

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
Escola Politécnica

ERIK EDUARDO REGO

**O setor elétrico entre as crises de 2001 e 2021: aprendizados, evoluções e
propostas**

SÃO PAULO
2023

ERIK EDUARDO REGO

O setor elétrico entre as crises de 2001 e 2021: aprendizados, evoluções e propostas.

Texto de sistematização crítica de parte da obra do candidato, apresentado ao Departamento de Engenharia de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Livre Docente - área de Economia da Produção e Engenharia Financeira.

Versão Original

SÃO PAULO
2023

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Rego, Erik Eduardo.

O setor elétrico entre as crises de 2001 e 2021: aprendizados, evoluções e propostas / Erik Eduardo Rego. São Paulo, 2023.

81 f.: il.; 30cm.

Texto (Livre Docência) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

1. Planejamento setor elétrico; 2. Energias renováveis; 3. Comercialização de energia elétrica; 4. Risco de suprimento; 5. Transição energética.

Dedico este trabalho à minha querida esposa Babi,
meus filhos Dudu, Bia e Lulu.

AGRADECIMENTOS

À Barbara Grings, pela enorme paciência, compreensão e apoio ao longo desses nossos 20 anos de jornada juntos. Agradeço por cada momento em que estive ao meu lado, me ajudando a superar desafios.

Aos meus pais pelo contínuo incentivo e exemplo.

Aos meus colegas do departamento de Engenharia de Produção, vocês têm sido uma fonte constante de apoio, encorajamento e inspiração durante minha jornada acadêmica.

Aos meus colegas da Empresa de Pesquisa Energética, uma equipe incrível, eu tive a sorte de ter trabalhado ao lado de pessoas tão talentosas e dedicadas.

RESUMO

REGO, Erik Eduardo. **O setor elétrico entre as crises de 2001 e 2021: aprendizados, evoluções e propostas**. 2023. 81 f. Tese (Livre Docência) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

O presente texto de sistematização crítica de parte da obra do candidato é feito recorrendo tanto a artigos em revistas indexadas, quanto notas técnicas. As obras são apresentadas de forma a mostrar a coerência e correlacionamento dessas pesquisas com as discussões atuais de transição energética, apresentando ampla análise a respeito da matriz de energia elétrica, seus desafios presentes e futuros, alguns deles evidenciados pela escassez hídrica de 2021. São apresentados desde estudos mais específicos, como do desenho de leilões de contratação de energia elétrica, passando por análises de portfólio até proposta de alteração no modelo de comercialização.

Palavras-chave: Planejamento setor elétrico; Energias renováveis; Comercialização de energia elétrica; Risco de suprimento; Transição energética.

ABSTRACT

REGO, Erik Eduardo. **The electricity sector between the 2001 and 2021 crises: lessons learned, evolutions and proposals.** 2023. 81 f. Habilitation Theses. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

This text critically systematizes the candidate's work using both articles from indexed journals and technical notes. The works are presented in a coherent and correlated manner, showing their relevance to current discussions on energy transition. A broad analysis of the electric energy matrix is provided, including its present and future challenges, such as the water scarcity of 2021. The studies range from specific topics, such as the design of procurement electricity auctions, to portfolio analysis and a proposal for changing the commercialization model.

Keywords: Electric sector planning; Renewable energy; electricity markets; Supply risk; energy transition.

Lista de Figuras

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada de geração centralizada no Brasil, por fonte (2001 - 2021)	12
Figura 2 - Evolução da extensão e capacidade das linhas de transmissão do SIN	25
Figura 3 - Capacidade e preço médio contratados a cada ano.	30
Figura 4 - Potência Contratada (MW/ano) – Empreendimentos em Construção / em obtenção de Outorga	30
Figura 5 - Garantia Física (MWm/ano) – Empreendimentos em Operação	31
Figura 6 - Garantia Física (MWm/ano) – Empreendimentos em Construção / em obtenção de Outorga	31
Figura 7 - Energia vendida (MWm)	31
Figura 8 – Evolução e projeção da participação das fontes na geração total do SIN	35
Figura 9 - Evolução da energia natural afluyente dos subsistema SE/CO e NE - % da MLT	36
Figura 10 - Tendências negativas de precipitação nas últimas décadas	37
Figura 11 - Médias anuais da ENA no subsistema SE/CO de 1931 a 2019	38
Figura 12 - Comparação entre anomalias de precipitação entre os períodos 2020-2021 e 2001-2002	39
Figura 13 – Avaliação da necessidade de recomposição de lastro do Sistema	41
Figura 14 - Cálculo dos requisitos de potência para os limites e métricas alternativos	49
Figura 15 - Diagrama Esquemático com as ações coordenadas pela EPE referentes ao detalhamento da proposta de separação de lastro e energia	59

Lista de Tabelas

Tabela 1: Diagnóstico do racionamento pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica	6
Tabela 2 - Afluências (em % da MLT) dos subsistemas e do SIN, para o período de outubro/20 a setembro/21	38
Tabela 3 - Quantificação dos requisitos resultantes dos critérios de suprimento de energia e potência	48

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Estrutura capitular	2
2. A evolução do setor elétrico brasileiro até a crise hídrica de 2021	4
2.1 Breve histórico da evolução do setor elétrico brasileiro	4
2.2 A Evolução recente da matriz elétrica brasileira	13
2.2.1 Crescimento das renováveis não despacháveis	14
2.2.2 A participação das termelétricas no contexto de transição energética	23
2.2.3 Expansão da Rede de Transmissão	27
2.2.4 Considerações da expansão do sistema	30
2.3 Os Leilões de Contratação de Energia Elétrica	30
3. Dependência hídrica, risco, e análise de portfólio	37
3.1 Situação hidrológica de 2021	37
3.2 Garantia física do sistema	41
3.3 Os Critérios de Suprimento de Energia e Potência	46
3.4 Análise de portfólio	52
4. Proposta de um novo mercado	55
5. Considerações finais	64
6. Referências bibliográficas	65

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro, assim como em todo o mundo, vem se desenvolvendo e transformando rapidamente: alteração na composição das fontes de geração, rápida evolução tecnológica de novas soluções de suprimento, empoderamento do cliente de energia elétrica, descentralização, descarbonização; o que provoca a necessidade de alteração das relações comerciais, planejamento dos sistemas de geração e transmissão, e formas de remuneração da cadeia de negócios do setor elétrico.

Os compromissos de descarbonização aceitos a nível global por Estados e empresas estão levando a uma transição energética na qual os recursos fósseis estão sendo progressivamente substituídos por renováveis. Essa é uma tendência global que entrou na pauta de muitas empresas. Com isso, eleva-se a preocupação das organizações em cumprir os critérios ESG¹ em suas operações, de forma a concretizar uma agenda verde e que dê um significado mais maduro à economia.

Muitos participantes do setor de energia declararam publicamente sua intenção de se tornarem neutros em carbono até 2050. Embora sua visão de longo prazo seja clara, o desafio mais desconcertante para as empresas está no futuro imediato. Muitas empresas estão lutando para entender os impactos materiais que suas metas declaradas terão em suas avaliações, operações, funcionários e mercados nos próximos anos.

A resposta à necessidade de descarbonização veio sobretudo pelo avanço das novas energias renováveis, através de geração distribuída. A integração desses novos recursos energéticos distribuídos, marcados pela intermitência de sua geração, traz uma série de novos desafios para o setor de eletricidade.

O equilíbrio econômico-financeiro desse setor, e o seu desenvolvimento sustentável, requer novo arcabouço regulatório. Descentralização, descarbonização e digitalização são os vetores de transformação do setor de energia elétrica brasileiro.

O processo de transição energética tem sido acelerado em decorrência da guerra Rússia-Ucrânia, mas não é um debate novo, programas de incentivos a fontes alternativas de energia –

¹ Environmental, Social and Governance (Ambiental, Social e Governança).

eólica e solar principalmente, existem desde final do século passado, além de muitas discussões a respeito da mudança do consumidor de energia para cliente empoderado. Essas discussões em ambiente em constante e acelerada transformação tem sido objeto de meu estudo acadêmico, assim, nesta tese, o **objetivo principal é consolidar as contribuições acadêmicas já publicadas em revistas indexadas, tese, dissertação, e notas técnicas, de forma a mostrar a coerência e correlacionamento das pesquisas feitas com as discussões atuais de transição energética.**

E, de forma a vincular o debate quanto ao futuro energético com os desafios de curto prazo do setor elétrico brasileiro, esta tese fará comparativos e análises correlacionando as contribuições acadêmicas do processo de transição energética com a crise hídrica enfrentada pelo país em 2021, ano que passou com elevado risco de necessidade de decretar racionamento.

Passados 20 anos da crise energética que levou o país ao racionamento de energia (2001-02), o setor elétrico enfrentou novo desafio para manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia. Com isso, naturalmente as comparações com 2001 se tornaram mais evidentes, induzindo a diagnósticos similares àqueles apresentados à época. No entanto, há claras diferenças entre os dois momentos, relacionadas à estrutura do setor elétrico, regulamentação, matriz energética, rede de transmissão, conjuntura econômica, arranjo institucional, entre outros aspectos.

E para chegar às principais causas e agravantes da crise de 2021, deve-se inicialmente avaliar como foi à evolução do sistema desde o racionamento, seus avanços, melhorias e pontos de atenção, possibilitando a proposição e escolha das soluções mais adequadas e efetivas para evitar que situações semelhantes voltem a ocorrer no futuro. Desta forma, as discussões de segurança do suprimento e transição energética se complementam em necessidade e em sua temporalidade.

1.1 Objetivos

A partir de um texto que sistematiza a obra do candidato, o objetivo é mostrar como as publicações retratam a evolução da matriz de energia elétrica brasileira e os desafios futuros de transição energética, e os presentes e futuros de segurança do suprimento.

1.2 Estrutura capitular

Esta tese apresenta cinco capítulos, incluindo esta introdução e as considerações finais. No segundo capítulo são apresentados artigos que discutiram a evolução da matriz de energia

elétrica nacional, com a crescente participação de fontes renováveis não despacháveis, assim como os leilões como ferramenta para assegurar a expansão da matriz.

No terceiro capítulo são apresentados artigos que discutem desafios de longo e curto prazo do sistema elétrico brasileiro, aproveitando-se da situação de escassez hídrica de 2021 para discutir elementos essenciais à transição energética do ponto de vista do setor elétrico.

No quarto capítulo apresenta-se estudos técnicos e artigos propositivos para um novo mercado de comercialização de energia elétrica.

2. A evolução do setor elétrico brasileiro até a crise hídrica de 2021

2.1 Breve histórico da evolução do setor elétrico brasileiro

O objetivo deste item é fazer breve relato histórico das transformações da indústria de energia elétrica brasileira ao longo do tempo, desde o século XX, estabelecendo correlações entre a conjuntura político-econômica mundial e seus reflexos na economia e na política energética nacional. Para tanto, este item traz as principais conclusões das seguintes publicações:

- Rego, Erik Eduardo. Usinas hidrelétricas “botox”: aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia. / Erik Eduardo Rego; orientadora Virgínia Parente. – São Paulo, 2007. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.
- Rego, Erik E.; Parente, V. Energia Elétrica e Políticas Públicas: o caso das Usinas Hidrelétricas Botox nos Leilões de Energia. Planejamento e Políticas Públicas, v.31, p.129 - 159, 2008.

A história da regulamentação do setor elétrico brasileiro, particularmente ao longo do século XX e início do seguinte, demonstra conflito de posições ideológicas sobre o papel do Estado na economia, cujas posições dominantes alteram-se a cada grande crise da economia mundial, e bem mais de perto com a brasileira, neste caso, sobretudo como instrumento de política pública.

Com fundamental presença estatal, a primeira estruturação do setor elétrico brasileiro vem como reflexo de uma crise externa: a quebra de 1929. Sem dúvida essa crise trouxe como consequência a alteração drástica de aplicações de teorias político-econômicas, assinalando o início da dominância do pensamento keynesiano sobre as economias capitalistas, na qual o papel do governo deveria se sobrepôr ao *laissez-faire*. No Brasil o reflexo da crise de 29 se deu pela crise do café, quando se iniciou o processo de industrialização a partir do conceito de substituição de importações. Assim, surgiu a necessidade de estruturação de um setor elétrico capaz de atender esse processo de industrialização nascente com base inicialmente na ação de dois grandes grupos estrangeiros privados e mais tarde com fulcro crescente na atuação do Estado.

Durante os quarenta anos posteriores à edição do Código de Águas, em 1934, a participação direta do Estado na formulação e execução da política energética – com investimento preponderante nos segmentos de geração e transmissão em contexto de realidade tarifária –

proporcionou o maior crescimento do setor no século, transformando os sistemas locais em regionais e, praticamente, no sistema elétrico nacional, interligado e integrado, o que se procurou institucionalizar com a emissão da Lei de Itaipu, em 1973.

Entretanto, na década de 70, a partir de 1973, o mundo assiste a dois choques do petróleo, cujas consequências para os países em desenvolvimento foram desastrosas e que vieram sob a forma de estagflação (inflação sem crescimento econômico) associada a elevados déficits públicos. Nesse período ocorre grande uso político-econômico dos setores de infraestrutura, a partir da determinação das tarifas como mecanismos anti-inflacionários. É nesse período também que o setor se nacionaliza por completo, ao findar da década.

Ao final das duas décadas que se sucederam ao segundo choque do petróleo, além de não obter êxito em conter a inflação, tal prática ainda acaba com a capacidade de autofinanciamento do setor de energia elétrica brasileiro, que somado a outras políticas setoriais, torna evidente o esgotamento do modelo regulatório existente e a necessidade premente de reformas.

No contexto internacional, após o segundo choque do petróleo em 1979, a crise do sistema capitalista levou à ruptura das teorias econômicas keynesianas e à ascensão das monetaristas, no bojo das práticas neoliberais. Com base nesse pensamento neoliberal, iniciou-se a privatização de empresas como forma de diminuir a intervenção estatal e sustentar a política econômica de estabilização da moeda, proporcionando a primeira reforma do setor, mediante a introdução do modelo RE-SEB²: mercado de livre contratação no suprimento e no fornecimento a grandes consumidores (Lei n.º 9.074), criação de mercado atacadista de energia elétrica, agência reguladora independente (Lei n.º 9.427), operador independente do sistema elétrico, planejamento indicativo na geração e determinativo na transmissão, migração para o capital privado nacional e estrangeiro (Lei n.º 9.074) em novos investimentos, realização de leilões públicos para outorga de concessões, como determinado em gênero pela Constituição de 1988, e de venda de energia elétrica, entre outras medidas.

Cabe aqui ressaltar que, antes mesmo do modelo RE-SEB, que é de maio de 1998, muitas ações reformistas já haviam sido implementadas, inclusive boa parte das privatizações, as federais pelo menos, de julho de 1995 – Escelsa – até maio de 1998, quando veio à luz a Lei n.º 9.648.

² Com o objetivo de resgatar a operacionalidade do Setor Elétrico Brasileiro, foi implementado em meados dos anos 90 o Projeto RE-SEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, focado no aumento da capacidade de expansão do parque gerador e na atração de investimentos privados, garantindo-se a eficiência do processo via estímulo da competição.

Coube ao RE-SEB complementar algumas medidas da primeira reforma e lhes dar uma visão mais sistêmica. Dentre essas ações, iniciadas pela Lei n.º 8.631/1993, somadas a Lei n.º 9.074/1995 e a Lei n.º 9.427/1996, destacam-se:

- o modelo de leilão para privatização das concessionárias, Lei n.º 9.074/1995. A Escelsa, primeira privatização nesse contexto, deu-se seis dias depois de sanção desta lei. O formato dos leilões de privatização basicamente adveio da autorização desta lei de que o ganhador dos lances de privatização seria também o ganhador do leilão das concessões. Um leilão apenas convalidaria o art. 175 da Constituição e a privatização propriamente dita;
- o formato de outorgas de concessão, inclusive com os prazos de validade e de prorrogação das concessões (Lei n.º 9.074/1995);
- a criação do consumidor livre (Lei n.º 9.074/1995);
- a instituição do produtor independente de energia elétrica (Lei n.º 9.074/1995);
- a criação de agência reguladora independente (Lei n.º 9.427/1996).

Em contexto de dificuldades – marcadas pela crescente carência de investimentos públicos em função da instabilidade econômica vivida entre o segundo choque do petróleo e o Plano Real, em 1994, aliada ao fim da capacidade de autofinanciamento do setor – a expectativa de formação de preços de venda de energia elétrica no mercado livre foi dada pelo custo marginal de expansão, derivados dos custos de geração termelétrica a gás natural.

Entretanto, a primeira reforma do setor elétrico passa por grande crise: o racionamento de energia elétrica entre 2001 e 2002, abalando a credibilidade dessa reforma e expondo suas fragilidades. À época foi feito diagnóstico pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001), cujos principais apontamentos são resumidos pela Tabela 1.

Tabela 1: Diagnóstico do racionamento pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica

Problemas	Temas que mereceram aprofundamento
Insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos	Revisão de critérios e periodicidade e cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas e dos limites de contratação para termelétricas, levando em consideração a dinâmica do uso múltiplo dos recursos hídricos
	Criação de um ambiente regulatório estável, claro e conciso, em particular no que se refere ao valor normativo, à revisão tarifária e ao repasse de custos não gerenciáveis
	Aumento do requisito mínimo de contratação para as distribuidoras

	Liberação compulsória de grandes consumidores
Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise	Exame da possibilidade de usar encargos por capacidade para aumentar o nível de confiabilidade do sistema.
	Exame e remoção das dificuldades que ainda retardam a implementação de usinas a gás
Ineficácia na ação governamental	Agilização da atuação do CNPE ³ para garantir eficácia da ação intragovernamental; Fortalecimento da capacidade de ação do MME ⁴ / Secretaria de Energia / CNPE; Aperfeiçoamento e valorização do contrato de gestão entre ANEEL ⁵ e MME; Criação de um processo de licenciamento ambiental e de planejamento da utilização dos recursos hídricos articulado entre MME e MMA ⁶ ; Revisão e consolidação da legislação do setor.
Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade	Criação de procedimentos para diferentes níveis de “sinais de alerta” do ONS ⁷ para o MME em função do nível de esvaziamento e das condições hidrológicas previstas. Definição de responsabilidades entre ANEEL, MME e ONS com relação à programação de obras e projeção de demanda, usados em estudos de confiabilidade. Criação de procedimento de restrição progressiva da oferta de energia hidrelétrica e/ou aumento de tarifa, à medida que os reservatórios do sistema esvaziam. Adoção de uma função de custo de déficit por patamares de profundidade.
Ineficácia na correção de falhas de mercado	Formação de “catálogo” de projetos hidrelétricos e térmicos, já com estudos de dimensionamento, localização e permissões ambientais para serem oferecidos aos investidores; Definição de ações de governo, nos casos em que for identificada uma situação de alerta, para licitação ou contratação emergencial Exame do papel do governo como comprador de última instância da energia produzida por usinas de interesse estratégico; Aperfeiçoamento do planejamento indicativo de geração, cotejando-se com a experiência internacional.
Insuficiência dos programas de conservação de energia	Revitalização do Procel ⁸ e outros programas e medidas de conservação de energia competitivos com a geração.

Fonte: BRASIL (2001).

³ O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, criado pela lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia.

⁴ MME – Ministério de Minas e Energia: Criado pela Lei n.º 3.782, de 22 de julho de 1960. Antes de sua criação, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura. Foi extinto e integrado a um Ministério de Infraestrutura em 1990 e depois novamente individualizado em 1992. Suas áreas de competência são geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento da energia hidráulica, petróleo, combustível e energia elétrica.

⁵ A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei n.º 9.427/1996 e do Decreto n.º 2.335/1997.

⁶ O Ministério do Meio Ambiente (MMA), criado em novembro de 1992, tem como missão formular e implementar políticas públicas ambientais nacionais de forma articulada e pactuada com os atores públicos e a sociedade para o desenvolvimento sustentável.

⁷ O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei n.º 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto n.º 5.081/2004.

⁸ O Procel - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica é um programa de governo, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e executado pela Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional - ENBPar. Foi instituído em 30 de dezembro de 1985, pela Portaria Interministerial n.º 1.877, para promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o seu desperdício.

Inevitavelmente, diante desse quadro, o governo federal recém-empossado deu início ao processo da segunda reforma do setor elétrico, mantendo-se os aspectos positivos da primeira reforma, mas corrigindo aqueles que não funcionavam conforme o previsto. A segunda reforma marca a retomada da influência estatal sobre as políticas do setor elétrico, a interrupção das privatizações, sobretudo das três maiores geradoras federais que ainda restavam, por problemas inerentes a controle das águas de grandes reservatórios, já emergentes desde o governo federal anterior, e cria nova regulamentação para a outorga de concessões de geração e para a comercialização de energia no país.

A aquisição de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição passa a ser feita por meio de licitações com observância, entre outros pontos, da modicidade tarifária e das condições e limites de repasse do custo de aquisição desse produto para os consumidores finais, sendo essas contratações reguladas por meio de contratos bilaterais denominados de contrato de comercialização de energia no ambiente regulado.

Além disso, as licitações para a concessão de geração de energia deixaram de ser realizadas pelo critério da maior oferta pela utilização dos potenciais hidroenergéticos para seguir o critério da menor tarifa da energia a ser produzida para comercialização no ambiente de contratação regulada. Como resultado, há um preço único de repasse da energia nova para todas as empresas distribuidoras de energia elétrica, dado pela média ponderada dos preços dos leilões realizados no ambiente de contratação regulada – ACR⁹.

A mudança do modelo comercial de uma perspectiva totalmente livre mercado, para uma segmentação entre mercado livre e regulado alterou as expectativas de formação de preços, alcançando o objetivo da modicidade tarifária, como destaquei no artigo:

⁹ A comercialização de energia elétrica é feita em dois ambientes, o ACR – ambiente de contratação regulada (mercado cativo) – e o ACL – ambiente de contratação livre (mercado livre). O ACR foi criado dentro de regras que garantam proteção mais intensa aos consumidores de menor porte, com tarifas reguladas e modicidade tarifária almejada por meio de compra de energia pelas distribuidoras em leilões, de forma que esses consumidores não fiquem expostos a qualquer preço de energia por incapacidade de dominar as regras e administrar adequadamente suas relações contratuais com as distribuidoras. Também aqueles consumidores que, mesmo de maior porte, não se sintam seguros em administrar e negociar seus contratos e preços de energia, apesar de terem permissão para enfrentar o mercado e comprar sua energia a preço livremente negociado, enquanto não façam a opção formal por serem consumidores livres, ainda terão, dentro do ACR, um ambiente de tarifas reguladas fixadas pela ANEEL e condições contratuais definidas por contratos de adesão aplicáveis aos consumidores denominados cativos. Com o objetivo de garantir a transparência do processo de compra e buscar a modicidade tarifária no ambiente do ACR, a energia elétrica destinada ao suprimento do mercado das distribuidoras é adquirida por intermédio de leilões regulados pela ANEEL, exceção feita à energia proveniente de usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes alternativas, contratadas na primeira etapa do PROINFA, da Itaipu Binacional, e de geração distribuída – geração conectada diretamente no sistema elétrico da distribuidora compradora. Ressalta-se que, a ANEEL vem delegando a promoção dos leilões para a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

- Rego, Erik E.. Why energy-intensive consumers no longer invest in power generation in Brazil. *Energy Sources Part B-Economics Planning and Policy*, v. 11, p. 673-681, 2016.

De forma simplificada, a âncora de preços passou dos valores marginais praticados em mercados livres, para os praticados no mercado regulado, cuja formação é pela média de preços contratos nos leilões de suprimento.

E esse vai e vem da influência estatal sobre o mercado de energia elétrica, mais evidente entre as reformas citadas, tem como resultado as variações de políticas de privatizações de empresas do setor. Na primeira reforma dos anos 90 empresas distribuidoras de energia elétrica foram privatizadas, mas quando o processo caminharia para as geradoras foi interrompido pela segunda reforma. Já nos anos 2000, as estatais que estavam impedidas de participar de leilões de novos ativos pela primeira reforma, voltam, e com participação relevante. E, em uma nova e curta guinada liberal, as privatizações são retomadas no início desta década, tendo como maior expoente a Eletrobras. Para estudar e discutir esses movimentos, destaco inicialmente o artigo:

- Muller, Renan Bergonsi; Rego, Erik Eduardo. Privatization of electricity distribution in Brazil: Long-term effects on service quality and financial indicators. *Energy Policy*. v.159, 2021.

Nesse artigo são apresentados os efeitos de longo prazo das privatizações realizadas entre 1995 e 2000 para o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil, utilizando dados de todas as grandes empresas, totalizando 97% do mercado. A comparação dos indicadores técnicos e financeiros das empresas privatizadas e das demais estatais permitiu avaliar se as empresas privadas são mais eficientes para atingir as metas regulatórias e se essas políticas trouxeram ganhos ao consumidor.

A teoria econômica *mainstream* indica que as empresas privadas, em geral, têm melhores resultados do que as estatais. Isso se deve principalmente aos mecanismos de incentivo característicos das empresas privadas devido à pressão para produzir valor para os acionistas. A literatura indica que, nas empresas estatais, a falta de objetivos claros, práticas orçamentárias flexíveis, burocracia e uso político geram ineficiências na produção de resultados econômicos. Essas diferenças tendem a ser menos importantes em países com melhores práticas de governança.

Estudos empíricos avaliando as privatizações de diversas atividades econômicas indicam benefícios econômicos positivos, como aumento da eficiência operacional, menor endividamento, aumento dos lucros e maior nível de investimento. No caso da distribuição de energia elétrica, monopólio natural, o sucesso da privatização depende também de mecanismos de regulação de incentivos.

Com base nessas referências, testou-se a hipótese de que as distribuidoras privatizadas possuem melhores indicadores regulatórios do que as estatais. Os indicadores abrangem várias dimensões de qualidade e eficiência econômica e, em todos os casos, há um mecanismo de incentivo relacionado, como compensação individual, multas, cobertura tarifária e bônus tarifários.

Os resultados indicaram que o grupo de empresas privatizadas apresenta melhores resultados do que o grupo de empresas estatais para todas as dimensões avaliadas. Os consumidores das empresas privatizadas se beneficiam da melhor qualidade de serviço comercial e da continuidade do fornecimento de energia considerando as metas estabelecidas pelo regulador. O melhor desempenho das empresas privadas nos indicadores de perdas comerciais, custos operacionais e rentabilidade indica maior eficiência econômica, fundamental para a manutenção dos investimentos e melhoria da qualidade.

Devido aos modelos de *benchmarking* e regras de reajustes tarifários utilizados pela agência reguladora brasileira (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), as empresas privadas mais eficientes forçam os limites regulatórios dos indicadores das demais empresas. Assim, contribuindo para a melhoria da qualidade e reduções tarifárias das diversas empresas no longo prazo, à semelhança do que aconteceria em mercados competitivos.

Apenas três empresas estatais têm lucro operacional e superam os referenciais de qualidade de continuidade, medidos pelo indicador DGC¹⁰: CEMIG-D, COPEL-D e CELESC-D. Essas três empresas possuem estrutura acionária diferente das demais empresas estatais, sendo parcialmente privatizadas.

A comparação entre empresas privatizadas e as estatais de capital misto (parcialmente

¹⁰ Desempenho Global de Continuidade do sistema de distribuição, previsto no Módulo 8 do PRODIST, compara o desempenho entre as distribuidoras. Ele permite avaliar o nível da continuidade do serviço prestado pela distribuidora em relação aos limites estabelecidos para a sua área de concessão (limites determinados pela ANEEL). Dessa forma, pode-se afirmar que as distribuidoras mais bem colocadas possuem, dados seus limites, melhor continuidade do fornecimento de energia elétrica em relação às demais.

privatizadas) mostra diferenças menores entre os indicadores. Para FEC¹¹ e FER¹², os testes estatísticos aplicados não indicam diferenças entre os grupos, e para o indicador DEC¹³, as empresas privadas apresentam melhores resultados, mas com diferenças inferiores a 10%. Portanto, as estatais parcialmente privatizadas possuem indicadores técnicos próximos aos das empresas privadas.

No entanto, as estatais parcialmente privatizadas apresentam, em média, custos operacionais 33% acima do referencial regulatório, e lucros operacionais de 67% do valor esperado pelo modelo tarifário. Portanto, menor eficiência econômica em relação às empresas privatizadas.

Após as recentes privatizações no mercado brasileiro, apenas cinco grandes distribuidoras permaneceram estatais. Duas delas apresentam indicadores técnicos e econômicos mais baixos do que as empresas privadas e fluxos de caixa para os acionistas negativos nos últimos anos. As outras três são as parcialmente privatizadas, que possuem indicadores técnicos próximos ao grupo de empresas privatizadas e são empresas lucrativas, mas apresentam indicadores de eficiência econômica inferiores aos dos grupos privados.

Se essas empresas continuarem mantendo indicadores de eficiência econômica abaixo do referencial regulatório, os governos estaduais provavelmente conseguiriam obter mais recursos financeiros vendendo as empresas em leilões do que mantendo essas empresas como estatais. Do ponto de vista do consumidor, o nível de qualidade do serviço deve permanecer neutro ou melhorar. Portanto, a privatização das demais estatais deve ser positiva para o setor público e consumidores.

Já o segundo artigo que tratou do tema de privatização traz a discussão específica da Eletrobras, privatizada em 2022:

- Ribeiro, Daniel Ricardo Pereira; Rego, Erik Eduardo; Nakano, Davi. Privatização da Eletrobras: Um passo liberal ou mais um engano? *Brazilian Journal of Business*. v.4,

¹¹ Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora: número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

¹² Frequência Equivalente de Reclamação: número de reclamações procedentes solucionadas a cada 1.000 unidades consumidoras, excluídas as reclamações de interrupção do fornecimento de energia elétrica, de conformidade dos níveis de tensão e de ressarcimento de danos elétricos, e as reclamações na ouvidoria da distribuidora, na agência estadual conveniada e na ANEEL.

¹³ Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora: intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

p.204 - 216, 2022.

Na época da submissão do artigo a empresa ainda não havia concluído processo de privatização, era recente a aprovação do processo de privatização em ambas as casas legislativas do Congresso Nacional, que produziu, como resultado, um instrumento legal em linha com as necessidades futuras da Eletrobras, à medida que viabiliza alternativas para a modernização da empresa e investimentos no setor elétrico brasileiro. A saída do Estado se deu pela emissão e venda de novas ações no mercado à vista, resultando na diluição da concentração acionária da União e consequente perda de condição de controlador da companhia.

Entretanto, a Lei 14.182/2021, que aprovou a MP 1.031/2021, veio acompanhada de inserções parlamentares atípicas ao objetivo fundamental da privatização e criou ao menos três reservas de mercado, por meio da contratação de usinas não previstas no planejamento da expansão: 8.000 MW de termelétricas movidas a gás natural em localidades sem oferta da molécula tampouco disponibilidade de conexão; obrigatoriedade de reservar 50% da demanda dos leilões de energia para projetos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs¹⁴); e a prorrogação, por mais 20 anos, dos contratos das usinas construídas através do PROINFA¹⁵. Essas medidas vão na contramão das premissas liberais do livre comércio e da eficiência econômica. Como resultado, estas reservas de mercado artificiais produzem distorções no setor elétrico nacional, enfraquecendo seu comportamento concorrencial natural e produzindo, em última instância, um produto potencialmente mais caro a seus consumidores.

E parafraseando o jargão de que “a vida imita a arte”, quando o autor deste exerceu cargo de diretor de estudos de energia elétrica na EPE¹⁶, teve a oportunidade de trabalhar diretamente na

¹⁴ PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas são definidas, na forma da Lei nº 9.648/98, como aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, e que satisfaça condições de que a área inundada a montante do barramento seja menor ou igual a 3 km², ou, caso a área inundada seja maior que 3 km² e menor ou igual a 13 km² fica condicionado ao atendimento da inequação $A < 14,3 \times P/H_b$ (sendo: A = área do reservatório em km²; P = potência elétrica instalada em MW; H_b = queda bruta em metros, definida pela diferença entre os níveis d’água máximo normal de montante e normal de jusante).

¹⁵ PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei n. 10.438/2002, e cujo objetivo era aumentar a participação de energia elétrica com base em fontes de origem eólica, de Pequenas Centrais Hidrelétricas e de biomassa, no sistema interligado nacional.

¹⁶ A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) presta serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis. Criada com o objetivo de implementar a responsabilidade constitucional do Estado nacional em assegurar as bases para o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país, a EPE atua no planejamento do setor energético nacional conduzindo estudos e pesquisas que culminam na construção do conjunto de procedimentos e ações que visam à realização da política necessária ao suprimento de energia. Estudos sobre eficiência energética integram publicações da EPE, tais como os Planos

privatização da Eletrobras por meio do processo de capitalização da empresa. O aprendizado foi gigantesco, pois foi além de discussões técnicas, como as apresentadas em um artigo, há a oportunidade de receber contra argumentações e críticas, além de vivenciar a politização que o tema provoca.

Pode-se perceber que, para um processo de privatização ser bem-sucedido, apenas mostrar os benefícios por meio de números e outros casos positivos de empresas que passaram do controle público ao privado não é o suficiente. A necessidade de entender e endereçar as preocupações de quem não é favorável, aprender com os casos que não foram um exemplo de sucesso para não repetir seus erros, e saber ouvir mais do que falar são elementos cruciais.

2.2 A Evolução recente da matriz elétrica brasileira

A evolução da matriz elétrica brasileira nos últimos 20 anos está representada pela Figura 1, sendo no gráfico à esquerda em capacidade instalada (MW) e no à direita em participação relativa. A área azul indica a participação de hidrelétricas, vermelha de termelétricas, verde de eólicas e amarelo de solares. Sobre o aspecto estrutural, é importante destacar a maior diversificação do parque gerador que ocorreu no período indicado pelos gráficos, sem perda da renovabilidade. A fonte hidrelétrica passou de 83,3% da capacidade instalada em 2001 para 60,2% em 2021; as eólicas e fotovoltaicas de zero para 11,4% e 2,6%, respectivamente. Entre as fontes térmicas, as usinas movidas a combustíveis fósseis passaram de 11,2% para 16,0%, enquanto a biomassa de 2,4% para 8,7%. Ou seja, esse período se caracteriza pela redução da dependência à geração hidrelétrica, com crescimento das renováveis não despacháveis.

Decenais de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE), e também são feitos para apoiar outras ações do governo, como o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), e a construção de cenários de ganhos de eficiência energética para atendimento dos compromissos de redução de emissões assumidos pelo Brasil.

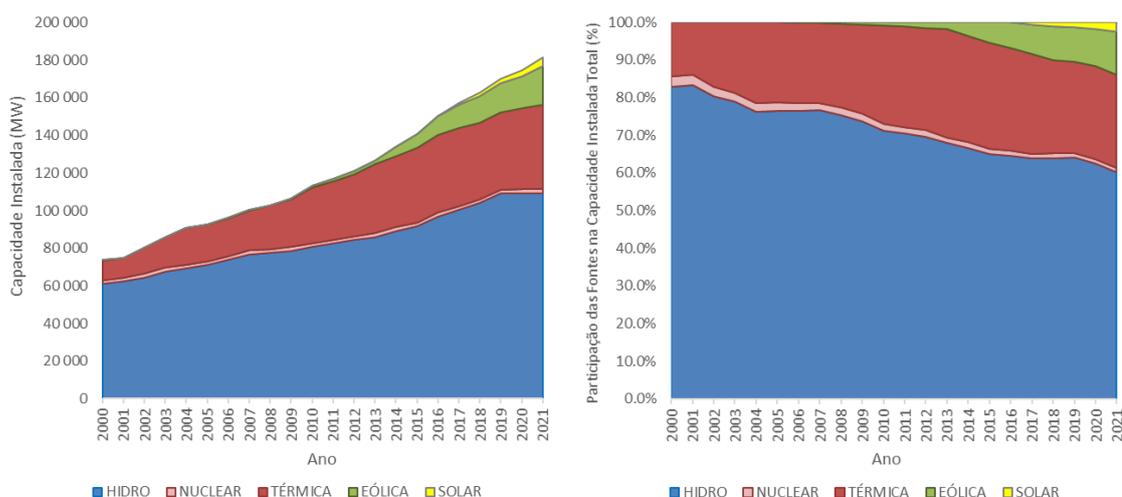


Figura 1 - Evolução da capacidade instalada de geração centralizada no Brasil, por fonte (2001 - 2021)

Fonte: EPE (2022a)

Esta diversificação aumenta a confiabilidade de suprimento devido ao efeito portfólio das diversas fontes e tem sido uma evolução em relação ao passado, em que se contava com maior participação de hidrelétricas e limitada complementaridade térmica.

Destaca-se ainda que, no período de 2001 a 2021, a oferta total de geração aumentou em média 7,1% a.a. em termos de capacidade instalada (MW), enquanto o consumo de energia elétrica aumentou, no mesmo período, em média 4,2% a.a..

2.2.1 Crescimento das renováveis não despacháveis

A transformação da matriz elétrica brasileira, ilustrada pela Figura 1, foi retratada em alguns artigos. O primeiro deles trata da complementaridade entre as fontes hidro e eólica:

- Rego, Erik Eduardo; Ribeiro, C. O. Positive externalities from the complementarity of wind and hydro power generation in Brazil. *Revista IEEE América Latina*. v.14, p.3708 - 3712, 2016.

Nesse artigo foram realizadas simulações de operação do sistema, através do uso do modelo de operação do sistema elétrico - Newave¹⁷, com e sem a participação da energia eólica no Sistema

¹⁷ O modelo NEWAVE faz parte da cadeia de modelos, desenvolvida pelo Cepel, para dar suporte ao planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. É um modelo de otimização para o planejamento da operação em um horizonte de médio prazo (até 5 anos à frente), que tem como objetivo a determinação das políticas de operação ótimas para sistemas hidrotérmicos interligados que minimizem o custo de operação no período de planejamento. Ele representa o parque hidroelétrico de forma agregada e o cálculo da política de operação baseia-se em

Interligado Nacional - SIN, e equivalente redução da demanda, com o objetivo de isolar e capturar o efeito da complementaridade entre vento e água. Os resultados mostraram que o perfil de geração da energia eólica permite maior eficiência da otimização dos recursos, realocando despachos entre regiões ao longo do período, cujo resultado é a redução do risco de déficit e acentuada redução do custo financeiro para o sistema, sem piorar as condições dos reservatórios.

Ainda com relação a fonte eólica, discutindo os programas de incentivo que foram adotados no país, destaco o seguinte artigo:

- Rego, Erik Eduardo; Ribeiro, C. O. Successful Brazilian experience for promoting wind energy generation. *The Electricity Journal*, v.31, p.13 - 17, 2018.

Esse artigo apresentou a abordagem brasileira original e inovadora para promover as energias renováveis. O país introduziu alguns mecanismos de coordenação de investimentos que permitiram a redução de riscos, tornando a energia eólica economicamente viável. O artigo mostra que o mercado regulado brasileiro, caracterizado por leilões centralizados, juntamente com mecanismos de mitigação da aleatoriedade das receitas de energia, representou importante avanço para a promoção da energia eólica no Brasil. E, com leilões específicos para contratação de energia eólica desde 2009, seu preço no Brasil tem sido um dos mais baixos do mundo.

O artigo mostra em detalhes as regras e mecanismos para a determinação do preço da energia eólica no contexto da aquisição de energia no Brasil, a fim de mostrar como os governos podem definir ou modificar políticas energéticas que atraiam investidores e reduzam as incertezas no fluxo de caixa de longo prazo para estimular investimentos em usinas de energia renovável.

A implementação desses métodos impulsionou os investimentos em projetos eólicos no Brasil, pois permitiu suficiente previsibilidade de fluxo de caixa e estabilidade em contratos de longo prazo, ou seja, as condições necessárias para financiamentos de longo prazo a custos competitivos e baixo risco de investimento.

Embora nenhum país tenha uma política perfeita, pois cada um deve estar sintonizado com portfólios específicos de eletricidade, dependências energéticas, preços de eletricidade, envolvimento do governo, etc., a abordagem descrita nesse artigo pode ser replicada em outros

mercados que precisam aumentar a capacidade de eletricidade de projetos de energia eólica sem o tradicional subsídio de tarifa de alimentação (*feed in tariff*¹⁸).

E, se em um primeiro momento a forma de contratação das fontes eólica e fotovoltaica foi essencial para seus desenvolvimentos, quando elas atingem sua maturidade, é possível e recomendável à redução de seus incentivos e subsídios, e o seguinte artigo trata desse momento, com os geradores assumindo alguns riscos, como de volatilidade de preços horários:

- Marchetti, I.; Rego, Erik Eduardo. The impact of hourly pricing for renewable generation projects in Brazil. *Renewable Energy*, v.189, p.601 - 617, 2022.

Esse artigo calculou o valor justo de uma usina eólica e outra solar, genéricas, no mercado de energia elétrico brasileiro, a fim de avaliar o impacto que a recente mudança na política de preços no Brasil, de semanal para horário, poderia ocasionar. Foi possível concluir que a adoção de preços horários, em geral, tem impactos negativos no valor justo de um parque eólico. Considerando contratos com sazonalidade e modulação planas, há uma desvalorização de aproximadamente 8,9% do valor total do projeto. Essa variação pode ser reduzida adotando-se contratos com curva de contratação P90¹⁹, pois essa abordagem aumenta a probabilidade de o gerador produzir a energia que deve ser entregue ao contratado e, portanto, diminui sua exposição ao Mercado de Curto Prazo.

É importante salientar que, embora os preços horários tenham impacto negativo no valor dos aerogeradores, esta variação apenas reflete e corrige a alocação ineficiente de riscos que existia no setor elétrico quando os preços eram semanais, uma vez que, quando operando sob os preços *spot* semanais, os geradores eólicos ficaram imunes ao risco horário e transferiram esse risco para outros agentes. Em uma política de precificação horária, os riscos são alocados corretamente aos geradores eólicos e, portanto, é necessário reprecificar. Em termos gerais, o impacto negativo que se observa é apenas a correção para o justo valor exato dos parques eólicos do setor elétrico.

Em relação às usinas solares, embora seja possível observar valorizações na fazenda solar para

¹⁸ O FIT (Feed-in Tariff) é a política que determina o preço (tarifa) de energia e o prazo de compra de cada tipo de recurso energético distribuído. Toda a energia produzida é comprada sem oferta de preços licitação no mercado spot (curto prazo).

¹⁹ A estimativa de geração P90 indica que existe 90% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima desta estimativa.

o submercado Sudeste, não há grandes impactos observados para o submercado Nordeste. Assim, não é possível generalizar que as usinas solares no Brasil terão uma valorização substancial devido à mudança na metodologia de precificação como era esperado pelos agentes do setor elétrico, mas, regionalmente, os resultados para a energia solar são muito mais positivos quando comparado com a energia eólica.

Em linhas gerais, esses impactos observados no valor justo das usinas, tanto positivos quanto negativos, são ajustes que os geradores do setor elétrico devem sofrer para se adequarem a uma alocação de risco mais justa no mercado. Além disso, olhando para o médio e longo prazo, essa mudança na política de preços traz mais flexibilidade ao Mercado de Curto Prazo e permitirá que as empresas modifiquem seus horários de acordo com os custos de energia, ou seja, o preço *spot* horário pode se tornar um importante mecanismo para reduzir custos e aumentar a competitividade das empresas.

Analisando isoladamente, sem considerar qualquer outra política de incentivo e/ou subsídio para fontes eólicas que não fazem parte do escopo desse artigo, a mudança do preço semanal para o horário pode levar a redução na taxa de expansão desta fonte. Assim, esse estudo contribuiu para que os formuladores de políticas energéticas considerem esse resultado juntamente com outras políticas tradicionalmente discutidas, como mercados de carbono e mercados de adequabilidade.

Interessante também destacar que depois da implementação dos preços horários em 2021, verifica-se elevação dos preços da fonte eólica nos leilões regulados (no leilão de energia realizado em 2021 o preço médio de negociação da fonte eólica foi R\$ 160/MWh, enquanto no leilão de energia realizado em 2019 o preço médio foi R\$ 99,88/MWh. Em 2020, não houve leilão de energia), parte pode ser atribuída ao resultado da transferência de risco do consumidor ao gerador, em linha com a conclusão desse artigo.

Os artigos apresentados até aqui neste item direcionam o foco para a geração centralizada – grandes parques de fontes eólicas e solares. Entretanto, segundo o caderno do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE2032²⁰ (EPE, 2022e), a micro e minigeração distribuída (MMGD)²¹ será responsável pela maior adição de capacidade instalada até 2032, com

²⁰ O Plano Decenal de Expansão de Energia é um documento informativo voltado para toda a sociedade, com uma indicação, e não determinação, das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal.

²¹ Denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (kW). Já a

acréscimo de 23,4 GW, enquanto os parques centralizados das fontes eólica e solar devem representar acréscimo de 9,2GW. Essa tendência foi identificada com antecedência no seguinte artigo:

- Amaral, A. B. A.; Mendonça, A. L. Z. L. G.; Resende, A. A. M.; Rego, Erik Eduardo. Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil? IEEE Latin America Transactions. v.14, p.3731 - 3737, 2016.

O artigo mostrou que esforços no sentido de distribuir a geração de energia elétrica já eram uma tendência mundial, e o Brasil, embora estivesse à época um pouco atrasado, vinha alterando sua regulação de forma a acompanhar essas transformações internacionais. Parques distribuídos de pequeno porte buscam mitigar os impactos de grandes obras de geração e transmissão, principalmente no Brasil, no qual a expansão do parque hidrelétrico é feita na região da Amazônia. Neste contexto, este artigo mostrou evolução nas normas brasileiras, os ajustes de rota à época, e as perspectivas de crescimento e consolidação deste modelo de geração distribuída, principalmente fotovoltaica, no Brasil.

E, se por um lado as fontes eólica e fotovoltaica, tanto em parques centralizados ou por meio de geração distribuída, têm expectativas de predominarem a expansão da matriz (EPE, 2022b), por outro lado a participação da bioeletricidade tem sido mais tímida, conforme discute o próximo artigo:

- Lyrio de Oliveira, Lucas; García Kerdan, Iván; De Oliveira Ribeiro, Celma; Oller do Nascimento, Claudio Augusto; Rego, Erik Eduardo; Giarola, Sara; Hawkes, Adam. Modelling the technical potential of bioelectricity production under land use constraints: A multi-region Brazil case study. Renewable & Sustainable Energy Reviews. v.123, p.109765 - , 2020.

O artigo mostra que a geração de bioeletricidade a partir do bagaço da cana-de-açúcar e do licor negro deve ser considerada uma opção sustentável de fornecimento de eletricidade. No entanto, questões relacionadas ao uso da terra, decisões de investimento e demanda por papel, etanol e açúcar tornam incerto seu papel futuro. O objetivo desse artigo foi apresentar uma nova estrutura de modelagem baseada em um *soft-link* entre um modelo de avaliação integrado

minigeração distribuída é aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW (podendo ser até 5 MW em situações específicas, nos termos dos incisos IX e XIII e do Parágrafo Único do art. 1º da Lei nº 14.300/2022). Ambas são conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

multissetorial brasileiro (MUSE-Brasil) e um modelo de otimização de portfólio de eletricidade (EPOM). A estrutura proposta é capaz de simular dinamicamente a demanda setorial de eletricidade, a produção regional de bioenergia sob restrições de uso da terra e as participações tecnológicas ótimas do setor de energia em cada um dos subsistemas de eletricidade.

Dois cenários baseados na atratividade econômica da produção de etanol de segunda geração foram investigados. No cenário em que o etanol de segunda geração não é produzido, os resultados indicam que, até 2050, o Brasil aumentaria a produção de cana-de-açúcar e madeira em 68% e 49%, respectivamente, sem causar desmatamento direto ou indireto. A intensificação da agricultura é evidenciada como alternativa para reduzir as perturbações do uso da terra. A participação da bioeletricidade deve permanecer em torno de 9 a 10%. No entanto, se o etanol de segunda geração se tornar rentável, limitando a disponibilidade do bagaço, a participação na produção de bioeletricidade cairia para aproximadamente 7,7%, com as usinas a gás natural desempenhando papel mais importante na futura expansão do sistema elétrico, causando aumento de emissões pelo setor.

Ainda com relação a bioeletricidade, o próximo artigo trata em específico da geração de biogás a partir da vinhaça, resíduo problemático do processo do etanol, como alternativa para aumentar a sustentabilidade e a lucratividade do setor sucroenergético brasileiro:

- De Moraes Dutkenfer, Raphael; De Oliveira Ribeiro, Celma; Morgado Mutran, Victoria; Eduardo Rego, Erik. The insertion of biogas in the sugarcane mill product portfolio: A study using the robust optimization approach. *Renewable & Sustainable Energy Reviews.* , v.91, p.729 - 740, 2018.

O artigo pesquisou estudos recentes que avaliaram amplamente a viabilidade técnica de projetos de biogás. No entanto, o impacto econômico desse novo produto nos resultados gerais das usinas de cana-de-açúcar ainda precisa ser abordado, pois esta ainda é uma tecnologia incipiente no setor. Como os riscos de preço representam uma questão significativa para as decisões de produção no setor sucroenergético, e podem ser abordados por meio da diversificação de portfólio, esse artigo teve como objetivo examinar as implicações da inserção do biogás em seus portfólios de produtos. Uma medida de risco amplamente utilizada na literatura, CVaR, foi aplicada no modelo de otimização proposto. Além disso, uma contraparte robusta para o modelo foi desenvolvida para lidar com incertezas de preços e avaliar seu impacto potencial nas decisões do portfólio.

Em ambos os modelos, padrão e robusto, o uso do biogás para substituição do diesel se destaca como única aplicação econômica. Os resultados também indicam que, para a maioria dos cenários de preços realizados, a geração de energia elétrica a partir do biogás não é economicamente viável. Além disso, destacou-se que a inserção do biogás no portfólio gera ganho na fronteira de eficiência global das usinas de cana-de-açúcar.

Assim, em conclusão, esse estudo apresentou fortes evidências da viabilidade econômica da geração de biogás no setor sucroenergético brasileiro e o modelo desenvolvido para realizar essa análise se mostra uma ferramenta poderosa para avaliar ainda mais o impacto das políticas de preços em suas decisões de produção.

Somando a esse contexto de evolução da matriz, novas tecnologias, transição energética e a preocupação com a descarbonização, tem-se o Acordo de Paris, no qual cada país participante estabeleceu sua Contribuição Nacionalmente Determinada com o objetivo de reduzir suas emissões de CO₂. Isso torna o *trade-off* entre o planejamento da expansão da capacidade de energia elétrica para atender o aumento da demanda e a redução das emissões de gases de efeito estufa um desafio, principalmente para os países em desenvolvimento, que demandam maior taxa de crescimento econômico. O próximo artigo discute esse desafio:

- Rego, Erik Eduardo; Costa, Oswaldo L.V.; De Oliveira Ribeiro, Celma; Lima Filho, Roberto Ivo da R.; Takada, Hellinton; Stern, Julio. The Trade-Off between Demand Growth and Renewables: a Multiperiod Electricity Planning Model Under Emission Constraints. *Energy*. v.213, p.118832 - , 2020.

Para considerar esse *trade-off* e identificar a viabilidade das metas do planejamento da expansão de energia elétrica, foi proposto um modelo de otimização multiperíodo considerando a sazonalidade da oferta e demanda e a demanda no período de ponta. O objetivo foi de minimizar o custo total, satisfazendo as restrições de demanda, as restrições de emissão máxima de CO₂ e as restrições de fornecimento de energia para cada fonte. Uma análise da matriz elétrica brasileira para os anos de 2020 e 2033 foi realizada considerando dois cenários para o crescimento da demanda e dois cenários para a meta de emissões de CO₂ em um cenário de crescimento econômico moderado. Uma maior taxa de crescimento econômico exigiria uma política econômica mais forte relacionada à expansão de energia das fontes renováveis.

Complementando os estudos de portfólio, internalizando questões ambientais, em particular as preocupações ambientais com a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), no contexto de que

o governo brasileiro se comprometeu com a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) a reduzir as emissões de GEE em 43% até 2030, em relação a 2005, o próximo artigo projeta a matriz elétrica brasileira para 2030, levando em consideração em conta critérios econômicos, técnicos e ambientais:

- Moore, Claudia Cristina Sanchez; Rego, Erik Eduardo; Kulay, Luiz. The Brazilian Electricity Supply for 2030: A Projection Based on Economic, Environmental and Technical Criteria. *Environment And Natural Resources Research*. v.7, p.17-29, 2017.

A otimização de Programação Linear foi aplicada para obter uma matriz elétrica com custo mínimo do sistema de geração de eletricidade brasileiro, considerando as restrições de emissão de GEE – definidas por meio da técnica Life Cycle Assessment (LCA), bem como a capacidade de geração e necessidades de suprimento. Além disso, o LCA também foi aplicado para obter o desempenho ambiental do cenário projetado e os resultados foram comparados com os de 2005 e 2015. A análise mostrou que as fontes renováveis representam 88% da produção brasileira de eletricidade projetada em 2030, principalmente a hidrelétrica, que responde para 66%. Em termos de Mudanças Climáticas há uma redução de impacto de 12% em relação a 2005, enquanto outras categorias como Radiação Ionizada e Ecotoxicidade Terrestre dobraram e aumentaram mais de quarenta vezes. Esses achados levaram a concluir que a gestão ambiental não deve se limitar à análise de GEE, e deve abranger outros efeitos adversos. Além disso, reforça a importância de realizar análises como as fornecidas pela abordagem LCA e incluir esses resultados nos processos de planejamento e tomada de decisão do setor de energia.

E dada a maciça inserção de recursos renováveis, que são caracterizados por sua produção variável, na matriz energética mundial, o próximo artigo analisou a evolução dos recursos energéticos no Brasil e o suprimento de energia elétrica:

- Vitorino, R. N.; Ramos, D. S.; Rego, Erik E. Suprimento de energia em sistemas elétricos: considerações sobre a crescente participação de recursos renováveis e variáveis. *Espaço Energia*. v.32, p.12 - 19, 2020.

Uma vez que os fundamentos dos recursos eólico e solar são abordados, os conceitos de energia de reserva e armazenamento em sistemas hidrotérmicos tradicionais também são apresentados. Em seguida, experiências internacionais são mencionadas para ilustrar o suprimento de energia de países e regiões onde os recursos renováveis já representam parcela significativa da capacidade instalada total, enfatizando os seus efeitos sobre a carga líquida do sistema elétrico.

Por fim, os mecanismos de expansão da geração do mercado brasileiro são listados, comparando assim outros dispositivos regulatórios adotados em regiões como a da Califórnia e do Texas nos Estados Unidos, para direcionar a expansão dos sistemas elétricos e fornecer eletricidade de maneira flexível, segura e eficiente.

A composição da matriz energética mundial está orientada para uma participação crescente e em ritmo acelerado de usinas eólicas e solares fotovoltaicas, como apontado nas projeções do *International Energy Outlook 2019* (U.S. Energy Information Administration, 2019²²) e, em escala nacional, do PDE2029²³. De um lado, é notado o papel do desenvolvimento tecnológico no suporte à viabilização das fontes renováveis com característica de produção variável, como pôde ser observado no histórico de preços decrescentes praticados por essas fontes frente às outras usinas de geração de energia elétrica. Por outro lado, em termos de mecanismos de mercado, destaca-se o papel dos governos e dos órgãos planejadores na medida em que instituíram modelos para incentivar a comercialização de energia desses empreendimentos por meio de modalidades contratuais como: *feed-in tariff*, certificados de energia (*green certificates*) e leilões por quantidade. Este último mecanismo tem sido empregado nos certames denominados de reserva, orientando, nos últimos anos, a expansão de fontes renováveis no sistema elétrico brasileiro.

Uma matriz de geração de eletricidade formada a partir de elevado percentual de participação de fontes renováveis eólica e solar e, operando em condições favoráveis de disponibilidade de seus recursos, promove alteração do despacho das usinas do SIN. Em virtude dessa evolução do parque gerador, apesar das fontes despacháveis, em muitos momentos, reduzirem as suas participações percentuais na curva de oferta instantânea do sistema elétrico, a confiabilidade do sistema deve ser assegurada pelos geradores que têm capacidade firme e controlável de produção mesmo durante esses períodos. Portanto, os atributos das fontes de geração que permitem flexibilidade operativa ao sistema precisam ser estimulados e valorados nas relações contratuais, com reflexos sobre os mecanismos de comercialização de energia vigentes no modelo regulatório brasileiro.

Além da transformação do parque gerador que ocorre em diversos países, percebe-se também

²² Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>

²³ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

a evolução dos seus mercados de eletricidade, com a finalidade de melhor gerenciar a variabilidade de produção das renováveis não despacháveis. Daí a importância de avaliar as experiências internacionais que se encontram em diferentes estágios de implantação, adaptando as melhores práticas às realidades físicas e regulatórias de cada sistema elétrico. A mitigação de emissões de GEE pelo emprego de fontes renováveis de produção variável também deve estar associada à viabilização de reservas de capacidade de potência que respondam adequadamente às sinalizações de flexibilidade operativa para um fornecimento seguro e eficiente de energia elétrica.

2.2.2 A participação das termelétricas no contexto de transição energética

Recorrendo novamente a Figura 1, pode-se observar que, mesmo com o crescimento das fontes renováveis não despacháveis, a participação relativa de usinas termelétricas na matriz não sofre alterações significativas, e o objetivo deste item é mostrar, por meio de alguns artigos publicados, o papel da fonte termelétrica, principalmente a que utiliza gás natural como combustível.

O primeiro discute o porquê da grande contratação de usinas termelétricas na primeira década do século:

- Rego, Erik E. Entendendo a expressiva participação das termelétricas a gás natural no primeiro leilão de energia nova. *Revista Brasileira de Energia*. v.13, p.83 - 101, 2007.

Os motivos que levaram a uma expressiva participação da fonte térmica, em especial movida a gás natural, no primeiro de leilão de energia nova, realizado em dezembro de 2005, foram os seguintes: (i) reduzida oferta de energia de novos empreendimentos de fonte hidrelétrica; (ii) falta de competitividade dos projetos de fonte hidrelétrica, licitados no modelo regulatório anterior sobre a regra de maior pagamento pelo uso do bem público; (iii) reduzida oferta de energia de fonte termelétrica a biomassa; (iv) baixa competitividade da energia termelétrica que utiliza óleo Diesel ou óleo combustível, vez que o custo do combustível é significativamente mais elevado do que de outras fontes térmicas; (v) Petrobras com excesso de energia de fonte termelétrica a gás natural, como herança do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT²⁴,

²⁴ Implementado pelo Governo Federal, em setembro de 1999, objetivava incentivar investimentos do setor privado em geração termelétrica a gás natural como forma de reduzir tanto a dependência do sistema elétrico às condições hidrológicas, quanto a vulnerabilidade do sistema de transmissão a longas distâncias. Entretanto, dos 22 GW previstos inicialmente pelo Programa, apenas 6 GW foram efetivamente incorporados entre 2000-2004.

cujas centrais já estavam prontas, descontratadas e acumulando prejuízos devido aos contratados de fornecimento de combustível sem o respectivo contrato de comercialização de energia elétrica.

Já o segundo artigo discute o papel das termelétricas em um momento de discussão da transição energética pelo dueto gás-renováveis, mas tratando em mais profundidade a descoberta dos Estados Unidos de gás de folhelho (*shale gas*):

- Santos, V. E. S.; Rego, Erik Eduardo; Santos, E. M.; Ribeiro, C. O. Shale Gas and the Replacement of Coal-Fired Power Plants. Revista IEEE América Latina. v.14, p.3721 - 3730, 2016.

O artigo discute que, em um mundo com restrições a emissões, o gás natural, em competição direta com outros recursos energéticos primários, apresenta grande oportunidade para aumento na oferta e mitigação das emissões no setor elétrico. A substituição de usinas termelétricas a carvão por usinas a gás durante os próximos 25 a 30 anos é uma medida eficiente de reduzir as emissões de CO₂ no setor elétrico. As projeções à época apontavam para uma participação positiva do gás natural, mesmo de fonte não convencional, na redução de emissões. Porém, para que essa transição ocorra, há necessidade de desenvolvimento de tecnologias que permitam melhor eficiência nos processos de exploração e de produção, isto é, reduzindo as emissões fugitivas de metano e, conseqüentemente a pegada ambiental desse gás; e aprimoramento e expansão de projetos como captura e estocagem de CO₂, reduzindo ainda mais as emissões na queima desse combustível.

A empolgação com o sucesso exploratório do gás de folhelho²⁵ norte-americano tem em seu discurso de defesa do gás como combustível ideal para o momento de transição de dependência intrínseca ao óleo associado. Isso foi verificado com a comparação da queda do preço do petróleo no mercado internacional, ocorrida durante 2014, com a fuga de investimentos e conseqüente queda na exploração de novos campos de folhelho.

A alta dependência brasileira na hidroeletricidade é um fator ambientalmente positivo, especialmente em comparação com a média mundial, porém também representa certa

²⁵ O gás de folhelho, encontrado em áreas de permeabilidade relativa e também chamado de “gás de xisto”, é um dos três tipos de gases não convencionais cuja ocorrência não está associada a bolsões de gás armazenados a partir das camadas de petróleo. Para sua extração é adotada a técnica de fraturamento hidráulico - perfurações verticais e horizontais para romper a camada de rocha que libera o gás de folhelho.

fragilidade na manutenção da segurança energética nacional, como foi demonstrado nos últimos 18 meses²⁶. Dessa forma, recomenda-se uma maior participação do gás natural na matriz elétrica de base, de forma a aumentar a segurança do suprimento. O gás de folhelho tem potencial de escala para garantir a realização dessa alternativa, mas frente ao cenário norte-americano discutido neste artigo, pode demorar a ser explorado.

Já o terceiro artigo discute a competitividade econômica das tecnologias termelétricas mais comumente empregadas no Brasil, como gás natural, carvão, biomassa e óleo combustível, importante insumo para desenho de expansão de matriz elétrica:

- Leal, F. I.; Rego, Erik Eduardo; Ribeiro, C. O. Levelized cost analysis of thermoelectric generation in Brazil: A comparative economic and policy study with environmental implications. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. v.44, p.191 - 201, 2017.

Múltiplos cenários foram avaliados através da aplicação do custo nivelado modificado de eletricidade (MLCOE²⁷), obtendo o custo global de geração termelétrica no país, dadas suas especificidades, o mercado e outras questões relevantes. Além disso, a análise dos dados produzidos combinados a um indicador adicional, o custo evitado nivelado da energia elétrica (LACE²⁸), fornece uma visão ampla dos aspectos econômicos, ambientais e de infraestrutura.

As principais modificações na metodologia LCOE tradicional foram a introdução do custo de vazamento na cadeia produtiva do gás natural, os custos de transmissão e a análise dos preços dos combustíveis para as diferentes tecnologias envolvidas. Adicionalmente, as descobertas de grandes reservatórios de gás nas águas ultraprofundas brasileiras, no litoral de São Paulo, o maior mercado de eletricidade da América do Sul, mostram um cenário promissor, com investimentos estratégicos e políticas adequadas, para uma transição sustentável na matriz elétrica do Brasil. Essa transição deve ocorrer por meio da utilização de usinas movidas a gás natural, como parte do planejamento estratégico para evitar o desabastecimento de energia elétrica.

Nesse contexto, os resultados indicaram que os geradores a gás natural são muito competitivos e eficientes, tanto no aspecto econômico quanto no ambiental, quando comparados a outras

²⁶ Período de 2012, quando da elaboração do artigo.

²⁷ Modified Levelized Cost of Energy

²⁸ Levelized Avoided Cost of Electricity

tecnologias termelétricas, mesmo quando consideradas externalidades como vazamento, transmissão e custos de carbono. Além disso, esse estudo concluiu que o vazamento de gás natural tem o mesmo impacto que as emissões de CO₂ da combustão, quando o percentual de vazamento ultrapassa 4,0% em massa. Acima desse percentual, o impacto do vazamento de CH₄ começa a superar o de CO₂, a ponto de o gás natural se tornar tão intensivo em gases de efeito estufa quanto a biomassa.

E a importância de estudos de LCOE, para fins comparar competitividade de fontes de geração, insumo para modelos de planejamento da expansão, foi motivo de um trabalho técnico, e embora não tenha sido feita publicação em revista acadêmica, teve rigor semelhante, por isso o destaque, dado que fui responsável técnico:

- Caderno de Preços da Geração 2021. No EPE-DEE-RE-089/2021-r0²⁹.

Foi a primeira publicação da EPE sobre custos econômicos das fontes, a partir de dados recebidos dos agentes do mercado, que foram utilizados para o plano decenal de expansão da matriz. O estudo traz resultados que reforçam algumas conclusões de outros estudos destacados ao longo deste material, primeiramente, analisando somente as fontes domésticas, os valores de LCOE das fontes eólica e solar mostram-se mais competitivos que das outras tecnologias. Na comparação internacional, com câmbio nominal de R\$ 5,14/US\$, os valores de LCOE das mesmas renováveis são substancialmente inferiores às médias mundiais, utilizando-se como referência dados publicados pela IEA (International Energy Agency), IRENA (International Renewable Energy Agency) e NREL (National Renewable Energy Laboratory).

E, fechando o item e os estudos a respeito do gás natural, nesse artigo é feita análise da legislação e política de óleo e gás mais relevantes, com foco no desenvolvimento da infraestrutura e do mercado de gás natural no Brasil:

- Leal, F. I.; Rego, Erik Eduardo; Ribeiro, C. O. Natural gas regulation and policy in Brazil: Prospects for the market expansion and energy integration in Mercosul. *Energy Policy*. , v.128, p.817 - 829, 2019.

Os paradigmas para o estudo foram os marcos regulatórios da indústria de óleo e gás no Brasil

²⁹ Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao/CadernodePre%c3%a7osdeGera%c3%a7%c3%a3o_r0.pdf

e na Argentina, por serem membros relevantes do bloco econômico do Mercosul. Uma avaliação comparativa foi realizada para entender melhor os gargalos e as desvantagens para a expansão do mercado de gás natural no Brasil, considerando exemplos bem-sucedidos de avanços recentes na legislação de outros países. Ainda, a sanção imposta pela Resolução ANEEL n. 583 de 2013 sobre fornecedores de gás natural, devido à falta de fornecimento para concessionárias termelétricas. Uma vez que os cálculos atuais introduziram assimetrias quanto aos indicadores empregados, embora utilizando parâmetros intrínsecos ao setor elétrico, foi proposta uma fórmula alternativa, diminuindo o valor da sanção do fornecedor sem comprometer a neutralidade contratual.

A análise do marco regulatório indica que são necessários mais planejamento estratégico e investimentos, bem como políticas adequadas, a fim de garantir plano energético de longo prazo voltado para o desenvolvimento sustentável da indústria de gás natural no Brasil. Esse processo está alinhado com a transição para um sistema energético de menor emissão, devendo considerar a expansão da integração energética do Mercosul para explorar o potencial das vantagens comparativas de seus membros.

2.2.3 Expansão da Rede de Transmissão

Outro aspecto importante que diferencia 2001 e 2021 é a substantiva ampliação do sistema de transmissão observada no período. O país conta com linhas que conectam as capitais do país, sendo a única exceção ainda existente a cidade de Boa Vista, capital de Roraima³⁰.

Como resultado, a extensão das linhas de transmissão aumentou de 70 mil km para 175,3 mil km (3,7% a.a., em média) e a capacidade de recebimento de energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste de outras regiões elevou-se de 7 GW para 23,8 GW, conforme indica a Figura 2. Este crescimento da malha de transmissão impede a ocorrência de gargalos como os vistos em 2001, quando a região Sul vertia água ao mesmo tempo em que a região Sudeste/Centro-Oeste enfrentava grave crise de abastecimento.

³⁰ Todavia, com previsão de interligação com a retomada das obras paralisadas por longo período para solução de controvérsias no âmbito do licenciamento ambiental.

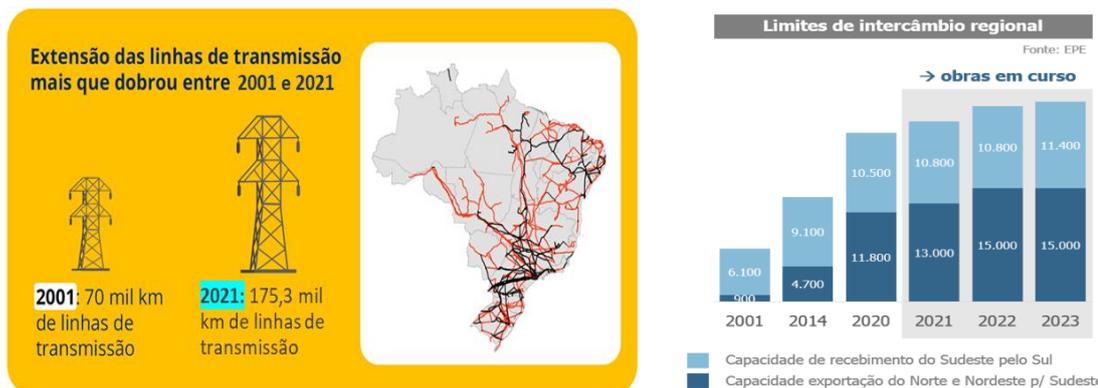


Figura 2 - Evolução da extensão e capacidade das linhas de transmissão do SIN

Fonte: EPE (2022c)

O sistema de transmissão tem desempenhado papel fundamental no desenvolvimento de uma matriz que requer o equilíbrio de todos os recursos necessários para um sistema elétrico confiável: segurança, flexibilidade, qualidade no fornecimento, diversificação de fontes e custos globais adequados para o consumidor final.

Essa tendência continua, a partir dos estudos de planejamento da transmissão, que subsidiam a realização dos leilões de transmissão, como na Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2021 – “Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial”, que indica a necessidade de expansão incremental da capacidade de exportação total da Região Nordeste em aproximadamente 15 GW até o ano 2031.

A importância da expansão do sistema de transmissão no movimento de transição energética para uma economia de baixo carbono é destaque do relatório GIZ (2019) “Energy Systems of the Future: Integrating Variable Renewable Energy Sources in Brazil's Energy Matrix”, cujo sistema de transmissão funcionará como fiador da expansão de renováveis, de forma que seja feita com a devida segurança no suprimento.

Entendida a importância da expansão do sistema de transmissão para a transição energética, o próximo artigo avaliou a participação do capital privado na sua expansão, com destaque a entrada de empresas multinacionais.

- Cassaro, P. M. ; Rego, E.E. ; Parente, V. ; Ribeiro, C. O. The Brazilian Sector of Electricity Transmission: Entrance of Spanish Companies. Revista IEEE América Latina, v. 14, p. 1315-1322, 2016.

O artigo mostra que o negócio da transmissão de energia elétrica no Brasil foi ocupado inicialmente pelo governo, principalmente, através das grandes estatais subsidiárias da Eletrobrás para atender a demanda da crescente indústria nacional do pós-guerra. Já na década de 1980, o setor elétrico iniciou um processo de decadência devido à crise econômico-financeira do setor, agravada pela dívida externa brasileira, que culminou em políticas econômicas de cortes dos gastos estatais. Ademais, houve a redução artificial das tarifas como método de combate à inflação e utilização das empresas politicamente para captar recursos. Como consequência, o setor ficou seriamente afetado, não havendo mais condições de promover os investimentos adequados no setor energético. Nesse contexto, na década de 1990, iniciou um programa de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

A reestruturação, de modo geral, focou exatamente na privatização parcial do setor elétrico, a desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, criação de órgãos para controle e coordenação do sistema elétrico que por fim, permitiu a abertura do setor de transmissão para investimentos privados, nacionais e estrangeiros.

No outro lado do mundo, durante a década de 1980 na Espanha, havia grandes empresas estatais de energia que funcionavam em oligopólios. Porém após a abertura dos monopólios regionais, a entrada na Comunidade Econômica Europeia e posteriormente, já na década de 1990, a criação do Mercado Único Europeu, União Econômica e Monetária e a introdução do euro, essas empresas se fortaleceram fortemente financeiramente e tecnologicamente dentro da Espanha e outros países europeus. Apoiados financeiramente por bancos espanhóis e politicamente pelo seu governo, essas empresas energéticas espanholas conquistaram os promissores mercados da América Latina que estavam se abrindo à iniciativa privada. Sendo assim, essas empresas aportaram no Brasil e estão presentes em vários segmentos do setor de energia elétrica.

Isso pode ser constatado, principalmente no setor de transmissão de energia elétrica, pela frequente participação nos certames de concessão de serviço público de transmissão da ANEEL à época de desenvolvimento do artigo, inclusive vencendo muitos deles. A decisão da abertura e reestruturação do mercado de transmissão de energia foi fundamental para a retomada do crescimento da infraestrutura do sistema elétrico, mas ficava evidente que as empresas brasileiras, privadas e estatais, haviam perdido espaço.

2.2.4 Considerações da expansão do sistema

Concluindo o item 2.2 A Evolução recente da matriz elétrica brasileira, os artigos estudaram a evolução da matriz, quando se observou ao longo dessas duas décadas a intensa diversificação, com redução da dependência da hidreletricidade, de 83% para 60% da capacidade instalada, tirando proveito de ganhos de eficiência energética no setor sucroenergético e da combinação de redução de custos dos equipamentos das fontes eólica e solar, e a excelente qualidade desses recursos no Brasil. Destaque também para a geração termelétrica, especialmente a ampliação no uso do gás natural.

Conforme os artigos demonstraram, essa diversificação aumenta a confiabilidade de suprimento devido ao efeito portfólio das diversas fontes e tem sido uma evolução em relação ao passado, em que se contava com maior participação de hidrelétricas e limitada complementaridade térmica.

Apesar da diversificação e da expansão da infraestrutura, desde 2004, dos sistemas de transmissão (3,7% a.a.) e da oferta de geração (4,3% a.a.), superiores ao crescimento do consumo (2,4% a.a.), no ano de 2021 o sistema elétrico enfrentou grandes desafios para garantir o pleno atendimento do suprimento elétrico ao país, inclusive com acionamento de recursos adicionais e importação, mais caros do que em condições normais. Essa discussão é feita no item 3. Dependência hídrica, risco, e análise de portfólio.

2.3 Os Leilões de Contratação de Energia Elétrica

No Brasil, o mecanismo de leilões foi largamente utilizado nos processos de privatização ao longo da década de 90, com destaque no setor elétrico. E a partir de 1998, o setor elétrico vem empregando este procedimento para outorgas de concessões de usinas hidrelétricas e autorizações de sistemas de transmissão, bem como, desde 2004, para comercialização de energia elétrica.

A aquisição de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição para atendimento de seus consumidores cativos³¹ deve ser feita, segundo a regulação vigente desde 2004, por meio de licitações. Estas licitações, por sua vez, conduzidas sob a forma de leilões de energia, devem manter a observância, entre outros aspectos da modicidade tarifária e das condições e limites de repasse do custo de aquisição da energia para os consumidores finais.

³¹ Consumidor cativo: consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário, autorizado ou permissionário, ou seja, com a rede a qual esteja conectado.

Observa-se também que tais transações são reguladas por meio de contratos, denominados de contratos de comercialização de energia em ambiente regulado. Por eles, as distribuidoras compram frações de eletricidade de cada gerador, proporcionais a suas solicitações de demanda em fase prévia ao leilão, cuja ponderação resulta no próprio preço médio do certame. Como contraparte, está o conjunto de geradores vencedores, que estabelecem contratos com todas as distribuidoras participantes, na mesma proporção descrita, ao preço do lance vencedor.

Entre as possíveis formas de serem conduzidas as licitações de energia elétrica, dois desenhos foram adotados, nos primeiros dez anos a escolha recaiu sobre os leilões do tipo Anglo-Holandês³². Tais leilões são caracterizados por duas fases. A primeira é realizada pelos lances “orais” (no caso, eletrônicos), ou seja, concomitantes, e a classificação baseia-se em ordená-los de forma descendentes. A segunda, de “envelope fechado” na qual é permitido ao jogador um lance único e final de menor preço, sendo declarados vencedores do leilão os lances com os menores preços até o atendimento da quantidade demandada.

Já desde 2017, o leilão continua a ser híbrido, entretanto iniciando com a fase de “envelope fechado” em uma disputa por ponto de conexão, seguido de lances “orais” (eletrônicos).

Nos leilões de novos empreendimentos de geração, estes são contratados em dois regimes diferentes, por quantidade³³ de energia (geralmente para fonte hídrica) e por disponibilidade³⁴ (geralmente para fontes térmicas: óleo combustível e Diesel, gás natural, carvão e biomassa), sendo que a fonte eólica já foi contratada pelas duas modalidades (por exemplo, em 2010, no leilão de energia de reserva como quantidade, enquanto no leilão de fontes alternativas do mesmo ano, por disponibilidade). O modelo do leilão ainda pressupõe a competição entre diferentes fontes, embora nem sempre pratique esta competição, muitas vezes estabelecendo mercados por preferência tecnológica.

³² Leilão híbrido, no qual haja um primeiro estágio de leilão ascendente com uma fase final de lance selado, para, assim, criar o modelo de leilão denominado Anglo-Holandês.

³³ Contratos de quantidade de energia são aqueles cujos vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os geradores hidrelétricos não participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) assumem os riscos hidrológicos da operação energética integrada. Contratos por quantidade implicam ainda assunção dos riscos de exposição ao mercado de curto prazo.

³⁴ Contratos de disponibilidade de energia são aqueles nos quais os agentes geradores de energia são pagos de acordo com a quantidade de energia disponibilizada por eles ao sistema (garantia física) e não com base na energia efetivamente gerada. Nesse modelo, os riscos (ônus e os benefícios) da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados, por exemplo, as despesas relativas aos custos (variáveis) de manutenção e operação, assim como os custos variáveis com combustível são de responsabilidade da parte contratante, ou seja, das distribuidoras que compõem o *pool* comprador de energia elétrica.

Desde 2005, foram realizados 45 leilões de geração. Como resultado, são 979 empreendimentos atualmente em operação, correspondendo a 71,2 GW de capacidade instalada. Outros 262 seguem em fase de construção ou em processo de obtenção de outorga, totalizando 11,5 GW. A potência contratada nos leilões por fonte, por ano, é apresentada na Figura 3, e na Figura 4 em operação e em construção/obtenção de outorga.

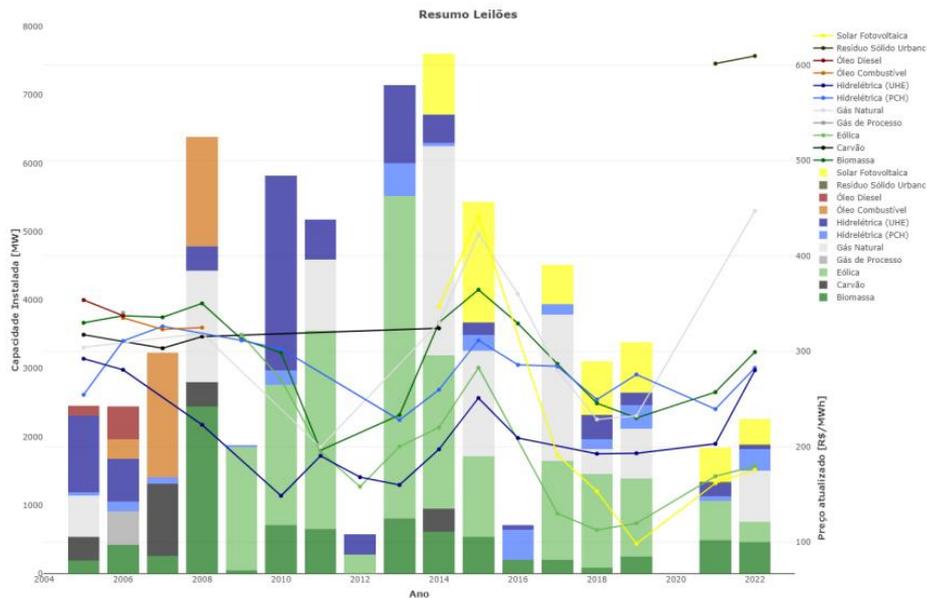


Figura 3 - Capacidade e preço médio contratados a cada ano.

Fonte: EPE (2023)

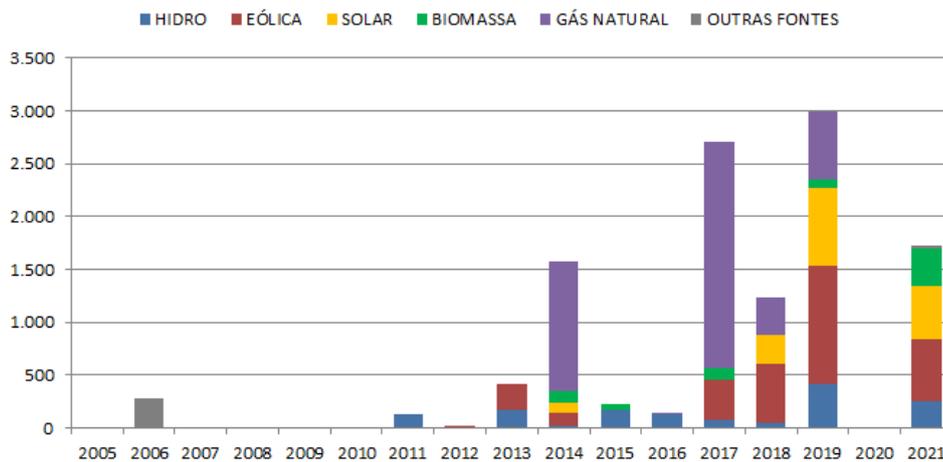


Figura 4 - Potência Contratada (MW/ano) – Empreendimentos em Construção / em obtenção de Outorga

Fonte: ANEEL (2023)

A garantia física³⁵ contratada nos leilões por fonte, por ano, é apresentada na Figura 5 e na Figura 6, referentes a empreendimentos em operação e em construção/obtenção de outorga.

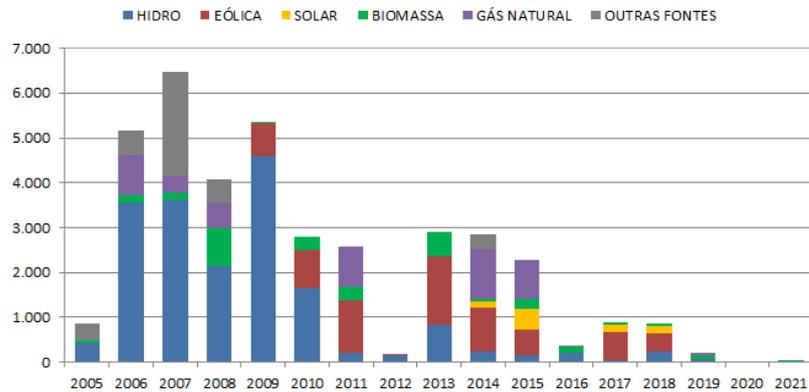


Figura 5 - Garantia Física (MWm/ano) – Empreendimentos em Operação

Fonte: ANEEL (2023)

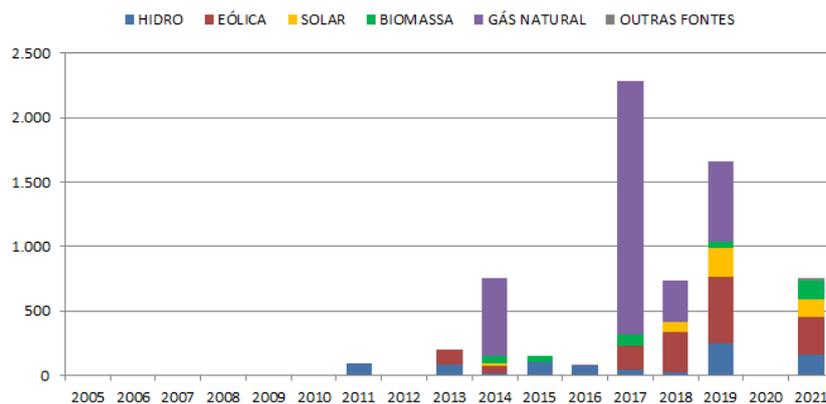


Figura 6 - Garantia Física (MWm/ano) – Empreendimentos em Construção / em obtenção de Outorga

Fonte: ANEEL (2023)

A energia negociada nos leilões por fonte, por ano, é apresentada na Figura 7.

³⁵ A garantia física determina a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir dado um critério de suprimento definido. Ela é uma métrica importante para a adequabilidade da oferta do sistema e é utilizada para dois fins fundamentais no Brasil: a garantia física define a quantidade máxima de energia que um equipamento pode comercializar e, no caso das hidrelétricas, define sua cota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia.

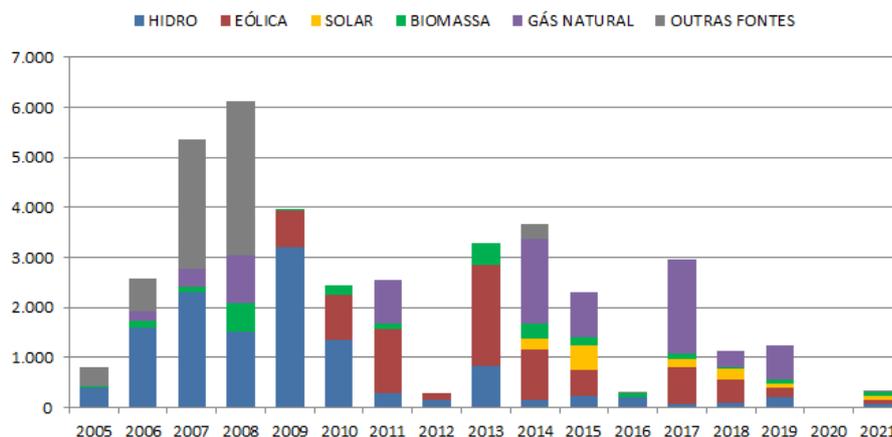


Figura 7 - Energia vendida (MWm)

Fonte: ANEEL (2023)

Em função da importância dos leilões para a expansão da matriz elétrica nas duas primeiras décadas do século, alguns artigos foram publicados estudando metodologias, premissas e resultados. No primeiro, o artigo mostra que a metodologia utilizada para contratar fontes térmicas nos leilões apresentava distorções que favoreciam a competitividade de usinas com custos variáveis mais elevados:

- Rego, Erik Eduardo. An Alternative Approach to Contracting Power: Lessons from the Brazilian Electricity Procurement Auctions Experience. *The Electricity Journal*. v.26, p.30 - 39, 2013.

O artigo também demonstrou que esta metodologia está sujeita a escolhas endógenas do leiloeiro, existindo grandes diferenças entre os custos de contratação resultantes leiloados e os custos realizados. Se o governo brasileiro pretende comprar eletricidade de uma fonte de alto custo variável, e de baixo custo fixo, por motivos como segurança energética, é melhor ser transparente ao tomar essa decisão. Se a metodologia de leilão que seleciona o projeto de menor preço não atende a determinados requisitos do sistema energético, ao invés de tentar driblar o próprio desenho do leilão, é melhor realizar leilões de compra de energia elétrica por fonte, por exemplo. Este estudo conclui que a metodologia que vinha sendo utilizada nos leilões de compra de energia no Brasil não é recomendada para replicação em outros mercados.

O segundo artigo discute uma característica particular brasileira, que é a realização de leilões separados de capacidade existente e nova:

- Rego, Erik Eduardo; Parente, Virginia. Brazilian experience in electricity auctions:

Comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design. *Energy Policy*. v.55, p.511 - 520, 2013.

A experiência brasileira mostra que, principalmente quando há falta de concorrência, para evitar comportamentos de poder de mercado, não se deve realizar leilões de energia separados entre geração nova e existente. Já o lado positivo dos leilões, esse artigo mostrou que é muito provável que a etapa discriminatória do leilão híbrido reduza ao máximo os preços finais do leilão e assim reduz o excedente do produtor. Assim, este estudo sugere que se mantenha o desenho do leilão anglo-holandês no setor elétrico brasileiro; no entanto, como não há diferenciação de preços em relação aos resultados entre os leilões de energia nova e existente, deve-se comprar energia elétrica tanto de projetos de energia nova quanto de usinas antigas para, em conjunto, proporcionar maior competitividade e minimizar o comportamento de poder de mercado, como da Eletrobras.

É oportuno mencionar que, quando o autor da presente tese exerceu cargo de diretor de estudos de energia elétrica pela Empresa de Pesquisa Energética, responsável pelo desenho dos leilões, a partir de 2021 (leilão A-4 e leilão A-5), a contratação passou a ser feita em conjunto, projetos existentes concorrendo com novos projetos, seguindo os resultados da pesquisa.

No próximo artigo, discute-se a preocupação quanto à determinação nos leilões de um preço de reserva adequado, em específico para leilões de preço descendente, de forma a promover concorrência mais forte e evitar conluio:

- Rego, E.E. Reserve price: Lessons learned from Brazilian electricity procurement auctions. *Energy Policy*. v.60, p.217 - 223, 2013.

Apesar de existirem alguns métodos disponíveis para determinar o preço de reserva, tais como fundamentos de mercado, custos de energia nova, índices de preços e experiências recentes, entre os autores estudados pelo artigo, poucos se aventuraram a estabelecer um método para determinar o preço teto. O artigo recomenda que o governo brasileiro estabeleça valores de forma a estimular a participação dos investidores, aumentar a concorrência e, conseqüentemente, reduzir o preço final. Como alternativa, o artigo sugere a implementação do lance adicional da Lloyd (2004), sem um preço-teto estabelecido pelo leiloeiro, ou seja, que o mercado defina o preço-teto.

Assim, além das vantagens com relação à adoção de um preço de reserva adequado, há também

a estabilidade regulatória, que é um importante alicerce para o sucesso do leilão na definição de uma regra geral. Adotando essa sugestão, os leilões deixarão de ter um preço teto, mas sim um lance preliminar para todo o leilão, evitando assim resultados ineficientes de estabelecer diferentes tetos de preço por fonte.

O último artigo da série de leilões construiu um ABM³⁶ para o mercado brasileiro de comercialização de energia elétrica, com o intuito de compreender o processo de precificação e verificar a variabilidade de preços de energia com relação à participação de agentes públicos ou privados nos leilões:

- Machado, M. R.; Fujii, M. K.; Ribeiro, C. O.; Rego, E.E. An Agent-Based Model Applied to Brazilian Wind Energy Auctions. IEEE Latin America Transactions. v.17, p.865 - 874, 2019.

Ao projetar um ABM, do ponto de vista prático é necessário conhecer os costumes dos agentes envolvidos e o ambiente nos quais eles estão inseridos, ou seja, a fundamentação dessa técnica está centrada, em geral, nos processos econômicos de cada problema. Contudo, as soluções são apresentadas, a rigor, em linguagem computacional, matemática e estatística. As simulações realizadas possibilitaram analisar informações relevantes sobre a dinâmica dos leilões praticados sob o simulador desenvolvido.

O comportamento dos preços da energia eólica negociados em leilões regulados foi exaustivamente estudado. Através das inferências estatísticas realizadas, foi possível afirmar que preço e volumes simulados são diferentes de preços e volumes observados, tal diferença pode estar vinculada à falta de informações disponibilizadas por parte do governo brasileiro. Essa indisponibilidade de dados interfere nos resultados desse trabalho que poderia indicar políticas mais justas para comercialização, além disso, possibilitaria validar o modelo criado.

Outra conclusão importante desta pesquisa diz respeito ao comportamento do preço médio da energia vinculado ao perfil das empresas (público e privado) participantes dos leilões. Foi possível verificar a existência de diferenças entre preços dos vendedores públicos e privados. Além disso, através do modelo baseado em agentes foi possível concluir que quanto maior o número de agentes privados em um leilão maior será o preço médio da energia deste pleito.

³⁶ Agent-Based Model (ABM) : modelo baseado em agente é um modelo computacional para simular as ações e interações de agentes autônomos para entender o comportamento de um sistema e o que governa seus resultados.

3. Dependência hídrica, risco, e análise de portfólio

3.1 Situação hidrológica de 2021

As hidrelétricas já representaram cerca de 90% da capacidade instalada total de geração do país na década de 1990, reduzindo para cerca de 60% em 2020 (vide Figura 1). E mesmo com o início da redução de sua participação relativa, na primeira década deste século ainda era responsável por mais de 90% da geração de energia elétrica, como indica a Figura 8.

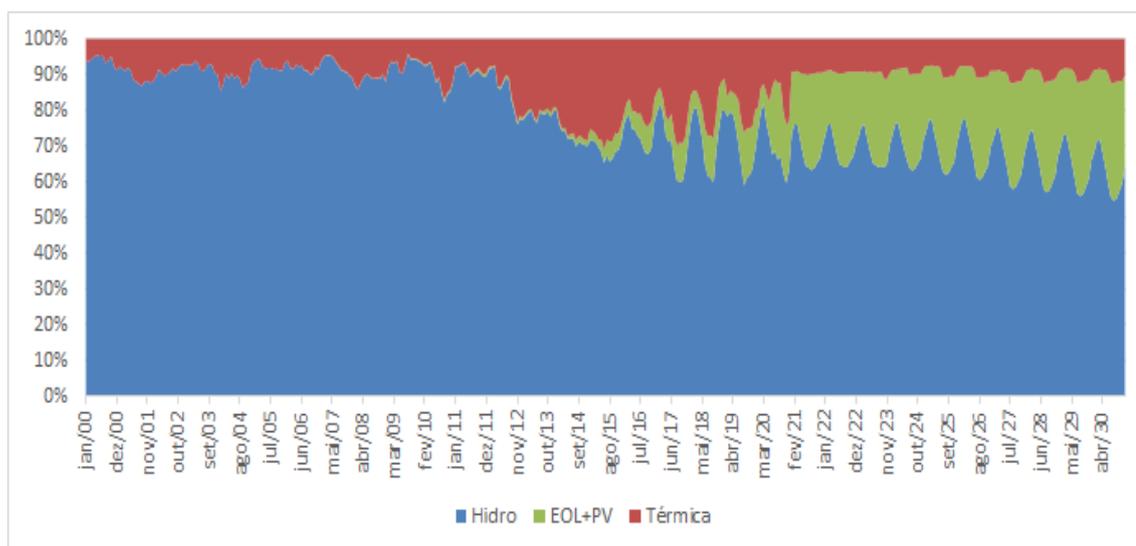


Figura 8 – Evolução e projeção da participação das fontes na geração total do SIN

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EPE (2021e); EPE (2022a); e EPE (2022b)

Essa predominância na matriz elétrica ao longo dos anos influenciou não somente a operação do sistema, como também a definição de diversos aspectos relacionados ao desenho de mercado e planejamento da operação e expansão do sistema, tais como a granularidade de preços, os modelos computacionais utilizados e os critérios de segurança e suprimento.

Embora existam reservatórios em todas as regiões do Brasil, os principais se concentram no subsistema SE/CO, que representa 70% da capacidade de armazenamento do país. Destacam-se os reservatórios da bacia hidrográfica do Rio Paraná, e seus afluentes Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema. Essas regiões concentram os principais reservatórios de regularização do SIN, ou seja, aqueles mais propícios a guardar água ao final da estação chuvosa para utilização no período de seca. Além disso, trata-se de importantes regiões econômicas do Brasil e com diversos usuários da água, o que naturalmente aumenta os conflitos pelos usos múltiplos da água.

Em 2021, o contexto da escassez hídrica evidenciou, que mesmo com a diversificação da matriz, mantém-se a grande importância desse recurso para o setor elétrico, conseqüentemente, um dos principais aspectos que levaram a situação de 2021 é o fato de que se atravessou cenário hidrológico crítico, no qual foi observada seqüência de anos com as menores vazões do histórico. Como consequência, a quantidade de água que chega às usinas hidrelétricas, conhecidas como vazões naturais afluentes, em especial nesta última década, se apresentaram sistematicamente abaixo da média histórica.

Essa baixa disponibilidade hídrica natural verificada é refletida, para o setor elétrico, na reduzida Energia Natural Afluente (ENA), que é definida como a energia que pode ser gerada a partir dessas vazões naturais afluentes, podendo ser calculada para um determinado rio, bacia ou para todo um subsistema, considerando os níveis dos reservatórios em 65% dos volumes úteis operativos. Quanto maior for a vazão dos rios, assim como a altura do reservatório, maior será a quantidade de energia elétrica que poderá ser produzida. A Figura 9 ilustra a evolução da ENA, em termos percentuais em relação à Média de Longo Termo - MLT (média dos 91 anos do histórico), para os subsistemas SE/CO e Nordeste, que somam 88% da capacidade máxima de armazenamento do sistema. O SIN atravessou sete anos consecutivos com ENA abaixo da média histórica, com piora acentuada no período 2020/2021.

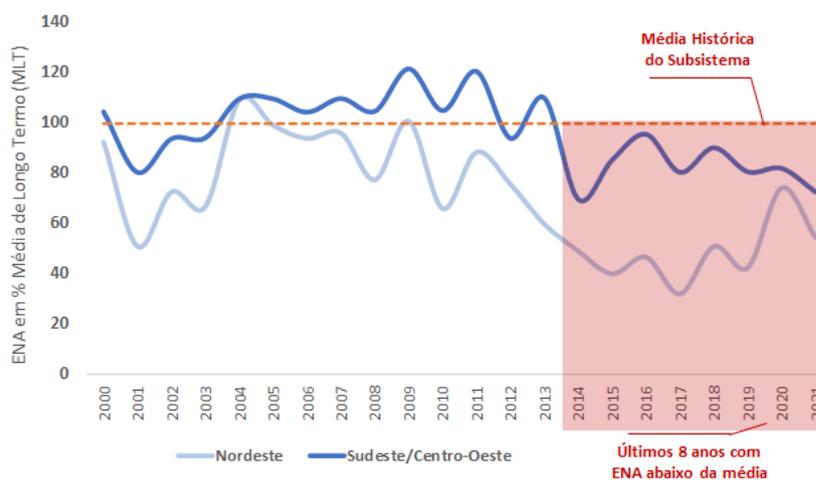


Figura 9 - Evolução da energia natural afluente dos subsistemas SE/CO e NE - % da MLT

Fonte: ONS (2021)

A Figura 10 complementa a informação da Figura 9, ilustrando as tendências negativas de precipitação neste século.

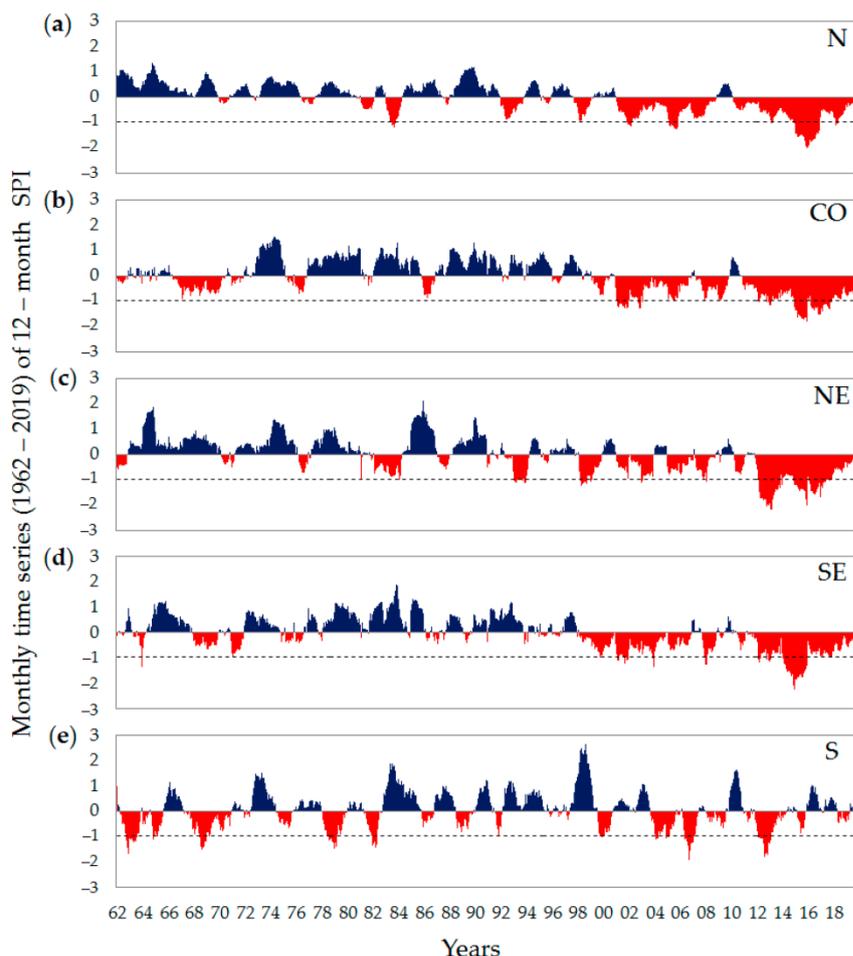


Figura 10 - Tendências negativas de precipitação nas últimas décadas

Fonte: Cunha et al. (2019)

Complementarmente, a Figura 11 dispõe, em ordem decrescente, as médias anuais da ENA no período de 1931 a 2019, no subsistema SE/CO, considerando a configuração do sistema de 2019. Embora os valores de ENA para os anos mais recentes (colunas na cor azul clara) não estejam individualmente entre os 9 piores do histórico, verifica-se que todos os valores entre 2014 e 2019 foram abaixo da MLT, dificultando a recuperação dos reservatórios.

Apesar de não constarem na série histórica oficial, os anos de 2020 e 2021 apresentam para esse mesmo subsistema, conforme histórico de operação do ONS, médias anuais da ENA de 34.164 MWmed e 29.337 MWmed, respectivamente, indicando a extensão dos anos sucessivos com valores de ENA abaixo da MLT (41.165 MWmed).

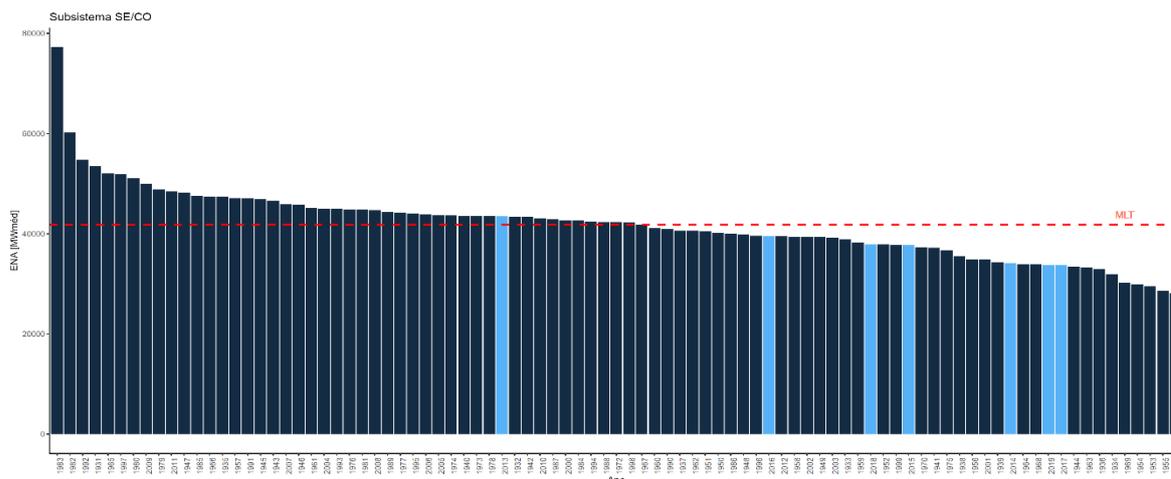


Figura 11 - Médias anuais da ENA no subsistema SE/CO de 1931 a 2019

Fonte: EPE (2022c)

Considerando a escala mensal, a Tabela 2 mostra os valores das afluições (em % da MLT) dos subsistemas e do SIN, para o período de outubro/2020 a setembro/2021. Em 9 desses meses, foram registradas afluições entre as cinco piores de todo o histórico para o mês, sendo que em 6 deles observou-se a pior afluição em relação à MLT do histórico de vazões.

Tabela 2 - Afluições (em % da MLT) dos subsistemas e do SIN, para o período de outubro/20 a setembro/21

meses	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	SIN
	%MLT	%MLT	%MLT	%MLT	%MLT
Out/2020	53 (pior)	21 (2ª pior)	52	55 (3ª pior)	43 (pior)
Nov/2020	60 (2ª pior)	22 (pior)	87	87	58 (2ª pior)
Dez/2020	63 (4ª pior)	94	47	55	63 (2ª pior)
Jan/2021	70	154	47	55	71 (10ª pior)
Fev/2021	73	122	42	72	72 (9ª pior)
Mar/2021	75	69	70	111	82 (17ª pior)
Abr/2021	63 (3ª pior)	35	35 (3ª pior)	89	65 (pior)
Mai/2021	63 (2ª pior)	29	37 (4ª pior)	88	63 (pior)
Jun/2021	66 (2ª pior)	58	38 (4ª pior)	73	63 (pior)
Jul/2021	61 (pior)	43	42 (4ª pior)	82	57 (pior)
Ago/2021	59 (pior)	33	43 (4ª pior)	81	53 (pior)
Set/2021	56 (pior)	65	44 (5ª pior)	81	60 (5ª pior)

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2021)

Adicionalmente, comparação feita pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE de anomalias de precipitação pluviométricas, ou seja, de chuvas ou secas excessivas, entre o período de racionamento do início do século e o último período chuvoso, ilustram a criticidade a que o sistema foi imposto no ano de 2021, como apresentado na Figura 12.

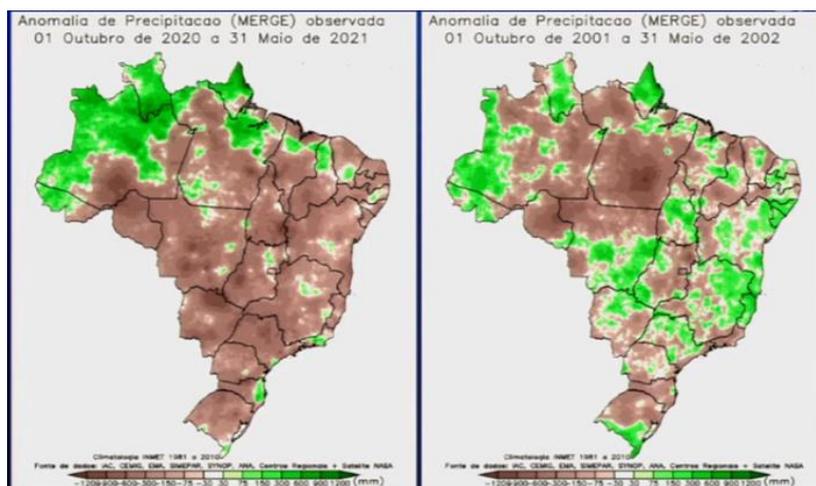


Figura 12 - Comparação entre anomalias de precipitação entre os períodos 2020-2021 e 2001-2002

Fonte: INPE (2021)

O Brasil de fato atravessou um cenário hidrológico crítico, acumulando baixas afluências desde 2014 e culminando, no biênio 2020/2021, com as menores vazões afluentes observadas desde 1931. Por essa razão, a longa sequência hidrológica desfavorável pode se configurar como uma causa determinante para a situação de escassez hídrica vivenciada em 2021.

Por mais que seja um período de exceção, ainda assim, esta tese tem procurado mostrar pela coletânea de artigos e Notas Técnicas de que há aperfeiçoamentos possíveis a serem feitos no planejamento tanto da operação quanto da expansão de forma que o sistema mitigue ocorrências severas como a de 2021. No capítulo anterior algumas abordagens já foram discutidas, como a redução da dependência de hidrelétricas com maior participação de renováveis não despacháveis, o papel da fonte termelétrica na transição energética, assim como do sistema de transmissão. Em item específico, foi discutido como fazer a expansão de forma mais eficiente economicamente, aperfeiçoando o desenho de leilões, que eram até antes da pandemia a principal ferramenta de contratação da expansão do sistema de geração.

Nos próximos itens serão discutidos outros aspectos estruturais fundamentais para a segurança do sistema, assim como, será mostrado que se pode mitigar, mas não é economicamente razoável eliminar o risco de suprimento.

3.2 Garantia física do sistema

Em função da situação de escassez e risco de desabastecimento descrita no item anterior, um dos primeiros questionamentos feitos é com relação à medida de adequabilidade do sistema, representado pela Garantia Física (GF), tema que gera muitos debates, e por isso é importante

perceber suas distintas atribuições e usos. Ela pode ser medida para análise do balanço estrutural de oferta e demanda de energia, empregada no planejamento, assim como também é medida do lastro comercial de empreendimentos de geração (certificados) e medida de rateio da energia secundária³⁷ (ou do GSF³⁸) no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE³⁹).

Qualquer diagnóstico que relacione aspectos das garantias físicas com o cenário de escassez hídrica merece uma reflexão a respeito do real impacto que eventuais distorções nas garantias físicas atribuídas aos empreendimentos de geração podem trazer para o equilíbrio estrutural do sistema.

É preciso, portanto, diferenciar os Certificados de Garantia Física de Energia atribuídos aos empreendimentos de geração e garantia física de energia do SIN, atualizada e calculada para fins de análise de balanço estrutural de oferta e demanda, pois as implicações são distintas.

A garantia física de energia do SIN, que corresponde à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento, é obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico, empregando-se o modelo NEWAVE (com representação agregada das usinas hidrelétricas por reservatórios equivalentes de energia).

A simulação estática é aquela em que a configuração do sistema não se altera ao longo do horizonte de estudo. Essa configuração considera como existentes e completamente motorizadas todas as usinas em operação comercial e aquelas já contratadas nos certames do ambiente regulado. A função objetivo da simulação busca a minimização do custo esperado total – que compreende o custo associado à geração termelétrica, ao déficit e à violação de restrições – no horizonte de estudo, definido em 5 anos. Além disso, são considerados parâmetros econômicos, como: taxa de desconto, custo unitário da geração termelétrica, custo de déficit, penalidades por violação de restrições hidráulicas, entre outros; sendo que, a função objetivo busca a minimização do custo esperado total – que compreende o custo associado à geração termelétrica, ao déficit e à violação de restrições.

³⁷ Havendo geração no MRE que exceda a garantia física total do mecanismo, as usinas participantes passam a ter direito à energia secundária, que consiste na alocação do excedente na proporção das garantias físicas respectivas.

³⁸ *Generation Scaling Factor* é o fator que calcula a diferença entre a energia efetivamente gerada pelas usinas hidrelétricas e a sua garantia física.

³⁹ O Mecanismo de Realocação de Energia é um procedimento contábil para alocação da produção hidrelétrica entre as usinas participantes do mecanismo, reconhecendo o caráter cooperativo do despacho que otimiza o uso integrado dos recursos hidrelétricos.

Os Certificados de Garantia Física de Energia – CGFE são os valores atribuídos aos empreendimentos para fins de comercialização de energia, via contratos, constituindo, portanto, o limite de contratação de cada empreendimento. Adicionalmente, os CGFE são utilizados como medida de rateio da energia secundária (ou do GSF) no MRE.

Assim, a garantia física como lastro comercial trata-se de um certificado que estabelece o quanto de energia pode ser comercializado, e não uma garantia de entrega futura de energia em si.

Apesar da garantia física ser uma grandeza de caráter estrutural, os CGFE vigentes foram obtidos em diferentes momentos, por metodologias e premissas distintas e, por isso, é de se esperar diferenças ao se comparar o somatório dos CGFE vigentes com a garantia de energia do SIN. Na Nota Técnica EPE nº EPE-DEE-RE-022/2022-r0 (EPE, 2022f) essa diferença é calculada e seus valores apresentados na Figura 13.



Figura 13 – Avaliação da necessidade de recomposição de lastro do Sistema

Fonte: EPE (2022f)

Essas diferenças são dinâmicas e decorrentes de diferentes fatores, como: evolução natural da matriz de energia elétrica, alterações nas métricas e parâmetros associados ao critério de suprimento, contínuos aprimoramentos metodológicos nos modelos de simulação e otimização empregados nos cálculos dos CGFE, alteração da representação de aversão a risco nos modelos, o fato de as características técnicas oficiais das usinas consideradas nos modelos não acompanharem a evolução dos dados físico-operativos⁴⁰, limitações na representação de

⁴⁰ Nesse contexto, está em andamento um Plano de Ação para a Revisão das Garantias Físicas de UHEs, elaborado por MME, ANA, ANEEL, EPE e ONS, em cumprimento às determinações 9.4 e 9.5 do Acórdão nº 1.631/2018-

restrições operativas hidráulicas nos modelos, alteração no perfil de preços dos combustíveis (EPE, 2022f).

Ressalta-se que parte dessa diferença tende a ser corrigida periodicamente para as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente através da revisão ordinária do CGFE, estabelecida no Decreto nº 2.655/1998. No caso das usinas de fonte eólica, fotovoltaica e biomassa, esta correção pode ser feita por meio da revisão por geração verificada dos CGFE, regulamentada nas Portarias MME nº 416/2015, 60/2020 e 564/2014, respectivamente. Para as usinas termelétricas despachadas centralizadamente, entretanto, não há previsão legal para a revisão periódica dos CGFE e as Pequenas Centrais Hidrelétricas estão suspensas de revisão ordinária de CGFE, só por alterações de características técnicas solicitadas pelo empreendedor.

A revisão ordinária dos CGFE de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente está sujeita a limitações de redução estabelecidas no Decreto nº 2.655/1998: de 5% a cada revisão, e, durante o período de concessão (que geralmente tem duração de 30 anos para as UHE), de 10%. Essas revisões com reduções limitadas a estes percentuais têm a função de proporcionar previsibilidade e estabilidade ao empreendedor concessionário, de forma que não fique sujeito a perdas de remuneração. Porém, a revisão de CGFE limitada desta forma acabará por indicar um lastro contratual que não se mostra aderente à operação real do empreendimento. Além disso, ganhos sem limites, e perdas com limites, certamente irão gerar distorções para todo o sistema.

Além disso, outro mecanismo previsto na legislação vigente para preservar a segurança do suprimento é contratação de reserva de energia e capacidade, na modalidade energia de reserva, de forma a cobrir a diferença entre as garantias físicas atribuídas aos empreendimentos (certificados) e a garantia física calculada para fins de balanço estrutural, e alcançar os critérios de segurança de suprimento estabelecidos pelo CNPE⁴¹.

Dado esse contexto, em dois artigos foram tratadas as diferenças entre o somatório dos CGFE vigentes com a garantia de energia do SIN, fator ainda exacerbado com o período hidrológico

TCU-Plenário, visando atualização de características físico-energéticas de usinas hidrelétricas, tais como: curvas “cota-área-volume” dos reservatórios, usos consuntivos a montante das usinas hidrelétricas, séries de vazões naturais afluentes, evaporação líquida dos reservatórios, polinômios “vazão x nível de jusante”, produtividade, perdas de carga e índices de indisponibilidade de referência.

⁴¹ O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia.

ruim, conforme relatado no item 3.1, quando a geração hídrica do sistema foi inferior tanto ao somatório dos CGFE vigentes como quanto à garantia de energia do SIN.

O primeiro artigo trata do comportamento comercial dos agentes para se proteger de períodos quando a geração total do MRE não atinge o somatório dos CGFE vigentes, aplicando-se Teoria dos Jogos, em particular, em relação ao Equilíbrio de Nash e Estratégias Dominantes:

- Leonel, L. D. ; Balan, M. H. ; Camargo, L. A. S. ; Rego, E.E. ; Ramos, D. S. ; Lima, R. M. F.. Game Theory Application in Hydropower's Firm Energy Monthly Allocation Process. IEEE Latin America Transactions. v. 17, p. 85-92, 2019.

No contexto do marco regulatório, a GF das usinas hidrelétricas deve ser alocada ao longo dos doze meses do ano, quando o gerador hidrelétrico deve definir sua estratégia antecipadamente, todo mês de dezembro. A questão é que a alocação mensal individual influencia na alocação geral e, conseqüentemente, na forma como as cotas são repartidas no processo de contabilização do MRE.

Assim, uma estratégia aplicada por um agente representativo, em termos de GF, pode afetar o resultado obtido pelos demais participantes. Portanto, a decisão de alocação mensal pode ser entendida como a competição do jogador e pode ser estudada à luz da Teoria dos Jogos. Com base nisso, o artigo apresentou um modelo simplificado de simulação visando analisar os impactos causados por um agente sobre outro, sob estratégias específicas de decisão de alocação mensal, e aplicando o método do Equilíbrio de Nash. Os resultados obtidos evidenciam que a aplicação das ferramentas da Teoria dos Jogos é eficiente para este tipo de decisão estudada.

O estudo evidencia critérios que influenciam no momento de tomada de decisão dos agentes, como: projeções de preço e geração advindos do NEWAVE, projeções apresentadas pela CCEE ou o Perfil de Carga das Distribuidoras.

No segundo artigo, continua-se a discussão de tomada de decisões dos geradores hidrelétricos sob condições incertas, como preço, afluência hidrológica e estratégias de outros agentes:

- Leonel, L. D. ; Balan, M. H. ; Ramos, D. S. ; Rego, Erik Eduardo ; Mello, R. F. . Financial Risk Control of Hydro Generation Systems through Market Intelligence and Stochastic Optimization. Energies. v. 14, p. 6368, 2021.

Nessa perspectiva, o artigo apresentou a formulação de um modelo computacional associado a ferramentas de inteligência de mercado e teoria dos jogos para apoiar a tomada de decisão em um ambiente competitivo. A ideia de usar uma ferramenta de inteligência de mercado é aplicar um modelo de otimização estocástica com uma métrica condicional de valor em risco associada definindo uma função de utilidade, que calcula o peso que os agentes atribuem a cada variável estocástica associada ao problema a ser enfrentado. Posteriormente, essa função de utilidade foi usada para emular as estratégias dos outros agentes com base em suas decisões anteriores. A etapa final encontra a solução de equilíbrio de Nash entre um jogador e seus concorrentes. A metodologia é aplicada à alocação mensal de energia firme por geradores hidrelétricos sob o atual marco regulatório brasileiro. Os resultados mostram uma mudança no comportamento dos geradores ao longo dos anos, de agentes neutros ao risco buscando maximizar seu retorno com 88% das decisões baseadas em previsões de preço *spot* em 2015, para agentes avessos ao risco com 100% das decisões seguindo um fator que é diretamente impactado pelas previsões de afluência hidrológica em 2018.

3.3 Os Critérios de Suprimento de Energia e Potência

Quando do forte crescimento econômico e respectiva expansão do parque gerador de energia elétrica nos anos 70, primordialmente hidrelétrico, foi necessário avançar no desenvolvimento e definição de métodos para orientar o planejamento do setor elétrico, sob a ótica da segurança do suprimento. Nesse período, foi adotado o critério de energia firme, isto é, a produção média ao longo do período crítico do sistema elétrico. O período crítico é uma sequência de meses/anos em que a série de vazões observada levaria ao esvaziamento dos reservatórios do sistema, sendo um importante critério utilizado para dimensionar barragens para regularização de vazões dos rios.

Em 2004, por meio da Resolução CNPE nº 1/2004, o Conselho formalizou como critério de segurança de suprimento um limite máximo aceitável para o risco de déficit de energia, definido em 5% em cada subsistema elétrico (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste). Este era, então, o único critério vigente e era aplicado para o cálculo das garantias físicas.

Já os Planos Decenais (PDE⁴²) da época, além do limite máximo de risco de déficit de energia, buscavam também a chamada “otimização econômica”. Em outras palavras, buscava-se não

⁴² Plano Decenal de Expansão de Energia é um documento informativo voltado para toda a sociedade, com uma indicação, e não determinação, das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal.

apenas garantir o atendimento ao critério de segurança de suprimento, mas também indicar investimentos adicionais que poderiam resultar em menor custo total para a oferta de energia⁴³. Essa “otimização econômica” buscada no Plano resultava, na prática, em risco de déficit inferior a 5%. Embora indicando que valia a pena investir na redução do risco de déficit, para menos do que o valor oficialmente aprovado pelo CNPE, essa diferença metodológica entre o PDE e as garantias físicas acabava gerando algumas incompatibilidades entre esses dois importantes processos do planejamento da expansão. Dessa forma, no ano de 2008 o CNPE (Resolução nº 9/2008) decidiu pela unificação dos critérios, incorporando, além da métrica física (risco de déficit limitado a 5%), também o critério econômico (CMO=CME).

Entretanto, desde 2008, a matriz elétrica brasileira tem sofrido alterações significativas, e a tendência já era de que essas transformações se acentuariam, afetando a forma como o sistema elétrico vinha sendo operado.

A primeira grande mudança que vem ocorrendo na composição da matriz de geração de energia elétrica se deve à menor participação das usinas hidrelétricas, principalmente aquelas com reservatórios de regularização, como já discutido em 2.2 *A Evolução recente da matriz elétrica brasileira*. Historicamente, os grandes reservatórios existentes no Brasil exerciam o papel de transferir excedentes de oferta de períodos chuvosos para os momentos de menores vazões chegando às usinas. A grande capacidade de armazenamento, em proporção à carga total de energia elétrica, resultava em capacidade de estoque plurianual, permitindo sustentar o suprimento mesmo numa sequência de alguns anos mais secos do que a média histórica. Essas características se refletiam em segurança operativa e estabilidade dos preços da energia. Por isso, os estudos de planejamento da expansão da oferta eram feitos em base anual. O foco dessas análises era proteger o sistema de períodos severos e/ou prolongados de baixa disponibilidade hídrica.

A menor participação dessas usinas hidrelétricas na oferta ao longo dos anos recentes, leva a perda, em termos relativos, da capacidade de regularização (maior crescimento da carga em relação à entrada de novas hidrelétricas e, principalmente, em relação a expansão da capacidade

⁴³ A otimização econômica no plano era obtida garantindo que os custos marginais de operação (CMO) não fossem superiores aos custos marginais de expansão (CME) do sistema. Ou seja, para ampliar a oferta de uma unidade adicional de energia, o custo de fazer isso com as usinas existentes (custo marginal de operação) não poderia superar o custo de fazer isso investindo na construção de uma nova usina (custo marginal de expansão). Em termos matemáticos, o plano buscava uma estratégia de expansão da oferta que não apenas atendesse ao risco de déficit limitado a 5%, como também que CMO deveria ser igual ao CME.

de armazenamento), somada à aceleração na entrada de usinas eólicas e solares, que são fontes com maior variabilidade no curto prazo (podem variar bastante ao longo de um dia e de algumas horas), fez com que os estudos de planejamento do sistema tivessem que ser ajustados, olhando com maior detalhe as variações no curto prazo da geração e da demanda de energia.

Essa preocupação, apresentada pela operação do parque termelétrico, foi discutida no artigo:

- Rego, Erik Eduardo; Ribeiro, C. O. ; Costa, O. L. V. ; Lee Ho, L. . Thermoelectric dispatch: From utopian planning to reality. *Energy Policy*, v. 106, p. 266-277, 2017.

Esse estudo mostrou que existe uma grande diferença entre o planejamento e a operação de centrais de geração de energia elétrica no Brasil, principalmente no que diz respeito às termelétricas que utilizam o gás natural como combustível. As condições aplicadas no modelo de programação dinâmica dual estocástica, que calcula quanta energia térmica e hidrelétrica deve ser gerada para atender à demanda, diferem dos parâmetros reais. Para mostrar como essas diferenças podem alterar as condições de operação em relação ao que foi planejado, foram analisados os empreendimentos que estavam em construção, estudo ou desenvolvimento e foram feitos alguns ajustes de cronograma.

Além disso, o modelo NEWAVE foi ajustado reduzindo o fator de produtividade das usinas hidrelétricas despacháveis. Os resultados indicam que no cenário com os ajustes do NEWAVE, o despacho termelétrico de usinas a gás natural é, em média, 65% superior. Esta constatação é muito significativa porque afeta todo o planejamento da indústria de gás natural no curto prazo, bem como as decisões de investimento em novas usinas termelétricas a gás natural.

O estudo conclui, portanto, que os órgãos governamentais envolvidos no planejamento e na operação devem trabalhar juntos e considerar tanto as condições quanto as restrições da matriz. E, como as propostas de política energética que devem ser implementadas para superar os problemas de planejamento levantados nesse artigo, principalmente no que diz respeito à previsão de despacho de usinas a gás natural, recomendou-se primeiramente que a ANEEL faça uma fiscalização mais frequente dos empreendimentos em construção, e, que os relatórios feitos pela agência devem ser considerados ao rodar o modelo de despacho NEWAVE. Esse trabalho também sugere que o NEWAVE seja revisto, a fim de eliminar ou reduzir a enorme diferença entre as saídas dos níveis dos reservatórios e os valores reais. Com essas melhorias, o planejamento do despacho termelétrico ficaria mais próximo da realidade de operação do setor elétrico brasileiro.

Em linha com a sugestão do artigo de revisão dos modelos de planejamento e operação, uma abordagem ainda mais estrutural foi desenvolvida, visando garantir a adequabilidade do suprimento de energia e de potência. Em 2019 foram desenvolvidos estudos para a definição de novos critérios de suprimento a serem aplicados no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica e no planejamento da operação do SIN.

O trabalho, embora não tenha sido feita publicação em revista acadêmica teve rigor semelhante, por isso o destaque, dado que fui responsável técnico:

- EPE. Critérios de Garantia de Suprimento, 2019⁴⁴. Coordenador: Erik Rego.

O resultado foi a publicação da Resolução CNPE nº 29, de 12/12/2019, que estabeleceu as métricas para novos critérios, e da Portaria MME nº 59, de 20/02/2020, que estabeleceu os parâmetros associados a essas métricas. Isso permitiu aprimorar o planejamento e indicar, de forma muito objetiva e transparente, a necessidade de contratação dos novos recursos que o sistema requer.

Com esse novo regramento, o setor elétrico brasileiro passou a contar, pela primeira vez, com critérios explícitos para o suprimento de potência, além de ter seus critérios de suprimento de energia atualizados à nova realidade do sistema.

Os atuais critérios de suprimento visam ao atendimento do sistema como um todo, considerando, dentre outros, a sinergia entre as fontes, isto é, o efeito do portfólio, reforçando o conceito de que a confiabilidade sistêmica é um bem compartilhado por todos os consumidores e geradores.

As novas e atuais métricas e parâmetros estabelecidos para a avaliação de adequabilidade do sistema são descritos pela Tabela 3. Essas análises são feitas a partir da simulação de 2.000 cenários hidrológicos com base nos padrões estatísticos do passado.

⁴⁴ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/Modernizacao-Setor-Eletrico/Criterio-Garantia-Suprimento/Relat%3%b3rio%20Crit%3%a9rio%20de%20Suprimento%20CP%2080%20-%2030.08.2019.pdf>

Tabela 3 - Quantificação dos requisitos resultantes dos critérios de suprimento de energia e potência

Critério	Métrica	Variáveis que impactam	Método de quantificação
Energia	CVaR ⁴⁵ 1%(ENS) ≤ 5 [%Dem]	Profundidade do déficit de energia (ENS – Energia Não Suprida) nos 1% piores cenários de déficit do ano	Máximo (CVaR1%(ENS) - 5 [%Demanda média], 0)
	CVaR10%(CMO) ≤ 800[R\$/MWh]	Geração termelétrica (GT), Profundidade do déficit de Energia (ENS) e Violação às restrições operativas penalizáveis (VIO) nos 10% piores cenários de CMO de cada mês	Soma (GT ≥ 800 [R\$/MWh], ENS, VIO) correspondente aos 10% piores cenários de CMO. Após a totalização, é calculada a média desses cenários.
Potência	CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%Dem]	Profundidade do déficit de Potência nos 5% piores cenários de cada mês	Máximo (CVaR5%(PNS) - 5 [%Demanda máxima], 0)
	LOLP ⁴⁶ ≤ 5%	Profundidade do déficit correspondente aos 5% piores cenários de déficit de potência de cada ano = VaR 5% (PNS – Potência Não Suprida)	VaR 5% (PNS)

Fonte: EPE (2020)

Porém, é importante ressaltar que a matriz elétrica que se encontra em operação até hoje é a que foi planejada há 4, 5, 6 anos, quando o critério físico de suprimento era “risco de déficit ≤ 5% em cada subsistema do SIN (Resolução CNPE nº 1 de 2004)”. Em outras palavras, aceitava-se qualquer déficit com até 5% de probabilidade, grosseiramente falando, em um sistema elétrico com geração majoritariamente hidrelétrica, o critério aceitava não atendimento pleno da demanda quando da ocorrência dos 5% piores cenários hidrológicos. Logo, a situação de risco de atendimento de 2021 era de uma matriz de energia elétrica com critérios de suprimento que não consideravam as mudanças da matriz vigente.

Adicionalmente, convém destacar que os atuais critérios utilizados na avaliação de adequabilidade do sistema não dimensionam o sistema para uma situação livre de risco, ou de risco zero, senão o dimensionamento dos sistemas de geração e transmissão seriam exorbitantes, conseqüentemente os custos associados aos investimentos seriam desproporcionais, podendo ficar durante toda a vida útil ociosos, ou seja, sem sentido econômico para a sociedade. Para quantificar essa afirmação, eu coordenei e fui o responsável por um estudo técnico na EPE (Nota Técnica EPE/DEE-DEA/001/2023-R0 “Escassez hídrica em 2021 – Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade”), no qual foi feita uma simulação estressando os parâmetros de suprimento.

⁴⁵ CVaR = Conditioned Value at Risk (Valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança).

⁴⁶ LOLP = Loss of load probability (risco de insuficiência de capacidade).

Tomando-se como exemplo o caso base do PDE2030 (EPE, 2021f) e, comparando com os critérios vigentes C0: [CVar PNS (5%) < 5% da Demanda Máxima] e [LOLP ≤ 5%], foram avaliadas as respostas quanto à necessidade de expansão do sistema sob a ótica de confiabilidade, considerando sensibilidades com diferentes limites para os critérios de suprimento, conforme a seguir:

- C1: [CVar PNS (0,5%) < 5%] e [LOLP ≤ 5%];
- C2: [CVar PNS (0,5%) < 0,5% e [LOLP ≤ 0,5%];
- C3: [LOLP = 0%] (Risco Zero).

A Figura 14 mostra o resultado do cálculo dos requisitos de potência para os limites e métricas alternativas.

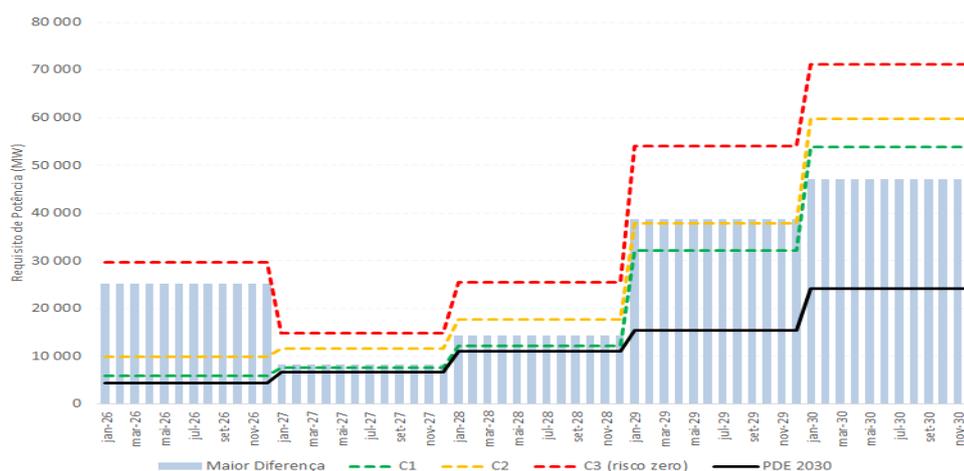


Figura 14 - Cálculo dos requisitos de potência para os limites e métricas alternativos
Fonte: EPE (2022c)

A maior diferença observada entre os requisitos de potência para os casos C1, C2 e C3 em relação ao caso de referência do PDE2030 (EPE, 2021f) no horizonte entre 2026 e 2030, seriam de 29,8 GW, 35,5 GW e 47,0 GW, respectivamente. Essas diferenças observadas ensejariam maior necessidade de contratação, caso a percepção de risco de desabastecimento fosse maior. Para precificar o custo incremental, considerou-se usinas termelétricas totalmente flexíveis, com CAPEX de 3.600 R\$/kW e CVU de 600 R\$/MWh. Para a situação de “risco zero” (caso C3), onde seria preciso contratar a capacidade adicional de até 47,0 GW, o custo total incremental a ser pago pelos consumidores seria de cerca de R\$ **35,8 bilhões/ ano**, considerando

a soma dos custos de investimento e operação⁴⁷. Logo, em 20 anos de contrato (período entre a crise de 2001 e o ano vigente), o consumidor arcaria R\$ 716 bilhões (EPE, 2022c).

3.4 Análise de portfólio

Em função das discussões apresentadas nos itens anteriores, análises de portfólio da matriz são fundamentais para avaliar complementaridades entre as fontes e, conseqüentemente, mitigações de risco de suprimento.

Nesse primeiro artigo, discute-se um dos maiores desafios dos formuladores de políticas e estratégias da indústria de hoje, que é alcançar um mix de eletricidade que apresente um alto nível de segurança energética dentro de uma gama de custos acessíveis e restrições ambientais:

- Costa, O. L. V.; Ribeiro, C. O.; Rego, Erik E.; Stern, J. M.; Parente, V.; Kileber, S. Robust Portfolio Optimization for Electricity Planning: An Application Based on the Brazilian Electricity Mix. *Energy Economics*. v.64, p.158 - 169, 2017.

Tendo em vista o planejamento de um mix de eletricidade mais confiável, a principal contribuição desse artigo foi considerar as incertezas dos parâmetros no problema de otimização do portfólio de eletricidade. Assumiu-se que os custos esperados e a matriz de covariância para as diferentes tecnologias de energia, como gás, carvão, nuclear, petróleo, biomassa, vento, grandes e pequenas hidrelétricas, não são exatamente conhecidos. Considerou-se que esses parâmetros pertencem a alguns conjuntos de incertezas. Três problemas foram analisados: (i) encontrar um portfólio de mínima volatilidade de custo esperado, com teto de custo; (ii) encontrar um portfólio de mínimo custo esperado, com teto de volatilidade de custo; (iii) encontrar uma combinação entre o custo esperado e sua variância, ponderado por um parâmetro de aversão ao risco.

Esses problemas são escritos como quadráticos, programação de cone de segunda ordem (SOCP⁴⁸) e programação semidefinida (SDP⁴⁹), para que ferramentas de otimização robustas

⁴⁷ Considerando um CAPEX de 3.600 R\$/kW, custo de O&M Anual de 80 R\$/kW.ano e Encargos de 220 R\$/kW.ano, o custo fixo mensal estimado seria de 57,47 R\$/kW/mês. Em relação ao custo variável, adotando a premissa de um CVU de 600 R\$/MW e uma operação prevista de 10h/mês para atendimento à potência, o custo variável mensal seria de 6,00 R\$/kW/mês. Dessa forma, o custo anual total para adicionar 1MW ao sistema é estimado em cerca de 760.000 R\$/MW/ano.

⁴⁸ Second Order Cone Programming

⁴⁹ Semidefinite Programming

possam ser aplicadas. Esses resultados são ilustrados pela análise do mix eficiente de energia elétrica brasileira, assumindo possíveis incertezas no vetor de custos esperados e matriz de covariância. Os resultados sugerem que a abordagem robusta, sendo por natureza mais conservadora, pode ser útil em fornecer um mix razoável de energia elétrica conciliando emissão de CO₂, risco e custos sob incertezas nos parâmetros do modelo.

Acredita-se que a técnica apresentada nesse artigo oferece uma ferramenta computacional útil no sentido de superar uma das principais limitações da otimização padrão média-variância no planejamento energético, que é a incerteza na estimativa da matriz esperada e covariância dos custos das diferentes tecnologias energéticas.

Já no segundo artigo sobre portfólios, foi proposto usar o método dos mínimos quadrados robusto combinado com o modelo log-linear de Cobb-Douglas como alternativa ao desenvolvimento de modelos de previsão, lembrando que o método dos mínimos quadrados robustos foi introduzido na literatura como uma nova técnica de estimação de parâmetros para lidar com a presença de incertezas nos dados:

- Costa, Oswaldo L. V.; De Oliveira Ribeiro, Celma; Ho, Linda Lee; Rego, Erik E.; Parente, V.; Toro, Javier; A robust least square approach for forecasting models: an application to Brazil's natural gas demand. *Energy Systems*. v.1, p.1 - 25, 2019.

Primeiro, estendeu-se o método dos mínimos quadrados robustos para o caso que permite incertezas apenas em algumas colunas da matriz de dados, bem como para incluir matrizes de ponderação nas observações de dados anteriores e nas incertezas. Em seguida, comparou-se os métodos dos mínimos quadrados robusto e ordinário para a estimativa anual da demanda de gás natural no Brasil, considerando a demanda total, bem como a demanda dos setores industrial e de energia.

No caso do setor elétrico, outra contribuição do trabalho foi analisar o impacto dos níveis dos reservatórios sobre a demanda de gás natural por usinas termelétricas em uma matriz dominada por hidrelétricas. Embora ambos os métodos, o robusto e o de mínimos quadrados ordinários, tenham apresentado resultados semelhantes, a abordagem robusta deu resultado pouco melhor e apresentou elasticidades de longo prazo razoáveis em relação à demanda de natural no país, indicando que pode ser uma boa alternativa para superar as dificuldades associadas ao uso de séries temporais curtas e dados não confiáveis na previsão do consumo de energia em mercados emergentes.

Já nesse terceiro artigo, é apresentada proposta de modelo matemático multiobjetivo desenvolvido em programação linear inteira mista para o planejamento estratégico de sistemas híbridos de energia renovável (SHER), objetivando atender a critérios de desempenho sustentáveis durante o processo de seleção e dimensionamento das componentes do sistema:

- Pereira, M. T.; Nagano, M. S.; Rego, Erik Eduardo. A Multiobjective Optimization Model for the Design of Hybrid Renewable Energy Systems. IEEE Latin America Transactions. v.16, p.2925 - 2933, 2018.

O modelo foi concebido para avaliar conjuntamente tecnologias de geração e armazenagem de energia. Apesar de simples, sua estrutura matemática geral é suficientemente abrangente para contemplar diferentes tipos de tecnologias tanto renováveis quanto não renováveis. Critérios técnico-econômicos, ambientais e sociais são explicitamente modelados para serem otimizados simultaneamente. O modelo é multiperíodo, permitindo avaliar completamente a evolução das componentes do SHER ao longo de suas vidas úteis ou horizonte de planejamento. Nenhum modelo de otimização de SHER foi encontrado na literatura acadêmica apresentando estas características. A importância relativa de cada critério é definida através de ponderadores relacionados à tecnologia disponível em cada período. Foram feitas considerações quanto aos métodos de determinação dos valores dos ponderadores.

A adequação do modelo foi testada através de três cenários hipotéticos considerando diferentes valores dos ponderadores. Os resultados demonstram ser o modelo adequado para apoiar o analista e o tomador de decisão no processo de planejamento e dimensionamento de SHER em diferentes contextos de decisão. O artigo mostra que modelos matemáticos de otimização representam alternativa bastante competitiva aos modelos econômicos de avaliação de SHER que não buscam por soluções otimizadas.

4. Proposta de um novo mercado

A presente tese mostrou a partir da revisitação de artigos publicados pelo autor ao longo dos últimos 15 anos que o setor de energia elétrica tem passado por grandes transformações, conseqüentemente, planejamento tanto da expansão quanto da operação, e a regulação devem acompanhá-las, de forma que o setor de energia elétrica atenda o sistema com segurança, confiabilidade e eficiência econômica.

Uma das mudanças destacadas é que o sistema vem deixando de ser restrito somente em energia, para se tornar também restrito em capacidade de potência, como detalhado no item 3.3 - *Os Critérios de Suprimento de Energia e Potência*. Para essa mudança, do ponto de vista do planejamento de recursos para a expansão, houve o correto endereçamento. Mas ainda há muito o que se fazer, pois as alterações que o setor vem enfrentando são mais abrangentes.

O marco regulatório vigente e conseqüente modelo de comercialização de energia elétrica foi implementado em 2004 e concebido nos anos anteriores. O setor elétrico era marcado pela memória recente do racionamento de 2001/2002 e por um início de liberalização também recente, nos anos 90. Apesar da privatização das distribuidoras, a geração continuava muito concentrada nas empresas estatais, tanto Eletrobrás quanto as estaduais. A matriz de geração era 90% hidrelétrica e não se enxergavam outras tecnologias com custo competitivo além das termelétricas.

Devido ao contexto tecnológico da época, havia também a expectativa de que a energia a ser implementada, ou marginal, seria sempre mais cara que a existente, composta de hidrelétricas já amortizadas. Isso trouxe dois efeitos. O primeiro era de que contratos longos não pareciam ser um problema, pois eles garantiriam o acesso do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) a essa tecnologia mais barata. O segundo foi à contratação separada entre energia nova e existente, conforme discussão do item “2.3 Os Leilões de Contratação de Energia Elétrica”, em artigo específico.

Essa lógica se inverteu atualmente, a evolução tecnológica (principalmente solar fotovoltaica e eólica) provocou queda no preço da geração e expectativa de preços ainda menores no futuro. Isso fez com que os projetos a serem implementados, ou marginais, tenham preços menores do que os existentes. Isso reverte os dois efeitos citados no parágrafo anterior. Em primeiro lugar, contratos com prazo muito longo, sem contar a indexação à inflação, tornam-se um modo mais caro e menos eficiente de contratação. Em segundo lugar, a competição entre energia nova e

existente permite impede reservas de mercado e amplifica a competição, vez que precificar a energia ao preço marginal tem o efeito de reduzir o custo.

No que concerne à transmissão de energia, a ampliação da capacidade das interligações regionais reduziu a dependência energética dos subsistemas em relação aos seus recursos próprios e tem permitido o aproveitamento otimizado das fontes disponíveis na matriz. A possibilidade de gestão do portfólio de geração nacional possibilitou não apenas o atendimento da demanda com baixo custo de energia, mas, também, o atendimento aos requisitos de segurança elétrica do sistema, através do aproveitamento integrado dos diferentes atributos das fontes que compõem a matriz.

Do ponto de vista do segmento de geração, o modelo atual é capaz de prover condições atrativas de investimento. O ACR contratou, através de leilões de contratos de longo prazo, grande parte do parque gerador atual, inclusive empreendimentos estruturantes, como as hidrelétricas Jirau, Santo Antônio e Belo Monte. Os contratos desse ambiente, caracterizados por baixo risco de crédito, alocação de riscos no comprador e longuíssimos prazos (20-30 anos) indexados pela inflação, foram instrumento de governo para diversificação da matriz e política pública de fontes de energia.

Já recentemente, em virtude da sobrecontratação das distribuidoras e crescente migração de consumidores aptos para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) / mercado livre, os investimentos em nova capacidade de geração passaram a ser também viabilizados através do mercado livre. O aumento da competitividade entre as fontes de geração com a considerável redução de CAPEX das fontes renováveis variáveis, subsídios de energia incentivada e novas condições de financiamento providas pelo BNDES (preço suporte e contratos rolantes mais curtos) fizeram com que esse ambiente passasse a também contribuir para a expansão da matriz elétrica.

Do ponto de vista do consumo, os consumidores do ACR, cobertos pelas distribuidoras de energia, têm o ônus de custos e riscos mais altos dos contratos de 20 a 30 anos, além dos portfólios mais rígidos, definidos pelas divisões de produtos dos leilões de energia nova realizados até então. Importante ressaltar que os consumidores do ACR também sustentam grande parte do custo da confiabilidade para todo o sistema, visto que a maioria das fontes controláveis, atualmente mais caras que as renováveis variáveis, são viabilizadas com contratos desse ambiente.

Além disso, os contratos do ambiente regulado possuem alocação predominante de risco no consumidor. Normalmente, os consumidores regulados ficam sujeitos aos riscos de descolamento dos preços entre submercados (com a entrega sendo no submercado de produção e não de consumo) e aos riscos de exposições de produção no mercado de curto prazo, com os atuais contratos por disponibilidade ou até mesmo por quantidade, após a repactuação do risco hidrológico em 2015⁵⁰. Portanto, os consumidores do mercado livre não arcam com tais custos, definem seus próprios contratos de cobertura de consumo e apresentam vantagem competitiva em relação ao ambiente regulado

Dado esse contexto, em resumo, existem quatro principais conjuntos de problemas e motivações que justificam a alteração do modelo atual de contratação do setor elétrico: a mudança da característica dominante da matriz elétrica, os subsídios cruzados resultantes da contratação da confiabilidade pelo ACR em favor do ACL, empoderamento do consumidor e as diversas ineficiências regulatórias do modelo atual.

- Mudança das características da expansão da geração

Conforme discussão apresentada no item “2.2.1 Crescimento das renováveis não despacháveis”, a matriz de geração vem mudando, de um parque gerador majoritariamente hidrelétrico para um com maior participação eólica e solar. Isso leva a restrições em outros atributos relevantes para a eficiente operação do setor elétrico, como capacidade, ou atendimento à ponta, conforme discussão no item “3.3 Os Critérios de Suprimento de Energia e Potência”.

- Ampliação do poder de escolha dos consumidores

O futuro do mercado de energia elétrica tende para um consumidor ativo (prosumer), isso graças à crescente conscientização e implementação de inovações tecnológicas e econômicas no mercado, bem como inovações organizacionais e sociais. O cliente quer escolher de quem comprar e de que fonte, quer gerar sua própria energia elétrica, quer vender excedentes de

⁵⁰ Em 2015, as usinas participantes do MRE repactuaram o GSF nos termos da Lei 13.203/2015. A opção envolvia a contratação de uma espécie de “seguro” pelas usinas, garantindo o repasse do risco hidrológico aos consumidores, em contrapartida, a depender do produto contratado. O risco hidrológico é o nome dado ao risco de as usinas hidrelétricas não conseguirem gerar a energia contratada por fatores externos, como em momentos de escassez hídrica. Quando a produção fica aquém do esperado, há um déficit na geração de energia hídrica, que é coberto pela contratação de energia mais cara no mercado para compensar a menor produção. O custo do déficit na geração de energia hídrica era pago integralmente pelas usinas até 2015.

geração, quer escolher melhores horários de consumo, isto é, não aceita mais ser apenas um pagador de contas. Neste contexto, passam a ser necessários os sinais corretos à decisão de suprimento, no que se refere ao atendimento das necessidades do sistema e à inelasticidade de curto prazo da oferta.

- Alocação dos maiores custos e riscos da expansão da geração concentrados no ACR

Historicamente, a expansão da matriz elétrica, especialmente de centrais termelétricas, só conseguia acessar financiamento através dos contratos de longo prazo resultantes dos leilões do ACR. Conforme citado anteriormente, projetos competitivos de geração eólica e solar se tornaram financeiramente viáveis através de contratos do mercado livre, mais curtos, e com riscos de crédito variáveis. Esses projetos são suficientes para cumprir as obrigações de contratação de 100% do consumo lastreado em garantia física de energia – que forma o mecanismo de adequação do suprimento implementado em 2004. Porém, atualmente eles não são mais suficientes para garantir a confiabilidade do sistema no longo prazo, considerando restrição não apenas em energia.

A consequência é que o MME compensa essa expansão orientando a contratação de tecnologias específicas, como térmicas, nos leilões do ACR e repassando os custos para os consumidores regulados. Isso aumenta a pressão de alta nas tarifas e induz maior migração para o mercado livre, criando um ciclo vicioso, enquanto as distribuidoras e os consumidores regulados continuam arcando com os contratos de longo prazo.

- Ineficiências regulatórias do modelo atual

Em relação ao funcionamento do regramento do modelo de contratação atual, são observadas algumas ineficiências regulatórias relevantes. Dentre elas, o fato de a cobertura de consumo e o certificado de lastro serem unidos, criando uma contaminação cruzada de preços. Isso dificulta a simples introdução de obrigações de certificados de capacidade porque eles não seriam de fácil precificação ou distinção no mercado atual. Além disso, a simples exigência ou implementação de obrigação de certificados de capacidade pode desequilibrar as contratações atuais, levando inclusive a um cenário de sobrecontratação e sobrecusto.

Além disso, conforme já discutido no item “3.2 Garantia física do sistema”, a garantia física de energia não serve apenas para representar a contribuição máxima dos empreendimentos ao suprimento de energia do sistema, serve também como balanço de contratos de energia, como

componente do índice custo-benefício (ICB⁵¹) nos leilões do ACR e como critério de rateio para o MRE.

Ademais, pelo fato de a receita dos agentes geradores estar majoritariamente vinculada à garantia física, foram criadas limitações de revisões para melhor previsibilidade dos fluxos de caixa⁵². Toda essa gama de funções e limitações criam um obstáculo ao objetivo principal da garantia física como métrica de contribuição individual dos empreendimentos ao suprimento do atributo produção de energia e fragilizam a mensuração e a eficiência alocativa da adequabilidade do sistema.

⁵¹ O critério de escolha dos projetos nos leilões de energia nova é baseado no preço de comercialização, expresso em R\$/MWh, ofertado por cada concorrente pela construção e operação das usinas. Entretanto, o cálculo do preço depende da modalidade de contratação, quer seja a quantidade, quer seja a disponibilidade. Na contratação por quantidade, o preço é obtido pela razão entre o montante fixo (R\$) anual que investidor oferta, o qual deve ser suficiente para remunerar os custos econômicos da usina, pela quantidade de energia anual a ser gerada (multiplicação da garantia física, em MWm, pelas horas do ano), obtendo-se, assim, o preço de comercialização em R\$/MWh. Ou seja, o consumidor paga pela energia prometida a ser entregue, que tende a ser a efetivamente gerada na base.

Já no caso dos contratos por disponibilidade, é como se o consumidor “alugasse” a usina, pagando um montante fixo ao investidor, e passasse a se responsabilizar pelas parcelas variáveis de custo operativo e transações na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Nessa modalidade de contrato, o custo econômico pode ser segmentado entre o custo de oportunidade do investidor, mais reembolso dos custos variáveis de operação, quando a usina contratada for despachada, e compra de energia em curto prazo, quando a usina não for despachada. O reembolso dos custos variáveis, basicamente dado pelo custo do combustível, gera ainda o agravante de como comparar uma térmica que, por exemplo, utiliza carvão como combustível – custo fixo mais alto, e custo variável de geração mais baixo – com outra térmica que utiliza, por exemplo, óleo como combustível – custo fixo mais baixo, e custo variável de geração mais alto.

Como os leilões são realizados de forma a promover a concorrência entre fontes que participem do mesmo produto, foi criado um artifício para comparar seus preços. A Portaria MME nº 430 de 2005, que detalha a sistemática dos leilões de energia nova, alterada pela Portaria nº 515 do mesmo ano, definiu a forma de comparação utilizada. A partir daquela data, a contratação dos empreendimentos termelétricos passou a ser avaliada com base em seu Índice Custo Benefício, ou seja, na relação entre os custos totais de implementação-operação da usina e o benefício energético que agregará ao sistema caso entre em operação. Ou seja, o mecanismo do Índice de Custo Benefício é utilizado como critério para a seleção dos projetos termelétricos mais competitivos. O índice, expresso em R\$/MWh, equivale ao custo médio esperado de determinada usina, considerando sua potência, disponibilidade, inflexibilidade e seu custo variável (dados informados pelo empreendedor) em função das simulações de operação feitas pela EPE, conforme metodologia do MME. O custo total do empreendimento combina os custos fixos da usina com a expectativa de custos variáveis de operação e de custos econômicos de curto prazo.

⁵² Em 2 de julho de 1998, foi editado o Decreto nº 2.655, que regulamenta, entre outras matérias, a revisão ordinária de garantia física de energia de UHEs (usinas hidrelétricas). Segundo o Decreto, a garantia física de energia será revista a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes. A revisão que deve ocorrer a cada cinco anos é denominada revisão ordinária de garantia física de energia. Adicionalmente, o Decreto determina que para as usinas hidrelétricas participantes do MRE as reduções de garantia física devem ser limitadas em cinco por cento do valor estabelecido na última revisão e em dez por cento da sua garantia física originalmente estabelecida. Entretanto, a 1ª Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia de UHEs só ocorreu por meio da Portaria MME nº 178, de 03 de maio de 2017, a qual estabeleceu os novos valores de garantia física de energia das UHEs despachadas centralizadamente, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. A 2ª Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia de UHEs foi realizada em 2022 para início de vigência em 01 de janeiro de 2023.

Dado esse contexto, entre os anos de 2019 e 2023 eu fui o responsável técnico pela elaboração de uma proposta de mudança do modelo de comercialização de energia elétrica, e vários relatórios técnicos foram publicados a respeito no período, porém, eu destaco quatro, que embora não tenha sido feita publicação em revista acadêmica, teve rigor semelhante:

- EPE (2019). Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia⁵³.
- EPE (2021). Metodologia de Referência para a Quantificação da Contribuição da Oferta: Lastro de Produção e Capacidade⁵⁴.
- EPE (2021). Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade⁵⁵.
- EPE (2021). Precariedade de Limite de Oferta e Mecanismo para Cobertura de Exposições⁵⁶.

A Figura 15 ilustra a coordenação entre esses relatórios.

⁵³ <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/Modernizacao-Setor-Eletrico/Lastro-Energia/Relat%c3%b3rio%20de%20apoio%20ao%20workshop%20lastro%20e%20energia.pdf>

⁵⁴ https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/NT-EPE-DEE-134-2021_Quantifica%c3%a7%c3%a3o%20da%20Contribui%c3%a7%c3%a3o%20de%20Oferta%20de%20Lastro.pdf

⁵⁵ https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/NT-EPE-DEE-133-2021_Quantifica%c3%a7%c3%a3o%20dos%20Requisitos%20de%20Energia%20e%20Capacidade.pdf

⁵⁶ https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/NT-EPE-DEE-135-2021-r1_Precariedade%20e%20Mecanismo%20de%20Compensa%c3%a7%c3%a3o%20de%20Exposi%c3%a7%c3%b5es.pdf

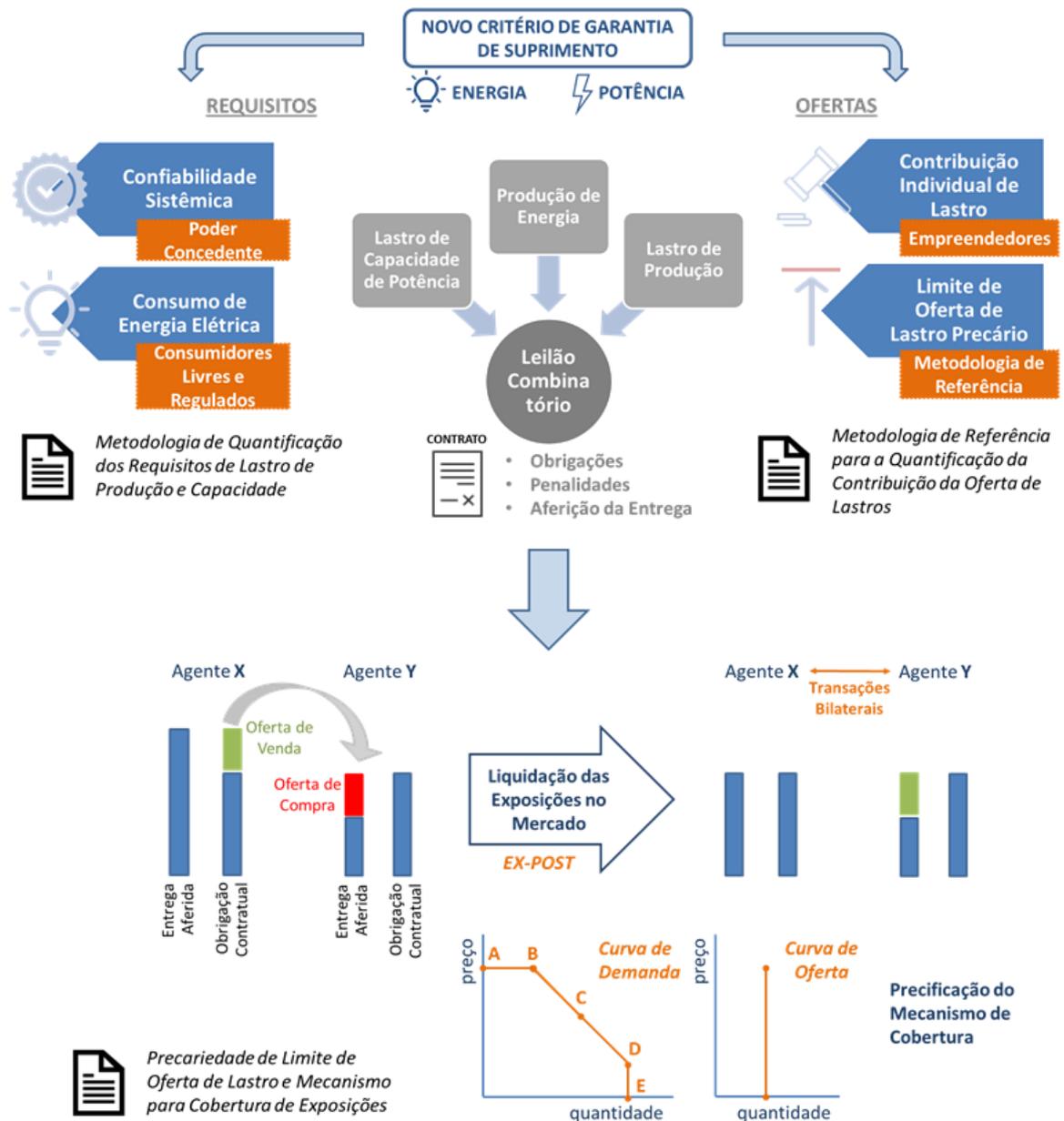


Figura 15 - Diagrama Esquemático com as ações coordenadas pela EPE referentes ao detalhamento da proposta de separação de lastro e energia

Fonte: EPE (2022d)

Os relatórios trazem a proposta de separação Lastro e Energia, a dissociação entre os produtos lastro de produção e produção de energia, além da criação do produto adicional lastro de capacidade, passos necessários para permitir valorar cada produto individualmente. Ao garantir a contratação dos produtos relativos à adequabilidade do sistema de forma separada, com alocação de custos proporcional às necessidades geradas por cada agente de consumo, estrutura-se o setor para a abertura integral do mercado livre.

Na continuidade desses trabalhos, há um artigo publicado que trata da precificação dos três

novos produtos propostos:

- Machado, Renato Haddad Simões; Rego, Erik Eduardo; Udaeta, Miguel Edgar Morales; Nascimento, Viviane Tavares. Estimating the adequacy revenue considering long-term reliability in a renewable power system. ENERGY. v.243, p.123022 - , 2022.

O artigo avaliou a necessidade de receita adicional para cinco fontes, com diferentes características operacionais, em um sistema elétrico com predominância hidrelétrica, grande participação de renováveis e preço da energia baseado no custo marginal do último gerador despachado e preço máximo. Nesse tipo de desenho de mercado, as hidrelétricas conseguem estabilizar os preços em diferentes escalas de tempo, tanto pelas variações características das diferentes estações do ano quanto pelas mudanças entre os horários, devido à alta flexibilidade operacional que possuem e do reservatório para armazenar água. Além disso, juntamente com a alta participação de renováveis não despacháveis, o preço da energia tende a ser baixo por longos períodos.

Essas características tornam importante a análise se o preço da energia é suficiente para retornar os investimentos em tecnologias necessárias para garantir a adequação do sistema. O estudo de caso considera os estudos de planejamento de expansão do sistema elétrico brasileiro, que possui participação de fontes renováveis acima de 80% da capacidade instalada no horizonte até 2029. A metodologia utilizada considera cenários probabilísticos para preços futuros de energia e avalia como cada tecnologia analisada obterá receitas de comercialização de energia. Foi demonstrado que em sistemas com as características descritas, apenas recursos com alto fator de geração poderiam ser economicamente viáveis apenas com a venda de energia elétrica.

Para as fontes que possuem características para garantir o abastecimento em momentos críticos, ou seja, aquelas que prestam serviço confiável de capacidade com baixa expectativa de produção de eletricidade, é necessária receita adicional para adequação do mecanismo. O correto desenho do produto que promova o pagamento por adequação separadamente da remuneração pela venda de energia elétrica é um desafio enfrentado por diversos países que precisam adequar seus mercados elétricos para uma maior integração de renováveis não despacháveis.

Se mal especificado, este produto pode trazer ineficiências para expansão além de comprometer a garantia de abastecimento. Produtos que trazem receita excessiva para alguma tecnologia podem resultar desnecessariamente em custos extras e levar a um domínio indevido de algum

recurso na expansão.

Entender o quanto cada tecnologia depende da remuneração adicional para adequação é etapa importante na especificação desse produto, e este artigo contribui para essa discussão. Como a receita final obtida por um projeto será dada pela soma da receita obtida pelos diversos produtos vendidos, tecnologias que não dependam de um determinado produto podem exercer poder de mercado e inviabilizar a participação de outros, sem que isso seja necessariamente uma solução eficiente.

5. Considerações finais

A partir da sistematização da obra acadêmica (artigos em revistas indexadas) e técnica (notas técnicas), esta tese mostrou a coerência e correlacionamento dessas pesquisas com as discussões atuais de transição energética, apresentando ampla análise a respeito da matriz de energia elétrica, tanto estudando a contribuição das principais fontes de expansão deste século quanto os efeitos portfólio.

Além de discutir desafios do planejamento no longo prazo da matriz elétrica nacional, a tese ainda apresentou os desafios de curto prazo do setor elétrico brasileiro, e para facilitar esse entendimento, adicionou análises correlacionando as contribuições acadêmicas do processo de transição energética, com a crise hídrica enfrentada pelo país em 2021.

A coletânea de artigos correlacionada nesta tese mostrou a evolução recente da matriz elétrica brasileira, com destaque a relevância neste século das fontes eólica e solar, e o sistema de transmissão sendo o fiador desse movimento de transição energética.

E a própria expansão das fontes renováveis não despacháveis tem grande impulso nos leilões regulados de contratação de energia elétrica, cuja sistemática e desenho mereceram destaque nesta tese.

E, mesmo com olhar no longo prazo, a tese discute desafios de curto prazo, tendo como pano de fundo a escassez hídrica de 2021, oportunidade de discutir a dependência do sistema a hidrologia, e aspectos estruturais de planejamento como a garantia física do sistema e os critérios de suprimento de energia e potência, fechando com variações de análise de portfólio.

Por fim, resume-se a proposta em discussão legislativa de mudança do modelo de comercialização de energia elétrica, fundamental para o processo de transição energética para uma economia de baixo carbono, com segurança e eficiência econômica.

6. Referências bibliográficas

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023). Sistema de Informações de Geração da ANEEL. Disponível em <https://app.powerbi.com/>. Acesso em 2023.

AMARAL, A. B. A.; MENDONCA, A. L. Z. L. G.; RESENDE, A. A. M.; REGO, Erik Eduardo (2016). Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil?. IEEE Latin America Transactions. v.14, p.3731 - 3737, 2016.

BRASIL. Presidência da República. Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001). Disponível em https://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf.

CASSARO, P. M.; REGO, E.E.; PARENTE, V.; RIBEIRO, C. O. (2016). The Brazilian Sector of Electricity Transmission: Entrance of Spanish Companies. Revista IEEE América Latina. v.14, p.1315 - 1322, 2016.

COSTA, O. L. V.; RIBEIRO, C. O.; REGO, Erik E.; STERN, J. M.; PARENTE, V.; KILEBER, S. (2017). Robust Portfolio Optimization for Electricity Planning: An Application Based on the Brazilian Electricity Mix. Energy Economics. v.64, p.158 - 169, 2017.

COSTA, OSWALDO L. V.; DE OLIVEIRA RIBEIRO, CELMA; HO, LINDA LEE; REGO, Erik E.; PARENTE, V.; TORO, JAVIER (2019). A robust least square approach for forecasting models: an application to Brazil's natural gas demand. ENERGY SYSTEMS. v.1, p.1 - 25, 2019.

CUNHA et al. (2019). Extreme Drought Events over Brazil from 2011 to 2019. Atmosphere 2019, 10(11), 642.

DE MORAES DUTENKEFER, RAPHAEL; DE OLIVEIRA RIBEIRO, CELMA; MORGADO MUTRAN, VICTORIA; EDUARDO REGO, ERIK (2018). The insertion of biogas in the sugarcane mill product portfolio: A study using the robust optimization approach. RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS. v.91, p.729 - 740, 2018.

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit - GIZ (2019). Energy Systems of the Future: Integrating Variable Renewable Energy Sources in Brazil's Energy Matrix. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-integracao-de-fontes-renovaveis-variaveis-na-matriz-eletrica-do-brasil>.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019). Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia. Coordenador: Erik Rego (EPE). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/>

_____ (2020). Critérios de Garantia de Suprimento. Coordenador: Erik Rego (EPE). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico/criterio-de-garantia-de-suprimento>

_____ (2021a). Caderno de Preços da Geração 2021. No EPE-DEE-RE-089/2021-r0. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao>

_____ (2021b). Metodologia de Referência para a Quantificação da Contribuição da Oferta: Lastro de Produção e Capacidade. NOTA TÉCNICA EPE/DEE/134/2021-R0. Coordenação Geral: Erik Eduardo Rego e Renata Nogueira Francisco de Carvalho. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/>

_____ (2021c). Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade. NOTA TÉCNICA EPE/DEE/133/2021-R0. Coordenação Geral: Erik Eduardo

Rego e Renata Nogueira Francisco de Carvalho. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/>

_____ EPE (2021d). Precariedade de Limite de Oferta e Mecanismo para Cobertura de Exposições. Coordenação Geral: Erik Eduardo Rego e Renata Nogueira Francisco de Carvalho. NOTA TÉCNICA EPE/DEE/135/2021-R1. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/>

_____ EPE (2021e). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/>

_____ (2021f). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

_____ (2022a). Balanço Energético Nacional 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>.

_____ (2022b). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

_____ (2022c). Nota Técnica EPE/DEE-DEA/001/2023-R0 “Escassez hídrica em 2021 – Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade”. Coordenação Geral: Erik Eduardo Rego.

_____ (2022d). Lastro e Energia. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico/lastro-e-energia>

_____ (2022e). Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

_____ (2022f). Avaliação da Necessidade de Recomposição do Lastro do Sistema. No EPE-DEE-RE-022/2022-r0.

_____ (2023). Caderno de Tecnologias de Geração 2023. NOTA TÉCNICA EPE/DEE/026/2023-R0. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-tecnologias-de-geracao>

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (2021). Comparação entre anomalias de precipitação entre os períodos 2020-2021 e 2001-2002, apresentado ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, 2021.

LEAL, F. I.; REGO, Erik Eduardo; RIBEIRO, C. O. (2017). Levelized cost analysis of thermoelectric generation in Brazil: A comparative economic and policy study with environmental implications. *Journal of Natural Gas Science and Engineering.* , v.44, p.191 - 201, 2017.

LEAL, F. I.; REGO, Erik Eduardo; RIBEIRO, C. O. (2019). Natural gas regulation and policy in Brazil: Prospects for the market expansion and energy integration in Mercosul. *ENERGY POLICY.* , v.128, p.817 - 829, 2019.

LEONEL, L. D.; BALAN, M. H.; CAMARGO, L. A. S.; REGO, E.E.; RAMOS, D. S.; LIMA, R. M. F. (2019). Game Theory Application in Hydropower's Firm Energy Monthly Allocation Process. *IEEE Latin America Transactions.* , v.17, p.85 - 92, 2019.

LEONEL, L. D.; BALAN, M. H.; RAMOS, D. S.; REGO, Erik Eduardo; MELLO, R. F. (2021).

Financial Risk Control of Hydro Generation Systems through Market Intelligence and Stochastic Optimization. *Energies*. , v.14, p.6368 - , 2021.

LLOYD, D. *et al.* Competitive Procurement and Internet-Based Auction: Electricity Capacity Option. **The Electricity Journal**, v.17, mai. 2004.

LYRIO DE OLIVEIRA, Lucas; GARCÍA KERDAN, Iván; DE OLIVEIRA RIBEIRO, Celma; OLLER DO NASCIMENTO, Claudio Augusto; REGO, Erik Eduardo; GIAROLA, Sara; HAWKES, Adam (2020). Modelling the technical potential of bioelectricity production under land use constraints: A multi-region Brazil case study. *RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS*. , v.123, p.109765 - , 2020.

MACHADO, M. R.; FUJII, M. K.; RIBEIRO, C. O.; REGO, E.E. (2019). An Agent-Based Model Applied to Brazilian Wind Energy Auctions. *IEEE Latin America Transactions*. , v.17, p.865 - 874, 2019.

MACHADO, Renato Haddad Simões; REGO, Erik Eduardo; UDAETA, Miguel Edgar Morales; NASCIMENTO, Viviane Tavares (2022). Estimating the adequacy revenue considering long-term reliability in a renewable power system. *ENERGY*. , v.243, p.123022 - , 2022.

MARCHETTI, I.; REGO, Erik Eduardo (2022). The impact of hourly pricing for renewable generation projects in Brazil. *RENEWABLE ENERGY*. , v.189, p.601 - 617, 2022.

MOORE, Claudia Cristina Sanchez; REGO, Erik Eduardo; KULAY, Luiz (2017). The Brazilian Electricity Supply for 2030: A Projection Based on Economic, Environmental and Technical Criteria. *ENVIRONMENT AND NATURAL RESOURCES RESEARCH*. , v.7, p.17 - 29, 2017.

MULLER, Renan Bergonsi; REGO, Erik Eduardo. (2021). Privatization of electricity distribution in Brazil: Long-term effects on service quality and financial indicators. *ENERGY POLICY*. , v.159, p.112602 - , 2021.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021). Relatório das condições de atendimento do SIN, apresentado ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, 2021.

_____ (2022). Energia Natural Afluente. Disponível em https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx. Acesso em 2022.

PEREIRA, M. T.; NAGANO, M. S.; REGO, Erik Eduardo (2018). A Multiobjective Optimization Model for the Design of Hybrid Renewable Energy Systems. *IEEE Latin America Transactions*. , v.16, p.2925 - 2933, 2018.

REGO, Erik E (2007). Entendendo a expressiva participação das termelétricas a gás natural no primeiro leilão de energia nova. *Revista Brasileira de Energia*. , v.13, p.83 - 101, 2007.

REGO, Erik Eduardo (2007). Usinas hidrelétricas “botox”: aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia. / Erik Eduardo Rego; orientadora Virgínia Parente. – São Paulo, 2007. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

REGO, Erik E.; PARENTE, V (2008). Energia Elétrica e Políticas Públicas: o caso das Usinas Hidrelétricas Botox nos Leilões de Energia. *PLANEJAMENTO E POLITICAS PUBLICAS*. , v.31, p.129 - 159, 2008.

REGO, Erik Eduardo (2013). An Alternative Approach to Contracting Power: Lessons from the Brazilian Electricity Procurement Auctions Experience. *THE ELECTRICITY JOURNAL*.

, v.26, p.30 - 39, 2013.

REGO, E.E (2013). Reserve price: Lessons learned from Brazilian electricity procurement auctions. *Energy Policy*. , v.60, p.217 - 223, 2013.

REGO, Erik Eduardo; PARENTE, Virginia (2013). Brazilian experience in electricity auctions: Comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design. *Energy Policy*. , v.55, p.511 - 520, 2013.

REGO, Erik E (2016). Why energy-intensive consumers no longer invest in power generation in Brazil. *Energy Sources Part B-Economics Planning and Policy*. , v.11, p.673 - 681, 2016.

REGO, Erik Eduardo; RIBEIRO, C. O. (2016). Positive externalities from the complementarity of wind and hydro power generation in Brazil. *Revista IEEE América Latina*. , v.14, p.3708 - 3712, 2016.

REGO, Erik Eduardo; RIBEIRO, C. O.; COSTA, O. L. V.; LEE HO, L. (2017). Thermoelectric dispatch: From utopian planning to reality. *Energy Policy*. , v.106, p.266 - 277, 2017.

REGO, Erik Eduardo; RIBEIRO, C. O. (2018). Successful Brazilian experience for promoting wind energy generation. *THE ELECTRICITY JOURNAL*. , v.31, p.13 - 17, 2018.

REGO, Erik Eduardo; COSTA, Oswaldo L.V.; DE OLIVEIRA RIBEIRO, Celma; LIMA FILHO, Roberto Ivo da R.; TAKADA, Hellinton; STERN, Julio (2020). The Trade-Off between Demand Growth and Renewables: a Multiperiod Electricity Planning Model Under Emission Constraints. *ENERGY*. , v.213, p.118832 - , 2020.

RIBEIRO, daniel Ricardo Pereira; REGO, Erik Eduardo; NAKANO, Davi (2022). Privatization of Eletrobras: A real right-wing liberal move or just another stumble? / Privatização da Eletrobras: Um passo liberal ou mais um engano?. *Brazilian Journal of Business*. , v.4, p.204 -

216, 2022.

SANTOS, V. E. S.; REGO, Erik Eduardo; SANTOS, E. M.; RIBEIRO, C. O. (2016). Shale Gas and the Replacement of Coal-Fired Power Plants. *Revista IEEE América Latina*. , v.14, p.3721 - 3730, 2016.

VITORINO, R. N.; RAMOS, D. S.; REGO, Erik E. (2020). Suprimento de energia em sistemas elétricos: considerações sobre a crescente participação de recursos renováveis e variáveis. *Espaço Energia*. , v.32, p.12 - 19, 2020.