

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração

Bruno Sérgio Gomes dos Santos

PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: análise do Proinfa e dos leilões de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada até 2021

Belo Horizonte
2022

Bruno Sérgio Gomes dos Santos

PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: análise do Proinfa e dos leilões de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada até 2021

Versão Final

Monografia de especialização apresentada à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Fontes Renováveis.

Orientadora: Profa. Wadaed Uturbey da Costa

Belo Horizonte
2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA / TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO (TCC)

Aos 25 dias do mês de julho de 2022, às 19 h 00 min, o/a estudante BRUNO SÉRGIO GOMES DOS SANTOS, matrícula 2019724124, defendeu o Trabalho intitulado "Panorama da Energia Eólica no Brasil: Análise do Proinfa e dos Leilões de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada até 2021" tendo obtido a média (95).

Participaram da banca examinadora os abaixo indicados, que, por nada mais terem a declarar; assinam eletronicamente a presente ata.

Nota: 95 (noventa e cinco)

Orientador(a): Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa

Nota: 95 (noventa e cinco)

Examinador(a): Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez

Nota: digitar a nota em numeral (escrever a nota por extenso)

Examinador(a): nome completo do examinador

Nota: digitar a nota em numeral (escrever a nota por extenso)

Examinador(a): nome completo do examinador



Documento assinado eletronicamente por **Wadaed Uturbey da Costa, Professora do Magistério Superior**, em 22/08/2022, às 16:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Barreira Martinez, Usuário Externo**, em 23/08/2022, às 15:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1663046** e o código CRC **E0485FAD**.

Este documento deve ser editado apenas pelo Orientador e deve ser assinado eletronicamente por todos os membros da banca.

Resumo

Este trabalho apresenta uma análise do panorama da fonte de geração de energia eólica no Brasil, com ênfase no contexto criado para sua inserção na matriz de energia elétrica brasileira e nas políticas energéticas adotadas para viabilização dos primeiros projetos de grande porte. Para atingir a marca de 21 GW de capacidade instalada verificada em dezembro de 2021 ressalta-se a importância do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, criado em 2002 para contratação prevista, na Fase 1 do programa, de até 1,1 GW de projetos eólicos, bem como os leilões de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, seja através dos Leilões de Reserva, dos Leilões de Fontes Alternativas e/ou dos Leilões de Energia Nova. São apresentados os resultados do Proinfa, a evolução dos preços de energia contratada nos Leilões do ACR e a produção energética verificada ao longo dos anos dos projetos operacionais. Da análise, pode-se concluir que atualmente a fonte eólica apresenta preços de energia competitivos, com participação significativa nos Leilões de Energia Nova. No Leilão A-5 de 2021 o preço médio contratado foi de R\$ 160/MWh, enquanto para os projetos do Proinfa os preços são superiores a R\$ 680/MWh. Por outro lado, em termos de produção de energia, verifica-se tendência de frustração da geração. Durante os processos anuais de revisão de garantia física com base na energia verificada, em média, 36% dos projetos dos Leilões de Fontes Alternativas e de Energia Nova sofreram redução de garantia física.

Palavras-chave: Energia Eólica no Brasil. Proinfa. Leilões no Ambiente de Contratação Regulada.

Abstract

This work analyses the landscape of wind power generation in Brazil, with emphasis on the context created for its insertion in the Brazilian electricity matrix and the energy policies adopted to make the first large-scale projects feasible. To reach the mark of 21 GW of installed capacity verified in December 2021, we emphasize the importance of the Incentive Program for Alternative Electric Energy Sources - Proinfa, created in 2002 with the aim of contracting, in Phase 1 of the program, up to 1.1 GW of wind projects, as well as the auctions of electric energy in the Regulated Contracting Environment - ACR, either through Reserve Auctions, Alternative Source Auctions and/or New Energy Auctions. The results of Proinfa, the evolution of energy prices contracted in the ACR auctions, and the energy production verified along the years of the operational projects are presented. From the analysis, one can conclude that the wind energy source currently presents competitive energy prices, with significant participation in the New Energy Auctions. In the A-5 Auction of 2021 the average contracted price was R\$ 160/MWh, while for Proinfa projects the prices are higher than R\$ 680/MWh. On the other hand, in terms of energy production, there is a tendency of lower generation than initially estimated. During the annual review processes of the physical guarantees based on the verified energy, on average, 36% of the projects of the Alternative Sources and New Energy Auctions suffered a reduction in their physical energy guarantee.

Keywords: Wind power generation in Brazil. Proinfa. Auctions of electrical energy in the Regulated Contracting Environment.

Lista de Ilustrações

Figura 1	Matriz Elétrica Brasileira em 2001, por capacidade instalada	10
Figura 2	Mapa de velocidade média anual do vento a 100 metros de altura	12
Figura 3	Matriz Elétrica Brasileira em termos de Capacidade Instalada	24
Figura 4	Proinfa: Incremento de Capacidade Instalada por Ano	26
Figura 5	Proinfa: Fator de Capacidade dos Projetos	26
Figura 6	Proinfa: Distribuição de Fator de Capacidade por Usina e Estado	27
Figura 7	Proinfa: Geração Verificada para Usinas Seleccionadas da Energimp	28
Figura 8	Proinfa: Comparativo entre IPCA e IGP-M e Preços de Energia em R\$/MWh (Dez/21)	29
Figura 9	Quantidade de Projetos por Estado no Período Analisado	31
Figura 10	LER: Resultados em Potência, GF e Fator de Capacidade	32
Figura 11	LER: Outorgas em Potência, GF e Fator de Capacidade	32
Figura 12	LER: Quantitativo de Projetos	33
Figura 13	LER: Preço ponderado corrigido, em R\$/MWh (Dez/21)	33
Figura 14	LFA e LEN: Resultados em Potência, GF e Fator de Capacidade	36
Figura 15	LFA e LEN: Quantitativo de Projetos	36
Figura 16	LFA e LEN: Preço Ponderado Corrigido, em R\$/MWh (Dez/21)	38
Figura 17	LFA e LEN: Percentual mínimo no ACR estabelecido em edital	39

Lista de Tabelas

Tabela 1	Projetos Eólicos Seleccionados na Fase 1 do Proinfa	15
Tabela 2	Início de Suprimento Conforme Estabelecido em Leilão de Energia versus Cronograma dos Contratos de Transmissão	20
Tabela 3	Proinfa: Capacidade Instalada de Projetos Eólicos por Estado	25
Tabela 4	LER: Geração Média de Projetos em Relação à Garantia Física	34
Tabela 5	Status dos Projetos Comercializados no LEN 5/2017	37
Tabela 6	LFA e LEN: Resultados de Processos de Revisão de Garantia Física	41
Tabela 7	LFA e LEN: Quantitativo de Projetos com Adesão ao MSCD	42

Lista de Abreviaturas ou Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CER	Contrato de Energia de Reserva
CCEAR	Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GF	Garantia Física
IGP-M	Índice Geral de Preços – Mercado
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LER	Leilões de Energia de Reserva
LFA	Leilões de Fontes Alternativas
LI	Licença Ambiental de Instalação
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIA	Produtor Independente Autônomo
PDE	Plano Decenal de Expansão
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
TCU	Tribunal de Contas da União

Sumário

1	Introdução.....	8
2	Revisão Bibliográfica	9
2.1	Matriz Elétrica Brasileira no início dos anos 2000.....	9
2.2	Potencial Brasileiro para Geração Eólica.....	11
2.3	Proinfa.....	13
2.4	Leilões de Energia no ACR.....	17
2.5	Subsídios para Fontes Alternativas.....	22
3	Análises	23
3.1	Resultados do Proinfa.....	24
3.2	Leilões de Energia no ACR.....	29
3.2.1	Leilões de Reserva	31
3.2.2	Leilões de Fontes Alternativas e de Energia Nova	35
4	Conclusões	43
	Referências Bibliográficas	45

1 Introdução

A matriz elétrica brasileira é caracterizada pela predominância de fontes renováveis. O desenvolvimento do parque gerador se deu, em um primeiro momento, pela construção de usinas hidrelétricas com reservatório e, em consequência de políticas ambientais mais restritivas, posteriormente com a adoção de usinas a fio d'água. Entretanto, para reduzir a exposição à fonte hidráulica e a dependência de regime adequado de chuvas, o governo federal ao longo das últimas décadas incentivou a diversificação da matriz de energia elétrica através de outras fontes renováveis, principalmente energia eólica, biomassa e novas usinas hidrelétricas.

A fonte eólica em 2001 possuía 21 MW de capacidade instalada no Brasil e em 2021, quase 21 GW (i.e. 11% de representatividade da matriz elétrica brasileira em capacidade instalada) [EPE 21]. Para entender esse crescimento expressivo é preciso lançar luz sobre as políticas federais para o setor elétrico, principalmente após a grave crise de racionamento de energia de 2001 e as reformas estruturantes que culminaram com a edição da Lei 10.848/2004, que definiu o novo modelo do setor elétrico brasileiro. Entre as políticas pensadas, buscou-se incentivar a promoção de fontes renováveis, a ponto que fossem competitivas frente a outras tecnologias já estabelecidas. O primeiro passo relevante nesta direção foi estabelecido em 2002, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, instituído pela Lei Federal nº 10.438/2002. Em síntese, o programa fomentou a inserção de projetos eólicos, pequenas centrais hidrelétricas e térmicas à biomassa com a contratação de até 3.300 MW a partir de contratos de compra de energia celebrados com a Eletrobras por 20 anos. O custo do programa foi incorporado à tarifa dos consumidores finais, seja mercado livre ou cativo, sendo que o custo do programa para 2022 foi estimado em R\$ 6,4 bilhões.

Avaliando-se apenas a fonte eólica, os resultados alcançados pelo Proinfa foram importantes para permitir o desenvolvimento da fonte, com a promoção de conhecimento técnico, implantação de parques de grande porte, obtenção de dados de geração para quantificação do potencial eólico nacional e o fomento de fornecedores locais. Deste modo, não tardou para que novos projetos fossem desenvolvidos e contratados em Leilões de Energia promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Em 2009 a Agência promoveu o primeiro

Leilão de Reserva exclusivamente para empreendimentos eólicos, que somaram aproximadamente 1,8 GW de capacidade instalada contratada. A partir do certame, a fonte eólica tornou-se presença recorrente em leilões de energia, sempre com participação relevante e preços competitivos.

Segundo o Plano Decenal de Expansão 2031 – PDE 2031, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a fonte eólica, em conjunto com a solar fotovoltaica, será fundamental para a expansão do parque gerador nacional e, somadas, atingirão 37 GW de capacidade instalada no cenário de referência do estudo [EPE 22]. Portanto, analisar o desempenho dos projetos e resultados torna-se fundamental para atingir esse importante objetivo.

O presente trabalho irá abordar a expansão de projetos de geração a partir da fonte eólica, sobretudo a partir da criação do Proinfa e dos leilões de energia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, com análise do montante contratado a cada certame, preços de energia e desempenho de produção energética a partir de dados registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

2 Revisão Bibliográfica

Esta seção apresenta uma revisão de literatura, iniciando com a descrição da matriz elétrica brasileira nos anos 2000. Apresenta-se a seguir breve histórico sobre os principais estudos desenvolvidos para avaliar o potencial eólico brasileiro desde a década de 1970 até o desenvolvimento dos primeiros projetos de grande porte, contratados através do Proinfa e dos Leilões de Energia no Ambiente de Contratação Regulada. Por fim, destacam-se as políticas criadas para fomentar o crescimento da fonte eólica na matriz brasileira.

2.1 Matriz Elétrica Brasileira no início dos anos 2000

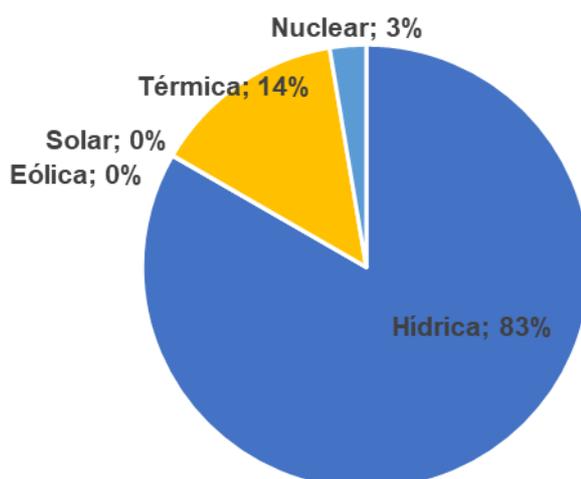
O Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, passou por diversas transformações ao longo dos anos, acentuando-se no final da década de 90, com a edição de leis que estabeleceram as normas para outorgas e concessões (Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e nº 9.074, de 7 de julho de 1995), a regulamentação para Produtor Independente e Autoprodutor de Energia (Decreto nº 2.003, de 10 de

setembro de 1996), a criação da ANEEL, agência reguladora de energia elétrica no país (Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996), criação do Mercado Atacadista de Energia – MAE, e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998).

O setor elétrico no país apresenta diversos desafios pelas suas especificidades, e que refletem nas decisões de operação e de planejamento, a saber: (i) dimensão continental do país; (ii) predominância de geração hidrelétrica; (iii) complementariedade de geração entre as regiões do país; (iv) interligação nacional, a partir de complexo sistema de transmissão; (v) pluralidade de agentes e; (vi) tempo de maturação e construção das grandes obras de geração e transmissão de energia [TOL 16]. Em 2001, ano marcado pelo decreto de racionamento de energia – ocasião em que o governo federal almejava a redução do consumo para evitar falta do insumo, restava claro quais desafios precisariam ser melhor endereçados, como a diversificação de fontes de energia elétrica e o investimento em obras de transmissão para interligação das regiões do país.

A participação por fontes na matriz elétrica brasileira em 2001 é exibida na Figura 1, extraída de dados do Balanço Energético Nacional, publicado pela EPE [EPE 21]. Demonstra-se a importância da fonte hídrica, que representava 83% da matriz nacional em capacidade instalada e praticamente a ausência da fonte solar e eólica.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira em 2001, por capacidade instalada



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do Balanço Energético Nacional

Diante do cenário de racionamento, o governo federal promoveu alguns programas emergenciais, como a contratação de termelétricas. Especificamente sobre a energia eólica, o incentivo inicial foi dado com a edição do Programa Emergencial de Energia Eólica – Proeólica em 2001, que previa a contratação de 1.050 MW de capacidade instalada no horizonte até o final de 2003 como suprimento emergencial para a demanda de energia. O programa não obteve resultados, mas se tornaria importante para a criação do Proinfa.

2.2 Potencial Brasileiro para Geração Eólica

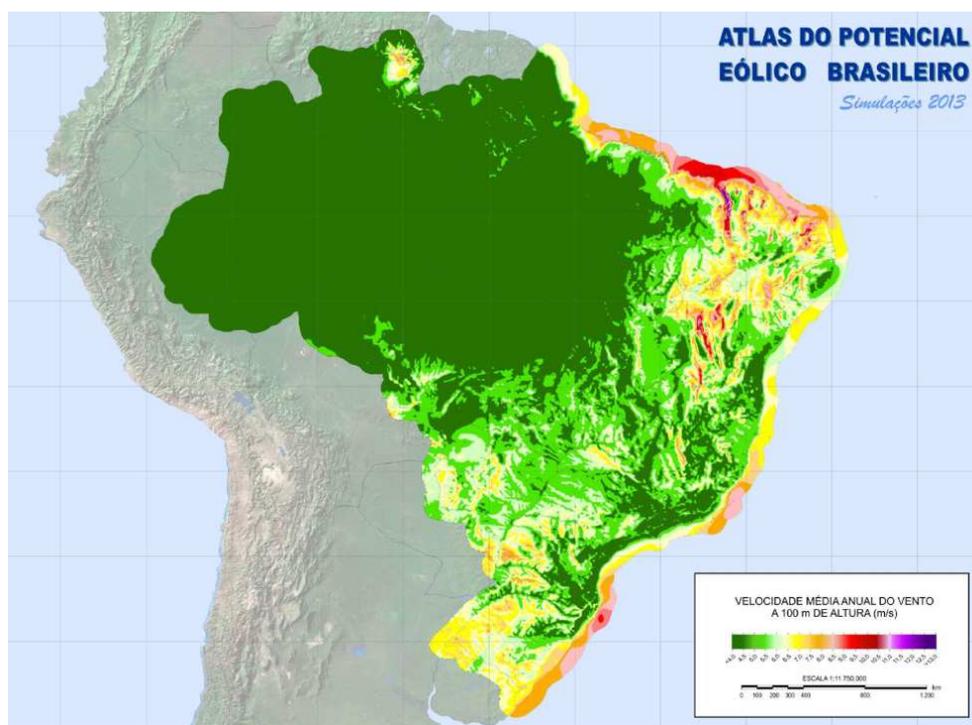
O potencial brasileiro para geração eólica começou a ser estudado na década de 1970, por meio de estudos desenvolvidos com dados do Instituto de Atividades Espaciais, no Centro Técnico Aeroespacial - IAE/CTA, além de projetos regionais, em especial de estados na região nordeste, mas também em Minas Gerais e Rio Grande do Sul. A Eletrobras também foi importante fomentadora dos estudos do potencial eólico, a começar em 1979 com o Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional, e posteriormente com a continuação dos estudos na década de 1980, com o processamento de dados de 389 estações anemométricas de até 10 metros de altura espalhados no território brasileiro, que originaram o Atlas do Potencial Eólico Nacional. Embora a medição de velocidade dos ventos tenha ocorrido em altura limitada, com interferência de rugosidade e obstáculos próximos, já havia sinalização do potencial eólico para máquinas de pequeno porte principalmente nas áreas litorâneas e no interior, quando favorecidas pelo relevo [TOL 16; AMA 01].

Com limitações tecnológicas impostas pela época e pela escassez de dados, houve impossibilidade de realizar extrapolação dos resultados para alturas maiores que 10 metros. A medição com torres de maior altura só ocorreu a partir da década de 1990, sobretudo em áreas previamente selecionadas no Ceará, Bahia, Minas Gerais e Paraná e culminaram com o lançamento do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, lançado em 2001, que contemplava medições em torres de até 77 metros de altura, mas com predominância no intervalo entre 20 e 50 metros. A partir do avanço computacional para processamento dos dados, foi possível realizar a

extrapolação para todo o território nacional, culminando com mapas de velocidades médias anuais e de fluxo de energia eólica [AMA 01].

Com o crescimento experimentado para a fonte eólica e entrada em operação dos primeiros projetos de grande porte a partir do Proinfa e sucesso dos primeiros leilões do ACR, mostrou-se necessária a atualização do Atlas de 2001 para alturas maiores, compatíveis com as máquinas utilizadas à época. Realizou-se medição ao longo de quatro anos, 2012 a 2015, e dados de estações anemométricas de parques em operação, que foram tratados através do modelo Brams (*Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modeling System*) para estimar a velocidade e direção dos ventos para as alturas de 30, 50, 80, 100, 120, 150 e 200 metros. O Brams é um modelo matemático desenvolvido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, para previsão numérica de tempo e clima [CEP 17]. A Figura 2 exibe os resultados de velocidade média anual do vento para a referência de altura de 100 metros, destacando-se as regiões litorâneas, o interior da Bahia, Piauí e Ceará, e o Rio Grande do Sul, localidades que irão abrigar os primeiros projetos no Brasil e serão polo de desenvolvimento da fonte nos leilões do ACR, com velocidade média do vento superior a 8 metros por segundo.

Figura 2 - Mapa de velocidade média anual do vento a 100 metros de altura



Fonte: Atlas do Potencial Elétrico Brasileiro: Simulações 2013

2.3 Proinfa

A Lei Federal nº 10.438/2002, de 26 de abril de 2002, dispôs sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, criação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. O Proinfa foi instituído no Artigo 3º [BRA 02]:

Art. 3º Fica instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional (...)

O programa foi estruturado em duas etapas. A primeira previa a contratação de até 3.300 MW de capacidade instalada dividido igualmente entre as três fontes citadas, com entrada em operação até dezembro de 2006. A segunda etapa consistia na continuação do programa, mantendo como meta a participação das fontes contempladas para atendimento de 10% do consumo anual de energia elétrica no Brasil [GAN 09]. Entre os objetivos elencados pelo governo, relacionados ao Proinfa, à época destacam-se: (i) diversificação da matriz energética brasileira; (ii) promoção da segurança no abastecimento; (iii) a valorização das características e potencialidades regionais e locais; (iv) criação de empregos, capacitação e formação de mão de obra e; (v) redução de emissão de gases de efeito estufa.

O próprio Artigo 3º da Lei 10.438/2002 estipula as condições do programa e os requisitos necessários para a contratação dos projetos, a saber: (i) celebração de contratos de compra e venda de energia com a Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras, pelo prazo de 20 anos, de até 3.300 MW de capacidade instalada; (ii) capacidade instalada dividida igualmente entre as três fontes atendidas pelo programa; (iii) custo do programa, incorrido pelo Eletrobras, será rateado entre todos

os consumidores finais do SIN, excetuados aqueles da subclasse Residencial Baixa Renda; (iv) contratação dos projetos através de Chamada Pública, classificados pelo critério de Licença de Instalação – LI, mais antiga; (v) limitação de contratação, para fontes eólicas, de até 20% da capacidade instalada total por Estado; (vi) admissão de participação direta de fabricantes de equipamentos de geração, observado índice de nacionalização mínimo de 60% e; (vii) distribuição igual da capacidade instalada contratada entre produtores autônomos e não autônomos. Conforme definição apresentada na Lei 10.438/2002 o Produtor Independente Autônomo – PIA, é aquele que sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso de bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.

Embora os itens descritos estejam no texto vigente da lei supracitada, muitas alterações foram realizadas desde a sua publicação. A análise do texto consolidado da Lei 10.438/2002 permite verificar os seguintes pontos que foram alterados em relação ao texto original: (i) aumento do prazo do contrato de compra e venda de energia, inicialmente de 15 anos; (ii) elevação do índice de nacionalização dos equipamentos, de 50 para 60% e; (iii) inclusão de limitação de contratação por Estado, para garantir maior difusão da tecnologia pelo país.

A Portaria do Ministério de Minas de Energia – MME nº 45/2004, de 30 de março de 2004, autorizou a realização de Chamada Pública pela Eletrobras para a primeira etapa do Proinfa [MME 04]. Os preços de venda de energia dos projetos eólicos para a estatal foram equivalentes a 90% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao consumidor final, com valores corrigidos anualmente pelo Índice Geral de Preços – Mercado IGP-M, apurado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV. A habilitação dos empreendimentos eólicos foi dada, em primeiro momento, pela ordenação em sequência crescente da data de emissão da primeira Licença Ambiental de Instalação – LI. Em segundo momento, observou-se os limites de 1.100 MW de capacidade instalada contratada para a fonte eólica, de 220 MW por Estado e a proporção entre Produtores Autônomos e Não-Autônomos.

A relação de projetos selecionados é apresentada na Tabela 1 [ELE 04]. Atingiu-se na Fase 1 do programa, após recursos, desistências e reclassificações, a seleção de aproveitamentos com capacidade instalada total contratada de 1.422,92 MW, com abrangência em oito estados brasileiros localizados nas regiões nordeste,

sudeste e sul. A diferença entre Potência Total e Potência Contratada é motivada pela contratação parcial de seis projetos.

Tabela 1 - Projetos Eólicos Selecionados na Fase 1 do Proinfa

UF	Aproveitamento	Agente	Data de LI	Potência Total (MW)	Potência Contratada (MW)	Pot. Contratada Total (MW)
CE	UEE Beberibe	PIA	18/06/2001	25,2	25,2	500,5
	UEE Paracuru		08/01/2002	23,4	23,4	
	UEE Praia do Morgado	PIA	26/04/2002	28,8	28,8	
	UEE Volta do Rio	PIA	26/04/2002	42,0	42,0	
	UEE Enacel	PIA	28/05/2002	31,5	31,5	
	UEE Praias de Parajuru	PIA	03/09/2002	28,8	28,8	
	UEE Canoa Quebrada	PIA	27/09/2002	57,0	57,0	
	UEE Formosa	NÃO PIA	08/10/2002	104,4	104,4	
	UEE Foz do Rio Choró	NÃO PIA	08/10/2002	25,2	25,2	
	UEE Icaraizinho		18/10/2002	54,0	54,0	
	UEE Taíba Albatroz		13/12/2002	16,5	16,5	
	UEE Bons Ventos		27/12/2002	50,0	50,0	
	UEE Canoa Quebrada	PIA	20/03/2003	10,5	10,5	
	UEE Lagoa do Mato	PIA	20/03/2003	27,0	3,2	
PB	UEE Alhandra	PIA	06/11/2003	5,4	5,4	64,9
	UEE Vitória	PIA	07/11/2003	4,3	4,3	
	UEE Coelho I	PIA	26/11/2003	4,5	4,5	
	UEE Millenium	PIA	26/11/2003	10,2	10,2	
	UEE Albatroz	PIA	23/12/2003	4,5	4,5	
	UEE Caravela	PIA	23/12/2003	4,5	4,5	
	UEE Mataraca	PIA	23/12/2003	4,5	4,5	
	UEE Atlântica	PIA	30/12/2003	4,5	4,5	
	UEE Coelho III	PIA	30/12/2003	4,5	4,5	
	UEE Presidente	PIA	30/12/2003	4,5	4,5	
	UEE Coelho IV	PIA	30/12/2003	4,5	4,5	
	UEE Camurim	PIA	30/12/2003	4,5	4,5	
UEE Coelho II	PIA	30/12/2003	4,5	4,5		
PE	UEE Pirauá	PIA	02/05/2002	4,3	4,3	21,3

	UEE Mandacaru	PIA	05/12/2003	4,3	4,3	
	UEE Santa Maria	PIA	05/12/2003	4,3	4,3	
	UEE Xavante	PIA	05/12/2003	4,3	4,3	
	UEE Gravatá Fruitrade	PIA	05/12/2003	4,3	4,3	
PI	UEE Pedra do Sal	PIA	09/01/2004	70,6	17,9	17,9
RN	UEE RN 15 - Rio do Fogo	Não PIA	20/11/2002	49,3	49,3	201,1
	UEE Alegria II	PIA	12/03/2003	100,8	100,8	
	UEE Alegria I	PIA	12/03/2003	51,0	51,0	
RJ	UEE Gargaú	PIA	09/01/2004	28,1	28,1	163,1
	UEE Quint. Machado I	Não PIA	23/01/2004	135,0	135,0	
RS	UEE dos Índios	Não PIA	08/01/2003	50,0	50,0	227,6
	UEE Osório	Não PIA	08/01/2003	50,0	50,0	
	UEE Sangradouro	Não PIA	08/01/2003	50,0	50,0	
	UEE Elebras Cidreira I	PIA	30/05/2003	72,0	70,0	
	UEE Palmares	Não PIA	24/09/2003	50,0	7,6	
SC	UEE Água Doce	PIA	04/04/2003	9,0	9,0	226,7
	UEE Aquibatã	Não PIA	08/04/2003	30,0	30,0	
	UEE Bom Jardim	Não PIA	08/04/2003	30,0	30,0	
	UEE Cruz Alta	Não PIA	08/04/2003	30,0	30,0	
	UEE Amparo	PIA	08/04/2003	30,0	21,4	
	UEE Campo Belo	PIA	08/04/2003	9,6	9,6	
	UEE Rio do Ouro	PIA	08/04/2003	30,0	30,0	
	UEE Pulpito	Não PIA	08/04/2003	30,0	30,0	
	UEE Salto	Não PIA	08/04/2003	30,0	30,0	
	UEE Cascata	Não PIA	08/04/2003	4,8	4,8	
	UEE Santo Antônio	Não PIA	08/04/2003	4,8	1,9	
	Total				1.555,3	

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da Eletrobras

A partir da Resolução Normativa ANEEL nº 62/2004, de 05 de maio de 2004, estabeleceu os procedimentos para cálculo da energia de referência¹ - que após subtração de perdas e consumo interno é o montante de energia contratado pela Eletrobras [ANE 04]. Para proceder com a definição, o empreendedor deveria apresentar os valores esperados para a produção anual, em MWh/ano, e mensal, em MWh/mês, da energia elétrica, obtidos a partir de certificadoras independentes de competência reconhecida, nacional ou internacionalmente, bem como os valores

¹ Energia de referência: montante passível de ser produzido pela central e que servirá de base para a contratação com a Eletrobras no âmbito do Proinfa.

esperados da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada – TEIP. A energia de referência não é constante ao longo de todo o período contratado, sendo avaliada durante a vida do projeto, a cada 12 meses, e reajustada se for inferior a 70% do valor vigente. Os valores para o preço de energia também foram apresentados na Portaria MME nº 45/2004, sendo que para a fonte eólica foi definido um valor econômico entre R\$ 180,18/MWh e R\$ 204,35/MWh, em moeda de março/2004, a depender do fator de capacidade² verificado para cada usina durante o ciclo de faturamento, assegurando mais segurança pela incerteza de produção energética.

Após a definição do regimento e das condições comerciais do Proinfa o governo, por intermédio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, ofertou programa de financiamento específico para o Proinfa, de até R\$ 5,5 bilhões, destacando-se o prazo de amortização de até 12 anos e a participação do BNDES de até 80% dos itens financiáveis [BND 04].

2.4 Leilões de Energia no ACR

Segundo a Constituição Federal [BRA 88], a prestação de serviços públicos deve ser concedida ou permitida mediante licitação. Tal definição abarca os serviços de energia elétrica no país, como a geração, transmissão e distribuição:

Art. 175. Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único – A lei disporá sobre:

I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

² Fator de capacidade: razão entre a energia produzida e a capacidade instalada de um sistema de geração de energia.

II – os direitos dos usuários;

III – política tarifária;

IV – a obrigação de manter serviço adequado.

A Lei Federal nº 9.427/1996, de 26 de Dezembro de 1996, atribuiu à ANEEL competência para promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos [BRA 96], o que ocorre com o apoio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Conforme Lei Federal nº 10.848/2004, de 15 de março de 2004, os agentes de distribuição devem garantir o atendimento integral de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada – ACR através dos leilões promovidos pela ANEEL. Consumidores que não contratam energia através das distribuidoras atuam no Ambiente de Contratação Livre – ACL [BRA 04].

Os leilões visam a contratação de energia pelo menor preço possível, promovendo modicidade tarifária, bem como atrair investimentos para expansão do parque gerador brasileiro e manutenção da capacidade existente. Ainda sobre a Lei 10.848/2004, outro aspecto importante é a definição dos diferentes tipos de modalidades de contratação nos leilões no ambiente regulado, seja através de Contratos por Quantidade de Energia ou em Contratos por Disponibilidade de Energia. Os contratos por quantidade são aqueles em que o vendedor é responsável pela entrega de no centro de gravidade do submercado do empreendimento de geração, assumindo os custos do risco hidrológico. Os contratos por disponibilidade são aqueles em que os riscos e variações de produção de energia em relação à garantia física são alocados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão [CCE 17]. Por fim, há também a contratação de Energia de Reserva, com intuito de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, elevando a segurança no fornecimento de energia. O custo da contratação de reserva é rateado entre todos os usuários finais do SIN através do Encargo de Energia de Reserva – EER.

Os Leilões de Energia de Reserva – LER, foram muito importantes para alavancar a inserção de projetos eólicos à matriz brasileira, bem como os Leilões de

Fontes Alternativas – LFA, este último promovido exclusivamente para competição entre projetos de fontes de energia renovável. Nos últimos anos a fonte eólica, madura e com preços competitivos, participa sempre expressivamente dos Leilões de Energia Nova – LEN. Conforme dados divulgados pela EPE, baseado nos dados de projetos habilitados nos leilões de energia no período entre 2007 a 2019, destacam-se os seguintes números, que demonstram a crescente importância das eólicas: (i) instalação de mais de 800 estações anemométricas; (ii) aumento do diâmetro médio de aerogeradores; (iii) mais de 600 parques eólicos implantados e; (iv) do montante de energia nova contratada em 2019, aproximadamente 34% foram de usinas eólicas [EPE 18].

Com o início gradual de operação dos projetos eólicos contratados no Proinfa, concomitante com a falta de realização de sua Fase 2, empreendedores habilitaram 9 (nove) projetos para participação no Leilão de Fontes Alternativas de 2007, com capacidade instalada total de 939 MW. Entretanto, não houve contratação. Segundo análise do Instituto Acende Brasil à época, *“os resultados do primeiro leilão de energia de fontes alternativas foram decepcionantes. Até mesmo representantes do governo federal indicaram que pouca energia foi negociada, colocando em dúvida a utilidade de um leilão separado para as fontes alternativas”* [ACE 07].

Os principais motivos da falta de contratação de projetos foram mapeados e tratados no 2º Leilão de Energia de Reserva – LER 2009. Entre as alterações, destacam-se: o leilão foi exclusivo para empreendimentos eólicos, com preço teto 19% superior ao observado no LFA 2007, e promoção de políticas governamentais, como a desoneração promovida pelo Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI, condições especiais de financiamento do BNDES com manutenção de mesmo percentual de conteúdo local do Proinfa (60%), isenção de ICMS nas operações de equipamentos e componentes para o aproveitamento da energia eólica, disposto no Convênio 101/97. Outra importante inovação foi a adoção de sistema de bandas que garantia a receita dentro de um limite de geração entre -10% e +30% a partir da garantia física, para mitigar a incerteza de produção energética, permitindo a compensação de diferenças em prazo de quatro anos. Houve contratação de 71 empreendimentos, totalizando 1,8 GW de capacidade instalada após deságio de aproximadamente 21% [EPE 16].

Para o LER 2009 foram habilitados 339 projetos, que totalizavam 10 GW de capacidade instalada. O resultado representou um grande incremento ao parque

eólico existente, com a contratação de 1,8 GW, montante três vezes superior ao existente até aquele momento. Entretanto, já havia alerta sobre o sistema de transmissão para escoar a produção dos parques, pois a análise coordenada pela ANEEL e estudos da EPE foi realizada após o certame. O problema foi analisado em 2014 pelo Tribunal de Contas da União – TCU, conforme Acórdão 2316/2014, quando de 141 projetos eólicos licitados no LER 2009, no 3º Leilão de Energia de Reserva – LER 2010, e 2º Leilão de Fontes Alternativas – LFA 2010, 48 encontravam-se impedidos de escoar energia devido aos atrasos nas obras de conexão [TCU 14]. Apesar dos problemas ambientais enfrentados nas obras de transmissão, que a ANEEL reconheceu como não imputáveis aos agentes de transmissão, formou-se um descompasso entre os cronogramas de entrada em operação dos ativos de geração e das obras de transmissão, conforme identificado pelo TCU, em um impacto estimado de R\$ 930 milhões. A Tabela 2 é reproduzida do Acórdão do TCU e para o LFA 2010 o problema fica mais evidente: assinatura do contrato de transmissão nos anos seguintes ao leilão de geração, apenas em 2011 e 2012, em alguns casos com entrada em operação prevista em datas superiores ao início de suprimento de energia.

Tabela 2 – Início de Suprimento Conforme Estabelecido em Leilão de Energia versus Cronograma dos Contratos de Transmissão

Leilão de Energia	Início do Suprimento, segundo leilão de energia	Contrato de Transmissão Associado	Entrada em Operação Prevista da Transmissão
LER 2009	01/07/2012	19/2010	23/05/2012
		20/2010	23/05/2012
LER 2010	01/09/2013	08/2011	13/08/2013
LFA 2010	01/01/2013	10/2011	13/08/2013
		19/2012	01/03/2014

Fonte: Acórdão TCU 2316/2014

Após as constatações do TCU aprimoramentos foram incorporados para os processos seguintes. Para o 4º Leilão de Energia de Reserva – LER 2011, por exemplo, os empreendimentos de geração interessados em compartilhar instalações

foram cadastrados de forma antecipada, para permitir a conclusão dos estudos da EPE para dimensionar o sistema de transmissão. Para o 5º Leilão de Energia de Reserva – LER 2013, em segunda fase do certame, os projetos foram classificados de acordo com a capacidade de escoamento de transmissão existente, por subárea da Rede Básica. Havia um desfavorecimento de contratação de projetos pelo menor preço de energia, mas para otimizar os investimentos necessários nos sistemas de transmissão e com cronograma mais assertivo. A EPE e ONS incorporaram aos documentos do leilão nota técnica com as premissas consideradas para definição da capacidade de escoamento.

Para o 17º Leilão de Energia Nova – LEN 9/2013, os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, passaram a exigir recomposição de lastro, mesmo em caso de indisponibilidade por atraso em obras de transmissão, garantido maior segurança aos consumidores e imputando maior penalidade aos agentes envolvidos em atrasos, seja de geração e/ou transmissão.

Outro tema que foi tratado ao longo dos diversos leilões de energia realizados envolve o cálculo de garantia física³ dos empreendimentos eólicos. A ausência de longas séries históricas de medição de velocidade dos ventos conferiam incerteza sobre a efetiva produção de energia dos projetos quando estivessem em operação. Para contornar o desafio, os primeiros contratos, seja Contratos de Energia de Reserva – CER ou CCEAR dos Leilões de Fontes Alternativas, apresentavam previsão para revisão do montante contratado a cada quatro anos (quadriênio), com base na geração verificada nos últimos 48 meses. Além disso, vencedores dos certames eram obrigados a instalar estações anemométricas e climatológicas, que contribuiriam para expandir o conhecimento do potencial eólico nacional. O cálculo da garantia física foi disciplinado através da Portaria MME 258/2008, primeiramente com base na energia firme declarada pelo agente, não superior aos valores certificados. A partir de 2013, o cálculo passou a considerar a produção certificada como probabilidade de ocorrência igual ou superior a 90% (P90), conforme distribuição de probabilidades.

³ Garantia física: segundo a EPE, é 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 define a quantidade máxima de energia que um equipamento pode comercializar.

O crescimento da fonte eólica em leilões de energia nova se deu através de contratos no ambiente regulado na modalidade por disponibilidade. Entretanto, em 2018, houve alteração para contratação por quantidade, alocando maior parcela de risco ao gerador em caso de performance abaixo do montante comercializado de energia. Outra alteração importante ocorreu em 2019, com a sazonalização da energia contratada com base no perfil definido pelas distribuidoras. Os dois movimentos sinalizaram um aumento de risco para o empreendedor, com expectativa de reflexo nos preços de energia contratados.

2.5 Subsídios para Fontes Alternativas

O Proinfa impactou positivamente na inserção da matriz eólica no Brasil, contribuindo com a viabilidade econômica dos primeiros projetos. Para competir com outras fontes foi importante a construção de um ambiente favorável para superar as barreiras iniciais existentes, como a falta de uma indústria preparada para atender o potencial mapeado no Brasil, no ritmo esperado para tornar a fonte eólica relevante dentro da matriz elétrica brasileira. Para o montante contratado a partir do LER 2009, algumas políticas governamentais, seja através de regulação favorável ou benefícios tributários, foram fundamentais para fomento da fonte eólica.

O primeiro ponto foi tratado através da Lei Federal 10.438/2002, estipulando percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição (TUSD e TUST) para as fontes abordadas no Proinfa. A previsão de desconto já existia para pequenas centrais hidrelétricas de até 30 MW e tornou-se um importante subsídio para o crescimento de fontes renováveis, com o texto passando por diversas alterações até a redação atual. Para ilustrar o aperfeiçoamento do dispositivo, pode-se citar a inclusão de previsão de desconto também para a fonte solar em 2007 e a alteração do limite de capacidade instalada dos projetos abarcados na política de benefício, de 30 para 300 MW, para projetos autorizados a partir de 2016.

A política de desconto na TUSD/TUST foi encerrada recentemente, para projetos que não tenham solicitado outorga a ANEEL até março/2022. Portanto, em breve haverá projetos eólicos com o benefício e que irão usufruí-lo até o final da outorga vigente, e os novos projetos que não terão o desconto deste componente da tarifa para o gerador e consumidor, com esperado impacto no preço de energia

comercializada, não mais incentivada e agora convencional. A previsão de encerramento do subsídio para os novos projetos foi apresentada pela Lei Federal 14.120/2021, de 1º de março de 2021, que ainda estabeleceu que o novo projeto tem o prazo de 48 meses para entrar em operação após data da outorga [BRA 21].

Além das políticas governamentais para redução de custos, importantes incentivos fiscais também foram implementados. O Convênio ICMS 101/1997, do Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz, instituiu a isenção de ICMS para aerogeradores para conversão da energia dos ventos em energia elétrica e seus respectivos acessórios, incluindo reguladores, controladores, inversores e retificadores, quando isentos ou tributados à alíquota zero de Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI. O convênio passou por diversas alterações ao longo dos anos e atualmente prevê, para a fonte eólica, a isenção de ICMS para: (i) aerogeradores de energia eólica; (ii) torre para suporte de gerador de energia eólica; (iii) pá de motor ou turbina eólica e; (iv) partes, componentes e peças utilizadas em torres para suporte e aerogeradores. Atualmente o Convênio foi prorrogado até dezembro/2028 [CON 97].

Outro importante apoio para as fontes alternativas se deu com a Lei Federal nº 11.488, de 15 de junho de 2007, que instituiu o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI. Assim, para projetos de infraestrutura aprovados para os setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação houve dispensa de recolhimento de PIS/COFINS incidente sobre a importação direta ou compra nacional de máquinas e equipamentos destinados ao ativo imobilizado.

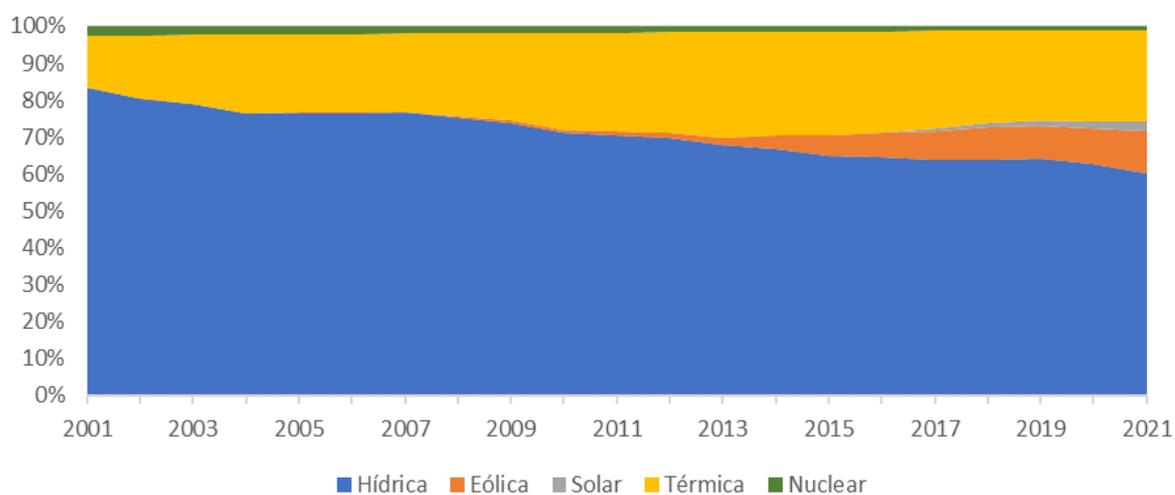
3 Análises

Neste trabalho busca-se analisar o panorama da fonte eólica no Brasil através do Proinfa e posteriormente nos leilões de energia no ACR. Para tanto, os estudos foram baseados em dados públicos da ANEEL, CCEE, EPE, ONS e Eletrobras, atual gestora do Proinfa, e reúnem o acompanhamento desde o leilão e definição de projetos contratados, o prazo para entrada em operação comercial, a performance energética com base na geração verificada durante o período de operação até o ano de 2021, a análise dos resultados das revisões de garantia física realizadas pela

EPE anualmente e evolução dos preços de energia ao longo dos últimos anos dos leilões do ACR, que permitem a análise global e de eventuais consequências das políticas promovidas para crescimento da fonte eólica. Os resultados são apresentados em três tópicos: Proinfa, Leilões de Reserva e Leilões de Fontes Alternativas e Energia Nova.

Primeiramente é importante destacar a evolução da fonte eólica na matriz elétrica brasileira, demonstrando o crescimento desde 2001 até o final de 2021. A Figura 3 exibe o crescimento verificado, em detrimento da redução percentual da participação da fonte hidráulica, mesmo com acréscimo significativo desta fonte em termos de capacidade instalada durante o período analisado de 75%, de 62 GW para 109 GW. A inserção de fonte solar e eólica também demonstra a importância da fonte térmica para manutenção da confiabilidade do sistema. Os dados são extraídos do Balanço Energético Nacional, publicado pela EPE [EPE 21]. Em 2021 a fonte eólica respondeu por 11% da capacidade instalada do parque gerador nacional.

Figura 3 - Matriz Elétrica Brasileira em termos de Capacidade Instalada



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do Balanço Energético Nacional

3.1 Resultados do Proinfa

Conforme exibido na Tabela 1, o Proinfa contratou 54 empreendimentos eólicos, em fase única, totalizando 1.422,92 MW de capacidade instalada, montante

superior ao estabelecido inicialmente, após reclassificações e remanejamentos durante a convocação dos empreendedores para assinatura dos contratos. Os principais motivos para as reclassificações envolveram a desistência dos empreendedores ou problemas na habilitação, como a ausência de dados para cálculo da energia de referência. Um extrato de dados por Estado é apresentado na Tabela 3. Ao analisá-lo, nota-se que houve extrapolação do limite máximo a ser contratado por estado para o Ceará, que contratou 14 usinas e capacidade instalada total superior a 500 MW, Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Tendo em mente a localização dos projetos futuros, que serão construídos após a Fase 1 do Proinfa, cabe destaque a ausência de projetos na Bahia e a presença de projetos no Sudeste, mais especificamente no Rio de Janeiro, e em Santa Catarina.

Tabela 3 – Proinfa: Capacidade Instalada de Projetos Eólicos por Estado

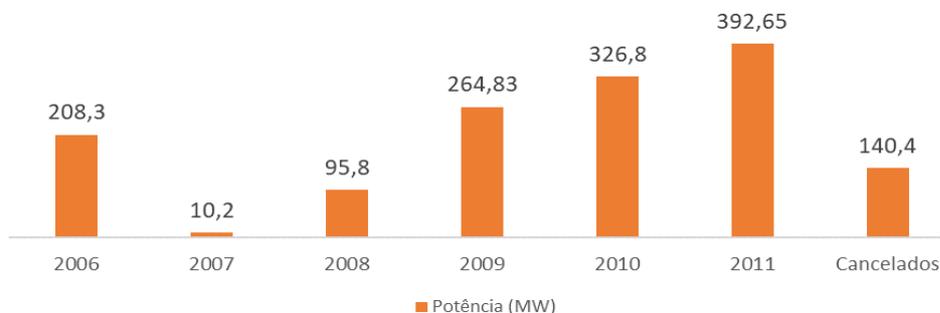
Estado	Usinas	Potência Total (MW)	Potência Contratada (MW)
CE	14	524,30	500,53
PB	13	64,85	64,85
PE	5	21,25	21,25
PI	1	70,55	17,85
RN	3	201,10	201,10
RJ	2	163,05	163,05
RS	5	272,00	227,56
SC	11	238,20	226,73
Total	54	1.555,30	1.422,92

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da Eletrobras

Entre os projetos selecionados, apenas dois não entraram em operação e tiveram seus contratos cancelados com a Eletrobras: Alhandra e Quintanilha Machado I, representando uma redução de 140,4 MW da potência contratada. Ressalta-se que os dados apresentados na Tabela 3 contém os dados fornecidos no momento da contratação dos projetos. Contudo, entre os 52 projetos restantes, com base em informações obtidas a partir do Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA [ANE 22], em 25 ocorreram alteração de capacidade instalada. Deste modo, o total contratado no Proinfa foi de 1.298,58 MW. O cronograma de

entrada em operação está representado na Figura 4 e foi implementado entre 2006 e 2011 pelos empreendedores.

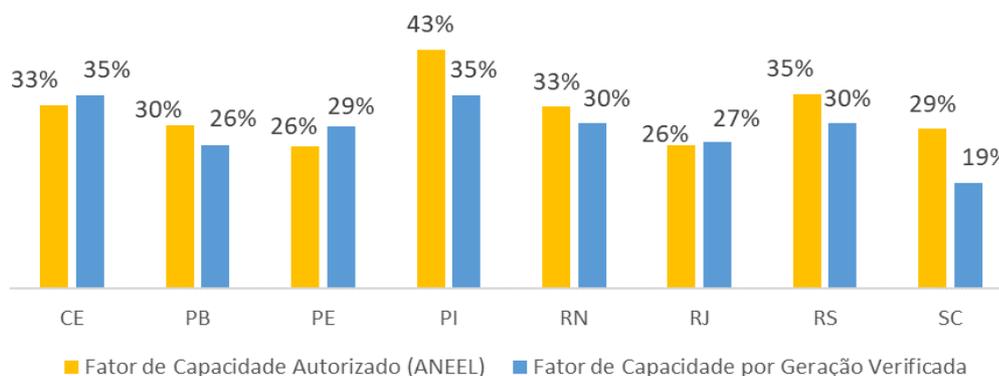
Figura 4 – Proinfa: Incremento de Capacidade Instalada por Ano



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do SIGA/ANEEL

Ainda analisando os dados registrados no SIGA, é possível verificar o fator de capacidade autorizado para cada projeto analisado. Ressalta-se que os projetos do Proinfa comercializam energia com base na energia de referência e suas variações, em regramento específico do programa, sem que a garantia física constitua lastro aos contratos. Segundo a Portaria MME nº 45/2004, os preços de energia são ponderados pelo fator de capacidade verificado para cada ciclo anual de faturamento, considerando o limite inferior de 32,4041% e superior de 41,9347%, valores de referência adotados. A Figura 5 apresenta uma média simples, por estado, entre a Potência outorgada e a garantia física registrada para os 52 projetos eólicos remanescentes do programa, comparando os dados autorizados pela ANEEL e os valores obtidos a partir da geração verificada.

Figura 5 – Proinfa: Fator de Capacidade dos Projetos



Fonte: Elaboração própria, a partir dos resultados dos leilões e dados do SIGA/ANEEL

Ao analisar os dados autorizados pela Aneel, o fator de capacidade médio dos projetos do Proinfa é de 32,5% e, a partir da Figura 5, a análise dos valores autorizados permite concluir que o único projeto no Piauí possui o maior fator de capacidade, enquanto Rio de Janeiro e Pernambuco, em média, possuem os menores valores.

O valor do fator de capacidade foi obtido a partir da geração verificada, com dados extraídos da página do Proinfa [ELE 04] e complementados com os dados da CCEE para as usinas de Salto, Pulpito, Rio do Ouro, Campo Belo, Amparo, Aquibatã, Bom Jardim, Cruz Alta, Alegria II, Cascata e Santo Antônio⁴, com o período a partir de setembro/2012, início dos registros disponíveis. Para análise foram excluídos o primeiro ano de geração, fez-se a média simples dos anos seguintes de geração até dezembro/2021. A análise da média mostra que não houve grande variação entre os valores regulados pela ANEEL e o experimentado na prática, com exceção dos projetos em Santa Catarina. Há casos, inclusive, que o fator de capacidade verificado é superior. Para evitar a contaminação dos valores por casos isolados, a Figura 6 exibe a distribuição do fator de capacidade por usina e por estado. Nota-se que apenas duas usinas apresentam resultado superior ao valor máximo de referência do Proinfa (41,9347%), enquanto há grande número de usinas com média inferior ao valor de referência mínimo (32,4041%). Os menores fatores de capacidade são observados nos projetos em Santa Catarina.

Figura 6 – Proinfa: Distribuição de Fator de Capacidade por Usina e Estado

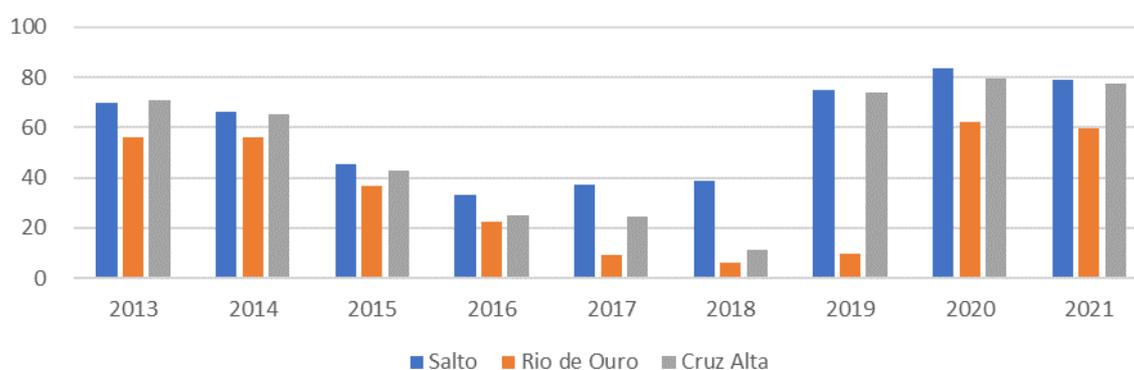
	CE	PB	PE	PI	RN	RJ	RS	SC
1	0,46	0,31	0,36	0,35	0,32	0,27	0,34	0,26
2	0,42	0,31	0,34		0,30		0,33	0,25
3	0,41	0,29	0,30		0,28		0,29	0,24
4	0,39	0,28	0,24				0,27	0,23
5	0,36	0,27	0,24				0,27	0,22
6	0,35	0,27						0,20
7	0,34	0,27						0,19
8	0,34	0,26						0,15
9	0,34	0,25						0,13
10	0,32	0,21						0,12
11	0,32	0,20						0,12
12	0,31	0,20						
13	0,28							
14	0,26							

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da Eletrobras e CCEE

⁴ As 11 usinas elencadas não possuem registro de geração nos documentos disponibilizados no site do Proinfa. Para tanto, utilizou-se os dados da CCEE, que possui a limitação de apresentar os registros apenas a partir de setembro/2012.

Para Santa Catarina, entretanto, ressalta-se que os valores foram impactados por problemas operacionais e financeiros enfrentados pela Energimp, responsável por 10 dos 11 empreendimentos no estado. A empresa era controlada pela IMPSA, fabricante argentina de aerogeradores, por meio da subsidiária WPE (55%) e possuía como acionista o FI-FGTS (45%). Contudo, em 2014 a WPE apresentou pedido de recuperação judicial, encerrando suas atividades de fabricação e manutenção dos equipamentos fornecidos. Nos anos seguintes, a Energimp chegou a apresentar 85% dos aerogeradores parados, afetando significativamente a geração dos parques e sua sobrevivência financeira. A solução encontrada envolveu a assunção de controle da empresa pelo FI-FGTS e a troca de 193 máquinas da IMPSA pela Goldwin nos projetos de Santa Catarina e Ceará, com a conclusão prevista para 2023 [ENE 22]. O impacto do problema enfrentado pela Energimp pode ser registrado na Figura 7, com base na geração verificada no período de 2013 a 2021 para três usinas: Salto, Rio de Ouro e Cruz Alta. Os dados estão em GWh/ano.

Figura 7 – Proinfa: Geração Verificada para Usinas Selecionadas da Energimp

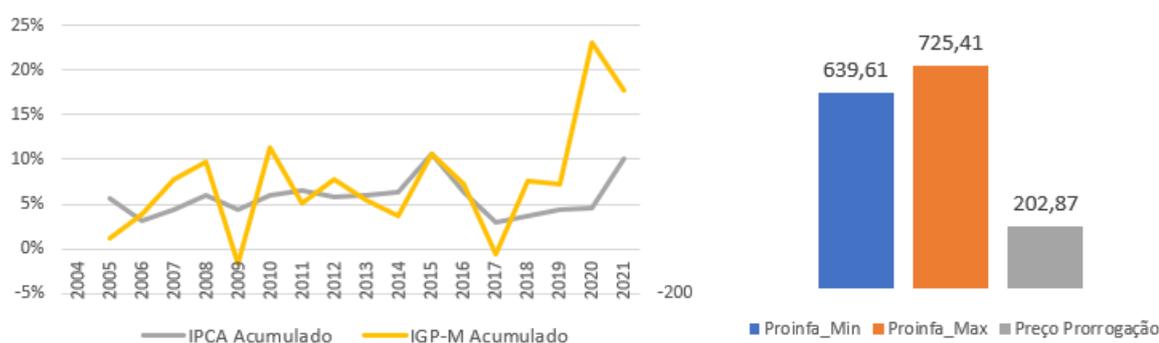


Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da CCEE

O caso da Energimp representa o risco assumido no Proinfa ao permitir a participação de empreendedores que também fabricavam e utilizam suas próprias máquinas. Para as três usinas analisadas observa-se a retomada da geração com os novos aerogeradores, que ainda poderão ser beneficiados caso optem pela prorrogação da Proinfa por mais 20 anos, conforme apresentado pela Lei 14.182/2021 e Decreto 10.798/2021, por possuir equipamentos com vida útil longa. A citada prorrogação visa alterar o indexador dos contratos atuais, retroativamente a

partir de 2020, de IGP-M para IPCA e fixou o valor do LEN 4/2019 como referência para o período adicional ao final do contrato original, de R\$ 173,47/MWh (moeda 31/10/2019) referente ao preço-teto para projetos com outorga e com contrato. O preço é inferior ao praticado atualmente no Proinfa, que foi muito impactado pelo IGP-M acumulado em 2020 (+23%) e em 2021 (+18%), motivando a proposta do governo quando comparado com a evolução do IPCA. A Figura 8 exibe comparativo entre IPCA e IGP-M desde 2004 e os preços corrigidos do Proinfa para a moeda de 31/10/2021, bem como o preço proposto pelo governo para a prorrogação.

Figura 8 – Proinfa: Comparativo entre IPCA e IGP-M e Preços de Energia em R\$/MWh (Dez/21)



Fonte: Elaboração própria

3.2 Leilões de Energia no ACR

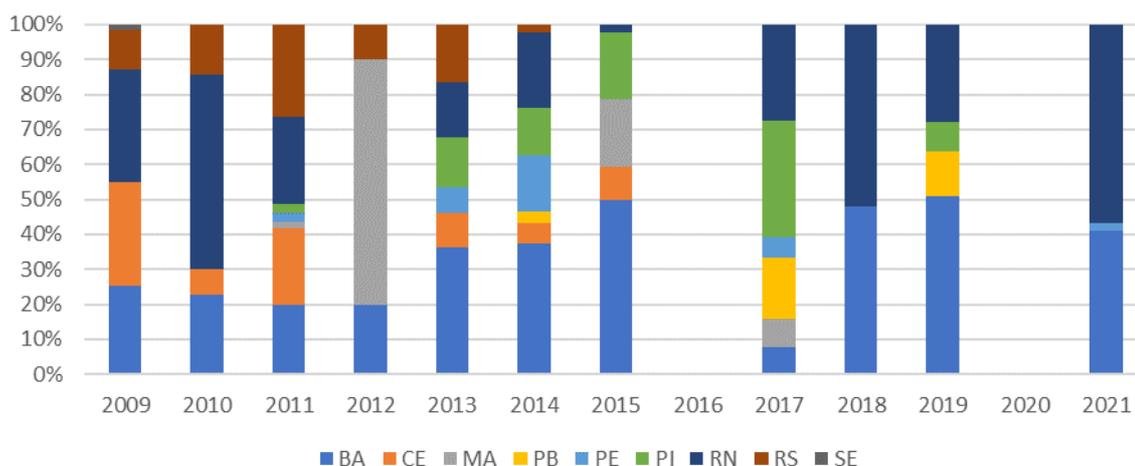
Foram analisados todos os leilões de geração realizados pela ANEEL em que houve contratação de projetos eólicos, totalizando 26 certames. A lista e nomenclatura adotada ao longo do trabalho são as seguintes:

- 2º Leilão de Energia de Reserva - LER 2009
- 3º Leilão de Energia de Reserva - LER 2010
- 2º Leilão de Fontes Alternativas - LFA 2010
- 12º Leilão de Energia Nova (A-3) - LEN 2/2011
- 4º Leilão de Energia de Reserva - LER 2011
- 13º Leilão de Energia Nova (A-5) - LEN 7/2011
- 15º Leilão de Energia Nova (A-5) - LEN 2012

- 5º Leilão de Energia de Reserva - LER 2013
- 17º Leilão de Energia Nova (A-3) - LEN 9/2013
- 18º Leilão de Energia Nova (A-5) - LEN 10/2013
- 19º Leilão de Energia Nova (A-3) - LEN 3/2014
- 6º Leilão de Energia de Reserva - LER 2014
- 20º Leilão de Energia Nova (A-5) - LEN 6/2014
- 8º Leilão de Energia de Reserva - LER 2015
- 22º Leilão de Energia Nova (A-3) - LEN 4/2015
- 3º Leilão de Fontes Alternativas - LFA 2015
- 25º Leilão de Energia Nova (A-4) - LEN 4/2017
- 26º Leilão de Energia Nova (A-6) - LEN 5/2017
- 27º Leilão de Energia Nova (A-4) - LEN 1/2018
- 28º Leilão de Energia Nova (A-6) - LEN 3/2018
- 29º Leilão de Energia Nova (A-4) - LEN 3/2019
- 30º Leilão de Energia Nova (A-6) - LEN 4/2019
- 33º Leilão de Energia Nova (A-3) - LEN 6/2021
- 34º Leilão de Energia Nova (A-4) - LEN 7/2021
- 35º Leilão de Energia Nova (A-5) - LEN 8/2021

Portanto, foram analisados 6 leilões de reserva, dois leilões de fontes alternativas e 18 leilões de energia nova, no período entre 2009 e 2021, com número de quase 800 usinas licitadas, localizadas em sete estados brasileiros, conforme extrato apresentado na Figura 9. Os resultados dos leilões foram extraídos do site da ANEEL [ANE 22], bem como o material pertinente a cada leilão, que inclui edital, minuta do contrato de comercialização de energia e a sistemática para cada leilão.

Figura 9 - Quantidade de Projetos por Estado no Período Analisado



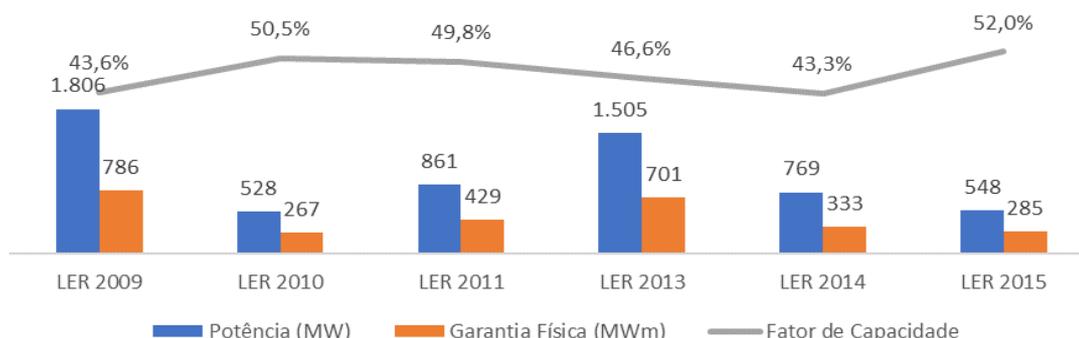
Fonte: Elaboração própria, a partir dos resultados dos Leilões divulgados pela ANEEL

Nota-se a importância da Bahia e Rio Grande do Norte ao longo dos anos, sempre com participação relevante nos leilões. O Rio Grande Sul, único representante não localizado no Nordeste da amostragem, contratou seu último projeto no ambiente regulado em 2014. Nos anos de 2016 e 2020 não houve contratação de fontes eólicas. Comparado com as localidades dos projetos do Proinfa, há a ausência do Rio de Janeiro e Santa Catarina, mas com a inclusão da Bahia, Maranhão e uma única usina no Sergipe, contratada no LER 2009.

3.2.1 Leilões de Reserva

Os Leilões de Reserva possuíram papel relevante para a inserção de fontes alternativas na matriz brasileira. Entre os 8 leilões promovidos, no intervalo entre 2008 e 2015, a fonte eólica apenas não foi contratada no primeiro e no sétimo, sendo este último exclusivo para fonte solar. Os resultados, em termos de capacidade instalada, garantia física e fator de capacidade são apresentados na Figura 10.

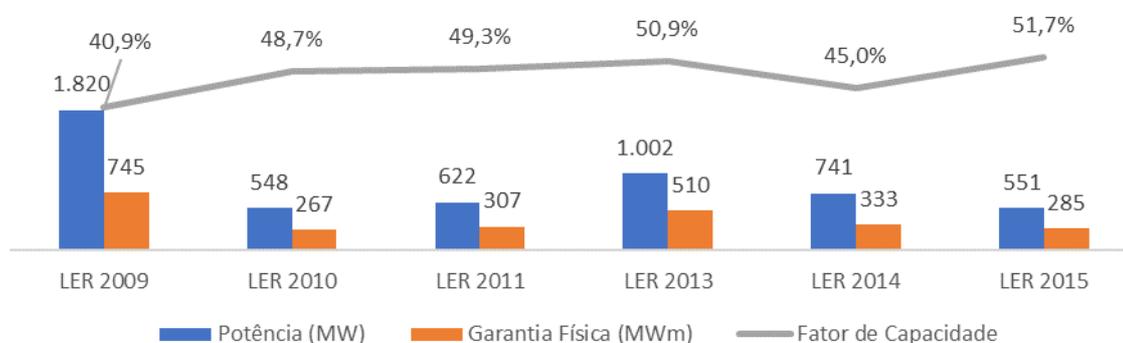
Figura 10 – LER: Resultados em Potência, GF e Fator de Capacidade



Fonte: Elaboração própria, a partir dos resultados dos Leilões divulgados pela ANEEL

Os resultados dos leilões refletem os dados apresentados pelos empreendedores durante a fase de habilitação dos projetos, etapa anterior aos leilões. Nota-se, contudo, recorrência na alteração das informações técnicas dos empreendimentos após a realização do certame, em especial com a alteração da capacidade instalada decorrente, sobretudo, da escolha de modelos de aerogeradores diferentes do inicialmente projetado. A Figura 11 representa os dados outorgados para os empreendimentos vencedores no leilão e que estão em operação ou em construção. Portanto, expurgou-se os empreendimentos que não foram construídos ou foram descontratados no Mecanismo de Descontratação de Energia de Reserva de 2017, mas com a manutenção daqueles que estão com obra em andamento segundo informações do SIGA.

Figura 11 – LER: Outorgas em Potência, GF e Fator de Capacidade



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do SIGA/ANEEL

Na Figura 12 é possível verificar para cada leilão de reserva, o quantitativo de projetos que passaram por modificação de capacidade instalada ou não foram

construídos. Observa-se uma grande quantidade de projetos não construídos para o LER 2011 e LER 2013.

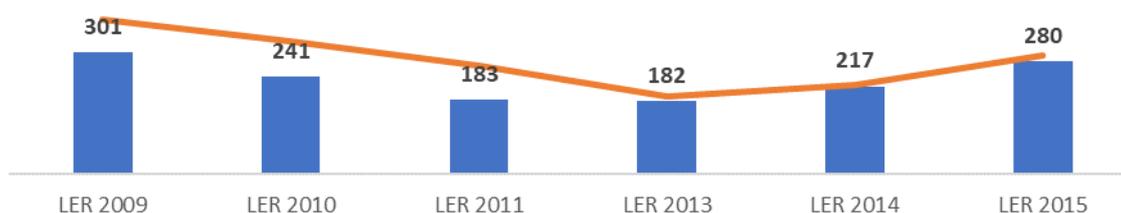
Figura 12 – LER: Quantitativo de Projetos



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do SIGA/ANEEL

Em relação aos preços de contratação, a Figura 13 exibe os preços médios corrigidos nas colunas, após correção monetária por IPCA para a moeda de 31/12/2021 e reflete um deságio médio de 27% para o LER 2009, LER 2010 e LER 2011. Para os demais, houve redução do deságio médio para 4%. O preço teto para cada leilão apresentou um comportamento decrescente até o LER 2013, voltando a aumentar para os leilões seguintes, sendo que os preços de contratação acompanharam o comportamento do preço teto.

Figura 13 – LER: Preço ponderado corrigido, em R\$/MWh (Dez/21)



Fonte: Elaboração própria

Devido aos poucos registros de medições anemométricas e registros do comportamento de geração, uma questão endereçada nos primeiros CER previa ajuste de montante de energia a cada quadriênio. Assim, a partir da geração verificada no quadriênio anterior, seria possível aumentar a confiabilidade do recurso eólico e produção energética, a partir do montante inicial de fornecimento. Cada

leilão possui quadriênios definidos e diferentes, de acordo com início do fornecimento previsto no edital. Uma vez que não foram encontrados documentos sobre a revisão dos montantes de energia, optou-se por analisar os dados de geração desde o início da operação, mantendo como referência para comparação a garantia física inicial dos empreendimentos. Os resultados são apresentados na Tabela 4 e consideram os dados de geração extraídos na CCEE para cada usina, considerando a medição no centro de gravidade. Foram considerados apenas os empreendimentos em operação até dezembro/2021. Ressalta-se que a EPE calcula as garantias físicas de eólicos no ponto de conexão, devendo o empreendedor descontar as perdas até o ponto de medição no momento da comercialização. A partir do LER 2013 a garantia física passou a ser calculada com base na produção anual de energia certificada referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% para um período de variabilidade futura de 20 anos.

Tabela 4 – LER: Geração Média de Projetos em Relação à Garantia Física

Leilão de Geração	Geração média verificada em relação à Garantia Física, por quantidade de empreendimentos						Média de Meses em Operação	% Total
	Menor que -20%	-20% a -10%	-10% a 0%	0% a 10%	10% a 20%	Maior que 20%		
LER 2009	20	16	18	4	5	4	93	-11,3%
LER 2010	4	3	4	6	2	1	81	-5,7%
LER 2011	7	10	3	3	1	0	51	-14,2%
LER 2013	14	11	12	3	0	0	38	-17,0%
LER 2014	3	2	3	9	9	2	41	-3,9%
LER 2015	2	7	7	2	2	0	39	-8,0%

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da CCEE

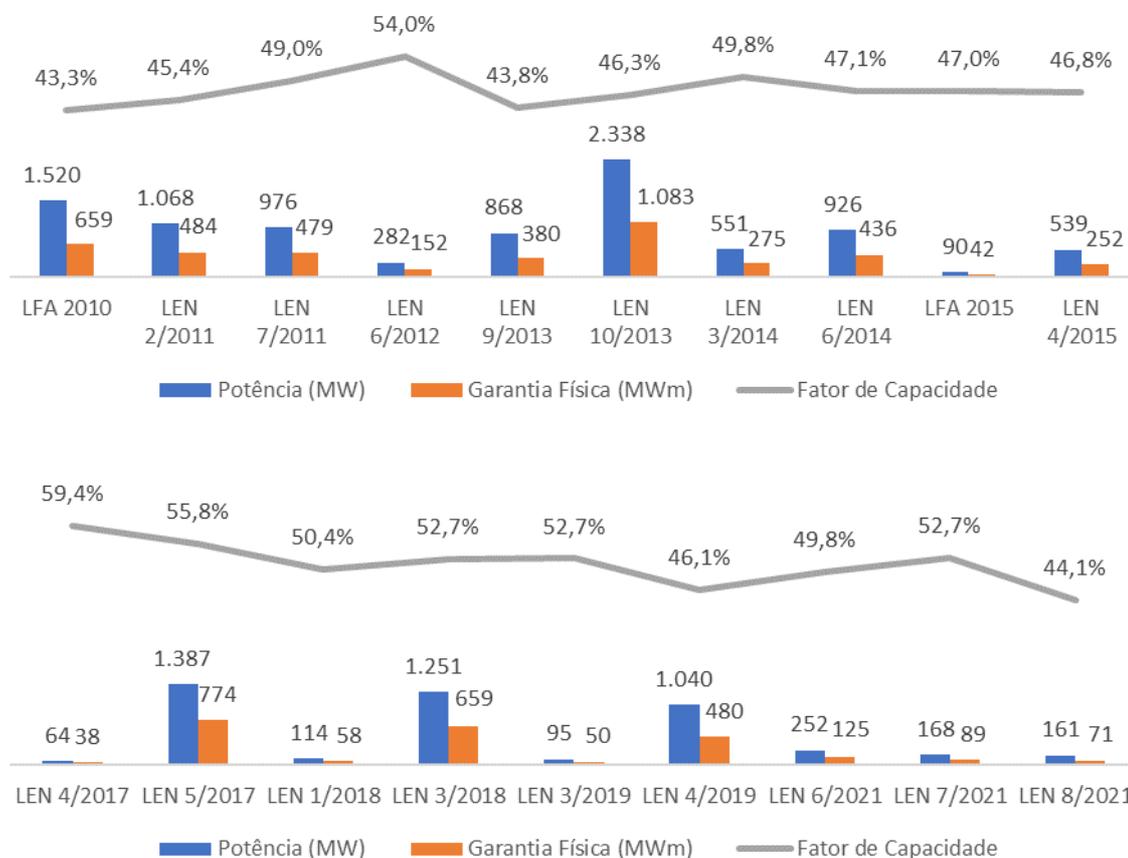
Os primeiros projetos do LER 2009 entraram em operação em setembro de 2012, portanto há uma amostragem para análise superior a 9 anos. De forma geral, nota-se produção de energia inferior ao montante comercializado em leilão, com os valores extremos de -3,9% em média para os projetos do LER 2014 e de -17,0% para usinas do LER 2013. Embora o contrato revise os montantes em intervalo de 4 anos, observa-se uma tendência maior à geração menor que a garantia física.

Por sua natureza, os leilões de energia de reserva não foram realizados após 2016, principalmente pela sobrecontratação vivenciada pelas distribuidoras devido ao baixo crescimento econômico. Em 2017, devido a projeções de sobra estrutural de energia e elevado número de projetos com atrasos relevantes no cronograma de implantação, o governo federal promoveu o Leilão de Descontratação de Energia de Reserva para adesão de empreendedores que apresentavam dificuldade na viabilização dos projetos [MAC 17]. Para a fonte eólica foram descontratados 307 MW, totalizando 128,4 MWm e prêmio superior a R\$ 81 milhões.

3.2.2 Leilões de Fontes Alternativas e de Energia Nova

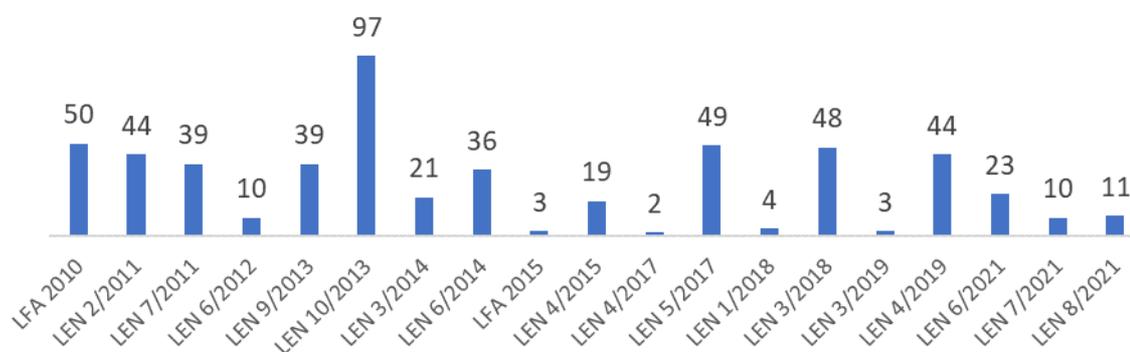
Mais numerosos, os Leilões de Fontes Alternativas e de Energia Nova também foram importantes para consolidação da fonte eólica na matriz elétrica brasileira. Os dados de capacidade instalada contratada e respectivas garantia física e fator de capacidade são demonstrados na Figura 14, e a quantidade de projetos contratados é apresentada na Figura 15.

Figura 14 - LFA e LEN: Resultados em Potência, GF e Fator de Capacidade



Fonte: Elaboração própria, a partir dos resultados dos Leilões divulgados pela ANEEL

Figura 15 - LFA e LEN: Quantitativo de Projetos



Fonte: Elaboração própria, a partir dos resultados dos Leilões divulgados pela ANEEL

Assim como nos Leilões de Reserva, observa-se evolução nos projetos através de fatores de capacidade mais elevados que aqueles obtidos no Proinfa, sempre superiores aos 40%, mesmo após 2013, quando a garantia passou a ser calculada com a referência de P90. A partir de 2017, após instituição de Leilões A-6, verifica-se a preferência dos empreendedores por este horizonte de contratação, com maior comercialização de energia nos leilões LEN 5/2017, LEN 3/2018 e LEN 4/2019, que permite aos empreendedores a possibilidade de antecipar o início de operação e/ou definir o melhor momento para implantação das usinas. A Tabela 5 analisa as datas de entrada em operação dos projetos do LEN 5/2017, cujo início do suprimento é previsto para janeiro/2023. Os dados são extraídos do SIGA.

Tabela 5 - Status dos Projetos Comercializados no LEN 5/2017

Entrada em Operação	Projetos
Antecipação de 13 a 24 meses	21
Antecipação de 25 a 36 meses	14
Antecipação de 37 a 48 meses	4
Antecipação Superior a 48 meses	2
Em Construção	8
Total Projetos	49

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da CCEE

Entre os 49 projetos contratados, 4 foram antecipados em mais de 4 anos do início contratual de suprimento. Apenas 8 ainda não estavam em operação em dezembro de 2021. Certamente um cenário bem diferente dos atrasos verificados nos primeiros projetos, demonstrando a evolução do planejamento do sistema elétrico e atuação coordenada de diversos atores, como EPE, ONS e ANEEL.

Em relação aos preços contratados nos leilões regulados, há uma forte redução verificada a partir de 2017, com deságio bem agressivo de aproximadamente 60% para o LEN 4/2017, embora tenham sido contratados apenas dois projetos. O patamar de preços continuou próximo para os leilões seguintes e só observou elevação a partir de 2021. O preço-teto para cada leilão também é representado com pouca oscilação ao longo dos anos. A Figura 16 apresenta todos os valores em moeda de 31/12/2021, corrigidos por IPCA.

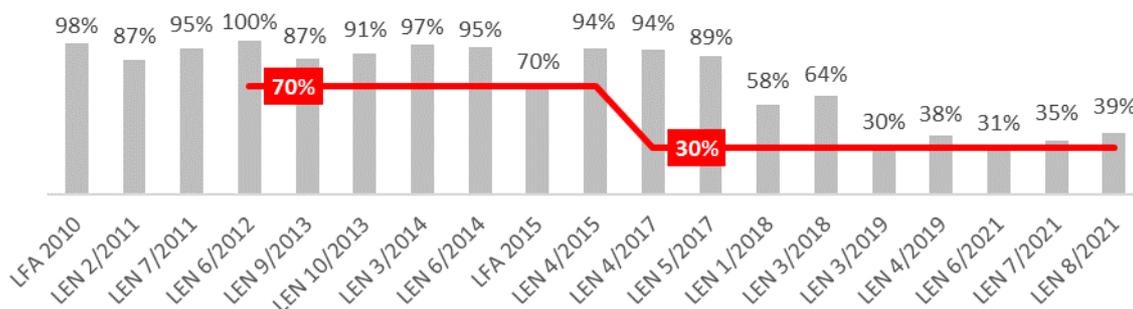
Figura 16 – LFA e LEN: Preço Ponderado Corrigido, em R\$/MWh (Dez/21)



Fonte: Elaboração própria

Excluindo-se os Leilões de Reserva, em que a energia gerada pela usina integralmente está alocada nos contratos de reserva e há impossibilidade de comercialização de energia dos empreendimentos em outros contratos, a contratação nos Leilões de Energia Nova e de Fontes Alternativas indicam um mínimo da garantia física de cada empreendimento que deve ser comercializado no ambiente regulado. Ao verificar os editais, encontra-se a informação que reflete esta diretriz do MME. Para os leilões anteriores a 2012, para a fonte eólica, não há informação expressa sobre o mínimo a ser comercializado no ambiente regulado por cada empreendimento. O primeiro limitador foi expresso no Leilão 6/2012, com o montante mínimo de 70%, que perdurou até o Leilão 4/2017, quando o mínimo foi reduzido para 30%, possibilitando ao empreendedor destinar a maior parte da energia em contratos no Ambiente Livre. A análise da Figura 17 permite verificar o comportamento ao longo dos anos, destacando-se nas colunas a relação do percentual de garantia física comercializado nos leilões em contraste com o mínimo estipulado.

Figura 17 – LFA e LEN: Percentual mínimo no ACR estabelecido em edital



Fonte: Elaboração própria, a partir dos resultados dos Leilões divulgados pela ANEEL

Destaca-se que há um mínimo a ser comercializado, mas o empreendedor tem a possibilidade de destinar integralmente a energia para o mercado regulado. Entre 2010 e 2017 observa-se a tendência de comercialização de patamar próximo de 100% da energia no ACR. A partir de 2018, quando a fonte eólica deixou de comercializar em contratos por disponibilidade e passou para contratos por quantidade, houve um movimento de aproximação ao mínimo necessário destinado ao ACR. Tal comportamento, inclusive, gerou bastante discussão no setor.

Atualmente os leilões possuem uma fase em que empreendimentos disputam entre si a capacidade de escoamento, para depois entrar em disputa ampla com outros projetos, para vender o montante demandado pelas distribuidoras. Além de garantir a conexão dos empreendimentos, em região com restrição de escoamento e às vezes até mesmo de transformação, os leilões de geração apresentam ainda outro diferencial ao garantir a estabilidade da TUST durante todo o período de outorga. O assunto é disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013, de 27 de junho de 2013, em seus artigos 3º, 4º e 5º [ANE 13]:

Art. 3º As TUST do segmento geração serão estabelecidas de forma que:

I – será calculada uma tarifa para cada ciclo tarifário até o fim do horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDE em vigência, a partir da base de dados com a configuração do SIN e os investimentos previstos na expansão da Rede Básica; e

II – a TUST para cada central de geração será a média aritmética das tarifas obtidas no inciso I, desconsiderando as calculadas para ciclos posteriores ao da vigência de sua outorga.

Art. 4º Cada nova central de geração participante de leilão de energia nova terá, junto ao edital do certame, TUST estabelecida conforme o disposto no art. 3º e com validade, caso seja vencedora no certame, durante a vigência da sua outorga.

Art. 5º Cada nova central de geração não vencedora ou não participante de leilão de energia nova terá, à época da outorga, TUST estabelecida conforme disposto no art. 3º e com vigência por dez ciclos tarifários.

A Associação Brasileira de Comercializadores de Energia – Abraceel, criou um grupo técnico para debater a diferenciação existente entre projetos no ambiente regulado e no ambiente livre: “O resultado dos últimos leilões chamou atenção, uma vez que alguns agentes venderam no ACR o volume mínimo obrigatório para bid, com o objetivo, entre outros, de estabilizar a TUST por todo o período do empreendimento” [ABR 20]. A estabilização da TUST visou eliminar um risco adicional do projeto, tornando os preços mais competitivos nos leilões regulados, mas conferiu diferenciação entre projetos e distorções para o custeio do uso do sistema de transmissão, que deveria ser distribuindo igualmente entre os consumidores e geradores. Tal pleito, inclusive, demonstra uma tendência verificada nos últimos anos com a abertura do mercado, do desenvolvimento de projetos para o Mercado Livre.

Para análise da geração verificada para os projetos que comercializaram nos leilões regulados foram consultadas as notas técnicas da EPE de Cálculo e Revisão de Garantia Física de Empreendimentos Eólicos com Base na Geração de Energia Elétrica Verificada, divulgadas anualmente desde 2016 a partir dos dados de geração registrados pela CCEE, com medições realizadas no ponto de conexão de

cada usina. A revisão de garantia física é muito importante para evitar a insuficiência de lastro para os contratos comercializados, causando um desequilíbrio entre os geradores. Foram analisados os seguintes documentos disponíveis no site da empresa [EPE 22]:

- EPE-DEE-RE-083/2016-r1: Geração Verificada em 2015
- EPE-DEE-RE-060/2017-r0: Geração Verificada em 2016
- EPE-DEE-RE-085/2018-r0: Geração Verificada em 2017
- EPE-DEE-NT-063/2019-r1: Geração Verificada em 2018
- EPE-DEE-NT-054/2020-r0: Geração Verificada em 2019
- EPE-DEE-NT-109/2021-r0: Geração Verificada em 2020

Os procedimentos e metodologias para cálculo e revisão de garantia física dos empreendimentos eólicos foram estabelecidos pela Portaria MME nº 416/2015, de 1º de setembro de 2015, para projetos no ACR e ACL, restando excluídos aqueles que comercializaram energia no âmbito do Proinfa e em Leilões de Reserva. A revisão de garantia física ocorre quando a geração média verificada é inferior a 90% da garantia física vigente ou superior a 105% e a partir do décimo terceiro mês de operação. Por esse motivo, os empreendimentos licitados até 2015 já passaram por processos de revisões, desde que não tenha ocorrido atraso significativo no início da operação. A EPE faz a análise e divulga os casos em que há alteração de garantia física ou a manutenção dos valores de referência. O extrato dos resultados é apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – LFA e LEN: Resultados de Processos de Revisão de Garantia Física

Leilão	Quantidade Máxima de Revisões	Projetos que Passaram por Verificação	Garantia Física		
			Constante	Aumento	Redução
LFA 2010	6	49	21	7	21
LEN 2/2011	6	42	8	3	31
LEN 7/2011	5	28	17	3	8
LEN 6/2012	1	1	1	0	0
LEN 9/2013	5	36	11	3	22
LEN 10/2013	3	63	39	17	7

LEN 3/2014	4	18	13	0	5
LEN 6/2014	2	33	26	7	0
LFA 2015	3	3	2	1	0
LEN 4/2015	3	19	7	1	11
LEN 5/2017	1	4	4	0	0

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da EPE

Para os leilões LFA 2010 e LEN 2/2011 há projetos que passaram por todos os processos de revisão de Garantia Física promovidos pela EPE, somando seis verificações anuais. Nota-se uma predominância de redução de garantia física para os projetos do LEN 2/2011 e LEN 9/2013, quando para os demais os valores de garantia física foram mantidos constantes ao longo dos anos, demonstrando que a geração verificada está de acordo com a expectativa no momento do leilão.

Ao analisar os dados dos projetos do Proinfa e Leilões de Reserva restou a comprovação da importância de delimitar quais projetos efetivamente foram viabilizados e quais enfrentaram problemas para construção e não foram implantados. Além disso, conforme citado anteriormente, a partir de 2017 ocorreu a descontratação de muitos projetos para solucionar um problema de sobra de energia das distribuidoras diante da frustração do crescimento de demanda. A CCEE promoveu Mecanismo de Descontratação de Sobras e Déficits – MCSD, inclusive com um produto específico para Leilões de Energia Nova, em que empreendedores poderiam reduzir o montante de energia comercializado no leilão ou até mesmo proceder com a rescisão do CCEAR. O resultado do processo ocorrido em 2017 é exibido na Tabela 7.

Tabela 7 – LFA e LEN: Quantitativo de Projetos com Adesão ao MSCD

Leilão	Projetos Contratados	Projetos Cancelados/Não Construídos	MCSD 2017 (Rescisão CCEAR)
LEN 2/2011	44	1	24
LEN 6/2012	10	8	1
LEN 9/2013	39	0	12

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da CCEE

4 Conclusões

Nos últimos 20 anos a fonte eólica assumiu protagonismo na matriz elétrica brasileira. Estudos desde a década de 70 já indicavam o potencial existente para a geração a partir dos ventos, mas faltava uma política clara de promoção de fontes alternativas para a expansão do parque gerador nacional. Para alcançar tamanho sucesso, o governo federal propiciou um ambiente favorável para os investidores e agiu como facilitador para superar tantos obstáculos que uma nova tecnologia enfrenta. Os subsídios se deram por: (i) redução de custos operacionais, como o desconto no uso de rede de transmissão ou distribuição; (ii) redução de carga tributária sobre os investimentos em fonte eólica, com isenção ou redução de alíquotas de impostos de importação, ICMS e PIS/COFINS (REIDI); (iii) linhas de financiamento competitivos, via BNDES e; (iv) oferta de contratos de energia com valor suficiente para viabilização dos projetos.

Neste sentido, o Proinfa foi um importante marco e, de certa maneira, alcançou seus objetivos, promovendo a tecnologia e estruturando projetos de grande porte em vários estados brasileiros. Entretanto, os preços experimentados no programa, em média de R\$ 680/MWh se mostram bem superiores ao observados nos contratos atualmente, da ordem de R\$ 160/MWh no Leilão 8/2021 e que possuem fator de capacidade mais elevados, de empreendimentos mais modernos e eficientes. Justamente por isso, a renovação de 20 anos proposta através da Lei nº 14.182/2021 gerou debate no setor.

O caminho traçado para a continuação do crescimento da fonte eólica se deu por intermédio dos leilões de geração, no ambiente regulado. Inicialmente como Energia de Reserva, mas rapidamente em Leilões de Energia Nova, competindo com outras fontes e viabilizando inúmeros projetos. Embora seja uma fonte estocástica criou-se um arcabouço para delimitação de incertezas de produção de energia, desde o cálculo da garantia física até as revisões anuais, evitando problemas de lastro. Entretanto, observa-se tendência de frustração da geração. Durante os processos anuais de revisão de garantia física com base na energia verificada, em média 36% dos projetos dos Leilões de Fontes Alternativas e de Energia Nova sofreram redução de garantia física.

Para o futuro, há uma tendência e movimento para a redução de subsídios no setor elétrico. A retirada do desconto das tarifas de uso da rede de transmissão e

distribuição para novos projetos já demonstra esse novo momento para as fontes alternativas, que precisarão continuar seu desenvolvimento em busca de maior eficiência e mantendo-se competitivas. Inclusive, já existe um movimento de migração de projetos para o Ambiente de Contratação Livre, em busca de condições mais favoráveis de retorno dos projetos, como o enquadramento como autoprodução.

Há aspectos que podem ser analisados, em continuação ao trabalho desenvolvido, como o impacto econômico-financeiro da geração verificada menor dos projetos eólicos leiloados, o custo dos subsídios ofertados para desenvolvimento desta fonte e a evolução dos parâmetros operacionais dos projetos ao longo dos anos, como a altura das torres, diâmetro do rotor, potência nominal das máquinas e a relação existente com o fator de capacidade e a produção energética verificada.

Será um futuro de novos desafios, mas o maior passo já foi dado.

Referências Bibliográficas

[ABR 20] Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – Abraceel. Isonomia no prazo de estabilidade do cálculo das tarifas TUST. Disponível em: “<https://abraceel.com.br/blog/2020/02/isonomia-no-prazo-de-estabilidade-do-calculo-das-tarifas-tust-2/>”. Acesso em: 4 de maio de 2022.

[ACE 07] Instituto Acende Brasil. 1º Leilão de Alternativas: Análise Pós-Leilão. Disponível em: “<https://acendebrasil.com.br/leiloes/1-leilao-de-alternativas/>”. Acesso em: 23 de abril de 2022.

[AMA 01] AMARANTE, Odilon; ZACK, Michael; SÁ, Antonio. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília, 2001.

[ANE 04] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Brasil). Resolução Normativa nº 64, de 5 de maio de 2004. Disponível em: “<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004062.pdf>”. Acesso em: 6 de março de 2022.

[ANE 13] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Brasil). Resolução Normativa nº 559, de 27 de junho de 2013. Disponível em: “<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013559.pdf>”. Acesso em: 30 de abril de 2022.

[ANE 22] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Brasil). Resultado dos Leilões de Geração. Disponível em: “https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioeindicadores/leiloes/Resultado_leiloes_geracao.xlsx”. Acesso em: 10 de abril de 2022.

[ANE 22] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Brasil). Sistema de Informação de Geração da Aneel – SIGA. Disponível em: “[\[BND 04\] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES \(Brasil\). Programa de Apoio Financeiro a Investimento em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no Âmbito do Proinfa. Disponível em: “\[https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfa/01_Programa%20de%20Apoio%20Financeiro%20do%20BNDES%20a%20Investimentos%20do%20PROINFA.pdf\]\(https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfa/01_Programa%20de%20Apoio%20Financeiro%20do%20BNDES%20a%20Investimentos%20do%20PROINFA.pdf\)”. Acesso em: 27 de fevereiro de 2022.](https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzd kNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5Yz AxNzBIMSIsImMiOjR9””.</p></div><div data-bbox=)

[BRA 88] Brasil. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: “http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm”. Acesso em: 6 de março de 2022.

[BRA 96] Brasil. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Disponível em: “http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm”. Acesso em 5 de março de 2022.

[BRA 02] Brasil. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: “http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm”. Acesso em: 27 de fevereiro de 2022.

[BRA 04] Brasil. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Disponível em: “http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm”. Acesso em 16 de abril de 2022.

[BRA 21] Brasil. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Disponível em: “<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.120-de-1-de-marco-de-2021-306116199>”. Acesso em: 26 de fevereiro de 2022.

[CCE 17] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (Brasil). Regras de Comercialização: Contratos. Disponível em: “https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/ccee_377240”. Acesso em: 16 de junho de 2022.

[CEP 17] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Atlas do Potencial Elétrico Brasileiro: Simulações 2013. Rio de Janeiro: CEPEL, 2017.

[COM 97] Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz (Ministério da Economia, Brasil). Disponível em: “https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/1997/CV101_97”. Acesso em 7 de maio de 2022.

[ELE 04] Eletrobras. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa. Disponível em: “<https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfa>”. Acesso em: 26 de fevereiro de 2022.

[ENE 22] Energimp. Institucional: Trajetória Energimp. Disponível em: “<https://energimp.com.br/institucional/>”. Acesso em 14 de maio de 2022.

[EPE 18] Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil). Participação de Empreendimentos Eólicos nos Leilões de Energia no Brasil: Evolução dos Projetos Cadastrados e Suas Características Técnicas. EPE: Rio de Janeiro, 2018.

[EPE 21] Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil). Balanço Energético Nacional. EPE: Rio de Janeiro, 2021.

[EPE 22] Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Brasil). Plano Decenal de Expansão 2031. EPE: Rio de Janeiro, 2022.

[EPE 22] Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Brasil). Cálculo e Revisão de Garantia Física por Geração Verificada. Disponível em: “<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/calculo-e-revisao-de-garantia-fisica-por-geracao-verificada>”. Acesso em 13 de março de 2022.

[GAN 09] GANIM, Antonio. Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis. Synergia: Canal Energia. Rio de Janeiro, 2009, p.255-259.

[MAC 17] Machado Meyer Advogados. Principais Regras do Edital do Leilão de Descontratação de Energia de Reserva. Disponível em: “<https://www.machadomeyer.com.br/pt/inteligencia-juridica/publicacoes-ij/financiamento-de-projetos-e-infraestrutura-ij/principais-regras-do-edital-do-leilao-de-descontratacao-de-energia-de-reserva>”. Acesso em 5 de maio de 2022.

[MME 04] Ministério de Minas e Energia – MME. Portaria MME nº 45, de 30 de março de 2004. Disponível em: “https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfa/Portaria_MME_n_45-2004.pdf”. Acesso em 27 de fevereiro de 2022.

[TCU 14] Tribunal de Contas da União (Brasil). Acórdão TCU nº 2.316/2014. Disponível em: “https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/#/documento/acordao-completo*/NUMACORDAO:2316%20ANOACORDAO:2014%20COLEGIADO:'Plen%C3%A1rio'/DTRELEVANCIA%20desc,%20NUMACORDAOINT%20desc/0”. Acesso em: 6 de maio de 2022.

[TOL 16] TOLMASQUIM, Maurício. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. EPE: Rio de Janeiro, 2016, p.21-55, p.237-258.