

EDP – Energias do Brasil

Consulta Pública MME nº 87/19

Plano Decenal de Expansão de
Energia 2029

22 de novembro de 2019

Consulta Pública MME nº 87/19

Plano Decenal de Expansão de
Energia 2029

Sumário

Sumário.....	3
1. Introdução	4
2. A importância do Planeamento.....	5
3. Contribuição ao PDE 2029	9
<i>Evoluções Metodológicas</i>	<i>9</i>
<i>Economia.....</i>	<i>10</i>
<i>Perspectivas Económicas Setoriais</i>	<i>11</i>
<i>Demanda de Energia</i>	<i>12</i>
<i>Setor de Transporte</i>	<i>13</i>
<i>Indústria</i>	<i>15</i>
<i>Residencial.....</i>	<i>15</i>
<i>Análise por fonte</i>	<i>16</i>
<i>Eletricidade.....</i>	<i>17</i>
<i>Metodologia para projeção de Carga proposta no modelo aplicado ao P&D Matriz Robusta</i>	<i>18</i>
<i>Geração Centralizada de Eletricidade</i>	<i>25</i>
<i>Modelo de Decisão de Investimentos</i>	<i>25</i>
<i>Recursos disponíveis para oferta e visão de futuro para o parque gerador de energia elétrica</i>	<i>26</i>
4. Conclusões	30

1. Introdução

O Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria 396/2019, instaura a Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – PDE 2029 com prazo final para contribuição em 22 de dezembro.

Para apresentação dos principais temas, a Empresa de Pesquisa Energética, EPE, promoveu um Workshop em 1º de novembro, que tratou da Demanda Elétrica, Recursos Energéticos Distribuídos, Expansão da Geração e Expansão da Transmissão.

Criado com o objetivo de indicar as perspectivas do governo quanto à expansão do setor elétrico, o PDE é hoje um dos mais importantes instrumentos de estudo e planejamento para os agentes do setor, isso exatamente por conta de sua visão integrada sobre os diversos segmentos do setor, bem como, suas previsões para o consumo e mudanças nas fontes de geração de energia.

A edição 2029 do plano prevê um investimento de R\$ 2,3 trilhões em infraestrutura energética para suprir a expansão do setor e destaca a provável ampliação do setor de óleo e gás.

Por fim, o plano divide-se em: premissas gerais, demanda de energia, geração centralizada de energia elétrica, transmissão de energia elétrica, produção de petróleo e gás natural, abastecimento de derivados de petróleo, gás natural, oferta de biocombustíveis, eficiência energética e recursos energéticos distribuídos, análise socioambiental e consolidação dos resultados

2. A importância do Planejamento

O Planejamento da Expansão do Setor Elétrico de forma mais estruturada inicia-se a partir da década de 70. Na década de 90, o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico, RESEB, inicia a desestatização do setor, com a atuação de agentes públicos e privados e a desverticalização das atividades. A liberalização do mercado começa com o encerramento gradual dos contratos antigos entre geradoras e distribuidoras, os Contratos Iniciais, pela criação da figura do Consumidor Livre, pelo incentivo à competitividade na geração, pela criação do Mercado Atacadista de Energia, MAE, e pela criação de um mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico das geradoras hidrelétricas.

O primeiro planejamento indicativo nos moldes atuais, é concluído ao final de 2001. O critério aplicado nos leilões de novas concessões era o valor pago pela outorga

A crise energética de 2001/2002 reduz drasticamente o consumo de energia dos anos seguintes, com efeitos profundos sobre a distribuição e a geração. A redução dos contratos iniciais e a redução do consumo, provoca uma sobra de energia mercado.

O novo modelo do setor elétrico, de 2004, cria a Empresa de Pesquisa Energética e altera a competitividade do setor ao utilizar o critério de menor preço de venda ao mercado cativo para obtenção de novas concessões.

Nesse momento, o planejamento energético indicativo fornece diretrizes que serão utilizadas pelos agentes nas decisões de investimentos para os próximos anos. O cumprimento das metas e da forma de expansão dos parâmetros de licitação e dos direcionamentos dados aos investidores.

A comercialização de energia e a operação do sistema trabalham com o parque gerador e com o consumo real do sistema, que outrora foi prevista ou planejada por algum plano de expansão.

O planejamento da expansão avalia a oferta de geração de modo a atender a demanda de forma segura. Os critérios para se expandir se baseavam em redução de risco de não suprimento e da manutenção dos custos operativos inferiores ao custo da expansão.

A operação em tempo real se utiliza do recurso energético disponível, outrora planejado. O consumidor de energia tem em maior parte da sua tarifa o custo de aquisição de energia determinado em leilões regulados e dos custos associados às hídricas presentes em seu portfolio. As geradoras térmicas têm sua rentabilidade também associada à sua despachabilidade, não somente pelo consumo de combustível, como pelo uso de sua estrutura de forma mais ou menos intensiva a partir do despacho real do sistema, projetado pelo planejamento. As geradoras hídricas têm sua rentabilidade também determinada pelo despacho das usinas do sistema, que afetam o GSF, a um custo de operação do sistema dado pelo uso das usinas que outrora foram planejadas... Enfim, o planejamento da expansão permeia o interesse de toda a sociedade.

Se os efeitos do planejamento são tão intensos na sociedade, como esses fatores deveriam influenciar o planejamento?

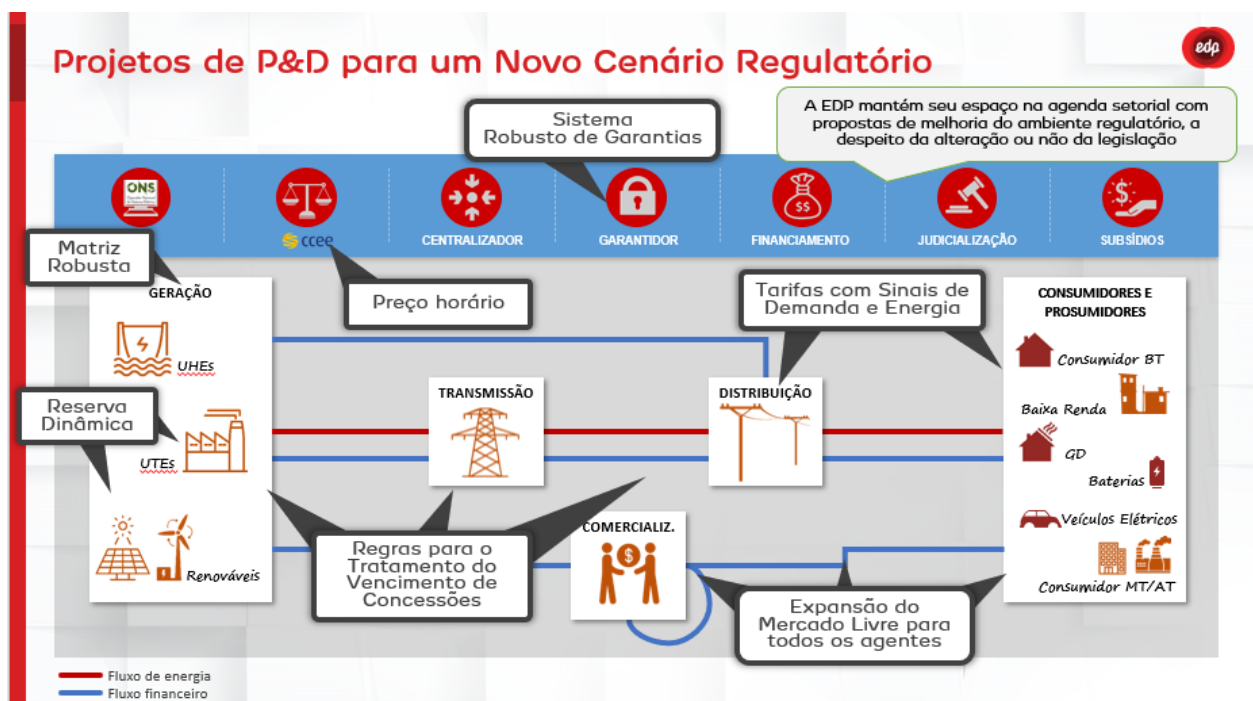
Nesse caso, bastaria o atendimento aos critérios de segurança de suprimento ou seria desejável a avaliação mais profunda dos principais custos e efeitos decorrentes da operacionalização do que está sendo planejado.

Além da segurança na operação do sistema, seria também desejável entender qual seria o efeito na tarifa de energia ou então, os custos associados ao risco hidrológico. Haveria uma expansão que, com regras de comercialização estáveis, poderiam determinar menor custo ao consumidor?

Apesar do caráter indicativo do Plano Decenal, usuários do sistema de transmissão pagam atualmente tarifas estabelecidas a partir de Receita Anual Permitida – RAP, projetada a partir da expansão da geração e da transmissão dos PDEs.

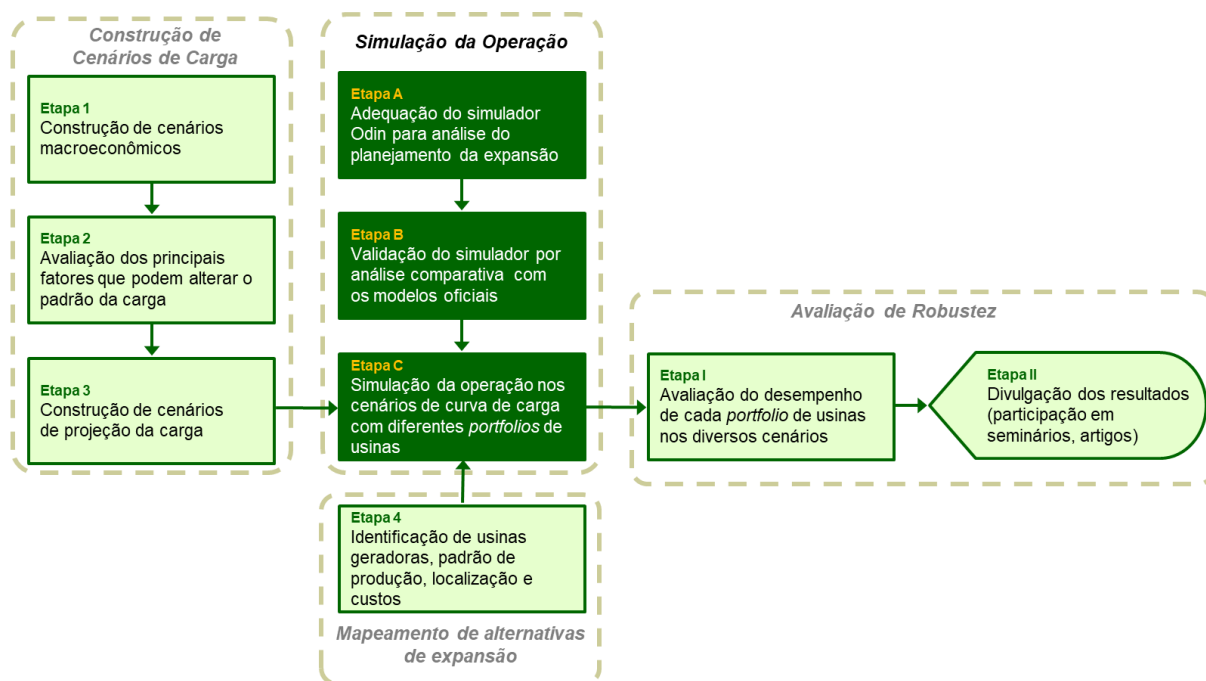
Esses efeitos todos advindos da operacionalização de um sistema planejado, mesmo que indicativamente, ressalta a importância desse estudo. A Consulta Pública ratifica a responsabilidade de todos os agentes qualificados para trazer a superfície as questões que devem ser tratadas nesse planejamento.

A EDP entende que o Planejamento da Expansão é um dos pilares do Setor Elétrico com efeitos em toda a sociedade. Com a finalidade de discutir e proporcionar insumos para a construção desse planejamento, que melhore os sinais tarifários, com menores custos ao consumidor, e que proporcione ao mesmo tempo um ambiente que estimule investimentos com segurança ao sistema, estão sendo desenvolvidos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento com foco setorial. São ao todo 6 projetos de P&D que contribuem para os temas em discussão mais estratégicos do setor, conforme ilustrado a seguir:



O P&D Matriz Robusta tem o objetivo de avaliar os melhores portfolios de projetos para a expansão do Sistema baseados na simulação da operação individualizada por usina, considerando o Sistema de Transmissão de Energia, o crescimento regional da carga e o efeito das tecnologias disruptivas sobre o consumo e a expansão do Sistema.

O produto a ser desenvolvido é um software com simulador individualizado e metodologias para projeção de carga com projeção de crescimento por barramento, utilizado para a determinação dos portfólios de expansão.



O Projeto de P&D Matriz Robusta está em desenvolvimento e alguns pontos já avaliados farão parte da contribuição a essa Consulta Pública.

3. Contribuição ao PDE 2029

Evoluções Metodológicas

A cada edição, o planejador aprimora as metodologias empregadas. Os principais avanços do PDE 2029 foram:

1. Na Consolidação dos Resultados, além da expansão centralizada foi agregada a autoprodução e a geração distribuída na avaliação. Foram apresentados ainda a evolução da participação relativa das principais fontes de energia e o percentual de renovabilidade da matriz elétrica.
2. No capítulo de Geração Centralizada de Energia Elétrica, o PDE 2029 traz pela primeira vez a análise sobre os requisitos de flexibilidade operativa, com foco na maior participação de fontes não controláveis, e da potencial participação da resposta da demanda como alternativa para o suprimento do crescente requisito de capacidade de potência. Também é abordada a atenção necessária para a modernização do parque hidrelétrico e termelétrico em operação. No caso das usinas termelétricas, especial atenção foi dada às usinas em final de contrato ou previsão de término de subsídios que resultam em um menor custo variável de operação, com uma avaliação de competitividade econômica dessas plantas no caso de referência.
3. No capítulo de Transmissão de Energia Elétrica, são apresentados gráficos mais detalhados acerca dos investimentos previstos no sistema de transmissão ao longo do horizonte 2029. Empreendimentos ainda sem concessão foram agrupados conforme a natureza esperada para o seu processo de outorga para fornecer um sinal mais claro para o mercado em relação ao volume de investimentos a ser incluído nos próximos leilões de transmissão.
4. O capítulo 9 consolida a contribuição dos Recursos Energéticos Distribuídos, conceito que engloba alternativas tais como os ganhos de eficiência energética, micro e minigeração distribuída,

autoprodução de energia elétrica e energia solar térmica. Na seção de Micro e Minigeração Distribuída, destaca-se a análise de sensibilidade feita para todas as alternativas de compensação dos créditos da geração – conforme discussões recentes no âmbito da revisão da REN 482 – e para o caso de aplicação de tarifa binômia, gerando treze diferentes curvas de inserção.

5. Há uma seção específica para armazenamento atrás do medidor, na qual são apresentadas análises de viabilidade econômica para três modelos de negócio diferentes com baterias. Por fim, apresenta-se também uma seção com uma proposta abrangente de desenho de mercado que visa criar condições para que os RED se desenvolvam de forma mais sustentável e eficiente no País.

Economia

No horizonte decenal, o planejamento estima que a população brasileira cresça a uma taxa média de 0,6% a.a., alcançando 224 milhões de habitantes, sem perspectiva de alteração significativa da distribuição da população.

Em relação à economia internacional, o cenário traçado é de aumento da participação dos países em desenvolvimento no crescimento da economia mundial. Também em onda recente, observou-se a ocorrência de eventos que indicam certa instabilidade em diversos países da América do Sul, notados pela crise na Bolívia e onda de protestos no Chile. Esse efeito é antagônico ao momento de reformas no Brasil e o resultado desses fatores ainda é desconhecido.

As avaliações utilizam um PIB com crescimento médio de 2,9% a.a. No curto prazo, o crescimento econômico tenderia a ser modesto, baseado na questão fiscal e no aguardo das reformas estruturais. Mesmo considerando que o PDE foi desenvolvido entre março e setembro/2019, antes da aprovação da reforma da previdência na Câmara e no Senado, entende-se que não há óbice quanto à manutenção um cenário de crescimento menor, com um avanço no segundo quinquênio.

Perspectivas Econômicas Setoriais

A avaliação do PDE trata dos segmentos: Agropecuário, Serviços e Indústria. No segmento industrial há uma subdivisão em Extrativa, Transformação, Construção, Gás e Água.

A avaliação discorre sobre a evolução dos setores, com avaliação de crescimento conjunto de cada segmento, com evolução temporal na década.

Como contribuição, a EDP propõe a utilização de maior abertura do cenário econômico, por entender que o crescimento deve ser avaliado temporalmente e, também, espacialmente.

No projeto de P&D Matriz Robusta, foi desenvolvida uma análise de crescimento econômico por segmento e por região, que serão detalhados mais a frente nas contribuições para a projeção de carga. Foi desenvolvido um modelo de projeção de longo prazo que utiliza variáveis econômicas, apresentadas na tabela a seguir:

<u>Variáveis Exógenas:</u>	<u>Variáveis Endógenas:</u>	
✓ Crescimento Economia Mundial	✓ PIB nominal (atividade)	✓ IGP-M (preço)
✓ Juros nominais nos EUA – Fed Fund	✓ PIB per capita (atividade)	✓ IPC-M (preço)
✓ Inflação EUA - CPI	✓ Crescimento real (atividade)	✓ Juros reais (preço)
✓ Prêmio de risco	✓ Crescimento Agropecuária (atividade)	✓ Exportações (setor externo)
✓ Meta de inflação	✓ Crescimento Indústria (atividade)	✓ Importações (setor externo)
✓ Déficit Primário	✓ Crescimento Serviços (atividade)	✓ Balança Comercial (setor externo)
✓ Juros nominais - Selic	✓ Investimentos (% PIB) (atividade)	✓ Balança Serviços (setor externo)
✓ PEA/PIA	✓ Taxa de desemprego (atividade)	✓ Balança de Conta Corrente (setor externo)
✓ PTF	✓ Taxa de Câmbio (preço)	✓ Reservas (setor externo)
✓ População	✓ Taxa de câmbio real (preço)	✓ Conta Capital e Financeira (setor externo)
	✓ Juros reais deflacionado pelo dólar (preço)	✓ Inv. Direto (setor externo)
	✓ IPA-M (preço)	✓ Dívida Externa (setor público)
		✓ Dívida Pública (setor público)
		✓ Déficit Nominal (setor público)

A construção de cenários regionais lança mão de uma metodologia de caráter *bottom-up*, em que as projeções para o PIB de cada região são construídas a partir da agregação das projeções de seus principais componentes (pelo lado da oferta: indústria, agropecuária, serviços; e pelo lado da demanda: consumo das famílias, consumo do governo e formação bruta de capital fixo).

Um dos principais determinantes das diferenças entre as taxas de crescimento de PIB e, conseqüentemente, da renda entre as regiões é

a composição da estrutura produtiva. Regiões que apresentam uma grande concentração de setores mais dinâmicos tendem a apresentar taxas de crescimento do produto mais elevadas do que regiões que possuem um peso maior de setores pouco dinâmicos.

Além da especialização produtiva, a dinâmica econômica regional também é impactada por novos projetos de investimento – que possuem o potencial de alterar tanto o ritmo de expansão da economia quanto a própria configuração produtiva das regiões. Aspectos de caráter demográfico, em especial a disponibilidade de mão-de-obra, mostram-se muito distintos entre os estados e regiões num horizonte de dez anos e, portanto, constituem um terceiro fator determinante do desempenho regional e que é considerado na regionalização das estimativas para os indicadores econômicos.

A abertura setorial das projeções de atividade econômica adotadas segue a desagregação tradicional do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) para a produção industrial e agropecuária, o que permite a obtenção de projeções de PIB Industrial, PIB do Setor Agropecuário e PIB de Serviços específicas para as regiões de interesse de modo coerente com as demais regiões e o Brasil como um todo.

As projeções do PIB Serviços, PIB Total, renda e consumo por região são obtidas via efeitos multiplicadores de renda e crédito, considerando-se as diferenças da dinâmica demográfica entre as regiões. As coerências inter-setoriais e inter-regionais dos cenários são garantidas por meio de processos recursivos.

A EDP propõe que as avaliações econômicas setoriais, além da evolução temporal, também possuam desagregação regional, para subsidiar projeções de carga mais discretizadas. Esse maior detalhamento é importante para o dimensionamento da geração e da transmissão, que na vida real atendem a cargas locais e possuem restrição físicas, que podem ser previstas no planejamento.

Demanda de Energia

No PDE 2029 em consulta, o consumo final de energia cresce à taxa média de 2,5% anuais entre 2019 e 2029. A intensidade energética se

reduz no período, graças à eficiência energética e a mudanças na participação dos setores no consumo de energia.

Setor de Transporte

Na análise por setor, a indústria e o setor de transportes, conjuntamente, continuam a representar mais de 60% do consumo final de energia. O setor energético ganha importância no consumo final de energia, influenciado principalmente pelo aumento de produção do pré-sal, aliado ao incremento da produção do setor sucroalcooleiro.

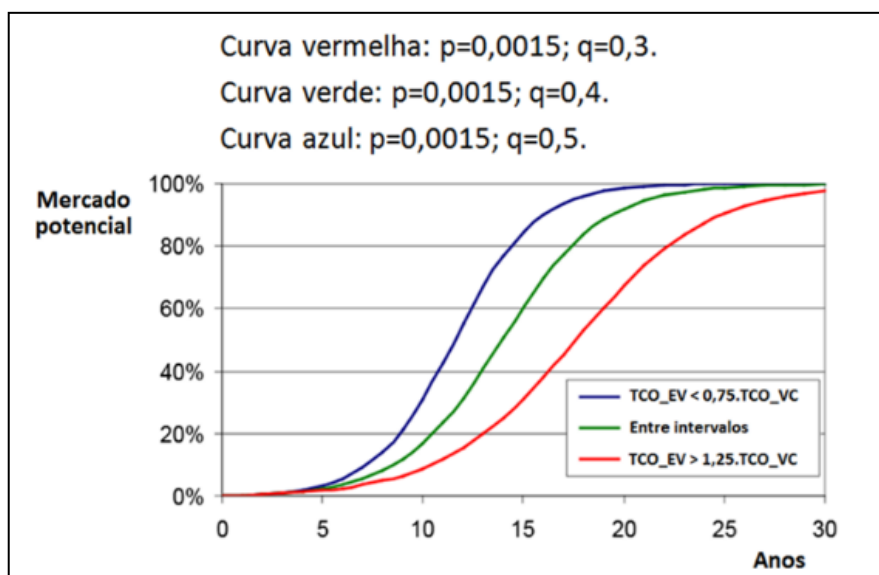
Na demanda total de energia do setor de transportes, o destaque é o crescimento das participações do biodiesel e do etanol hidratado, que saltam de respectivos 5,2% e 21,3% para 8,6% e 22,3% do consumo final do setor, tomando espaço das demandas de gasolina C e do óleo diesel B. Dado que pode haver uma maior participação do Gás Natural na matriz energética nacional, questiona-se se a participação do Gás Natural Veicular GNV, pode voltar a ter crescimento no setor e nesse caso, qual seria a captura de mercado desse tipo de combustível.

A avaliação do PDE é de que a frota nacional de veículos leves permanecerá constituída essencialmente de veículos *flex fuel*, sendo pequena a participação da eletricidade na matriz energética do setor de transportes (cerca de 3% em 2029). Embora ainda seja incipiente a inserção dos carros elétricos, é importante a criação de cenários com maior inserção pelos incentivos que possam ser dados para sua ampliação. Três exemplos de ações podem ser feitos para tanto:

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

Para a construção de cenários, considerando diversas políticas de incentivos governamentais, foram utilizadas curvas de difusão diferenciadas em função das políticas públicas adotadas. Logo, sugere-se que os parâmetros 'p' e 'q' do modelo de Bass, por exemplo, apresentem três velocidades de inserção diferentes em função das políticas governamentais que podem redundar num maior ou menor desenvolvimento de uma infraestrutura pública de recarga rápida.

Aspectos relacionados à redução de impostos ou oferta de demais incentivos financeiros, podem resultar em preços mais atrativos da energia elétrica para recarga ou menores valores de TCO, com isto, acelerando ou retardando mudanças nas velocidades de difusão, conforme figura abaixo:



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

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

- Valor de referência, no ano zero, para o TCO de um veículo elétrico e de um veículo a combustão;
- Taxas percentuais de redução anual (% a.a.) do TCO (a partir destas taxas dá-se uma expectativa de qual será o ano em que ocorrerá a paridade entre custos de aquisição dos veículos elétricos e a combustão);
- Definição de três curvas de velocidade de inserção (parâmetros 'p' e 'q' do modelo de Bass) dependentes de relações a serem definidas entre os custos de TCO verificadas ano a ano;
- Definição de três mercados potenciais possíveis associados às três curvas de inserção, cujos valores de mercados serão definidos com base no percentual esperado de participação do mercado de veículos elétricos sobre o mercado total de veículos

leves ao final do horizonte de análise (exemplos: $m = 0,5\%$; $m = 18\%$; $m = 26\%$ etc.);

- Percentuais dos montantes de energia de recarga de veículos elétricos que serão associadas a curvas de carga residenciais e comerciais (90% e 10%, por exemplo);
- Distância média anual percorrida por veículos leves;
- Eficiência média da bateria.

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

Indústria

No consumo industrial, destacam-se os segmentos de papel e celulose e alimentos e bebidas, que ganham importância no horizonte decenal, em detrimento dos segmentos de química e ferro-gusa e aço. Ganham participação fontes com menor impacto em relação às emissões de gases de efeito estufa, entre elas a eletricidade, os derivados da cana e a lixívia, obtida no processo produtivo da celulose. Por outro lado, o gás natural, além dos derivados de petróleo, tem redução de importância no período em análise.

Residencial

Nas residências, espera-se que o condicionador de ar seja o principal responsável pelo incremento do consumo de energia elétrica. Por outro lado, a lâmpada pode ser um dispositivo que apresentará a maior contribuição para redução da demanda por eletricidade no setor, devido à maior penetração de LED. Destaca-se também o crescimento da demanda por GLP em função da substituição do uso de biomassas tradicionais na área rural e, por sua vez, a elevação da demanda por gás natural como consequência da expansão a sua rede de distribuição na área urbana.

Análise por fonte

O PDE 2029 cita que os derivados de petróleo se mantêm como a principal fonte de energia final, embora parte de seu mercado potencial seja abatida pelo etanol (que cresce sua importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva) e pelo biodiesel (com o aumento de sua participação no óleo diesel B comercializado), especialmente no setor de transportes. Nesse ponto destaca-se que pode haver ainda que o GNV eventualmente pode despontar como alternativa se houver queda significativa do preço do gás natural.

Ainda sobre o mercado consumidor de gás natural, é apresentada a expectativa de manutenção de expansão moderada, com taxa média de crescimento anual projetada de apenas 1,4% a.a. para a demanda não-termelétrica entre 2019 e 2029. Uma justificativa apresentada é a crise econômica que retarda a recuperação da produção industrial e a expansão da demanda por gás natural, agravada pela baixa competitividade deste energético no Brasil.

É citado que a maioria dos segmentos industriais não faz uso cativo do gás natural, conferindo à competitividade papel-chave para a penetração do combustível. Já nos segmentos mais dependentes do uso do gás natural, como o setor de matéria-prima, a baixa competitividade do gás inviabiliza em algumas circunstâncias a produção local, recorrendo-se às importações para abastecimento do mercado. E ainda que somente um cenário econômico mais otimista impactaria positivamente o consumo de gás natural. Novas demandas que poderiam ser destravadas em um cenário de maior oferta e competitividade do gás natural, como as associadas ao deslocamento de produtos importados intensivos no uso do gás natural, caso dos fertilizantes nitrogenados, onde a segurança do fornecimento e o preço do gás natural são fatores determinantes para viabilidade do investimento, conforme destacado no informe técnico “Competitividade do Gás Natural: Impactos na Indústria de Fertilizantes” da EPE.

O programa “Novo Mercado de Gás” e às perspectivas de oferta adicional de gás natural do pré-sal e da Bacia de Sergipe-Alagoas, contribuirão para a oferta competitiva de gás natural, aumentando a

atratividade de investimentos em indústrias intensivas nessa fonte. A partir de uma premissa de oferta de gás natural até 7 USD/MMBTU, foi conduzido um estudo de sensibilidade visando identificar os segmentos mais favoráveis à entrada de novas plantas. Foi identificada uma demanda potencial adicional de aproximadamente, 17 milhões de m³/dia até 2029, distribuído entre os segmentos de Metanol, Eteno e Propeno, Fertilizantes Nitrogenados, Pelotização, Ferro-esponja, Vidro, Cerâmica Branca e Mineração.

Eletricidade

A eletrificação crescente é uma tendência verificável no período decenal. Espera-se que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 15% a mais que a economia brasileira, influenciado tanto pela autoprodução clássica quanto pelo consumo na rede.

O consumo residencial cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais, que alcançará o total de 86 milhões em 2029, e também pelo incremento do consumo médio residencial, atingindo 200 kWh/mês ao final do decênio, pouco superior ao máximo histórico (179 kWh/mês, em 1998).

O consumo industrial na rede cresce abaixo da média, mas ainda assim se espera que o nível máximo histórico (185 TWh, em 2013), seja atingido ainda no primeiro quinquênio, basicamente através da retomada da utilização da capacidade instalada existente. No segundo quinquênio, espera-se que haja a instalação de novas unidades industriais em alguns segmentos energo-intensivos a partir da melhora do ambiente econômico.

O indicador de elasticidade-renda é de 1,29 e o consumo total de eletricidade cresce 0,8 p.p. a mais que a economia brasileira entre 2019 e 2029. Sobre a elasticidade-renda, pode ser feita uma sensibilidade considerando cenários de elasticidade considerando uma maior eficiência energética, com uso mais eficiente das fontes energéticas..

A projeção de carga apresentada no plano decenal aponta um aumento médio de 3,8% a.a no cenário de referência. Na segmentação do mercado, os incrementos das classes comercial e residencial devem

apresentar crescimentos mais brandos em relação à indústria, que deverá crescer com mais vigor, se aproveitando da alta capacidade ociosa atual, e com forte expansão de consumo atendido via autoprodução.

Na projeção de carga, o P&D Matriz Robusta faz uma abertura de crescimento segmentada por região, aplicando os cenários econômicos regionais por segmento.

Metodologia para projeção de Carga proposta no modelo aplicado ao P&D Matriz Robusta

Para o P&D foi proposto o método de agregação que parte da análise de matrizes de correlações cruzadas do consumo de energia elétrica entre todos os estados da federação. Foram analisadas as correlações do consumo de energia entre os estados no período “2003 a 2014”, envolvendo o consumo total e o de cada uma das principais classes de consumo – residencial, comercial, industrial, rural e outros. O objetivo é identificar possíveis agrupamentos de estados que permitam reduzir o número de estimações a serem realizadas.

Como se pretende construir grupos de estados de forma a minimizar os vieses de projeção – frente a alternativa de se projetar a carga de cada estado –, a análise das correlações entre o consumo dos estados permite avaliar, sob esse ponto de vista, a pertinência dos agrupamentos inicialmente construídos a partir de critérios socioeconômicos e de proximidade entre os estados. A própria análise das correlações, também pode indicar grupamentos não previstos

O cruzamento de cada linha e coluna na matriz da figura a seguir representa a correlação entre o consumo de energia de dois estados específicos, ou seja, a medida de semelhança entre os seus padrões de consumo de energia elétrica. Para melhor visualização dos níveis de correlação entre o consumo de energia nos estados, as regiões com

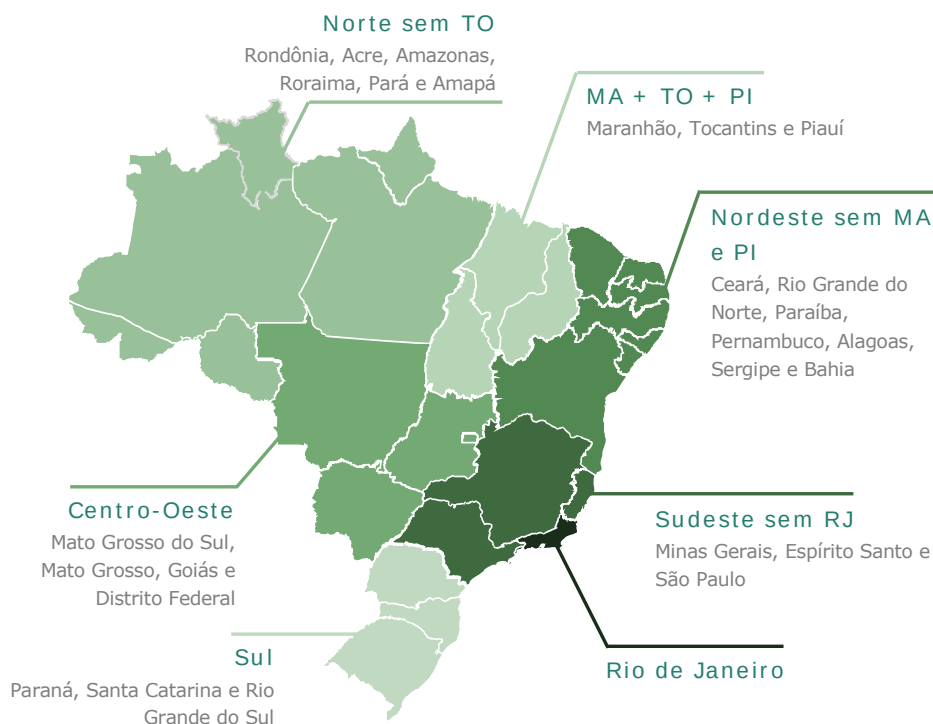
alta correlação são indicadas pela cor azul e as regiões com baixas correlações são pela cor vermelha.

	RO	AC	AM	RR	PA	AP	TO	MA	PI	CE	RN	PB	PE	AL	SE	BA	MG	ES	RJ	SP	PR	SC	RS	MS	MT	GO	DF
RO	1.00	0.98	0.97	0.96	0.91	0.98	0.98	0.20	0.98	0.98	0.96	0.98	0.97	0.89	0.96	0.87	0.78	0.89	0.84	0.83	0.92	0.96	0.89	0.98	0.99	0.98	0.95
AC	0.98	1.00	0.94	0.99	0.93	0.99	0.99	0.10	0.99	0.97	0.95	0.97	0.96	0.88	0.93	0.85	0.75	0.84	0.81	0.78	0.90	0.94	0.87	0.97	0.99	0.98	0.91
AM	0.97	0.94	1.00	0.92	0.96	0.97	0.94	0.36	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.97	1.00	0.96	0.89	0.97	0.94	0.92	0.98	0.99	0.97	0.99	0.97	0.99	0.99
RR	0.96	0.99	0.92	1.00	0.90	0.97	1.00	-0.01	0.99	0.95	0.93	0.95	0.94	0.85	0.90	0.81	0.69	0.80	0.77	0.72	0.86	0.91	0.83	0.95	0.98	0.96	0.88
PA	0.91	0.93	0.96	0.90	1.00	0.96	0.92	0.36	0.93	0.97	0.98	0.97	0.98	0.97	0.96	0.97	0.92	0.94	0.95	0.92	0.98	0.98	0.97	0.97	0.95	0.97	0.96
AP	0.98	0.99	0.97	0.97	0.96	1.00	0.99	0.20	0.99	0.99	0.98	0.99	0.99	0.93	0.97	0.91	0.82	0.90	0.87	0.85	0.94	0.97	0.92	0.99	0.99	0.99	0.96
TO	0.98	0.99	0.94	1.00	0.92	0.99	1.00	0.06	1.00	0.97	0.95	0.96	0.96	0.87	0.92	0.84	0.73	0.83	0.80	0.76	0.89	0.93	0.86	0.97	0.99	0.97	0.91
MA	0.20	0.10	0.36	-0.01	0.36	0.20	0.06	1.00	0.09	0.29	0.35	0.31	0.33	0.44	0.42	0.52	0.67	0.55	0.57	0.67	0.48	0.39	0.53	0.27	0.18	0.26	0.45
PI	0.98	0.99	0.95	0.99	0.93	0.99	1.00	0.09	1.00	0.98	0.96	0.97	0.96	0.89	0.94	0.86	0.76	0.86	0.82	0.79	0.90	0.95	0.88	0.98	0.99	0.98	0.92
CE	0.98	0.97	0.99	0.95	0.97	0.99	0.97	0.29	0.98	1.00	0.99	1.00	0.99	0.95	0.98	0.94	0.87	0.94	0.91	0.89	0.97	0.99	0.95	0.99	0.99	1.00	0.98
RN	0.96	0.95	0.99	0.93	0.98	0.98	0.95	0.35	0.96	0.99	1.00	1.00	1.00	0.97	0.99	0.97	0.90	0.96	0.94	0.92	0.98	0.99	0.97	0.99	0.98	0.99	0.98
PB	0.98	0.97	0.99	0.95	0.97	0.99	0.96	0.31	0.97	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.99	0.95	0.87	0.94	0.92	0.90	0.97	0.99	0.96	0.99	0.99	1.00	0.98
PE	0.97	0.96	0.99	0.94	0.98	0.99	0.96	0.33	0.96	0.99	1.00	1.00	1.00	0.97	0.99	0.96	0.89	0.95	0.94	0.92	0.98	0.99	0.97	0.99	0.98	0.99	0.98
AL	0.89	0.88	0.97	0.85	0.97	0.93	0.87	0.44	0.89	0.95	0.97	0.96	0.97	1.00	0.96	0.99	0.95	0.97	0.98	0.95	0.98	0.97	0.98	0.96	0.92	0.95	0.96
SE	0.96	0.93	1.00	0.90	0.96	0.97	0.92	0.42	0.94	0.98	0.99	0.99	0.99	0.96	1.00	0.96	0.91	0.97	0.95	0.94	0.98	0.99	0.97	0.98	0.96	0.98	1.00
BA	0.87	0.85	0.96	0.81	0.97	0.91	0.84	0.52	0.86	0.94	0.97	0.95	0.96	0.99	0.96	1.00	0.97	0.98	0.99	0.98	0.99	0.97	0.99	0.94	0.90	0.93	0.96
MG	0.78	0.75	0.89	0.69	0.92	0.82	0.73	0.67	0.76	0.87	0.90	0.87	0.89	0.95	0.91	0.97	1.00	0.96	0.98	0.99	0.95	0.92	0.97	0.86	0.80	0.85	0.91
ES	0.89	0.84	0.97	0.80	0.94	0.90	0.83	0.55	0.86	0.94	0.96	0.94	0.95	0.97	0.97	0.98	0.96	1.00	0.98	0.98	0.98	0.96	0.98	0.93	0.89	0.93	0.97
RJ	0.84	0.81	0.94	0.77	0.95	0.87	0.80	0.57	0.82	0.91	0.94	0.92	0.94	0.98	0.95	0.99	0.98	0.98	1.00	0.98	0.98	0.95	0.99	0.91	0.86	0.90	0.95
SP	0.83	0.78	0.92	0.72	0.92	0.85	0.76	0.67	0.79	0.89	0.92	0.90	0.92	0.95	0.94	0.98	0.99	0.98	0.98	1.00	0.97	0.94	0.98	0.89	0.84	0.88	0.95
PR	0.92	0.90	0.98	0.86	0.98	0.94	0.89	0.48	0.90	0.97	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.99	0.95	0.98	0.98	0.97	1.00	0.99	1.00	0.97	0.94	0.96	0.98
SC	0.96	0.94	0.99	0.91	0.98	0.97	0.93	0.39	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.97	0.99	0.97	0.92	0.96	0.95	0.94	0.99	1.00	0.98	0.99	0.97	0.99	0.98
RS	0.89	0.87	0.97	0.83	0.97	0.92	0.86	0.53	0.88	0.95	0.97	0.96	0.97	0.98	0.97	0.99	0.97	0.98	0.99	0.98	1.00	0.98	1.00	0.95	0.91	0.94	0.98
MS	0.98	0.97	0.99	0.95	0.97	0.99	0.97	0.27	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.96	0.98	0.94	0.86	0.93	0.91	0.89	0.97	0.99	0.95	1.00	0.99	1.00	0.97
MT	0.99	0.99	0.97	0.98	0.95	0.99	0.99	0.18	0.99	0.99	0.98	0.99	0.98	0.92	0.96	0.90	0.80	0.89	0.86	0.84	0.94	0.97	0.91	0.99	1.00	0.99	0.95
GO	0.98	0.98	0.99	0.96	0.97	0.99	0.97	0.26	0.98	1.00	0.99	1.00	0.99	0.95	0.98	0.93	0.85	0.93	0.90	0.88	0.96	0.99	0.94	1.00	0.99	1.00	0.97
DF	0.95	0.91	0.99	0.88	0.96	0.96	0.91	0.45	0.92	0.98	0.98	0.98	0.98	0.96	1.00	0.96	0.91	0.97	0.95	0.95	0.98	0.98	0.98	0.97	0.95	0.97	1.00

Matriz de correlação do consumo total de energia dos estados

Considerando as correlações entre o consumo de energia dos estados (grau de similaridade do padrão de consumo) e, também, aspectos como a especialização produtiva dos estados e sua localização, o emprego da análise da matriz de correlações resultou na identificação de sete agrupamentos de estados:

- (i) região Norte, exceto Tocantins;
- (ii) Maranhão + Tocantins + Piauí (MATOPI);
- (iii) região Nordeste, exceto Maranhão e Piauí;
- (iv) região Sudeste, exceto Rio de Janeiro;
- (v) Rio de Janeiro;
- (vi) região Sul; e
- (vii) região Centro-Oeste.

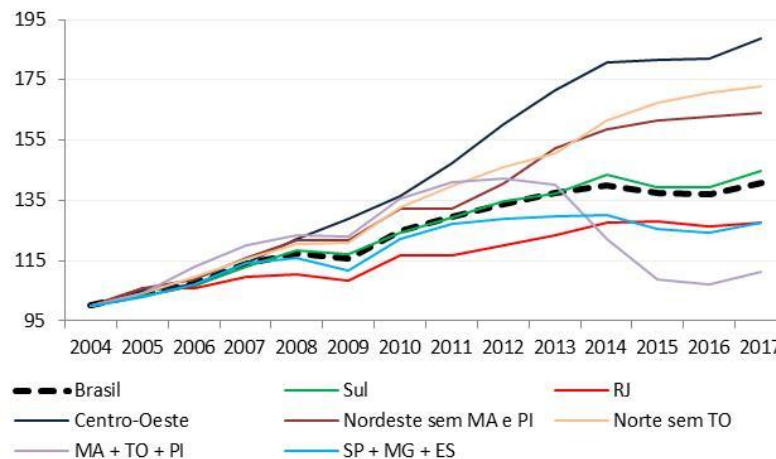


A separação das regiões Sudeste e Centro-Oeste, tradicionalmente reunidas em um único submercado, justifica-se pelo fato das correlações serem muito mais fortes entre estados da mesma região. Este fato é reforçado quando levamos em consideração as diferentes especializações e perspectivas para as dinâmicas econômicas regionais.

O tratamento isolado do Rio de Janeiro se deve a baixa correlação do consumo residencial fluminense relativo ao de São Paulo e Minas Gerais e pela grande dependência do estado em relação ao setor de petróleo e gás natural, cujas perspectivas para a próxima década no estado são bastante positivas – o que deve imprimir um padrão distinto de crescimento da economia local frente a dos demais estados.

Apesar da baixa correlação do Maranhão com os demais estados da federação, inclusive Tocantins e Piauí, o agrupamento MATOPI se justifica pelo fato desses três estados constituírem uma importante região de fronteira agrícola – aspecto que deve influenciar de maneira decisiva o padrão do consumo destes estados nos próximos anos.

A Figura abaixo ilustra a evolução do consumo de energia elétrica das sete regiões delimitadas e permite constatar a disparidade de padrões de crescimento no período de 2004 a 2017.



Consumo de energia elétrica: Brasil e regiões selecionadas (Número Índice, base 100 = 2004)

Para estimação da carga de energia lançou-se mão de modelagem econométrica, metodologia amplamente empregada para essa finalidade e que busca estabelecer relações estatisticamente robustas/válidas entre o comportamento da carga e o comportamento de outras variáveis, ditas explicativas (definidas a partir de hipóteses teóricas e do conhecimento da literatura especializada quanto à causalidade entre as variáveis).

Numa primeira etapa, a estimação da carga de energia foi realizada com base em modelos de regressão linear múltipla, em que a variável explicada é relacionada a um conjunto de variáveis explicativas. A especificação da forma funcional empregada foi do tipo "log-log".

Uma dificuldade frequente na aplicação da econometria diz respeito à qualidade e disponibilidade de dados. No caso da estimação da carga regional, esse problema já se dá na definição das séries de carga (variável explicada), porque não existem dados públicos de carga de energia em nível estadual.

A projeção da carga (ou do consumo) a partir de classes traz vantagens quando comparada à projeção de forma agregada. Como a resposta da demanda por energia varia de modo significativo entre os

principais segmentos de consumo, considerar as especializações econômicas permite caracterizar melhor o padrão da carga de energia e pode elevar a acurácia das projeções.

Para avaliar como a difusão de tecnologias é capaz de promover alterações estruturais na carga (Geração Distribuída, Tarifa Branca, veículos elétricos, baterias) busca-se trabalhar com a riqueza de dados já existente.

Como a difusão das novas tecnologias atinge as diferentes classes de consumidores de forma diferente, a composição da carga em cada subestação é relevante para a avaliação da sua evolução.

A estratégia é de fazer projeções de carga de forma *bottom-up* a partir de:

- Campanhas de Medição das distribuidoras
- Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) de cada distribuidora.

As Campanhas de Medição, realizadas durante o processo de Revisão Tarifária, identificam as curvas de carga horária para cada classe de consumidores típicos.

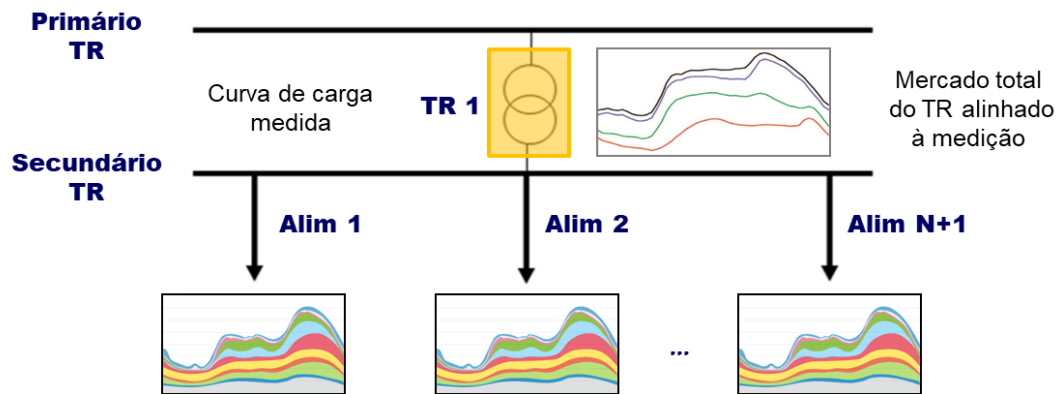
Em seguida, avalia-se a curva de carga horária em cada uma das subestações das distribuidoras para avaliar a composição de consumidores atendidos por cada uma delas.

As Campanhas de Medição proporcionam as seguintes informações:

- curvas de carga medidas em transformadores de subestação;
- curvas de carga medidas em consumidores cativos nos diferentes níveis de tensão e classes de consumo;
- tipologias de carga representativas;
- percentuais de participação de cada tipologia de carga no mercado cativo da distribuidora.

As Bases de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) proporcionam:

- mercado cativo medido mensal/anual de todos os consumidores (kWh);
- conectividade de cada consumidor com sua respectiva subestação;
- nível de tensão e classe de consumo de cada consumidor;
- dados, em energia, de perdas técnicas e não técnicas por alimentador.



A EDP recomenda a avaliação da representatividade dos carros elétricos na matriz energética através da adoção de cenários com variação na velocidade de inserção provocada pela sensibilidade ao custo e às ações governamentais de incentivo.

Com relação aos combustíveis veiculares, destaca-se a possibilidade de aumento da oferta de gás natural pelas medidas propostas no “Novo Mercado de Gás”, com possível redução do custo do gás natural de modo geral e do GNV, o que pode afetar o crescimento previsto para o etanol.

Quanto às premissas macroeconômicas, há modificação tanto do cenário nacional, dado pela aprovação da reforma da previdência quanto no cenário internacional pelos eventos recentes nos países da América do Sul, ocorridas após o fechamento da minuta em Consulta do PDE. Mas, dado o desfecho ainda não definido em relação aos eventos externos, não convêm a alteração das premissas macroeconômicas nesse momento.

Para a projeção do consumo de eletricidade, o P&D Matriz Robusta desenvolveu uma metodologia com detalhamento setorial e regional da economia, pela segmentação em sete regiões. Os cenários econômicos serão aplicados a cada barramento do sistema elétrico ponderado pelo perfil de consumo encontrado no BDGD, que poderá contribuir para a criação de novas metodologias de previsão de carga de longo prazo.

Geração Centralizada de Eletricidade

O PDE 2029 apresenta uma avaliação dos requisitos de flexibilidade operativa considerando as rampas horárias provenientes de variações da demanda e da produção de recursos não controláveis, como geração eólica e solar fotovoltaica, para a expansão de referência.

Com relação à exploração do Gás Natural Nacional, principalmente proveniente das bacias do pré-sal, é avaliada a atratividade e impactos para o sistema elétrico de um montante maior de oferta de gás a baixo custo variável e maior nível de inflexibilidade operativa.

Foram avaliados os impactos que os novos critérios de suprimento para os requisitos de capacidade de potência podem trazer na expansão indicativa e foi discutida uma primeira avaliação sobre a resposta da demanda e da modernização das usinas hidrelétricas como alternativas para o suprimento de capacidade de potência.

Modelo de Decisão de Investimentos

O Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE, aplicado nos últimos planos decenais foi uma importante evolução do planeamento. O MDI tem como função objetivo a minimização do custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima de potência instantânea. A curva de carga é representada em quatro patamares (ponta, pesada, média e leve) e mais uma restrição de capacidade, que inclui o requisito de reserva operativa. A descrição detalhada deste modelo consta na Nota Técnica EPEDEE-RE-052/2018. O modelo representa detalhadamente o problema de investimentos e estima o custo de operação baseado em cenários de energia, decidindo assim pela melhor alocação dos recursos.

De forma inovadora, a EPE disponibilizou o código fonte do MDI, juntamente com os dados de entrada do modelo, o que possibilitará o estudo detalhado dos resultados apresentados no Plano Decenal. Ressalta-se a importância da divulgação dos códigos fontes dos

programas utilizados no setor elétrico, que difunde o conhecimento e pode promover aperfeiçoamentos aos modelos existentes.

Recursos disponíveis para oferta e visão de futuro para o parque gerador de energia elétrica

O PDE em consulta pública utilizou os seguintes recursos disponíveis para a Expansão da Oferta:

Fonte	Disponível a partir de	Como é definida a contribuição		
		MDI	NEWAVE	Suprimento de Potência
Hidrelétricas	2026*	Séries de energia e potências, obtidas a partir de simulação no modelo SUISEI, utilizando séries históricas de vazões **	Simulação hidrotérmica do NEWAVE utilizando reservatórios equivalentes de energia e 2.000 séries sintéticas	Cálculo de potência máxima disponível para todas as séries históricas utilizando metodologia da NT EPE-DEE-NT-035-r2/2017
Hidrelétricas Reversíveis	2026	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento
PCH e CGH	2023	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Eólica Onshore	2023	Energia: a partir de dados de projetos habilitados em leilão Contribuição nos patamares de carga: construída a partir da base de dados AMA		P95 da geração esperada para todas as horas do mês
Eólica Offshore	2027	Utilização de dados de reanálise para pontos da costa brasileira, aplicando a mesma metodologia utilizada para os patamares do recurso onshore		
Solar Fotovoltaica	2023	A partir de dados de projetos habilitados em leilão		P95 da geração esperada para todas as horas do mês
Termelétricas a Biomassa Sucroenergética	2023	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Termelétricas a Biogás	2023	Sazonalização definida a partir dos processos do setor sucroenergético e possibilidade de estocagem do insumo.		
Termelétricas a Biomassa Florestal	2024	Despacho definido pelo modelo de otimização, a partir dos CVUs definidos		Potência Disponível
Termelétricas a Gás Natural	2023			
Termelétricas a Carvão	2026			
Baterias Íon-Lítio	2024	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento

A utilização dos modelos de operação do sistema é fundamental para avaliar a segurança do suprimento, tanto do ponto de vista operativo quanto económico, além da previsão de disponibilidade de recursos, conforme tabela anterior.

Para a previsão com histórico de longo prazo, deve-se observar a imprecisão quanto aos dados realizados, por se tratarem de informações de longa data. Somam-se modificações climatológicas, geográficas e da própria ação humana sobre os recursos hídricos.

Então, adicionalmente a utilização de critérios de segurança de suprimento, recomenda-se uma revisão, tão breve quanto possível, dos históricos de ENAs dos aproveitamentos hidrelétricos. Destaca-se a relevância dessa revisão não somente para tratar questões operativas, mas também do planejamento de longo prazo e na determinação das garantias físicas que se baseiam nessa mesma fonte de informação.

Com relação à análise do horizonte, um ponto inovador, foi a avaliação das térmicas que tem seu contrato encerrado ou que terão seu incentivo reduzido, conforme tabela abaixo:

Fato Motivador	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Acum. 2029
Término do CCEAR (UTE GN)	0	0	554	0	736	1.475	1.133	500	178	0	4.576
Término do CCEAR (UTE OD/OC)	0	0	0	191	983	1.484	207	381	201	0	3.447
Fim dos subsídios da CDE (UTE CARVÃO)	0	0	0	0	0	0	0	0	1.227	0	1.227
Fim dos subsídios do PPT (UTE GN)	0	249	313	120	1.687	572	0	0	0	0	2.941
Fim da Vida Útil da Usina	0	0	0	0	1.278	640	869	534	0	0	3.321
TOTAL	0	249	867	311	4.684	4.171	2.209	1.415	1.606	0	15.512

A avaliação dos recursos necessários à reposição dessa energia e as alternativas com diversas fontes é uma evolução no planejamento, por tratar de um aspecto comercial que influencia na expansão e vice-versa.

A geração hidrelétrica reduz sua participação ao longo do horizonte do plano em Consulta Pública. Isso se deve à redução de empreendimentos aptos a implementação nesse período, principalmente pela sua viabilidade ambiental.

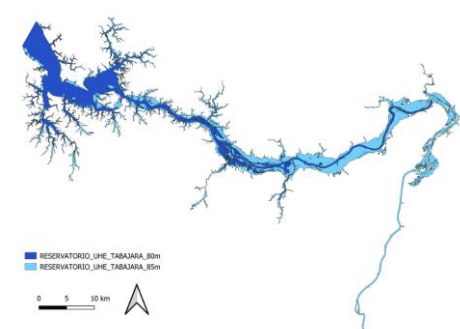
Os empreendimentos avaliados são os seguintes:

Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada
Telêmaco Borba	118	2026
Tabajara	400	2027
Apertados	139	2027
Ercilândia	87	2027
Bem Querer	650	2028
Castanheira	140	2028
Comissário	140	2029

Além da indicação de usinas que potencialmente poderiam entrar em operação, seria recomendável a indicação de viabilidade de participação nos próximos leilões.

Apesar da reduzida oferta de geração hídrica, a minuta de plano decenal avalia os recursos disponíveis com a repotenciação e modernização do parque gerador, o que também é uma novidade nesse tipo de planejamento.

Entre os pontos avaliados no Projeto Matriz Robusta está a variação de parâmetros das usinas no planejamento. Por exemplo, os efeitos de variação das cotas sobre a produção de energia, conforme exemplo abaixo para a UHE Tabajara:



COTA	80 m	85 m	diferença
Área do reservatório (km²)	96,3	277,2	188%
Volume (hm³)	525,2	1.419,9	170%

Em relação à expansão térmica, há previsão de aumento da participação dessa fonte ao longo do horizonte, que passa de 14% em 2020 para 18% em 2029.

Considerando já a redução contratual de 15,5 GWm, o MDI opta pela expansão de 27,8 GW de térmicas de diversas tecnologias. Desse montante, 6,8 GW representam prolongamento da vida útil das usinas candidatas à Retrofit. A expectativa de expansão com o gás do pré-sal é de somente 1 GW. Relembrando que de forma geral, a estrutura de gás natural é viabilizada pelas usinas termelétricas. Com o programa Novo Mercado de Gás e todos os incentivos governamentais, a tendência é de maior utilização do gás natural do pré-sal.

Ressalta-se a importância da geração térmica de baixos CVUs, notoriamente a de gás natural, para a redução do custo de operação do sistema.

EDP avalia que a divulgação do código-fonte e dos dados de entrada do MDI foi um grande avanço desse Plano Decenal. Essa iniciativa poderia se estender a todos os programas do setor elétrico que podem ser discutidos e aprimorados.

Apesar do caráter indicativo, a expectativa de expansão do sistema utilizado no dimensionamento dos custos de transmissão utilizados na definição das TUSTs é proveniente do Plano Decenal. A definição de um planejamento mais próximo ao que espera realizar é importante para não onerar demasiadamente empreendedores via tarifa de transmissão.

A expansão da geração inflexível de gás natural proveniente do pré-sal parece pouco compatível com o programado no Novo Mercado de Gás. Ressalta-se que as térmicas que utilizem gás natural a menores preços são importantes para a redução do custo operativo do sistema.

4. Conclusões

A EDP avalia que o Plano Decenal é de fundamental importância e é um norteador de investimentos do Setor Elétrico. Diversos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento da empresa são direcionados às questões setoriais e entre elas o Projeto Matriz Robusta.

Ao longo do texto foram inseridas diversas soluções avaliadas no projeto de P&D que poderiam contribuir com novas abordagens.

Houve uma evolução na metodologia e na transparência desse Plano Decenal, pela publicação do deck, do código fonte do MDI e seus dados de entrada.

Quanto às premissas macroeconômicas, depois de passada a reforma da previdência, restam ainda outras reformas a serem feitas, além dos movimentos recentes nos países sul-americanos. Com todas essas indefinições, conclui-se que não há necessidade de revisão do cenário macroeconômico, que projeta um crescimento mais lento no primeiro quinquênio e mais acelerado ao final do horizonte.

Com relação à geração, avalia-se que o “Novo Mercado de Gás” ainda não foi representado no PDE. A inserção de térmicas de baixo custo traria uma redução do custo de operação do sistema. O GNV também pode sofrer redução de custo com o desenvolvimento do mercado.

Apesar de indicativo, dado os usos feitos pelo PDE, entende-se que é importante a sua contínua evolução. Recomenda-se inclusive, que a próxima edição do PDE tenha um tempo maior para avaliação, de no mínimo 45 dias, tal como ocorre com as Consultas Públicas da ANEEL.

No mais, temos a parabenizar o trabalho da EPE e do MME na consolidação desse trabalho que evolui a cada edição.