

**CONSULTA PÚBLICA MME 087/2019 “PLANO DECENAL
DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2029 – PDE 2029”**



Sumário

1. Introdução	3
2. Premissas Gerais e Demanda de Energia	3
3. Geração de Energia Elétrica	4
4. Transmissão de Energia Elétrica	5
5. Produção de Petróleo, Abastecimento de Derivados de Petróleo e Oferta de Gás Natural	6
6. Eficiência Energética e Geração Distribuída	7
7. Considerações finais	9

1. Introdução

O **Grupo CPFL Energia** apresenta neste documento as contribuições para a Consulta Pública MME 087/2019 tema “Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)”, o referido material constitui oportunidade para a manifestação dos agentes setoriais e da sociedade civil.

O documento em consulta é fonte de dados de suma importância, constantemente utilizado como referência para pesquisas acadêmicas, instituições financeiras e investidores do setor elétrico.

Com o intuito de contribuir para o tema, o presente documento apresenta contribuições elaboradas por parte do Grupo CPFL em avaliação baseada nas análises no relatório disponibilizado para discussão do tema, que fundamentou o nosso posicionamento.

2. Premissas Gerais e Demanda de Energia

A primeira contribuição de âmbito geral diz respeito às premissas e cenários que nortearam a elaboração do referido plano. Inúmeras premissas econômicas, técnicas, políticas, entre outras, foram consideradas no trabalho e são essenciais para definição dos resultados.

A projeção de demanda de energia elétrica apresentada no plano decenal aponta um crescimento médio de 3,6% a.a. no cenário de referência e cerca de +/-1% a.a. nos cenários alternativos, que basicamente considera sensibilidade no crescimento industrial.

Essas taxas envolvem expectativa de retomada da atividade econômica, mais sustentado em virtude da expectativa de realização de reformas, ainda que parciais, que devem melhorar o ambiente de negócios, permitindo maior nível de atratividade de investimentos e aumento da produtividade da economia, apesar da dificuldade atual do país em retomar o crescimento de anos anteriores.

As projeções de crescimento da demanda de energia levam em consideração elasticidade PIB x consumo ou PIB x renda, ajustadas ao histórico, no entanto com a popularização e redução dos custos de aquisição de painéis fotovoltaicos voltados a consumidores de baixa tensão bem como autoprodução não injetada, energia solar térmica e eficiência energética não seguem esta lógica de projeção. Segundo o próprio documento, no capítulo 9, estima-se que estes energéticos podem representar cerca de 9% da demanda até 2029. Não fica claro se esta estimativa está incorporada nas projeções da demanda de energia elétrica considerada nos cenários de referência e alternativos.

3. Geração de Energia Elétrica

A expansão da oferta de geração apresentada no relatório tem caráter indicativo, não determinando diretamente os investimentos que serão efetivados na evolução do parque gerador. O relatório traz aprimoramentos da abordagem metodológica apresentada no ano anterior para a avaliação da oferta de energia elétrica, com destaque à utilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), desenvolvido internamente na EPE, como ferramenta de apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta. A CPFL é favorável à utilização de ferramentas computacionais que contribuam para uma melhor precisão das informações e resultados, tal como o Modelo de Decisão de Investimentos – MDI.

O relatório consolida a metodologia apresentada no ciclo passado para a avaliação da oferta de energia elétrica, com a utilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), desenvolvido internamente na EPE, como ferramenta de apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta.

Outra evolução mantida nesta edição apresentado no PDE passado é com relação à expansão da oferta com foco no atendimento da demanda máxima, caso não tenha capacidade de atendimento da demanda, o MDI indica acréscimo de potência para atendimento da carga.

A novidade nesta edição é com relação a uma avaliação sobre a flexibilidade operativa atual verificando se o sistema está suficientemente dimensionado para elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, mantendo as médias mensais de geração.

Em comparação ao ciclo anterior, o PDE 2029 apresenta uma maior participação de térmicas a gás natural na expansão do parque gerador brasileiro, visto a perspectiva de aproveitamento do gás natural do pré-sal. Adicionalmente, gostaríamos de solicitar os decks de entrada do modelo Newave para os diversos cenários de expansão avaliados (cenários *what if*), ainda em relação ao cenário, sugerimos a apresentação dos CMEs associados a cada uma das alternativas analisadas.

Por fim, em relação aos estudos de atendimento de ponta, sugerimos aprimoramento da avaliação da disponibilidade das usinas hidrelétricas, pois entende-se que o mais coerente seria considerar a utilização da curva colina das máquinas ao invés produtividade da usina e da aplicação da fórmula empírica de perda por deplecionamento apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035-r2/2017.

$$P_{max_p} = P_{efet_p} \times \left(\frac{hl_p}{hefet_p} \right)^\beta \quad (1)$$

onde,

hl_p – Altura de queda líquida da usina p ;

$hefet_p$ – Altura de queda efetiva das turbinas da usina p ;

β

$$= \begin{cases} 1,5 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Francis ou Pelton;} \\ 1,2 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Kaplan ou Bulbo;} \\ 0 & \text{se } hl_p \geq hefet_p \end{cases}$$

$$P_{efet_p} = P_{inst_p} \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (2)$$

P_{efet_p} – Potência efetiva da usina p ;

P_{inst_p} – Capacidade instalada da usina p ;

$Teif_p$ – Taxa de indisponibilidade forçada da usina p ;

IP_p – Índice de indisponibilidade programado da usina p .

Como o processo de avaliação é baseado na simulação da operação, modelos matemáticos de operação de usinas têm condições de estimar a real perda por deplecionamento dos empreendimentos hidrelétricos, compatível com curva colina, curvas do reservatório, curvas do canal de fuga e perdas hidráulicas de cada usina. Além disso, na escala de tempo de atendimento da demanda máxima, a grande maioria das usinas a fio d'água tem capacidade de modulação da geração intradiária, de maneira a disponibilizar potência ao sistema, modulando sua geração para cumprir o volume de água turbinada definida pelo modelo de otimização energético. Na prática da programação diária, o Operador já contempla esta capacidade de modulação diária das hidrelétricas na operação do sistema.

4. Transmissão de Energia Elétrica

Os estudos apresentados no relatório têm por base a consideração do caráter indicativo da expansão da geração. Nestas condições o planejamento da transmissão tem por necessidade considerar a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação dos diversos tipos de fontes de geração planejadas.

Neste contexto, a apresentação dos estudos é abrangente quanto aos possíveis cenários de atendimento futuro da rede de transmissão, no entanto, o leitor se depara com certa dificuldade de

vincular as premissas de expansão da geração vis a vis a proposta de expansão da rede, pois há apenas uma referência no capítulo anterior no qual é informada que a expansão da transmissão é baseada no cenário de referência da expansão da geração.

Uma sugestão para futuros trabalhos é de se considerar casos de sensibilidade com condições integradas de expansão entre a geração de energia elétrica, redes de transmissão e fornecimento de combustíveis. Outro ponto de possível integração é com relação à projeção de carga, eficiência energética e GD, esta última com forte influência na evolução da estrutura tarifária e no sinal de preço de energia em granularidade horária.

A visão integrada dos projetos de expansão de G e T deve identificar os pontos críticos no cronograma físico dos dois empreendimentos considerados de forma conjunta. Além disso, o PDE poderia, baseado em parte dos cenários de expansão do parque gerador, mencionados no capítulo anterior, apresentar cenários da expansão da transmissão, associada a cada alternativa de evolução do parque gerador.

Além disso, sugere-se estudos prospectivos com base na avaliação da margem de escoamento que podem indicar locais onde seja interessante/necessário a antecipação de expansão da rede de transmissão, em especial para atendimento das novas fontes renováveis, observa-se que além de sua implantação difusa, o tempo de construção destes empreendimentos têm apresentado cronogramas cada vez mais reduzidos podendo indicar necessidades de expansão da rede completamente distinto dos indicados pela expansão de referência.

5. Produção de Petróleo, Abastecimento de Derivados de Petróleo e Oferta de Gás Natural

Em relação à produção de petróleo e, em especial de gás, observa-se incerteza na disponibilidade dessas *commodities*, principalmente pelos seus valores, que podem alterar significativamente os custos do setor elétrico.

Uma maior oferta de petróleo e de gás nacionais pode dar um indicativo de redução de preço, embora tais preços tenham suas variações apuradas predominantemente com base na variação internacional.

Como sabido, mantendo-se as atuais regras do setor elétrico, a redução do preço dos derivados do petróleo e gás pode provocar a redução do CVU de diversas térmicas, implicando um maior despacho dessa fonte por parte do ONS, o que traria impactos para o custo de operação do sistema e, consequentemente, para os consumidores.

Por outro lado, uma maior disponibilidade destes insumos energéticos pode contribuir para que novos empreendimentos térmicos a gás, eventualmente, alocuem menor risco relacionado à falta

deste combustível, o que contribui para redução do preço da energia comercializada em futuros leilões.

Embora o Capítulo de Geração de Energia Elétrica já contemple premissas relacionadas à geração térmica, sugere-se que sejam elaborados cenários para a produção e preços dos derivados de petróleo e gás. Os resultados dessas análises serviriam para apurar os custos de operação do sistema elétrico, considerando as térmicas que remanescerão no sistema, e também os custos de expansão de geração térmica que, na visão da CPFL, deve ser prioritariamente com base em usinas a gás.

Sugere-se que se explore este tema, soluções como a implementação de um mercado de gás conjuntamente com um operador de gás poderia conferir maior eficiência no fornecimento de gás, bem como promover sinergia com o mercado de energia, com potencial de redução de custos na cadeia de fornecimento para as usinas termelétricas.

6. Eficiência Energética e Geração Distribuída

O PDE em discussão na presente Consulta Pública contempla como caso base premissas quanto à modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD). Para tal, utilizou 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, conforme destacado pela EPE.

Ambos os temas constam na Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2020-2021¹, conforme apresentado a seguir:

Tópico da Agenda	Biênio 2020-2021
Aprimoramento da REN 482/2012	Regulamentação no 1º Semestre de 2020
Regulamentação da Tarifa Binômia para consumidores do grupo B.	Regulamentação no 2º Semestre de 2020

¹ Cronologia disposta na Minuta de Agenda Regulatória ANEEL de 2020-2021, disponível no Anexo III da Nota Técnica nº 14/2019—GDG-SGT-SPE-SRD-SRG-SRM-SRT/ANEEL – disponível nos resultados da Audiência 041/2019.

As premissas utilizadas no caso base referentes à modalidade de MMGD foram:

- **Aprimoramento da REN 482/2012** – Novo mecanismo de compensação para MMGD com entrada em vigor em 2021, com as seguintes tratativas:
 - Para sistemas locais: utilizou-se a Alternativa 3 apresentada na AP 001/2019 da ANEEL, isto é, não haveria compensação de energia nos componentes tarifárias FIO A, FIO B e TUSD Encargos; e
 - Para sistemas remotos: utilizou-se a Alternativa 4 apresentada na AP 001/2019 da ANEEL, isto é, não haveria compensação de energia nos componentes tarifárias FIO A, FIO B, TUSD Encargos e Perdas.
- **Regulamentação da Tarifa Binômia para consumidores do grupo B** – 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, não sendo, portanto, esses componentes tarifários passíveis de compensação.

Observa-se que as premissas utilizadas divergem do posicionamento apresentado pela ANEEL, órgão responsável por regulamentar ambos os temas.

As Alternativas utilizadas pela Agência Reguladora para o aprimoramento da REN 482/2012, encontram-se atualmente em discussão no âmbito da Consulta Pública ANEEL nº 025/2019, com previsão de encerramento de contribuições em 30/12/2019, e foram apresentadas por meio da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SGG/SMA/ANEEL.

Já o tema de regulamentação da Tarifa Binômia para consumidores do grupo B, discutido âmbito da Audiência Pública nº 059/2018, apresentou a Nota Técnica nº 125/2019- SGT/SRM/ANEEL, na qual foi apresentada a análise das contribuições da AP nº 059/2018. Observa-se novamente neste caso uma divergência entre o posicionamento da ANEEL e as premissas utilizadas pela EPE.

Uma vez que a ANEEL possui autonomia para aprimorar a REN 482/2012 e regulamentar a Tarifa Binômia para consumidores do grupo B, e que ambos os órgãos, EPE e ANEEL, são vinculados ao Ministério de Minas e Energia (MME), entende-se que a utilização de premissas divergentes do órgão responsável e com total autonomia para regulamentar o aprimoramento da REN 482/2012 e a Tarifa Binômia para consumidores do grupo B, é desaconselhável. Desta forma, independentemente do mérito em questão, propõe-se que a EPE se atenha às premissas mais fidedignas quanto a estes temas, isto é, àquelas atualmente em discussão pela ANEEL.

7. Considerações finais

Em primeiro lugar, o Grupo CPFL Energia reconhece a importância da iniciativa proativa deste Ministério de Minas e Energia, em colocar em discussão o plano decenal de expansão de energia.

Uma sugestão para futuros trabalhos é de se considerar casos de sensibilidade com condições integradas de expansão entre a geração de energia elétrica, redes de transmissão e fornecimento de combustíveis. Outro ponto de possível integração é com relação à projeção de carga, eficiência energética e GD, esta última com forte influência da evolução da estrutura tarifária e o sinal de preço de energia em granularidade horária.

Adicionalmente, sugerimos que o PDE apresente, apesar do texto discorrer nas alternativas de oferta de geração para atendimento da demanda máxima, estudos mais detalhados considerando diferentes alternativas de escolha de fontes para atendimento desta demanda.

Embora exista a preocupação por parte da EPE que a definição numérica do montante de expansão por fonte possa ser interpretada, de forma equivocada, como obrigação de contratação das referidas fontes, a definição de uma expansão mínima no relatório é benéfica para que os empreendedores possam definir estratégias mais realistas. Esta indicação poderia ser interpretada como a parcela de expansão mais provável do planejamento indicativo, ficando a incerteza apresentada nos casos de sensibilidade como a parcela propriamente indicativa, na qual a interpretação de expansão seria dada pela percepção individual dos agentes e investidores.