanças culturais no uso de transporte individual que impactam padrões de uso e o nível de ocupação dos veículos, por exemplo, têm demonstrado algum potencial de disseminação no horizonte do Plano.

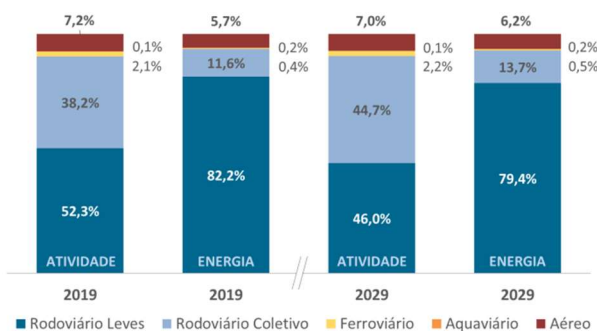
Assim, no transporte de cargas, a leve alteração na distribuição dos modos até 2029 (Gráfico 9-7) e dos ganhos de eficiência energética obtidos a partir da implementação de projetos de infraestrutura, como a Ferrovia Norte-Sul, no período permitem compensar o crescimento da demanda de energia devido ao crescimento da atividade (t-km), de modo que, em termos energéticos, a estrutura de consumo de energia permanece similar à observada em 2019. Vale destacar que, apesar da crescente participação do modo ferroviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética do setor de transportes total. Ressalta-se que a demanda do transporte de carga continua muito concentrada no uso do óleo diesel, já que não se projeta, no horizonte do presente estudo, um amplo desenvolvimento de projetos em fontes substitutas para veículos pesados.

Gráfico 9-7 – Participação dos modos na atividade (t.km) e demanda energética (tep) do transporte de cargas



No que tange ao transporte de passageiros, por sua vez, os ganhos de eficiência energética são representados através de avanços na eficiência energética de veículos de transporte de passageiros⁵⁷, como também ao aumento da importância do modo rodoviário coletivo (Gráfico 9-8) e a implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema. Destacam-se ainda, mecanismos como o PBE Veicular e Rota 2030, como importantes vetores de indução para penetração mais acelerada de tecnologias automotivas mais eficientes no mercado brasileiro.

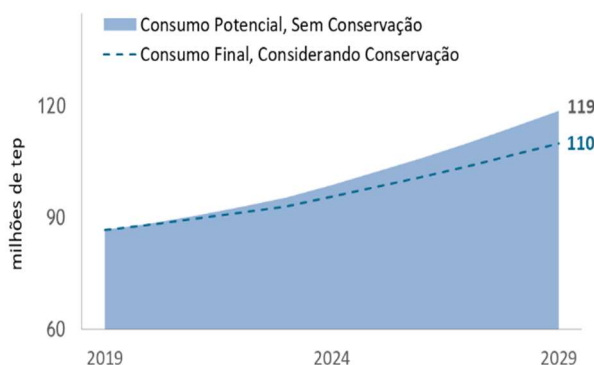
Gráfico 9-8 – Participação dos modos na atividade (p.km) e consumo energético (tep) do transporte de passageiros



⁵⁷ Apesar de um aumento da qualificação da frota de coletivos (equipados com ar-condicionado) estar associada a uma redução da eficiência energética, a projeção indica um aumento da mesma. Isso decorre do fato de ônibus mais modernos estarem equipados com controles automáticos, como o de tração e de frenagem. Além disso, projeta-se a introdução de novas tecnologias híbridas, e a redução de congestionamentos pela priorização dada ao transporte coletivo.

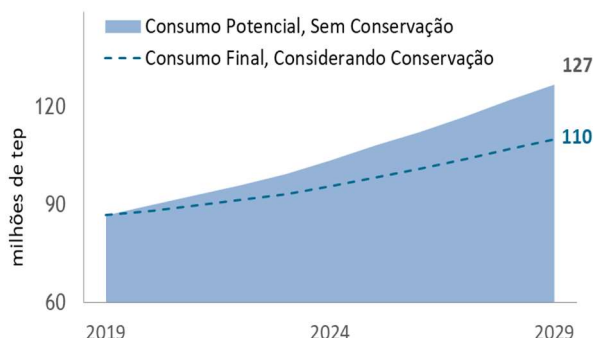
Como resultado, considerando-se somente a eficiência energética associada a cada modo de transporte (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso) o setor realiza ganhos da ordem de 7% em 2029, como se pode observar no Gráfico 9-9.

Gráfico 9-9 - Ganhos de eficiência dos modos de transporte



Adicionalmente, ao se avaliarem os ganhos de eficiência sistêmica (para isso, mantendo-se a mesma taxa de crescimento para a atividade, preservando a mesma distribuição modal e mesma eficiência energética do ano base), estimam-se ganhos de eficiência energética da ordem de 17 milhões de tep, ou 13% do total em 2029 (Gráfico 9-10). Tais ganhos estão associados principalmente à substituição por modos de transporte menos energo-intensivos, que consomem menos energia por passageiro-quilômetro transportado.

Gráfico 9-10 - Ganhos de eficiência sistêmica do setor transportes



EDIFICAÇÕES

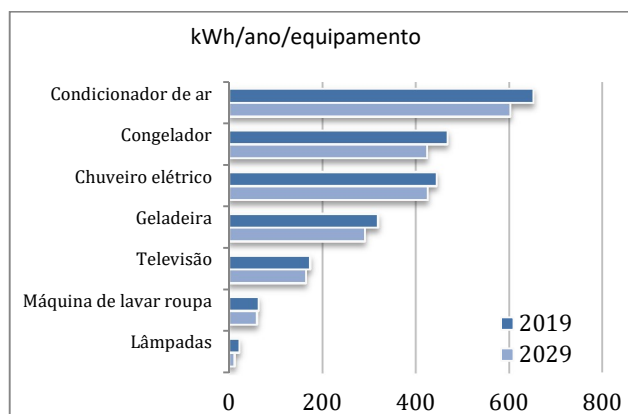
O setor de edificações é o maior consumidor final de energia elétrica, responsável por 51% da eletricidade e 16% da energia total, que considera a eletricidade e os combustíveis.

RESIDENCIAIS

A eletricidade, o GLP, o gás natural e a lenha são as principais fontes de energia utilizadas nas residências brasileiras. Entretanto, a eletricidade é identificada como a fonte que apresenta a maior oportunidade de conservação de energia nas residências no horizonte do PDE 2029.

Neste PDE, estima-se que o estoque de eletrodomésticos em poder das famílias aumente, devido principalmente à elevação da renda média e do número de novos domicílios. Os equipamentos novos apresentarão maior eficiência energética, como consequência das regulações e políticas de promoção à eficiência energética, e do desenvolvimento tecnológico induzido pelo mercado. Assim, a introdução de equipamentos novos reduz o consumo médio de eletricidade do estoque – como mostrado no Gráfico 9-11 – e, consequentemente, contribui para a conservação global de energia no setor.

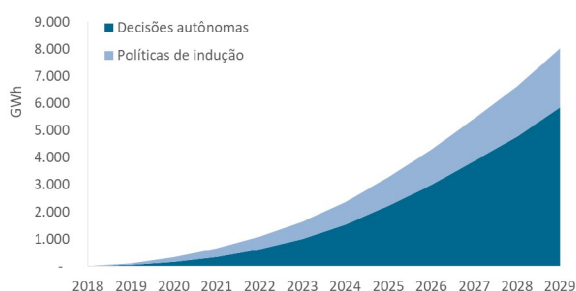
Gráfico 9-11 - Consumo médio por equipamento



O Gráfico 9-12 indica que a maior parte da energia conservada nas residências é o resultado de decisões autônomas dos agentes, decorrente da própria dinâmica e competitividade dos mercados, no caso da indústria, e da análise custo-benefício realizada pelos consumidores ao adquirir um equipamento, por exemplo. Contudo, políticas de

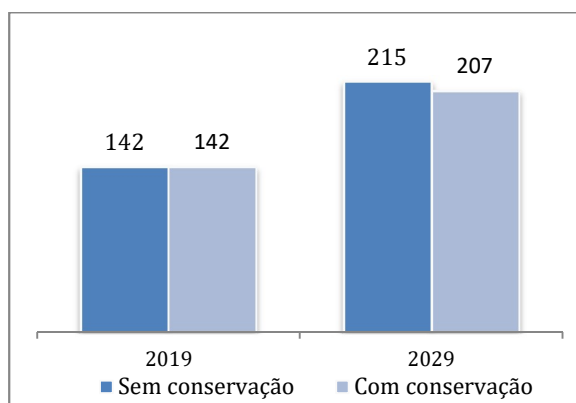
indução à eficiência energética de equipamentos residenciais, anunciadas e publicadas pelo governo e que serão totalmente implementadas nos primeiros anos do horizonte de análise desse Plano, podem gerar efeitos ao longo do tempo. Especificamente, a revisão de índices mínimos de eficiência energética dos equipamentos de ar condicionado, refrigerador e congelador – estabelecidos pelas portarias interministeriais MME/MCTIC/MDIC 1 e 2 de julho de 2018 – que serão implementados até 2021.

Gráfico 9-12 - Consumo evitado de energia elétrica nas residências



Assim, estima-se que a conservação de energia elétrica nas residências possa atingir 8 TWh em 2029, correspondente à 3,7% do consumo total de eletricidade nas residências no mesmo ano, como sugerido no Gráfico 9-13. Cabe ressaltar que a revisão dos níveis de eficiência energética da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE do PBE,⁵⁸ bem como a implementações de índices mínimos mais ambiciosos - principalmente para os aparelhos de ar condicionado, cuja demanda nos próximos anos pode ser elevada - poderiam contribuir para o aumento da eficiência energética do setor. Além disso, políticas adicionais não contempladas nas estimativas, como a revisão de normas de desempenho de edificações (NBR 15220 e NBR 15575) podem reduzir o consumo de energia nas residências brasileiras, principalmente com condicionamento de ar e iluminação elétrica.

Gráfico 9-13 – Consumo de energia elétrica nas residências (TWh)



Com relação às demais fontes de energia, utilizadas predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água, destacam-se o GLP e o gás natural. No caso do serviço de cocção de alimentos, espera-se a redução do consumo específico dos fogões e fornos em posse das famílias em função do aumento do rendimento médio dos queimadores, sujeitos à etiquetagem compulsória. Entretanto, a elevação da renda das famílias no período pode aumentar o consumo de alimentos que demandam maior quantidade de energia no seu preparo, como as carnes, o que aumentaria o consumo de combustíveis, compensando o ganho de eficiência energética desses equipamentos. Finalmente, com relação ao aquecimento de água, além da expansão do uso de gás natural em substituição aos chuveiros elétricos, espera-se o crescimento da utilização de sistemas de aquecimento solar, cujos padrões de qualidade dos coletores e reservatórios são normalizados pelo PBE.

COMERCIAIS E PÚBLICAS

As edificações comerciais e públicas para efeito da projeção estão inseridas no setor de serviços. De acordo com o BEN 2018 (EPE, 2019), o consumo de energia do setor de serviços corresponde a 5% do consumo final energético do País. A fonte preponderante é a eletricidade, que concentra mais de 92% da energia total consumida nesse setor, em seguida o GLP com 5% e o gás natural com 1% de participação

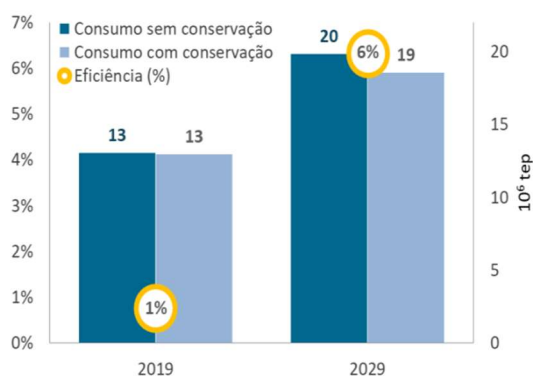
⁵⁸ PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem, coordenado pelo Inmetro

A projeção de conservação de energia no setor de serviços considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 6,5% do consumo projetado em 2029, reduzindo o consumo final para aproximadamente 1,2 milhão de tep nesse ano, que equivale a aproximadamente ao consumo do setor de transporte ferroviário no ano de 2018 (EPE 2019).

Para as projeções realizadas, foi possível estimar a eletricidade conservada no setor de serviços partindo dos ganhos energéticos apurados nas duas últimas edições do Balanço de Energia Útil - BEU (anos bases: 1994 e 2004) e com as políticas vigentes. Na projeção desse PDE foi utilizado o novo modelo de projeção desenvolvido pela EPE que utiliza dados coletados pela pesquisa do setor de serviços para o ano de 2015⁵⁹.

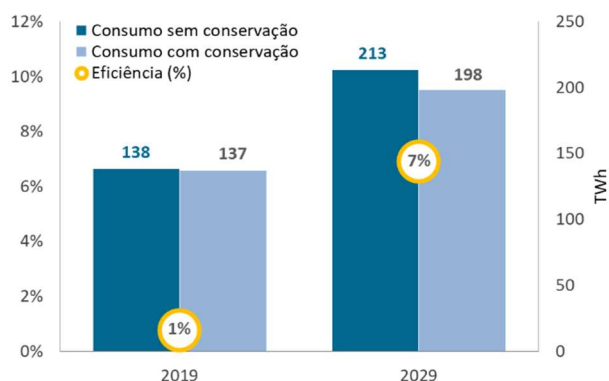
A projeção de conservação de energia no setor de serviços considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 6% do consumo projetado em 2029, reduzindo o consumo final para aproximadamente 1,2 milhão tep nesse ano, que equivale a aproximadamente ao segmento de ferro ligas no ano de 2018 (BEN 2019).

Gráfico 9-14 - Setor de serviços: consumo de energia e conservação de energia



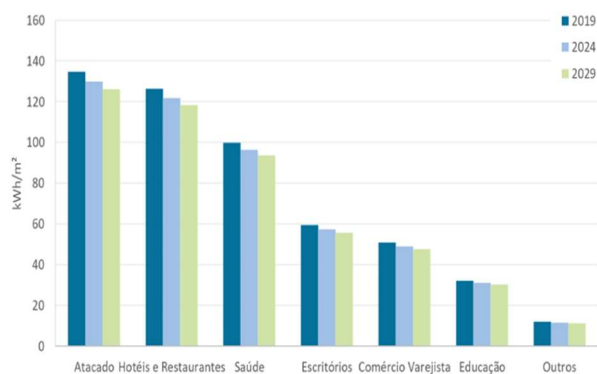
A conservação da energia elétrica foi calculada em 7% do consumo projetado em 2029, reduzindo o consumo final em aproximadamente 15 TWh nesse ano, que equivale a 16% do consumo de eletricidade do setor de serviços ou ao segmento de mineração e pelotização no ano de 2018 (EPE 2019), conforme apresenta o Gráfico 9-15.

Gráfico 9-15 - Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica



O Gráfico 9-16 apresenta a projeção do indicador de consumo de eletricidade por m² para os segmentos selecionados para o setor comercial.

Gráfico 9-16 – Setor comercial: consumo de eletricidade (kWh/m²)



⁵⁹ Esses resultados são referentes ao Projeto Caracterização do Uso de Energia no Setor de Serviços, nível nacional, conforme Contrato nº CT-EPE-012-2014, firmado entre a EPE – Empresa de Pesquisa Energética e a Foco Opinião e Mercado, os recursos são provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento – BIRD, em 1º de março de 2012

BOX 9.4 - ETIQUETAGEM EM EDIFICAÇÕES NO HORIZONTE DO PDE 2029

As projeções nos estudos do PDE 2029 indicam que o consumo de eletricidade no setor comercial sairá de 91 TWh em 2019 para 128 TWh em 2029, o que corresponde a uma taxa média de crescimento anual de 3,4 % a.a. entre 2019-2029. Estima-se que com a eficiência energética, considerando o progresso autônomo e a continuidade dos programas e ações já existentes, atinja-se no final do horizonte uma redução de 6,9% no consumo de eletricidade estimado para 2029.

Um mecanismo que tem-se mostrado importante para o aumento da eficiência energética em edificações, em diversos países, é a sua etiquetagem, classificando-as quanto ao seu consumo energético. O PBE Edifica, componente do Programa Brasileiro de Etiquetagem voltado para as edificações, está em vigor no Brasil desde 2009, em caráter voluntário, tendo concedido 6.295 etiquetas, tanto para projetos quanto para edificações construídas, nos setores residencial e comercial e de serviços até setembro de 2019. Os resultados desse programa em termos de conservação de energia nesse setor são significativos, mas já há consenso no setor de que somente serão efetivamente expandidos caso a etiquetagem de edificações passe a ser obrigatória. Nesse sentido, o CGIEE, por meio do seu Grupo Técnico de Edificações, e com apoio do Procel, solicitou a contratação de estudo para elaboração de um plano de compulsoriedade para a etiquetagem de edificações no Brasil, bem como de avaliação dos impactos regulatórios a serem esperados com a adoção dessa medida. Este estudo está em fase de contratação e trará subsídios para a elaboração de políticas públicas para o setor nos próximos anos.

De modo a estimar uma ordem de grandeza do impacto da adoção de um programa compulsório de etiquetagem em edificações, utilizou-se uma estimativa baseada em estudo realizado para a EPE pela Mitsidi Projetos, em 2018 e apoiado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ), para a mensuração das economias que poderiam ser alcançadas. Dentre as premissas adotadas nesse exercício, incluiu-se a obrigatoriedade da etiquetagem de edificações para novas construções e reformas de edificações comerciais, residenciais e públicas, a ser implementada de forma gradual, com níveis mínimos especificados por tipologia e por etapa, sendo que dentro do horizonte deste PDE a previsão é a entrada da primeira etapa em 2025. O quadro resumo dessas premissas é apresentado na tabela a seguir, e os resultados estimam ganhos de eficiência elétrica da ordem de 2,8 TWh em 2029, equivalente a 0,3% do consumo total de eletricidade no mesmo ano. Deve-se destacar, contudo, que tais resultados são meramente ilustrativos e dão uma noção da ordem de grandeza dos potenciais de eficiência energética que podem ser alcançados por medidas nesse sentido. Reitera-se que os valores obtidos são naturalmente sensíveis às premissas adotadas, e certamente serão diferentes caso outras premissas sejam adotadas. Por fim, deve-se esclarecer que estas estimativas não compõem o cenário adotado para a projeção das reduções alcançadas com medidas de eficiência energética em 2029 neste PDE.

A estimativa do potencial de economia de energia é de 2,8 TWh em 2029, equivalente a 0,3 % do consumo total de eletricidade no mesmo ano. Os impactos calculados estão estimados conforme a tabela a seguir:

Tipologia de edificação	Economia de Energia em 2029	
	GWh	%
Federal	84	0
Outros Públicos	170	0
Comercial	796	0,1
Residencial	1.794	0,2
Total	2.843	0,3

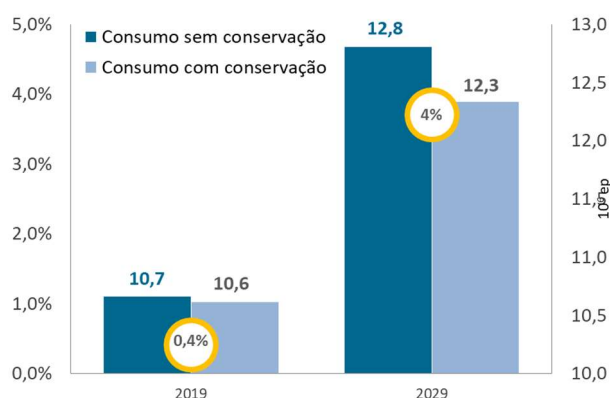
Nota: O percentual do impacto de economia de energia considerou a demanda total do Brasil sem eficiência no mesmo ano.

SETOR DE AGROPECUÁRIA

No setor agropecuário os ganhos de eficiência energética na evolução da demanda desse setor indicam que os efeitos combinados dos progressos tendenciais e induzidos resultam em um abatimento da demanda setorial de energia em torno de 4% ou 475 mil tep em 2029 (Gráfico 9-17), sendo que o grande potencial de economia está concentrado no diesel equivalente (óleo diesel e biometano), com 67% e a eletricidade com 32%.

A contribuição da eficiência energética nesse setor está associada à penetração de motores elétricos e nos sistemas de bombeamento mais eficientes com a maior participação da irrigação nos cultivos.

Gráfico 9-17 - Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética



9.3 Micro e Minigeração Distribuída

A modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD)⁶⁰ cresceu e não se pode mais dizer que representa um mercado pequeno no País. Em junho de 2019 a marca de 1 GW foi atingida, superando as expectativas que o setor tinha para a modalidade. Como comparação, no ano de 2018 foram instalados cerca de 400 MW de MMGD, o que representa a mesma capacidade adicionada em térmicas a gás natural, duas vezes o que foi instalado em térmicas a bagaço de cana ou, ainda, três vezes a capacidade instalada de PCHs no mesmo ano.

A disponibilidade de elevado potencial de fontes renováveis, qualidade dos recursos energéticos nacionais, o alto valor das tarifas de eletricidade para os consumidores e um modelo de compensação de créditos extremamente favorável, tornou o investimento de geração própria bastante rentável no Brasil. Isso levou não apenas consumidores residenciais, mas também grandes

redes varejistas, bancos e indústrias a investirem em sistemas de MMGD, locais e remotos.

O grande volume de instalações recentes aciona um alerta quanto à sustentabilidade da manutenção das regras atuais da REN 482. As distribuidoras têm custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e o gerador de MMGD, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos (ele continua fazendo uso da rede). Logo, os custos fixos são repassados aos demais consumidores, através de aumentos na tarifa.

Uma análise internacional mostra que essa revisão da regulamentação da MMGD está ocorrendo em diversos países, e não apenas no Brasil. Diversos países reduziram ou extinguiram as tarifas-prêmio pagas aos geradores pela energia injetada na rede. Outros países instituíram uma cobrança fixa mensal aos geradores ou passaram a cobrar uma tarifa de demanda desses consumidores para arcar com os

⁶⁰ Considera apenas os empreendimentos de geração elétrica no âmbito da Resolução Normativa n° 482/ANEEL, que participam do sistema de compensação de energia. Não inclui o parque existente de geradores a diesel que funciona em horários de tarifa de ponta e não inclui a geração distribuída que pode ser contratada via Valor de Referência Específico (a critério das distribuidoras).

custos fixos da rede. Adicionalmente, cabe destacar que tais alterações estão sendo praticadas internacionalmente não apenas com o foco na geração distribuída, mas sob um contexto mais amplo de modernização do setor elétrico, que busca permitir a inserção de outros recursos energéticos distribuídos (baterias, resposta da demanda e veículos elétricos, por exemplo) de forma mais eficiente.

No Brasil, há especialmente dois processos de revisão de regulamentação com impactos sobre a MMGD que estão sendo promovidos pela ANEEL. Um deles é o da revisão da REN 482, que trata especialmente do mecanismo de compensação de energia. O outro é sobre o modelo tarifário da baixa tensão, o que afeta todos os consumidores atendidos nessa tensão, mas também tem impactos nos micro e minigeradores.

Na visão da EPE, conforme detalhado na sua contribuição da Audiência Pública nº 001/2019 – ANEEL, apesar da importância da revisão da REN 482, esse processo resolve apenas parte do problema de transferência de custos entre os consumidores. A adequada cobrança pelo uso da rede dos micro e minigeradores passa pela definição de uma tarifa binômia com medição de demanda para estes consumidores. Portanto, a aplicação da tarifa binômia é um passo importante para a adequada sinalização econômica aos micro e minigeradores.

Nesse sentido, as projeções realizadas para o caso de referência do PDE 2029 contemplam as seguintes premissas regulatórias:

- Novo mecanismo de compensação para MMGD com entrada em vigor em 2021. Para sistemas locais, foi considerado que as parcelas da tarifa FIO A, FIO B e TUSD Encargos não seriam passíveis de compensação. Na visão da EPE, são custos mantidos com a injeção da GD, e, portanto, não deveriam fazer parte da compensação. Para sistemas remotos, foi utilizado o mesmo tratamento dos sistemas locais com a retirada adicional da parcela TUSD Perdas⁶¹.

Por se tratarem de sistemas remotos, não se pode afirmar que há uma redução de perdas com a entrada da MMGD. Inclusive, pode haver um aumento nas perdas elétricas. Portanto, é prudente desconsiderar a parcela de perdas na compensação de sistemas remotos.

- Aplicação de tarifa binômia para os novos micro e minigeradores a partir de 2022. Foram consideradas as parcelas FIO A e FIO B como componentes que deixariam de ser cobradas volumetricamente, e, portanto, não seriam passíveis de compensação com a MMGD.

As duas premissas estão alinhadas com as contribuições da EPE nas Audiências Públicas da ANEEL que tratam dos temas e também funcionam como premissas de segurança para o planejador. Caso seja mantido o modelo de compensação integral e tarifas monômias, haverá uma maior inserção de MMGD. No entanto, se o planejador “contar” com essa energia e a alternativa de menor inserção se realizar (com binômia e compensação parcial), o País pode ter problemas de suprimento de energia centralizada.

Foi utilizado o modelo 4MD para fazer as projeções da MMGD no PDE 2029. É um modelo de Bass desenvolvido pela EPE em 2015 e que vem sendo aperfeiçoado e ampliado para incluir mais setores de consumo, fontes e cenários regulatórios. Mais detalhes sobre o 4MD podem ser encontrados em nota técnica específica publicada conjuntamente com o PDE 2029.

RESULTADOS

O resultado do modelo indica que em 2029 haverá 1,3 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída⁶², totalizando 11,4 GW, que exigirão quase R\$ 50 bilhões em investimentos ao longo do período. Em termos de energia, a capacidade instalada deve contribuir com uma geração de 2.300

⁶¹ Correspondente à Alternativa 3 para sistemas locais e Alternativa 4 para sistemas remotos, apresentadas pela ANEEL na Audiência Pública 001/2019

⁶² Conforme a metodologia utilizada, um adotante é quem recebe créditos de micro ou minigeração, e não o número de sistemas de geração.

MW médios, suficiente para atender 2,3% da carga total nacional no final do horizonte.

Entre as tecnologias de MGD, 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, perspectiva de 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.

O resultado consolidado da projeção da micro e minigeração distribuída é apresentado no Gráfico 9-18 e no Gráfico 9-19.

O crescimento nos primeiros anos apresentado no PDE 2029, quando comparado com o PDE 2027, é reflexo da maior velocidade de atuação que o mercado tem se realizado recentemente, sobretudo pela “corrida” antes das possíveis alterações previstas na regulamentação. Nos anos após a revisão da REN 482 e a aplicação da tarifa binômica há um crescimento reduzido no mercado, mas a expectativa é de que haja uma recuperação na segunda metade do período decenal.

Gráfico 9-18 – Projeção da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída

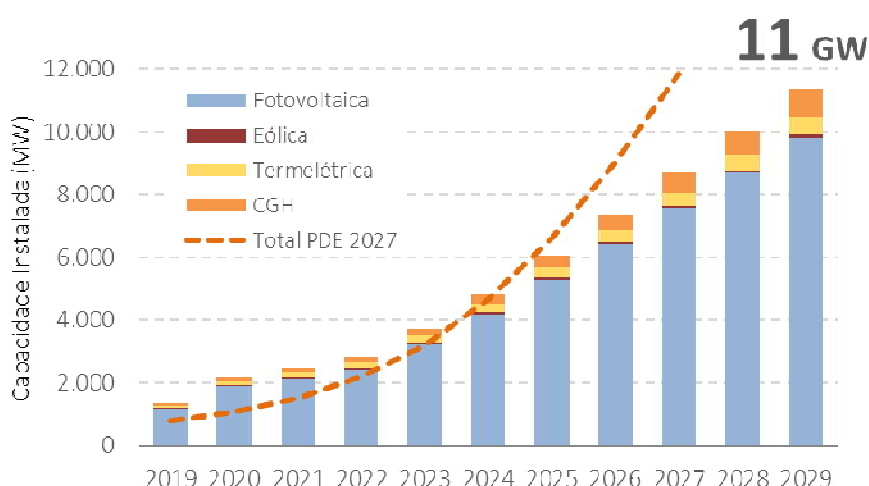
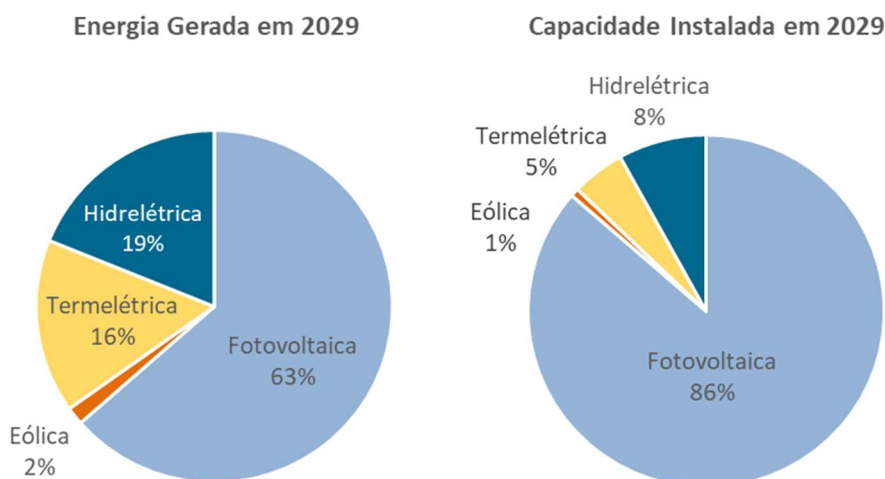


Gráfico 9-19 - Potência e Energia por fonte em 2029 na trajetória de referência

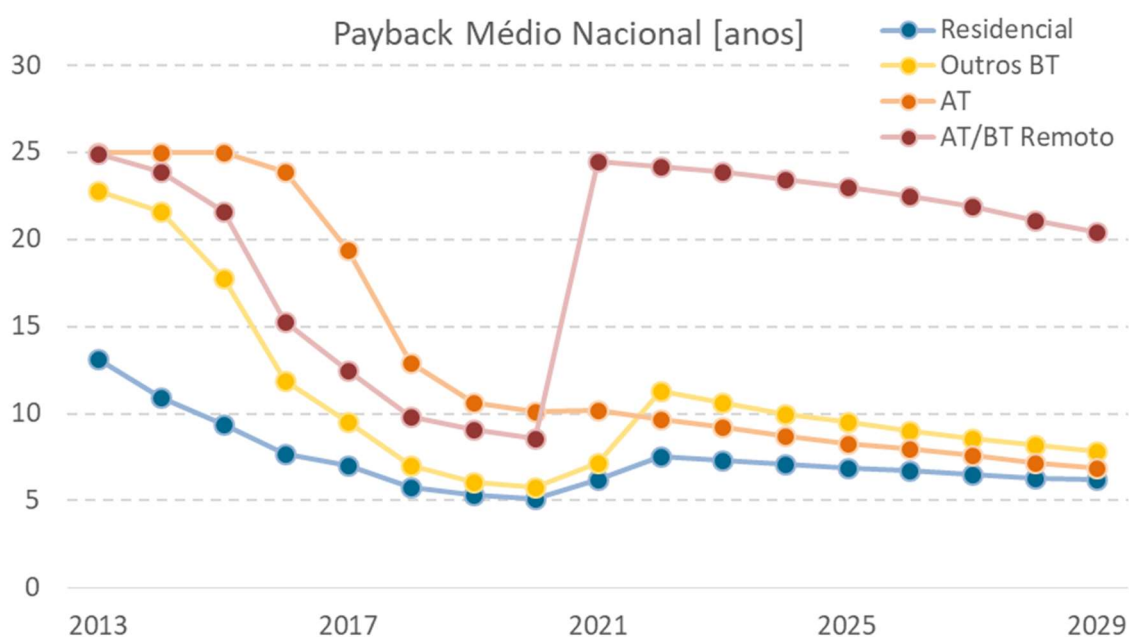


Dessa forma, a aplicação de uma tarifa binômia na Baixa Tensão (BT) não afetava esse segmento. Portanto, no PDE 2027 havia grande incremento de potência oriunda desses consumidores. No entanto, foi verificado que grande parte dos sistemas cadastrados como Alta Tensão (AT) na ANEEL, na verdade são geradores que geram créditos remotamente para unidades de BT. Assim sendo, foram separados os dois segmentos, verificando-se o impacto negativo na atratividade dos investimentos em geração remota de AT.

O Gráfico 9-20 mostra que desde 2013 houve grande redução no tempo de retorno do investimento em MMGD FV. Com as premissas de mudança na

regulamentação, estima-se o retorno para os segmentos Residencial e Outros BT retorne para níveis parecidos com os de 2017. Para o segmento de AT local, as mudanças na regulamentação pouco interferem na atratividade porque esse consumidor já paga tarifa binômia. A modalidade mais impactada negativamente é a de geração remota em AT com compensação em BT. Esses resultados, segundo a metodologia utilizada, explicam em grande parte a distribuição da capacidade instalada nos próximos anos. É esperado um aumento da participação do setor Residencial e AT, e uma diminuição dos segmentos Outros BT e AT/BT Remoto.

Gráfico 9-20 - Histórico e Projeção do *payback* médio para diferentes tipologias de MMGD FV

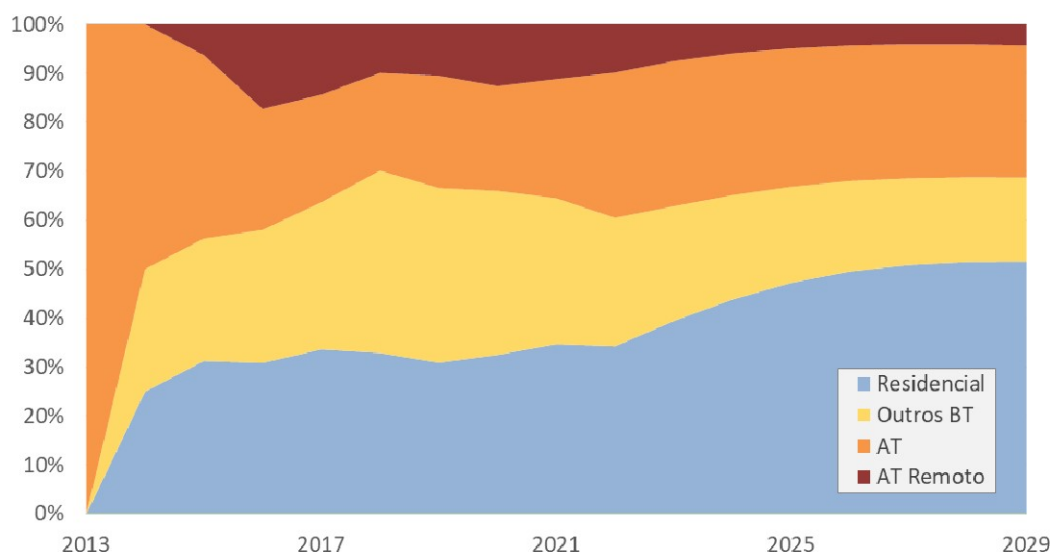


Nota: Em função do perfil dos adotantes, para o setor residencial foi considerado o *payback* simples, enquanto que para as demais modalidades o *payback* descontado

Cabe destacar que mesmo com as alterações regulatórias assumidas, que trarão maior sustentabilidade para o setor, o mercado de MMGD deve atingir montante expressivo no final do horizonte. A perda momentânea na atratividade deve

ser compensada por reduções de custo da tecnologia e inovações financeiras e em modelos de negócio, que permitirão aumentar a capilaridade e a eficiência dos investimentos em MMGD.

Gráfico 9-21 – Histórico e Projeção de Capacidade

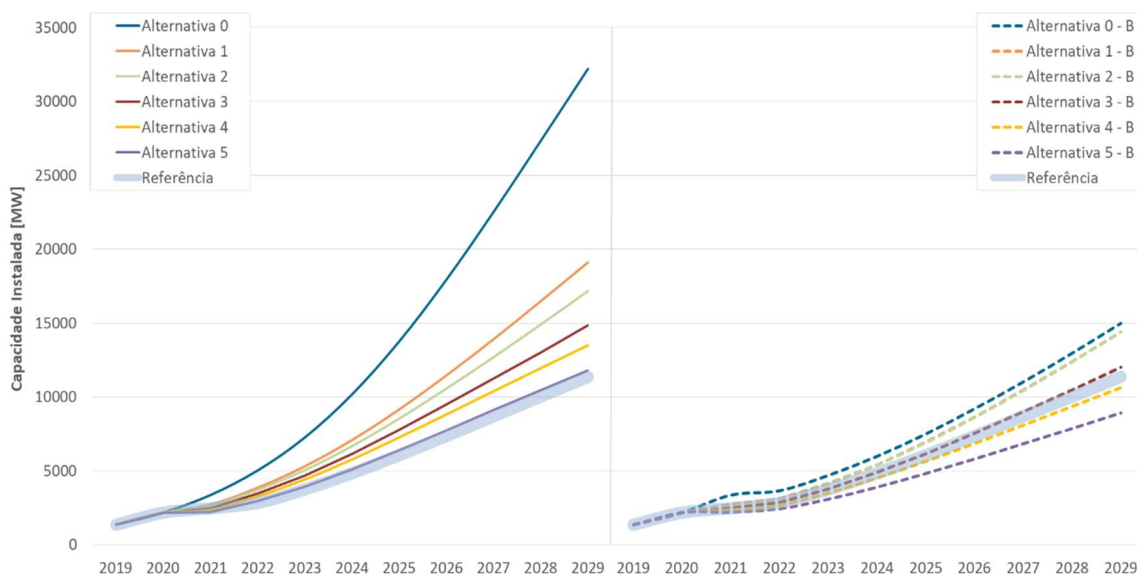


ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: EFEITOS DAS MUDANÇAS NA REN 482

As discussões acerca da aplicação de uma tarifa binômia aos consumidores ligados à Baixa Tensão (BT) e a alteração do modelo de compensação de energia para MMGD têm se intensificado recentemente. Os dois temas estão na agenda regulatória de 2019 da ANEEL, e o resultado impactará a adoção da MMGD no País. As mudanças

defendidas pela EPE fazem parte da trajetória de referência do PDE 2029, mas dadas as incertezas do processo, a EPE realizou algumas simulações adicionais com diferentes alternativas de compensação e aplicação ou não de tarifa binômia. Os resultados variam de 9 GW a 32 GW, a depender da combinação regulatória.

Gráfico 9-22 – Sensibilidade Regulatória na Projeção de Micro e Minigeração Distribuída



Nota: Alternativas de compensação conforme AP 001/2019 – ANEEL aplicadas em 2021. Casos “B” indicam tarifa binômia (FIO A e FIO B) aplicada em 2022.

9.4 Armazenamento Atrás do Medidor

O armazenamento de eletricidade pode ser aplicado em diferentes elos do setor elétrico, com diferentes propósitos, conforme a Figura 9-1. As aplicações em unidades consumidoras conectadas à

rede estão destacadas em verde, sendo as baterias a principal tecnologia de armazenamento para esse segmento.

Figura 9-1 Serviços que podem ser supridos pelo armazenamento de eletricidade

Serviços sob demanda	Serviços Ancilares	Infraestrutura de Transmissão	Infraestrutura de Distribuição	Gestão de Serviços	Off-grid	Setor de Transportes
Arbitragem	Regulação de Frequência	Upgrade	Upgrade	Qualidade da Energia	Sistemas solares em casa	Veículos elétricos
Suprimento de capacidade	Reserva Girante	Alívio de congestionamento	Suporte de Tensão	Confiabilidade da Energia	Mini-grids: Estabilidade	
	Suporte de Tensão			Gestão da curva de carga	Mini-grids: Compartilhamento	
	Black start			Gestão da demanda		
				Autoprodução		

Fonte: International Renewable Energy Agency (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.⁶³ 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*.

OPORTUNIDADES NO BRASIL

No Brasil, o uso de baterias ainda é pouco utilizado em função do seu elevado custo e das poucas possibilidades de aplicação com retorno financeiro e ainda de questões ambientais relacionadas à sua utilização (entre as quais, o descarte, a reciclagem). Como referência, uma bateria residencial de íon-lítio custa em 2019 aproximadamente R\$ 4.000,00/kWh. No entanto, dadas as expectativas de redução de custo da tecnologia, a EPE buscou avaliar neste PDE as perspectivas para sua entrada no horizonte do Plano.

⁶³ 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.

Dado o arcabouço regulatório vigente e suas perspectivas, se enxergam três possibilidades de uso principal para baterias em unidades consumidoras no horizonte decenal, que serão discutidas em mais detalhes na sequência.

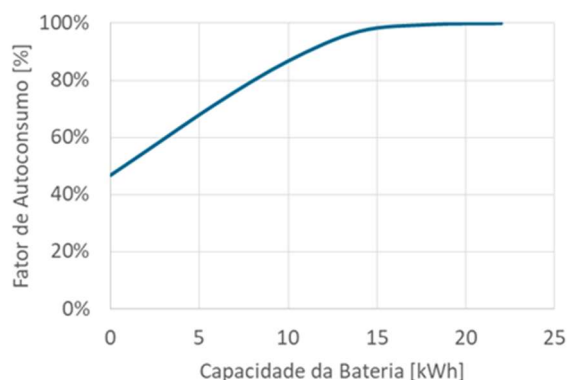
- i. Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída;
- ii. Mudança para a tarifa branca;
- iii. Substituição da geração diesel na ponta na MT.

AUMENTO DO AUTOCONSUMO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

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. No entanto, conforme discutido no capítulo de micro e minigeração distribuída (MMGD), há perspectivas de alteração no modelo de compensação que criariam uma diferença entre a tarifa de consumo e a tarifa de injeção de energia. Ou seja, haveria maior atratividade para quem consumisse imediatamente a energia gerada, ao invés de injetá-la na rede. Logo, as baterias teriam o papel de armazenar parte da energia gerada que seria injetada, para consumo posterior.

Como exercício, a EPE fez uma simulação horária no software System Advisor Model (SAM) de um consumidor residencial genérico, com um consumo médio de 720 kWh/mês e um sistema FV de 3,8 kW, localizado na área da Cemig, onde há grande número de sistemas de MMGD instalados. Em primeiro lugar, foi simulado o percentual de autoconsumo de acordo com tamanho da bateria (Gráfico 9-23).

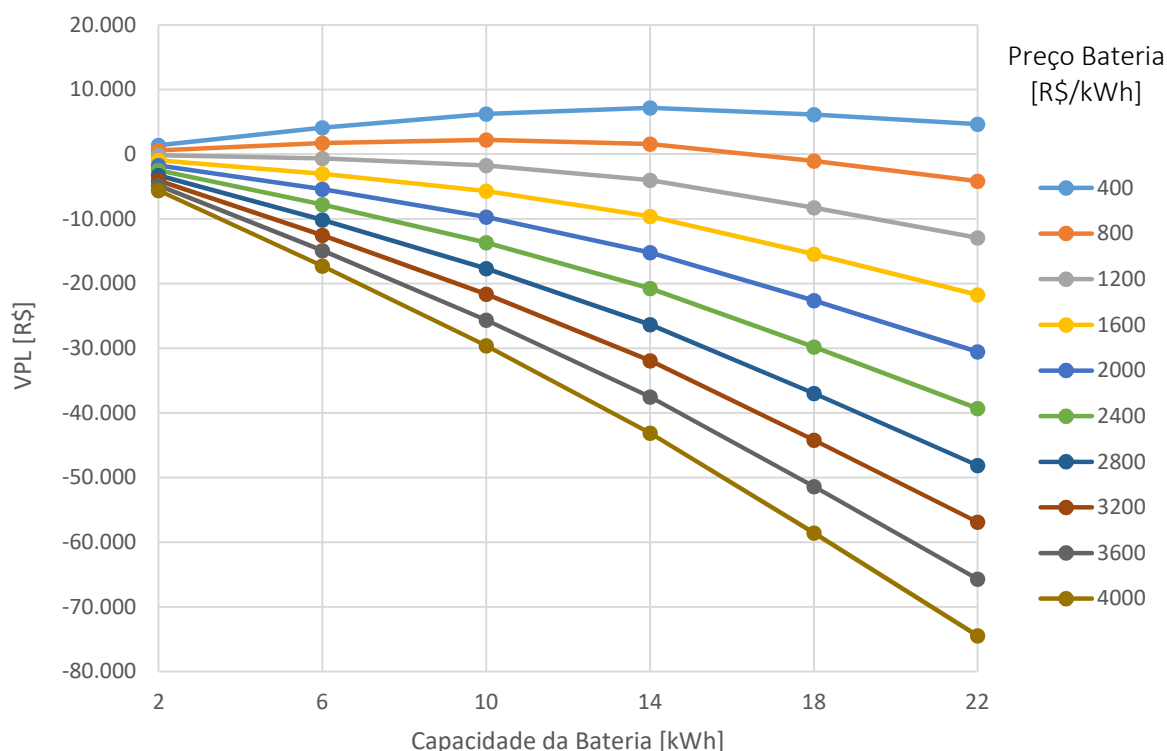
Gráfico 9-23 – Capacidade da Bateria versus Autoconsumo da MMGD



Como pode ser visto, para o caso simulado, há um ganho de autoconsumo crescente, até atingir a saturação em torno de 15 kWh. No entanto, há que se avaliar o trade-off entre o ganho com autoconsumo e o custo adicional da bateria.

Foi adotada para o cálculo uma situação na qual as parcelas da tarifa FIO A, FIO B e TUSD Encargos não seriam passíveis de compensação. Não foi considerada a aplicação de tarifa binômica para esse caso. Dessa forma, foram consideradas as tarifas com impostos de 2018 que equivalem a R\$ 0,90/kWh para compra de energia e R\$ 0,48/kWh para a energia injetada na rede. Uma taxa de desconto real de 6% a.a. foi utilizada. Os resultados são apresentados no Gráfico 9-24.

Gráfico 9-24 – VPL do Investimento em Baterias com Aumento do Autoconsumo da Microgeração



Como pode ser observado, somente a preços na faixa de R\$ 800/kWh que o investimento teria retorno positivo. Atualmente, o preço está na faixa de R\$ 4000/kWh e, com base na literatura (Schmidt et al., 2019), se espera uma redução no preço de 7,6% a.a., o que levaria o preço para R\$ 1.800,00/kWh em 2029. Portanto, ainda estaria acima do necessário para a viabilidade. Caso seja aplicada a tarifa binômia, há uma piora na viabilidade e em nenhum caso há retorno positivo.

MUDANÇA PARA TARIFA BRANCA

A modalidade de Tarifa Branca é opcional para os consumidores atendidos em BT e se caracteriza por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia. O posto tarifário ponta consiste em três horas consecutivas definidas por cada distribuidora, com exceção de sábados, domingos e feriados; o posto tarifário intermediário consiste nas horas adjacentes ao período de ponta; e o posto tarifário fora de ponta são as demais horas.

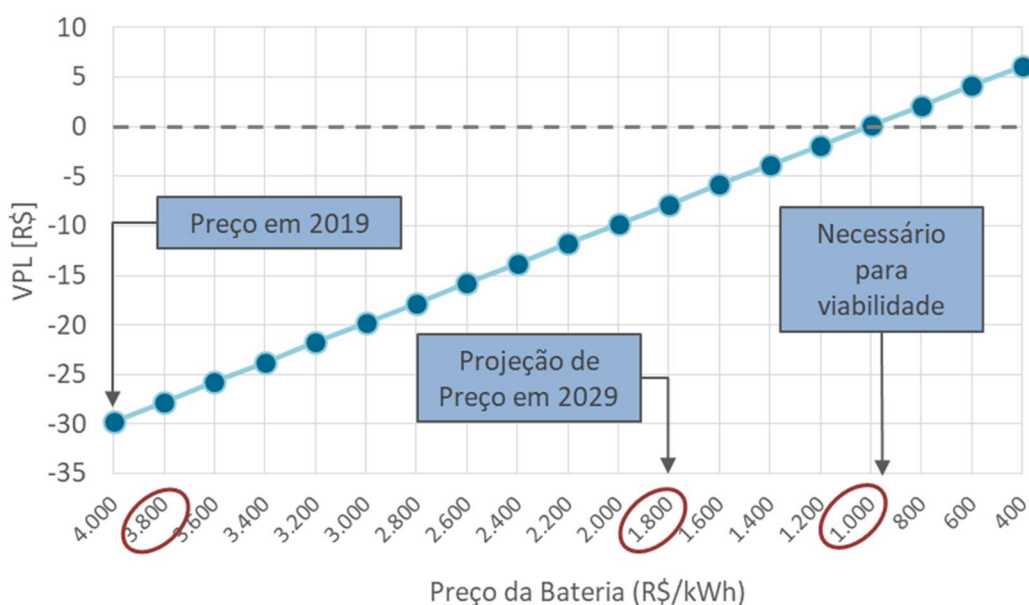
Portanto, a bateria poderia ser carregada no período Fora de Ponta (FP) e fornecer energia ao consumidor nos períodos de tarifas mais elevadas – Tarifa Intermediária (TI) e Tarifa de Ponta (TP). Logo, o ganho dessa modalidade consiste basicamente da diferença entre a Tarifa Convencional (TC) e a Tarifa FP da Tarifa Branca. No entanto, a diferença entre as duas tarifas é relativamente baixa (aproximadamente entre R\$ 0,08 a R\$ 0,20/kWh, a depender da distribuidora), o que dificulta a viabilidade de um investimento em baterias.

Como exercício, a EPE fez uma simulação horária no software System Advisor Model (SAM) de um consumidor residencial com um consumo médio de 720 kWh/mês, localizado na área da ENEL RJ, onde há uma das maiores diferenças entre TC e TFP no Brasil (R\$ 0,20/kWh). Ou seja, onde o investimento em bateria seria mais atrativo. Foi considerada uma bateria de 10 kWh/10 kW, disponível para venda no mercado brasileiro a um preço aproximado de R\$ 4.000,00/kWh.

No exercício realizado, considerando uma taxa de desconto real de 6% a.a., o VPL do investimento foi de aproximadamente R\$ 30 mil negativos. Considerando uma redução no preço de 7,6% a.a. (Schmidt et al., 2019), em 2029 o preço da bateria cairia para R\$ 1.800,00/kWh. No entanto, ainda não

seria suficiente para tornar atrativo o investimento. Como aponta o Gráfico 9-25, o preço da bateria precisaria cair para algo em torno de R\$ 1.000,00/kWh para que o investimento se tornasse viável.

Gráfico 9-25 – VPL do investimento em baterias com tarifa branca



SUBSTITUIÇÃO DA GERAÇÃO DIESEL NA PONTA

No Brasil, há grande quantidade de consumidores comerciais e industriais atendidos em alta tensão que fazem uso de motogeradores a diesel no horário de ponta para evitar as tarifas elevadas praticadas nesse período. Conforme análise da EPE (2015), pode haver cerca de 9 GW de geradores dessa natureza em operação diariamente no país no horário de ponta.

Portanto, o uso de baterias pode ser utilizado para “comprar” energia no período fora de ponta e utilizá-lo no período de ponta, em substituição ao diesel. Adicionalmente, é possível mencionar que

além dos ganhos econômicos, há externalidades positivas com a substituição do diesel. Do ponto de vista do consumidor, a operação de geradores diesel traz muitas vezes o incômodo do ruído gerado e a da logística de constante abastecimento. Na ótica da sociedade, a geração a diesel contribui com a emissão de poluentes em centros urbanos em horários em que a atmosfera já está carregada pela emissão de veículos (hora do *rush*), agravando o problema de saúde pública.

A EPE fez uma análise econômica dessa substituição, considerando as seguintes premissas

Tabela 9.2 – Premissas de cálculo de substituição da geração diesel por baterias

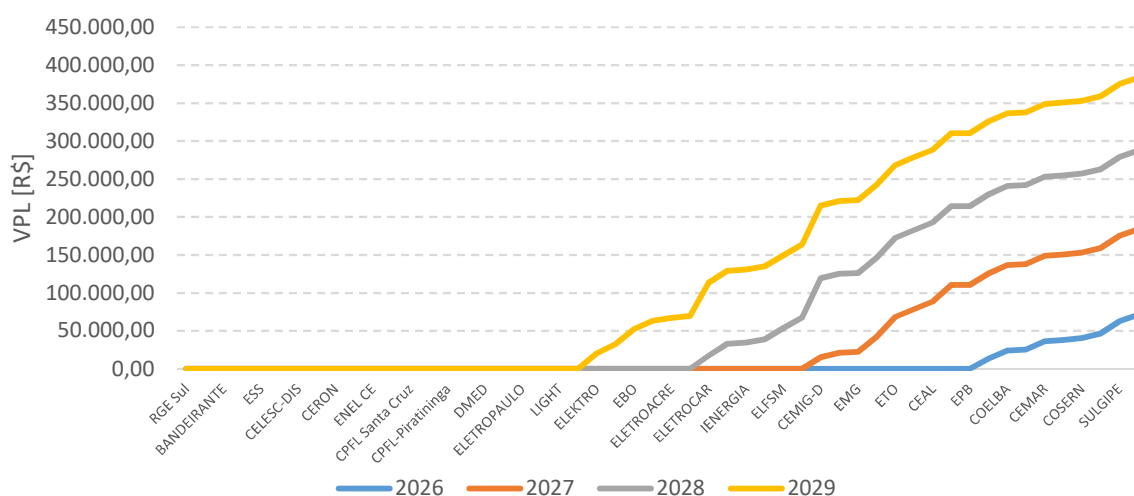
Premissas	Valores	Referência
Tarifas	A4 Verde por UF (2018)	ANEEL
Taxa de Desconto (ano)	8%	
Gerador Diesel		
Potência	350 kW – 438 kVA	
CAPEX (R\$/kW)	1.000,00	
OPEX (R\$/MWh)	25,00	
Consumo Específico (l/MWh)	329	ANEEL REN 801/2017
Preço do Combustível	Junho de 2019	ANP
Funcionamento Diário (h)	3	
Dias Úteis no Ano	255	
Fator de Carga	70%	
Bateria		
Potência (kW)	350	
Energia (kWh)	1050	
CAPEX (US\$/kW) - 3h	930,00	BNEF (2017)
Fator de Nacionalização	1,8	
Dólar/Real	3,90	
CAPEX (R\$/kW) - 3h	6.500,00	
Redução do CAPEX	-7,6% a.a.	Schmidt et al. (2019)
OPEX (R\$/kW/ano)	1,5% do CAPEX	
Eficiência	86%	Schmidt et al. (2019)
Vida Útil (anos)	10	

Para o primeiro caso, foi assumido que o consumidor já possui o gerador diesel pago. Portanto, a bateria proporcionaria somente economia da parcela variável da geração diesel. Nesse caso, o investimento em baterias é inviável em praticamente todo o país ao longo do horizonte decenal.

Por outro lado, se for considerado um consumidor novo, que teria que pagar o CAPEX do

gerador diesel, a situação se altera um pouco (Gráfico 9-26). De qualquer forma, na análise da EPE, dadas as condições de simulação, somente após 2026 é que o retorno do investimento em baterias supera o retorno do investimento em geração diesel. Cabe ressaltar que o investimento foi baseado em literatura internacional, por faltar de informações sobre equipamentos nacionais na configuração desejadas. Esse é um fator limitante do estudo.

Gráfico 9-26 – Diferença de VPL entre Investimento em Baterias e Diesel



Nota: em distribuidoras com retorno negativo foi zerado o VPL para fins de melhor exibição

Os resultados das simulações demonstram que a viabilidade econômica de investimentos em baterias no Brasil está longe de ocorrer. No entanto, cabem algumas ressalvas: (i) os cálculos foram feitos para alguns casos típicos. Cada consumidor tem um perfil de consumo, e isso pode alterar os resultados da simulação. (ii) as simulações foram feitas com base nas tarifas de eletricidade atuais, com reajuste conforme a inflação. Uma trajetória diferente dessa pode alterar as perspectivas. O mesmo é válido para o preço do diesel; (iii) o mercado de baterias de íon-lítio no Brasil ainda é bastante restrito, havendo pouca opção de fornecedores e equipamentos disponíveis. Uma maior oferta pode reduzir os preços além do esperado; (iv) há alta carga tributária na importação de baterias. O custo aumenta em cerca de 80%, segundo dados de mercado. Portanto, uma alteração dessa condição também pode trazer os preços da bateria para patamares mais próximos da viabilidade.

De toda forma, os resultados são um bom indício de que as baterias ainda estão longe de ser atrativas economicamente. Portanto, no atual momento, a perspectiva para o horizonte decenal é que sua entrada seja ainda marginal, presente em alguns projetos específicos, que estejam considerando outros aspectos, além do econômico na decisão de investimento. Por exemplo, a substituição da geração diesel pode se dar pela redução do ruído, assim como a opção pelas baterias residenciais pode ser movida por um desejo de fonte de backup contra blackouts.

A EPE continuará aprofundando suas análises e monitorando esse mercado para identificar novas oportunidades e tendências no setor.

9.5 Um Visão de Futuro para os Recursos Energéticos

Distribuídos

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) podem ser definidos como aqueles onde as tecnologias de geração ou de armazenamento de energia estão localizadas junto às unidades consumidoras de energia elétrica. Eles envolvem a Geração Distribuída, a Eficiência Energética, a Resposta da Demanda, as Soluções de Armazenamento e os Veículos Elétricos junto com as Infraestruturas de Recarga.

A entrada dos Recursos Energéticos Distribuídos, em conjunto com a digitalização, tem

potencial de revolucionar o setor elétrico brasileiro. No entanto, para permitir que essa revolução ocorra de maneira eficiente, mudanças amplas precisam ser feitas no modelo do setor elétrico brasileiro.

A Figura 9-2 ilustra as peças principais do modelo que a EPE acredita ser adequado para os RED se desenvolverem de forma eficiente no Brasil. Mais detalhes sobre cada proposta podem ser encontrados na sequência e em EPE (2019).

Figura 9-2 - Peças para Promover a Inserção Eficiente dos RED no Brasil



A visão de futuro que a EPE enxerga para os RED é a de eles sejam tratados como um recurso adicional do SIN. Portanto, que haja **isonomia entre recursos centralizados e RED** na competição pelo atendimento dos requisitos elétricos do sistema. Como primeiro passo do processo de aprimoramento, indica-se a necessidade de redução dos subsídios continuados às fontes específicas, existentes atualmente no setor elétrico brasileiro. Embora a existência de subsídios se justifique em alguns casos, por um curto prazo, as distorções de preço provocadas por sua manutenção indiscriminada desequilibram a competição entre os recursos.

Concomitantemente, cabe permitir que os RED participem de mercados competitivos do setor elétrico. Eficiência energética, por exemplo, poderia competir em leilões de energia; resposta da demanda e armazenamento, por outro lado, poderiam participar de **mercados de capacidade e serviços ancilares**. Para que isso ocorra, precisa haver um mercado competitivo para esses serviços. Essa pode

ser uma forma de remuneração adicional para os RED.

Adicionalmente, o bom funcionamento desse modelo sugere a aplicação de **tarifas binômias e dinâmicas** para os consumidores. Estes modelos de tarifação permitiriam a representação mais adequada dos custos de fornecimento e das redes, garantindo a sustentabilidade do serviço de distribuição, ao mesmo tempo em que incentivariam o uso de RED para gerenciar o consumo de energia através do medidor.

A parcela de energia injetada na rede poderia ser ofertada nos mercados regulados, como foi mencionado, mas especialmente no ambiente de contratação livre. Para tanto, a **abertura do mercado** livre deveria permitir consumidores da baixa tensão comprar e vender nesse mercado, inclusive entre si, através de transações *peer-to-peer*.⁶⁴ Essa seria uma forma de ampliar o mercado para a GD e trazer maior competitividade para o consumidor final.

⁶⁴ *Peer-to-peer* consiste em transações de consumidor para consumidor, sem intermediários. A tecnologia *blockchain* é uma das mais utilizadas para tais negociações.

A diferenciação entre recursos centralizados e distribuídos nesse ambiente seria dada com a aplicação de **preços mais granulares** (PLD horário e nodal) extraindo de cada recurso o seu valor para o sistema.

Para lidar com a complexidade desse novo ambiente, o advento dos **agregadores** pode facilitar a participação dos RED em mercados competitivos. Os agregadores são agentes que reúnem diversos RED e formam plantas virtuais, que participam de mercados de eletricidade e são despachadas, conforme a necessidade, pelo agregador. O avanço das tecnologias de comunicação e contratos inteligentes⁶⁵ também têm potencial de diminuir os custos de transação.

Por fim, em termos de infraestrutura, a disseminação de **medidores inteligentes** é fundamental para permitir a interface dos RED com a rede elétrica, enviando e recebendo sinais a todo instante, que permitirão gerenciar de forma eficiente esses recursos. Cabe destacar que aspectos de cibersegurança e privacidade devem ser considerados durante o processo de instalação e operação dos medidores para evitar problemas dessa ordem.

Vale destacar que todas estas mudanças trazem grandes desafios para sua regulamentação e implementação. Porém, é um quadro que precisa ser perseguido como objetivo de desenho do setor elétrico brasileiro para permitir a integração sustentável e eficiente dos RED no País.

9.6 Autoprodução Não Injetada na Rede

Considera-se na geração distribuída de grande porte somente a autoprodução de energia elétrica, isto é, a geração de eletricidade do consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades de consumo, que não utiliza ou utiliza parcialmente, a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição, para o autossuprimento de eletricidade. A principal forma de autoprodução considerada 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, muitas vezes a partir de correntes residuais do processo de produção de uma indústria específica.

Para as projeções de geração de energia em sistemas de grande porte, autoprodução de eletricidade, consideraram-se, as seguintes premissas:

- Toda a expansão nova de produção de celulose será autossuficiente em energia elétrica;

- Para a 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 de rota tecnológica considerada (rota integrada com coqueria própria, rota integrada sem coqueria própria e rota semi-integrada), foi avaliado o respectivo potencial de cogeração, com base na cogeração existente no atual parque siderúrgico brasileiro;

- Para a indústria petroquímica, admitiu-se que praticamente toda a expansão da produção física de eteno a partir de insumo petroquímico seja atendida por autoprodução;

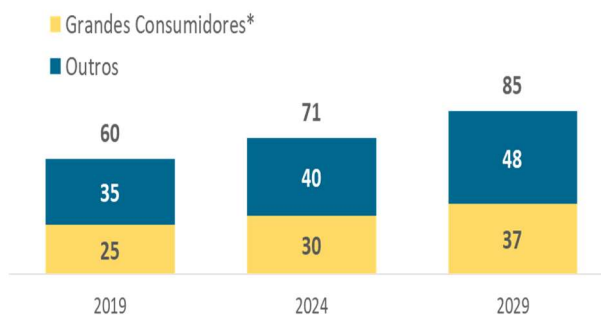
- A autoprodução nos segmentos de açúcar e álcool, de exploração e produção de petróleo e gás natural, além do segmento de refino, foi calculada a partir das premissas sobre os respectivos níveis de atividade setorial. Assim, a autoprodução no segmento de açúcar e álcool se correlaciona com a produção de cana para a produção de açúcar e para a produção de etanol;

⁶⁵ São contratos digitais que automatizam regras e penalidades relacionadas a um acordo.

• A autoprodução em refinarias se correlaciona com o montante de carga processada. E a autoprodução na exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) se correlaciona com a produção de petróleo.

No horizonte decenal, estima-se que a geração distribuída de grande porte permita reduzir o consumo na rede em um total de 85 TWh em 2029, ou cerca de 10% do consumo de eletricidade, instalada em indústrias tais como produção siderúrgica, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras. Cabe destacar que este valor embute a estimativa realizada no setor comercial.

Gráfico 9-27 – Autoprodução de Eletricidade de Grande Porte Não Injetada na rede (TWh)



Nota: (*) Autoprodução concentrada nos segmentos de siderurgia, petroquímica e papel e celulose.

9.7 Energia Solar Térmica

A energia solar térmica é uma forma adicional de aproveitamento da energia solar. A conversão da energia solar em energia térmica consiste na absorção da radiação solar e na transferência, sob forma de calor, para um elemento que fornecerá determinado serviço energético. Em geral, a energia solar térmica é destinada ao aquecimento de água em edificações e em processos produtivos na indústria. O sistema de aquecimento (SAS) solar de água é composto pelos coletores solares e pelo reservatório térmico, local onde fica armazenada a água aquecida. Os SAS possuem equipamentos auxiliares de aquecimento, que podem utilizar energia elétrica ou gás, e são ativados em períodos de baixa intensidade solar. Os padrões de qualidade dos coletores e reservatórios são normalizados pelo PBE, coordenado pelo PROCEL e INMETRO.

Apesar de ser uma substituição entre fontes de energia, a maior penetração de energia solar térmica apresenta efeitos similares à promoção da eficiência energética, que pode gerar externalidades em várias dimensões. Para os consumidores, a utilização de SAS pode reduzir o gasto total com energia. Para o setor elétrico, o seu uso pode postergar novos investimentos em geração, transmissão e distribuição de energia, devido à possibilidade do deslocamento

da demanda de ponta. Finalmente, o uso de SAS pode contribuir com a redução de emissões de GEE, por se tratar de uma fonte de energia limpa.

A difusão do uso de energia solar térmica é avaliada pela área total de coletores instalados no país. A área total acumulada de coletores atingiu cerca de 16,5 milhões m² em 2018, equivalente a 11,5 GW_{th}⁶⁶. Em termos anuais, a área de coletores novos passou de cerca de 400 mil m² em 2005 para 1.250 mil m² em 2018, ou seja, crescimento de aproximadamente três vezes no período. Destaca-se que o setor residencial é o principal destino dos coletores, cuja participação foi de 67% da área nova instalada em 2018. Já os setores comerciais e serviços respondem por 25% dessa área e o setor industrial por 8% (ABRASOL, 2018).

SETOR RESIDENCIAL

No setor residencial, a energia solar térmica é destinada majoritariamente para o aquecimento de água para o banho. Assume-se no PDE 2029 que a difusão de tecnologias de aquecimento solar térmico no setor, bem como a expansão da rede de distribuição de gás natural, reduz o uso de eletricidade para aquecimento de água. Dessa forma,

⁶⁶ Consideramos que um metro quadrado de coletor solar equivale a 0,7 kW_{th}, conforme ELETROBRAS (2012).

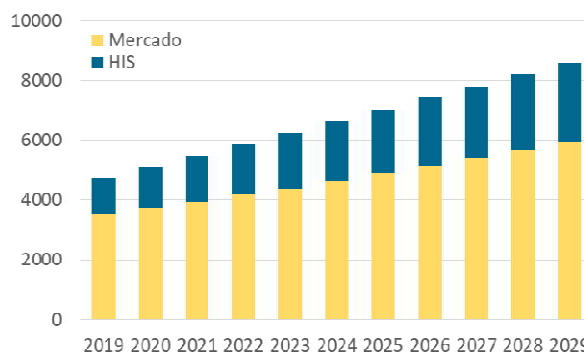
no horizonte desse plano, o consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido à energia solar é estimado em função do número de domicílios que substituem chuveiros elétricos por SAS.

A área de coletores solares instalados atingiu 12,0 milhões de m² no setor residencial em 2018, equivalente a 8,4 GW_{th}. Nas últimas décadas, a difusão de SAS foi o resultado conjunto do desenvolvimento de um mercado autônomo e induções decorrentes de políticas públicas no âmbito dos municípios, dos estados e da União. Dentre essas políticas, destacam-se as políticas de Habitação de Interesse Social (HIS) que tornaram obrigatório ou incentivaram o uso da tecnologia para determinadas tipologias ou públicos alvo. Estima-se que o número de domicílios com SAS tenha atingido 4,3 milhões de residências em 2018, sendo um milhão de HIS.⁶⁷

No horizonte decenal, espera-se que a adoção de SAS ainda seja o resultado de fatores de mercado e de políticas de indução. De acordo com o Gráfico 9-28, estima-se que em 2029, a quantidade de domicílios com essa tecnologia pode totalizar 8,6 milhões de unidades ou cerca de 10% do número total de domicílios estimados para esse mesmo ano. Por ser uma tecnologia com custo inferior à geração de energia fotovoltaica, a ampliação da utilização de SAS nas residências mostra-se uma opção para o aproveitamento da energia solar, dada a expectativa de elevação da renda média das famílias nos próximos anos. Adicionalmente, em termos de políticas de indução, os programas de HIS poderão ter impacto relevante nos próximos dez anos. A portaria 643 de 2017 do Ministério das Cidades, atualmente Ministério do Desenvolvimento Regional, que dispõe

sobre a utilização de sistemas alternativos de geração de energia no âmbito do programa Minha Casa Minha Vida do governo federal, por exemplo, poderá contribuir com a expansão de SAS no setor. Assim, avalia-se que quantidade de HIS com essa tecnologia para aquecimento de água possa chegar a 2,6 milhões de domicílios em 2029.

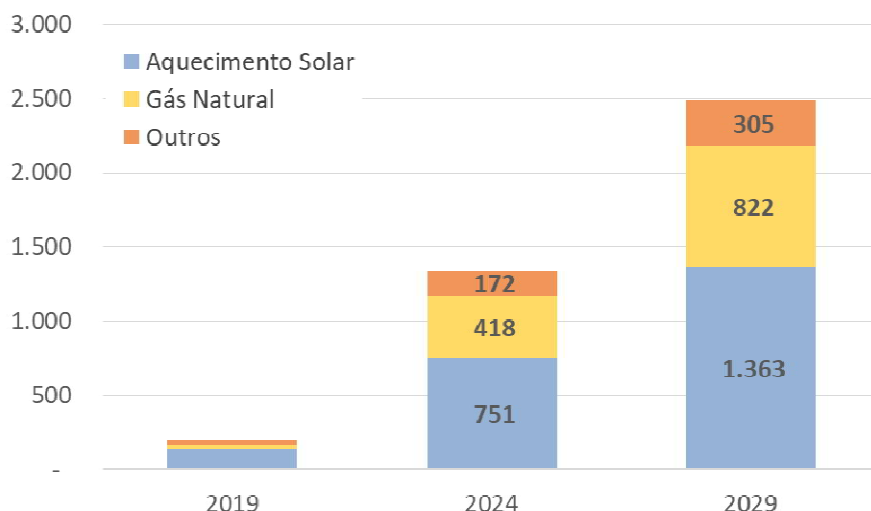
Gráfico 9-28 – Número de domicílios com SAS (mil unidades)



No PDE 2029, a projeção do consumo médio de chuveiro elétrico pelas famílias é realizada em função da evolução do número de moradores por domicílio e o consumo específico dos chuveiros, considerando o seu ganho de eficiência energética ao longo do tempo. Nesse sentido, o consumo evitado de eletricidade nas residências devido à substituição de chuveiros elétricos por SAS incorpora tanto mudanças demográfica quanto a evolução tecnológica dos equipamentos. Conforme o Gráfico 9-29, o consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido à SAS pode atingir 1,4 TWh em 2029, ou cerca de 55% do consumo evitado quanto consideramos todas as outras fontes.

⁶⁷ Assume-se que a área média dos coletores solares de residências tenha 3m² e 2m² no mercado autônomo e HIS, respectivamente.

Gráfico 9-29 - Consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água no setor residencial (GWh)

**BOX 9.5 – ENERGIA SOLAR TÉRMICA NAS INDÚSTRIAS**

De acordo com o Balanço Energético Nacional (EPE 2019), o setor industrial foi o maior demandante de energia entre todos da economia nacional em 2017, com participação de quase 33% no consumo energético final do país. Da totalidade da energia consumida pelas indústrias em 2017, enquanto a eletricidade teve participação de 20%, 43% foi realizada a partir de fontes não renováveis, que envolvem gás natural, GLP, carvão mineral (e coque), óleo combustível, nafta, querosene, coque de petróleo, etc.

Dados os compromissos assumidos de redução das emissões de gases de efeito estufa no Acordo de Paris ratificados pelo Brasil em setembro de 2016 e a importância que o setor industrial possui para o alcance da meta, encontrar possibilidades para a substituição das fontes fósseis utilizadas como combustíveis nos processos térmicos (geração de calor) das indústrias tornou-se relevante para o futuro do país, uma vez que frequentemente a esse uso se associa parcela de consumo de combustíveis fósseis.

Nesse sentido, entre uma das opções tecnológicas disponíveis para a indústria, que utilizam energias renováveis encontram-se as aplicações baseadas em energia solar térmica, cujo potencial de oferta se traduz nos bons índices de incidência de radiação solar no território brasileiro.

Do ponto de vista do consumo, por sua vez, a demanda térmica industrial é significativa: representa cerca de 80% do consumo da energia final do setor industrial brasileiro, com quase 60% deste total referindo-se a processos que demandam calor a baixas - até 150° C - e médias temperaturas -entre 150° C e 400° C (Solar Payback, 2018). Nesse caso, destacam-se como potenciais indústrias tais como a de produção de papel e celulose, alimentos & bebidas e têxtil.

Por outro lado, cabe destacar que nesse potencial de aproveitamento é necessário considerarem-se as limitações técnicas do recurso solar, incluindo períodos de disponibilidade (noite e em dias nublados e chuvosos), sendo necessário ter em mente a necessidade de consorciar-se o aproveitamento solar térmico com outras fontes de energia e/ou com sistemas de armazenamento de calor (Mekhilef et al, 2011).

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > A eficiência energética em 2029 (21 milhões de tep) representará 9% do consumo final energético do Brasil em 2018.
- > A energia elétrica conservada em 2029 (40 TWh) corresponderá à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 9,3 GW, equivalente a uma UHE Itaipu (parte Brasileira) e uma UHE Itumbiara.
- > Em 2029, o volume de combustível poupado (350 mil barris por dia) será de 16% do petróleo produzido no País em 2018.
- > Na indústria, a conservação de energia representará aproximadamente 6% da demanda de energia final prevista em 2029. Já a conservação de eletricidade representará 4,2%, equivalente ao consumo atual dos setores das indústrias de mineração e pelotização e do transporte ferroviário (15,5 TWh).
- > No setor de transportes, somente com a eficiência de cada modo de transporte (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso) o setor realiza ganhos da ordem de 7% em 2029.
- > No setor residencial, estima-se que a conservação de energia elétrica nas residências possa atingir 8 GWh em 2029, correspondente à 3,7% do consumo total de eletricidade nas residências no mesmo ano.
- > Para os sistemas de micro ou minigeração distribuída, em 2029 haverá 1,3 milhão de adotantes, totalizando 11,4 GW, que exigirão quase R\$ 50 bilhões em investimentos ao longo do período. Em termos de energia, a capacidade instalada deve contribuir com uma geração de 2.300 MW médios, suficiente para atender 2,3% da carga total nacional no final do horizonte.
- > Dentre as tecnologias de geração, a fotovoltaica é a mais representativa, com 86% da capacidade instalada, e 63% da energia gerada. 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.
- > Para a autoprodução de eletricidade de grande porte não injetada na rede estima-se que essa geração permita reduzir o consumo na rede em um total de 85 TWh em 2029, ou cerca de 10% do consumo de eletricidade, instalada em indústrias tais como produção siderúrgica, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras. Cabe destacar que este valor embute a estimativa realizada no setor comercial.
- > O consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido à SAS pode atingir 1,4 TWh em 2029, ou cerca de 55% do consumo evitado quanto consideramos todas as outras fontes.