

Universidade de São Paulo
Programa de Educação Continuada PECE – Escola Politécnica

Alessandra Camilla do Amaral

**Barreiras e propostas de políticas de inserção da Biomassa como fonte de
energia**

São Paulo

2014

Alessandra Camilla do Amaral

Barreiras e propostas de políticas de inserção da Biomassa como fonte de energia

Monografia apresentada ao PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia da Escola Politécnica para conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Orientadora: Professora Suani Teixeira Coelho

São Paulo

2014

FICHA CATALOGRÁFICA

Amaral, Alessandra Camilla do.

Barreiras e propostas de políticas de inserção da Biomassa como fonte de energia / A. C. do Amaral. – São Paulo, 2014.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia – PECE.

1. Energias Renováveis 2. Geração por uso da Biomassa I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica Programa de Educação Continuada em Engenharia – PECE II.t.

**Aos meus pais Sandra S.C. do
Amaral e Antônio Carlos do Amaral
Filho.**

**Aos meus irmãos Antônio Carlos do
Amaral Neto e Anna Carolina do
Amaral.**

AGRADECIMENTOS

Esta pós-graduação é mais um sonho realizado, e se não fosse por uma série de pessoas presentes em minha vida em diferentes momentos, nunca teria chegado até aqui.

Agradeço primeiramente a minha orientadora Professora Suani Teixeira Coelho, pelo brilhantismo e auxílio e incentivo nos momentos de dificuldades enfrentados nesta reta final da monografia.

Durante toda minha vida pude contar com o apoio de minha família, e então aos meus pais Antônio Carlos e Sandra, irmãos Carlinhos e Carol, tios Renato, Beto e Suely, avós Rachel, João e Tinina e primos Renato, Maria, Lara e Thiago tenho o mais profundo agradecimento, tenho um grande privilégio de poder contar com essas pessoas em minha vida.

Agradeço àqueles amigos (que posso chamar de irmãos) que desde a época de colégio, estão me dando forças, Caio Mendes e Isabele Moretti.

À minha amiga Giulia De Salve, que me apoia desde nossa graduação, também um grande muito obrigada pelo companheirismo e que sigamos sendo colegas de profissão por muitos e muitos anos.

Depois vem àquelas pessoas que surgem em momentos inesperados, que são duas amigas que também são um tanto especiais em minha vida, cada uma de uma forma diferente. Quero deixar meus sinceros agradecimentos à Beatriz Gandini e a Gabriella Cardoso.

Por fim agradeço a todos os professores do PECE e principalmente aos meus parceiros de pós-graduação Lelis, Hina, Morilla e Eli.

“As pessoas entram em nossa vida por acaso, mas não é por acaso que elas permanecem.”

Lilian Tonet

RESUMO

O Brasil é um país privilegiado em sua composição da matriz elétrica devido à grande disponibilidade de recursos renováveis, aproximadamente 70% da sua matriz elétrica provém de fontes renováveis. A matriz mundial não conta com o mesmo privilégio e possui somente em torno de 20% de energia renovável em sua matriz elétrica.

Dentro desta realidade, durante muitos anos o Brasil optou pela exploração dos recursos hidráulicos utilizando grandes reservatórios. Este cenário, no entanto, está sendo modificado, devido aos impactos ambientais que a construção de grandes hidráulicas e seus reservatórios acarretam. Neste contexto a eólica ganhou espaço por se tratar uma fonte renovável de menor impacto ambiental e com grande potencial na região nordeste do país, tendo recebido vários incentivos para sua viabilização econômica.

Entretanto, atualmente, a energia eólica acabou por contribuir para deslocar as possíveis participações de outras renováveis. O modelo atual de leilões no Brasil traz como único produto garantia física que as diferentes fontes ofertam, podendo elas competir entre si. Este modelo trouxe um acúmulo de projetos eólicos viabilizados na região nordeste, uma vez que a eólica por razões conjunturais está levando vantagem competitiva ante a geração por Biomassa, PCH e a Fotovoltaica. Pode-se notar então que este modelo de leilões está contribuindo para um descasamento entre carga e garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN), em que dentro do decênio as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul se tornam importadoras de energia enquanto as regiões Norte e Nordeste se tornam exportadoras.

Dentro deste contexto leilões regionais e por fonte podem trazer uma melhor distribuição entre carga e garantia física, bem como uma maior diversidade na composição da matriz elétrica brasileira.

Assim, a partir da discussão das barreiras existentes são necessárias políticas de adequação dos modelos de contratação de energia a partir de leilões e/ou haja uma equalização nos benefícios concedidos às diferentes fontes renováveis.

ABSTRACT

Brazil is a privileged country in composition of the electric matrix due to the wide availability of renewable resources, approximately 70% of its energy comes from renewable sources. The world does not have the same privilege and has only around 20% of renewable energy in its energy mix.

Within this reality, for many years, Brazil opted for the exploration of water resources with large reservoirs. This scenario, however, is being modified due to environmental impacts that the construction of major water reservoirs. In this context wind power gained space because it is a renewable source of low environmental impact with great potential in the northeast of the country.

However, currently, the wind power turned out to displace the possible participation of other renewable. The current model of auctions in Brazil has as single product the guaranteed energy that the different sources proffer, and they compete with each other. This model brought an accumulation of wind projects in the Northeast, since the wind power generation for many reasons is leading competitive advantage compared to the generation of biomass, SHP and Photovoltaics.

Then it may be noted that this auction model is contributing to a mismatch between load and guaranteed energy generation of the National Interconnected System (SIN), where, within the decade the Southeast / Midwest and South and become energy importers while North and Northeast regions become exporters.

In this context regional auctions and by source can bring a better distribution between load and energy supply as well as greater diversity in the composition of the Brazilian electric energy matrix.

Therefore, adequacies of policies are needed in energy contracting models from auctions and / or an equalizer in the benefits granted to different renewable sources.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Histórico de evolução da carga no SIN e por região.	13
Figura 2 – Distribuição de energia contratada no 19º Leilão de Energia Nova por fonte.	16
Figura 3 – Capacidade Instalada no Brasil.....	18
Figura 4 – Matriz de oferta de eletricidade mundial e brasileira em 2013.	19
Figura 5 – Evolução da Matriz elétrica Brasileira no horizonte decenal.	20
Figura 6 – Variação em % dos reservatórios.	21
Figura 7 – Expansão planejada para a geração térmica.	23
Figura 8 – Usinas de Biomassa no Brasil.....	27
Figura 9 – Preço médio da energia proveniente de novos empreendimentos de geração.	32
Figura 10 – Comparativo entre os Planos Decenais.	33
Figura 11 – Últimos leilões realizados e previsão de início de entrega de fornecimento.	36
Figura 12 – Garantia Física e carga projetada no SIN por subsistema.	40
Figura 13 – Balanço de Garantia Física na região SE/CO + Itaipu.	41
Figura 14 – Balanço de Garantia Física na região S.....	42
Figura 15 – Balanço de Garantia Física na região NE.	43
Figura 16 – Balanço de Garantia Física na região N + BM + MAN/AP/BV.....	43
Figura 17 – Balanço de Garantia Física na região AC/RO + T. Pires + Tapajós.....	43
Figura 18 – Balanço de Garantia Física no SIN.	44
Figura 19 – Porcentagem de participação do consumo do SIN de cada submercado.	45
Figura 20 – Diagrama do SIN.....	46
Figura 21 – Intercâmbio Líquido em cada um dos submercados.	47
Figura 22 – Balanço de garantia física e carga de cada subsistema e do SIN.	48
Figura 23 – PLD mensal de 2003 a 2014 e PLD mensal do ano de 2014.....	53
Figura 24 – Média do PLD mensal por ano.....	54
Figura 25 – Distribuição da contratação de Garantia Física por fonte do Leilão A-5.	56

Figura 26 – Distribuição da contratação de Garantia Física por submercado do Leilão A-5.....	56
----------------------------------------------------------------------------------------------	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução da Carga por região e do SIN.....	14
Tabela 2 – Crescimento de consumo por classe.	14
Tabela 3 – Projeção de crescimento no PIB (Produto Interno Bruto).....	15
Tabela 4 – Evolução da capacidade Instalada por fonte de geração.	26
Tabela 5 – Exigência de Mecanização da colheita de cana ao longo dos anos.....	29
Tabela 6 – Energia do Bagaço de Cana Comercializada nos Certames.....	30
Tabela 7 – Análise Pré-Leilão dos leilões 12º LEN, 13º LEN, 15º LEN, 16º LEN, 17º LEN, 18º LEN e 19º LEN: Total Inscrito em MW por fonte e em porcentagem.	37
Tabela 8 – Total viabilizado em % nos leilões 12º LEN, 13º LEN, 15º LEN, 16º LEN, 17º LEN, 18º LEN e 19º LEN.	38
Tabela 9 – Resumo dos resultados dos últimos sete leilões.....	38
Tabela 10 – Balanço em MWméd por região e do SIN.	44
Tabela 11 – Porcentagem de participação do consumo do SIN de cada submercado.	45
Tabela 12 – Reajustes tarifários em 2014 de algumas das principais distribuidoras do Brasil.	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PDE – Plano Decenal Energético

MME – Ministério de Minas e Energia

EPE – Empresa de Pesquisa Energético

ONS – Operador Nacional do Sistema

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

PIB – Produto Interno Bruto

SIN – Sistema Integrado Nacional

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

GF – Garantia física

IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia Elétrica

LEN – Leilão de Energia Nova

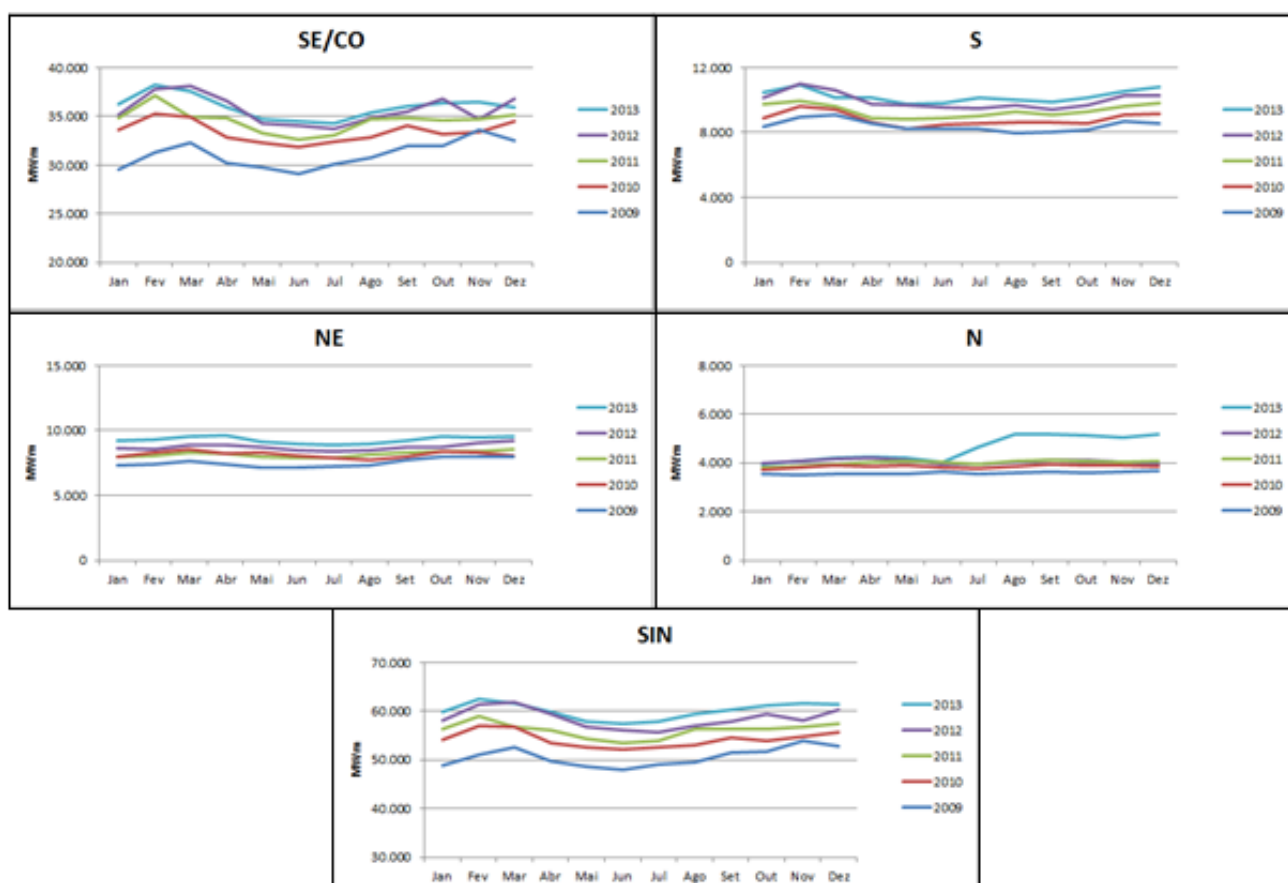
MW – Megawatt

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
2. OBJETIVO.....	17
3. A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	18
3.1. GERAÇÃO HIDRÁULICA.....	20
3.2. GERAÇÃO TÉRMICA	22
3.3. GERAÇÃO NUCLEAR	24
3.4. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	24
3.5. GERAÇÃO EÓLICA	25
3.6. A BIOMASSA NO BRASIL.....	27
3.6.1. BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	28
3.6.2. PARTICIPAÇÃO ATUAL NA MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL.....	30
3.6.3. PERSPECTIVAS E DESAFIOS PARA A BIOMASSA NO BRASIL	31
4. LEILÕES NO BRASIL E BALANÇO DE CARGA E GERAÇÃO	35
4.1. ANÁLISE DOS ÚLTIMOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA REALIZADOS..	36
4.2. DISCUSSÃO ACERCA DOS LEILÕES REGULADOS	39
5. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	46
6. O CUSTO REAL DE ENERGIA VIABILIZADA NO NORDESTE E AS BARREIRAS ENFRENTADAS PELA GERAÇÃO COM O USO DA BIOMASSA	50
7. O CENÁRIO ATUAL DO MERCADO DE ENERGIA	53
8. CONCLUSÃO	57
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	59

1. INTRODUÇÃO

Como um país em desenvolvimento, o Brasil vem apresentando ano a ano um aumento em seu consumo de energia elétrica. Este crescimento, relatado na Figura 1, não se dá somente pelo desenvolvimento da indústria, mas também pelo crescimento populacional e aumento de consumo nas residências do país.



Fonte: ONS. Elaboração própria.

Figura 1 – Histórico de evolução da carga no SIN e por região.

A Figura 1 mostra que a região sudeste/centro-oeste possui grande parcela no consumo total do Sistema Interligado Nacional – SIN, correspondendo a aproximadamente 60 %. Nota-se também que os maiores picos de consumo se dão nos meses de dezembro a abril, ligados à principalmente ao verão nesta região.

Neste contexto, no último Plano Decenal Energético – PDE divulgado, o Ministério de Minas e Energia – MME e a Empresa de Pesquisas Energética – EPE, o crescimento do SIN de 2014 a 2023 seria de em média 4,1% ao ano. A Tabela 1, retirada do próprio relatório divulgado mostra esta variação também por submercado.

Tabela 1 – Evolução da Carga por região e do SIN.

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
	GWh						
2014	38.233	71.466	286.157	83.368	479.224	2.162	481.385
2018	47.425	84.921	337.365	97.120	566.831	1.826	568.657
2023	56.859	104.213	407.815	117.802	686.688	2.302	688.990
Período	Variação (% a.a.)						
2013-2018	8,1	4,3	4,1	3,7	4,4	-20,3	4,2
2018-2023	3,7	4,2	3,9	3,9	3,9	4,7	3,9
2013-2023	5,9	4,2	4,0	3,8	4,1	-8,7	4,0

Fonte: PDE 2014-2023.

Como se verifica na Tabela 1, a região norte possui variação maior na previsão da evolução de carga perante as outras, devido à principalmente à interligação de Manaus ao SIN, que estava prevista para e junho de 2013 (ainda em período de teste).

A Tabela 2 representa a expectativa de crescimento de consumo por classe.

Tabela 2 – Crescimento de consumo por classe.

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
	GWh				
2014	129.983	191.333	87.378	72.691	481.385
2018	154.879	222.148	108.359	83.271	568.657
2022	189.934	257.714	142.660	98.682	688.990
Período	Variação (% a.a.)				
2013-2018	4,4	3,8	5,3	3,4	4,2
2018-2023	4,2	3,0	5,7	3,5	3,9
2013-2023	4,3	3,4	5,5	3,4	4,0

Fonte: PDE 2014-2023.

Pode-se notar, nesta Tabela 2, que os setores comercial e residencial é que possuem maior expectativa de crescimento em porcentagem, dentro do plano decenal.

Vale citar aqui que a situação econômica do país e expectativa de crescimento de PIB em 2013 era mais otimista do que o cenário atual de crescimento do país. A Tabela 3 abaixo mostra o comparativo entre a expectativa de crescimento do PIB em 2013 com a expectativa atual.

Tabela 3 – Projeção de crescimento no PIB (Produto Interno Bruto).

Crescimento PIB em %		
	Projeção PDE (valores médios)	Projeção Banco Central (agosto de 2014)
2014	4,10	0,90
2015	4,10	1,30
2016	4,10	2,41
2017	4,10	2,78
2018	4,10	2,85

Fontes: PDE 2014-2023 e Banco Central. Elaboração própria.

Independentemente da ressalva realizada anteriormente, este trabalho se embasará no último PDE divulgado para previsão de aumento de carga – o que pode não se concretizar.

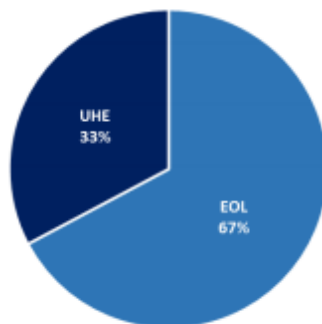
A fim de assegurar o suprimento da carga que será acrescida, o governo promove leilões regulados, para assegurar a expansão do parque energético do país. Estes leilões podem ser de energia nova ou existente e seus tipos e particularidades serão retratados ao longo deste trabalho.

Os leilões regulados têm como único produto a garantia física que uma dada usina pode fornecer, devendo as diferentes fontes, localizadas em locais distintos, competirem entre si.

A garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN) corresponde à quantidade máxima de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. A garantia física de um empreendimento é, portanto quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia podem comercializar.

No contexto dos últimos leilões realizados, em que o produto final era somente a garantia física, em que as diferentes fontes em distintos locais deveriam competir entre si, a Biomassa têm sofrido desvantagens, pois não tem conseguido viabilizar seus projetos ante os empreendimentos Eólicos no Nordeste.

O retrato deste cenário é o 19º Leilão de Energia Nova. A Figura 2 mostra a distribuição da energia contratada por fonte.



Fonte: Análise Pós-Leilão – Instituto Acende Brasil.

Figura 2 – Distribuição de energia contratada no 19º Leilão de Energia Nova por fonte.

A Figura 2 mostra que 67% da energia contratada no 19º Leilão de Energia Nova foram de empreendimentos eólicos, no caso, a maioria localizada na região Nordeste.

Será discutido neste trabalho o efeito que a viabilização em excesso de geração em um dado subsistema (Nordeste) ocasiona, sendo que a maior necessidade de suprimento de carga está localizado em outro (Sudeste/Centro-Oeste), bem como propostas de políticas adequadas para adequar o descasamento entre carga e geração no SIN.

2. OBJETIVO

A expansão da matriz elétrica brasileira se dá pela viabilização de empreendimentos em leilões de energia nova. Nos últimos leilões realizados, diferentes fontes, em distintas regiões, competiram entre si a fim de fornecimento com menor tarifa possível. Nestas condições a energia eólica vem tendo enorme vantagem uma vez que possui uma série de fatores, o que a tornou mais competitiva, entre estes fatores estão subsídios governamentais, desenvolvimento da indústria interna e do mercado externo.

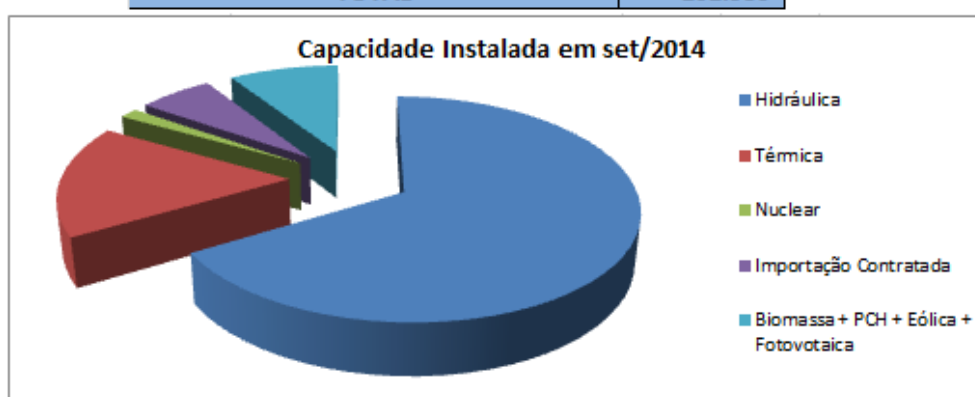
Portanto, este trabalho tem como objetivo principal analisar as barreiras existentes à inserção da biomassa no planejamento de expansão da matriz elétrica brasileira e propor políticas para adequação deste cenário. Dentro deste contexto maior, este trabalho também tem como objetivo analisar cada uma das fontes que compõem a matriz brasileira bem como analisar a projeção de carga em comparação com o aumento da garantia física do SIN.

3. A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

O Brasil possui uma matriz elétrica bastante diversificada, na qual podemos destacar o uso extenso de energias renováveis.

A Figura 3 mostra a capacidade instalada de energia elétrica em setembro de 2014 no Brasil.

Fonte	MW	%
Hidráulica	87.768	66%
Térmica	21.984	17%
Nuclear	1.990	2%
Importação Contratada	8.170	6%
Biomassa + PCH + Eólica + Fotovoltaica	12.073	9%
TOTAL	131.985	



Fonte: BIG 2014. Consultado em 13/09/2014.

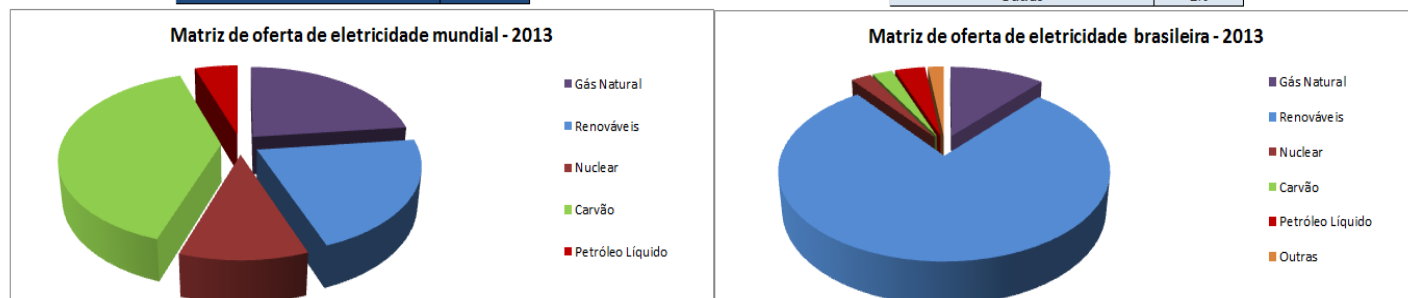
Figura 3 – Capacidade Instalada no Brasil.

Nota-se na Figura 3 que a Matriz elétrica Brasileira é predominantemente renovável, acima dos 70%, podendo considerar o Brasil um país privilegiado em sua composição energética, pela disponibilidade de recursos naturais em seu território, contando com mais de 1.100 empreendimentos hidráulicos, 180 eólicos e 400 de Biomassa (BIG 2014).

Este privilégio pode ser verificado ao se comparar a matriz brasileira com a mundial. A Figura 4 mostra a matriz de oferta de eletricidade mundial e no Brasil no ano de 2013.

Fonte	%
Gás Natural	23%
Renováveis	21%
Nuclear	11%
Carvão	40%
Petróleo Líquido	5%

Fonte	%
Gás Natural	11%
Renováveis	78%
Nuclear	2%
Carvão	2%
Petróleo Líquido	4%
Outras	2%



Fontes: EPE 2013, IEA 2013 e MME 2013. Elaboração própria

Figura 4 – Matriz de oferta de eletricidade mundial e brasileira em 2013.

É importante notar na Figura 4 a diferença entre a oferta de eletricidade mundial e brasileira no ano de 2013. O Brasil apresentou aproximadamente 78% de seus recursos provindos de fontes renováveis enquanto que na matriz mundial esta participação é em torno de 21%. Os combustíveis fósseis, por sua vez, corresponderam a 19,2% na matriz brasileira enquanto no cenário mundial este valor atingiu 68,1%.

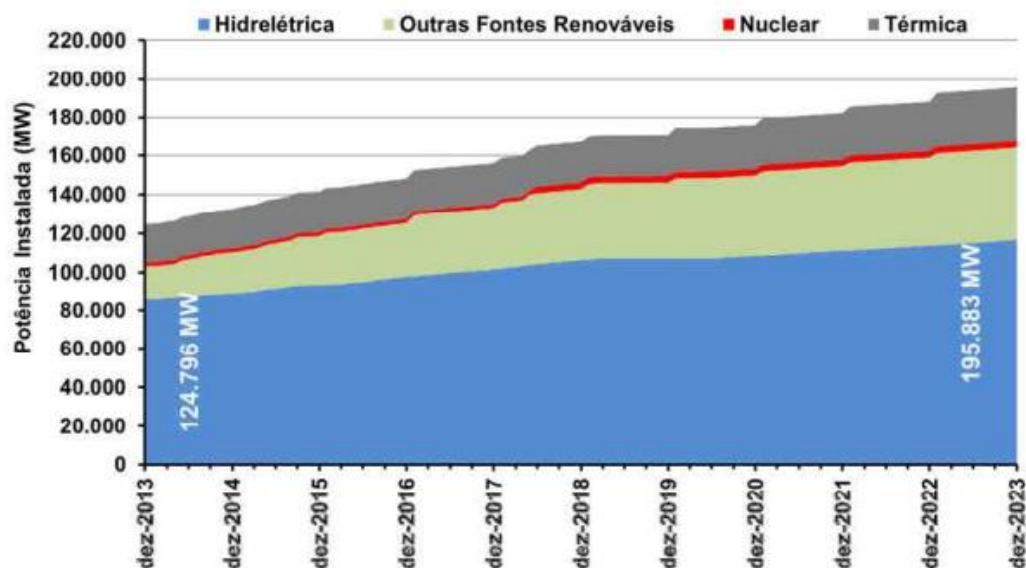
A preferência de uma fonte ante a outras em cada país tem relação direta com a disponibilidade de recursos em cada local. Na Rússia, por exemplo, grande parte da geração de energia depende do gás natural, que possui grande abundância na região¹, nos EUA grande parte da geração se dá por térmicas, devido também à falta de recursos hídricos para suprir a alta demanda², bem como na China, que possui um consumo monstruoso e está optando pela instalação de térmicas a carvão para suprir sua demanda³.

¹ A Rússia possui cerca de 45 trilhões de metros cúbicos de reservas de gás natural (IEA, 2011, p. 303), isto é, aproximadamente um quarto do total mundial (EIA 2013).

² Segundo dados do EIA de 13 de Junho de 2014, em 2013, 85% da geração do país foi provinda de térmicas a carvão, gás e nuclear, e somente 7% da geração provinda de fontes hídricas.

³ Segundo dados do EIA de 04 de fevereiro de 2014, a China é o maior produtor e consumidor de carvão do mundo e é responsável por quase metade do consumo de carvão do mundo. A China foi o maior gerador de energia do mundo a partir de 2011. Os combustíveis fósseis, especialmente o carvão, continuam a ser as principais fontes de geração de eletricidade do país e capacidade instalada.

Segundo o relatório PDE 2014-2023, a perspectiva é que no fim do plano decenal a país atinja 196 GW de potência instalada, representando quase 50% do crescimento da matriz atual (conforme ilustra a Figura 5).



Fonte: PDE 2014-2023.

Figura 5 – Evolução da Matriz elétrica Brasileira no horizonte decenal.

É importante notar que a perspectiva da evolução da Matriz elétrica Brasileira é que ela se mantenha com uma base renovável, seguindo com uma grande participação hidráulica, e aumentando a participação de outros tipos de renováveis.

A seguir ainda neste capítulo serão analisadas cada uma das fontes utilizadas no Brasil.

3.1. GERAÇÃO HIDRÁULICA

A hidroeletricidade no Brasil, conforme mostrado na Figura 3 representa aproximadamente 66% da capacidade instalada do país⁴. Pode-se destacar dentro deste cenário a importância dos grandes reservatórios instalados na região

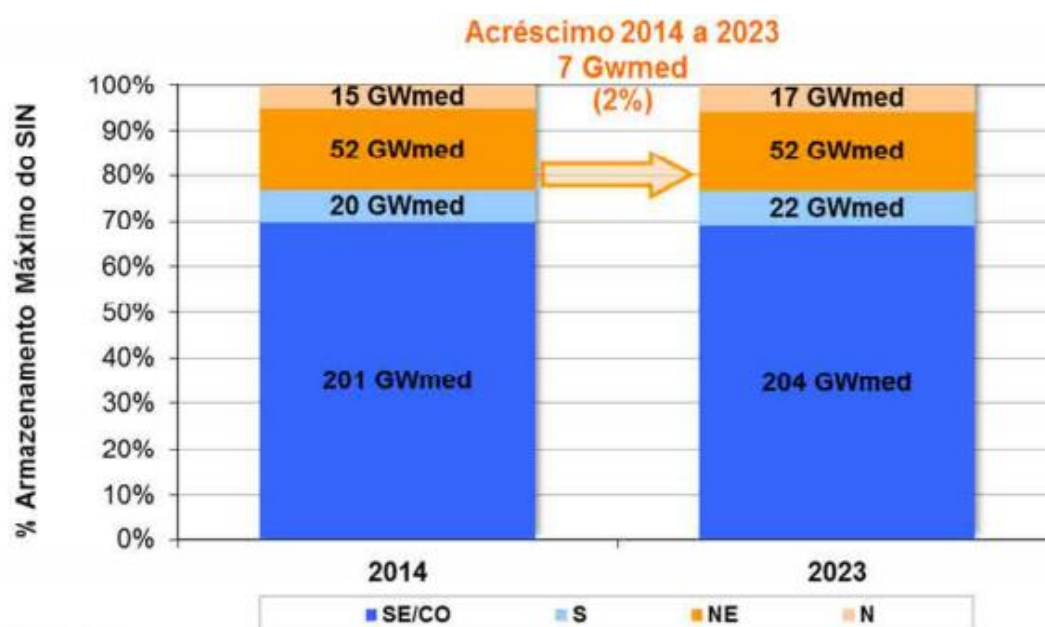
⁴ Esta porcentagem vem diminuindo ao longo dos anos. Em 31/12/2009, as hidráulicas correspondiam a 71,7% da capacidade instalada do país (PDE 2010-2019, p. 55).

Sudeste/Centro-Oeste, que correspondem a aproximadamente 70% do SIN, enquanto o Nordeste possui aproximados 18%, a região Sul 7% e a região Norte 5%. Como destaque pode-se citar a Usina Hidrelétrica de Itaipu, a segunda maior do mundo em capacidade instalada de 14 GW.

Desta forma, nota-se que a região Sudeste/Centro-Oeste possui a maior concentração no consumo e geração de eletricidade do país.

Atualmente o Brasil, possui 1.136 empreendimentos hidráulicos, destes são 469 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), 470 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e 197 Usinas Hidrelétricas (UHE), a soma da Potência Fiscalizada de cada tipo correspondendo a 289 MW, 4.690 MW e 82.789 MW, respectivamente (BIG 2014).

A perspectiva de expansão desta fonte no país, não envolve a construção de reservatórios, devido principalmente às questões ambientais acerca dos alagamentos de grandes áreas. Segundo o relatório PDE 2014-2023, está prevista uma expansão de quase 40% na capacidade instalada da fonte hidráulica, conforme apresentado adiante na Tabela 4 (item 3.5), enquanto os reservatórios aumentariam somente 2% (ver Figura 6).



Fonte: PDE 2014-2023.

Figura 6 – Variação em % dos reservatórios.

Vale ressaltar que parte da oferta hidroelétrica a ser instalada agrega energia armazenável por adicionar produtividade em cascatas que já possuem reservatórios de regularização (PDE 2014-2023), isto é, usinas instaladas a jusante onde se encontram reservatórios a montante. No entanto, grande parte das usinas viáveis no horizonte decenal está localizada em regiões ainda inexploradas e, devido à dificuldade de se obter licenças ambientais para estes empreendimentos, não há previsão de construção de reservatórios a montante no Plano Decenal.

Portanto, grande parte das usinas viabilizadas no presente momento (movimento que ocorre desde 2001) deve operar “a fio d’água”, ou seja, não há condições de armazenamento. Este tipo de configuração apresenta consequências, dentre elas: impossibilidade de controle de cheias, maior despacho de térmicas para atender às variações de cargas, grandes alterações nos níveis de reservatórios em períodos secos e etc. Assim sendo, pode-se dizer que a ausência de reservatórios significa uma aquisição de alto risco e vulnerabilidade do sistema. Em períodos de seca, será necessária a utilização de geração térmica para suprir a demanda do país, que implica em um aumento na emissão de gás carbônico. O atual momento vivido pelo Brasil é um exemplo deste cenário, devido à estiagem na região Sudeste/Centro-Oeste, onde se localizam os principais reservatórios, as térmicas, inclusive as de queima de combustíveis fósseis, foram despachadas ao longo de todo ano de 2014. Existe um grande potencial de exploração hidráulico, sobretudo nas regiões Norte e Centro-Oeste. Exemplo disto são as Usinas de Belo Monte (que será a terceira maior do mundo em capacidade instalada), Santo Antônio e Jirau, com entradas previstas a partir de 2014.

3.2. GERAÇÃO TÉRMICA

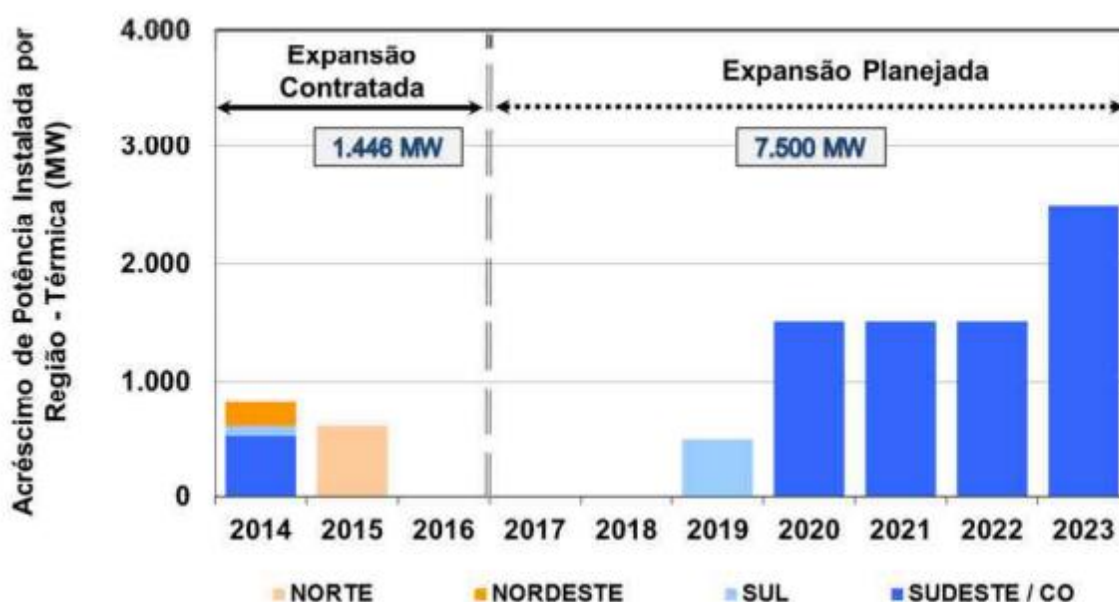
Neste trabalho está se considerando geração térmica aquelas provindas da queima de Gás, derivados do Petróleo e Carvão Mineral.

Ao contrário do movimento mundial, somente 17% da capacidade instalada do Brasil provém de fontes térmicas. Isto porque, como já mostrado, o Brasil possui grande potencial de geração via fontes renováveis.

Atualmente o Brasil, possui 157 empreendimentos à Gás, 1.210 empreendimentos de derivados do Petróleo e 13 cuja fonte é o Carvão Mineral, correspondendo cada um deles a respectivamente 14.300 MW, 7.680 MW e 3.390 MW de capacidade instalada (BIG 2014).

Por não se tratar de uma fonte renovável, e uma emissora de gases do efeito estufa, este tipo de geração térmica enfrenta grande dificuldade de consolidação no setor energético brasileiro, ainda que cada vez mais se nota sua necessidade de implantação como energia de base, tendo em vista a redução da capacidade dos reservatórios.

A Figura 7, retirada do PDE 2023 retrata a expansão planejada para a geração térmica no horizonte decenal.



Fonte: PDE 2014-2023.

Figura 7 – Expansão planejada para a geração térmica.

Observando a Figura 7, pode-se afirmar que dentro do Plano Decenal não existe perspectiva de aumento da participação da Geração Térmica ante as outras fontes, somente manutenção dos aproximados 15% da qual ela representa na matriz brasileira.

3.3. GERAÇÃO NUCLEAR

Atualmente no Brasil existem dois empreendimentos nucleares em operação, Angra I e Angra II que totalizam 1.990 MW de potência instalada (BIG 2014).

Segundo os relatórios PDE 2013-2022 e 2014-2023 no horizonte decenal a expansão nuclear se dará pela implantação da usina de Angra III, com capacidade instalada de 1,405 MW, prevista para entrar em operação em junho de 2018. Esta entrada representa um aumento de 71% no parque nuclear brasileiro.

Não há expectativa de viabilização de novos empreendimentos nucleares um futuro próximo, devido aos prazos necessários para a implantação de novas centrais (na ordem de 10 anos) (PDE 2014-2023).

O risco de acidentes nucleares faz com que esta fonte enfrente grande rejeição da sociedade, principalmente após o último acidente ocorrido em Fukushima, Japão.

Uma vez que esta energia foge do controle da operação, a destruição acerca das áreas vizinhas é enorme, e as regiões afetadas podem demorar centenas de anos para se recuperar.

3.4. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Atualmente no Brasil, vigoram 179 empreendimentos fotovoltaicos, totalizando 14,48 MW de capacidade instalada (BIG 2014).

A geração fotovoltaica ainda não está consolidada no cenário brasileiro, devido à principalmente o custo da aquisição e instalação dos painéis, ante outras opções de fontes. No entanto, no plano decenal, está-se indicando um aumento da participação da fonte solar fotovoltaica, iniciado com o leilão de energia de reserva de 2014, que contou com a contratação de 31 empreendimentos solares, totalizando 202,3 MW méd de garantia física contratada (Análise pós-leilão de Reserva – Acende Brasil 2014).

No cenário da geração distribuída, com o aumento do custo da energia elétrica no Brasil (tema que será abordado em detalhes mais adiante neste trabalho) e redução nos custos de aquisição e instalação dos painéis, bem como com a Resolução

Normativa 482/2012⁵ da ANEEL, a expectativa é que mais projetos, principalmente residenciais passem a ser viabilizados no país.

3.5. GERAÇÃO EÓLICA

Desde 2009 a Eólica é a fonte que mais cresceu no país. Uma série de fatores combinados – desenvolvimento tecnológico, aspectos regulatórios, tributários e financeiros, além da expansão no cenário externo – fizeram com que a geração eólica atingisse preços competitivos e dominasse as vendas nos últimos leilões de energia nova realizados no Brasil (PDE 2023).

Grande maioria destes parques viabilizados se localiza na região Nordeste, devido às características meteorológicas daquela região⁶.

Atualmente o Brasil conta com 180 usinas instaladas, totalizando 3.796 MW de potência instalada (BIG 2014).

Segundo o plano decenal a estimativa é que até 2023 a capacidade instalada das eólicas atinjam 22,4 GW, correspondendo um aumento de mais de 600% em relação ao cenário atual.

A Tabela 4 retrata claramente a tendência do país em investimento desta fonte, para manutenção da participação renovável total na matriz.

⁵ Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

⁶ O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, publicado em 2001, estima um potencial de 143,5 GW, dos quais 75 GW estariam localizados na região Nordeste.

Tabela 4 – Evolução da capacidade Instalada por fonte de geração.

		2013		2023	
	FONTE	MW	% PARTICIPAÇÃO NO SIN	MW	% PARTICIPAÇÃO NO SIN
Renováveis	HIDRO	79.913	64%	112.178	57%
	IMPORTAÇÃO	6.120	5%	4.716	2%
	PCH	5.308	4%	7.319	4%
	EÓLICA	2.191	2%	22.439	11%
	BIOMASSA	9.867	8%	13.983	7%
	SOLAR	0	0%	3.500	2%
	TOTAL RENOVÁVEIS	103.399	83%	164.135	84%
Não Renováveis	URÂNIO	1.990	2%	3.395	2%
	GÁS NATURAL	10.666	9%	20.016	10%
	CARVÃO	3.210	3%	3.210	2%
	ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.442	3%	3.493	2%
	ÓLEO DIESEL	1.402	1%	947	0%
	GÁS DE PROCESSO	687	1%	687	0%
	TOTAL NÃO RENOVÁVEIS	21.397	17%	31.748	16%
TOTAL GERAL		124.796		195.883	

Fonte: PDE 2014-2023. Elaboração Própria.

Observando a Tabela 4 se pode notar que, entre as fontes de energia no Brasil, a Eólica é a que apresenta aumento mais significativo na participação na Matriz elétrica indo de 2% para 11% de participação, com mais de 20 GW viabilizados. As hidrelétricas, apesar do grande incremento na matriz (mais de 30 GW), apresentará uma queda de participação em porcentagem. Lembrando que, como já citado neste trabalho, estes grandes empreendimentos hidráulicos não possuem capacidade de armazenamento de água.

Ressalta-se novamente que a maior parte desta geração relacionada aos ventos está sendo viabilizada na região Nordeste do Brasil, e este trabalho buscará estimar qual o custo real desses projetos, ante a necessidade de transferência desta energia para outras regiões. Lembrando que a fonte de Biomassa a ser citada no próximo item vem sofrendo constantes derrotas nos leilões de energia nova, justamente para estes projetos localizados no nordeste brasileiro.

É importante citar que todos os tipos de geração que envolve recursos naturais não armazenáveis apresentam um risco para o parque gerador, por se tratarem de fontes intermitentes, e proporcionam dificuldade na complementaridade com outros

recursos (UHE) ou entre si. Neste quesito se encaixam as eólicas e as fotovoltaicas. Esta desvantagem não é amplamente discutida neste trabalho, no entanto, é um ponto de que se deve ter atenção na estruturação da matriz elétrica brasileira.

3.6. A BIOMASSA NO BRASIL

A geração baseada na biomassa consiste na conversão de qualquer matéria orgânica em energia elétrica. Sua origem pode ser: madeira florestal, soja, arroz, cana-de-açúcar, rejeitos urbanos entre outros.

As Usinas de Biomassa são mais uma opção de fonte renovável no Brasil. Se destacam nessa categoria os empreendimentos que utilizam resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço⁷ (PDE 2014-2023). Será mostrado neste item o potencial técnico de produção do SIN de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar.

O potencial desta fonte está localizado principalmente na região SE/CO do país, conforme já mostrado neste trabalho, próximo ao principal centro de carga do país (ver Figura 8).



Fontes: Instituto Acende Brasil e ANEEL.

Figura 8 – Usinas de Biomassa no Brasil.

⁷ É importante notar que todas as usinas produtoras de açúcar e álcool a partir de cana de açúcar são autossuficientes em energia através do processo de cogeração e que muitas delas ainda exportam excedentes para a rede, como discutido a seguir.

3.6.1. BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde as primeiras usinas sucroalcooleiras, existe o aproveitamento energético do bagaço, tanto na produção de calor, quanto na produção de energia elétrica, que a priori atenderia somente o autoconsumo da planta de produção de açúcar e/ou álcool. Este fato se deve à grande quantidade de bagaço de cana disponível e que anteriormente não tinha outras utilidades. Assim as usinas eram mais consideradas como *incineradores* de bagaço, apenas para eliminar o resíduo indesejável.

No entanto, com as políticas introduzidas no país (como será discutido neste trabalho) e com a percepção por parte dos empreendedores de que a geração de excedentes poderia ser interessante economicamente – por ser um terceiro produto a partir da cana de açúcar – o setor passou a utilizar tecnologias mais eficientes para cogeração. Com esta evolução da eficiência do setor, passou-se a gerar uma energia excedente que passou a ser exportada para o SIN. Dentro deste contexto, a inserção da cogeração a partir do bagaço da cana-de-açúcar vem se mostrando uma alternativa importante para aumento da receita do setor sucroalcooleiro.

A cana-de-açúcar também gera biomassa residual composta por palhas e pontas que anteriormente eram queimadas, devido à prática de queima da cana antes do corte manual. Entretanto, com as mudanças na legislação ambiental atual e a introdução obrigatória da mecanização da colheita no Estado de São Paulo⁸, estes resíduos passaram a ser uma opção para aproveitamento energético. O setor sucroalcooleiro se destaca neste seguimento no Brasil, sobretudo pela eficiência atingida e pela substituição do combustível fóssil (PDE 2014-2023).

A Lei Nº 11.241 (Estadual), de setembro de 2002, tem uma grande participação na evolução do setor sucroalcooleiro, sobretudo no estado de São Paulo. Esta lei dispõe sobre “a eliminação do uso do fogo como método facilitador do corte da cana-de-açúcar além de dispor que os plantadores de cana-de-açúcar que substituam o método de queimada” conforme a Tabela 5:

⁸ A Lei 11.241, de 19 de setembro de 2002 estabelece o fim das queimadas.

Tabela 5 - Exigência de Mecanização da colheita de cana ao longo dos anos.

ANO	ÁREA MECANIZÁVEL ONDE NÃO SE PODE EFETUAR A QUEIMA	PERCENTAGEM DE ELIMINAÇÃO DA QUEIMA
1º ano (2002)	20% da área cortada	20% da queima eliminada
5º ano (2006)	30% da área cortada	30% da queima eliminada
10º ano (2011)	50% da área cortada	50% da queima eliminada
15º ano (2016)	80% da área cortada	80% da queima eliminada
20º ano (2021)	100% da área cortada	Eliminação total da queima
ANO	ÁREA NÃO MECANIZÁVEL, COM DECLIVIDADE SUPERIOR A 12% E/OU MENOR DE 150há (cento e cinquenta hectares), ONDE NÃO SE PODE EFETUAR A QUEIMA	PERCENTAGEM DE ELIMINAÇÃO DA QUEIMA
10º ano (2011)	10% da área cortada	10% da queima eliminada
15º ano (2016)	20% da área cortada	20% da queima eliminada
20º ano (2021)	30% da área cortada	30% da queima eliminada
25º ano (2026)	50% da área cortada	50% da queima eliminada
30º ano (2031)	100% da área cortada	100% da queima eliminada

Fontes: Lei nº 11.241.

Moreno (2011) retrata em seu trabalho que além das vantagens de ganho de produtividade com a mecanização, a lei nº 11.241 tem como objetivo trazer melhora nas condições socioambientais dos trabalhadores e reduzir a emissão dos poluentes resultantes da queima da palha da cana, representando assim uma evolução no processo do corte e na sustentabilidade do álcool da cana-de-açúcar.

Ainda e complemento a lei nº 11.241, em 2007 foi firmado o Protocolo Ambiental que antecipa os prazos legais paulistas para a eliminação da prática da queima, de 2021 para 2014 nas áreas onde já é possível a colheita mecanizada e de 2031 para 2017 nas áreas não mecanizáveis (IEA 2007)⁹.

⁹ Disponível em <http://www.iea.sp.gov.br/>. Acessado em 09/12/2014).

3.6.2. PARTICIPAÇÃO ATUAL NA MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL

A Tabela 6, retirada do PDE 2014-2023, mostra a participação do setor sucroalcooleiro nos últimos leilões de energia. Dos vinte e três leilões realizados até dezembro de 2013, as usinas sucroalcooleiras venderam energia em quatorze.

A biomassa de cana-de-açúcar teve participação no Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pelo governo federal em 2002, por meio da lei nº 10.438. Este programa teve como intuito incentivar às fontes alternativas: eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), com a contratação de 3.300 MW de potência instalada na matriz elétrica brasileira. No qual houve a contratação de 685 MW¹⁰ da fonte de Biomassa (PDE 2014-2023).

Tabela 6 – Energia do Bagaço de Cana Comercializada nos Certames.

Leilão	Ano de realização do Leilão	Tipo	Energia Negociada (MW médio)	Participação (%)
1º Leilão de Energia Nova	2005	A-3	91,6	6,50
2º Leilão de Energia Nova	2006	A-3	58,0	4,11
3º Leilão de Energia Nova	2006	A-5	61,0	4,33
7º Leilão de Energia Nova	2008	A-5	35,0	2,48
8º Leilão de Energia Nova	2009	A-3	10,0	0,71
13º Leilão de Energia Nova	2011	A-3	58,1	4,12
13º Leilão de Energia Nova	2011	A-5	21,0	1,49
16º Leilão de Energia Nova	2013	A-5	133,6	9,48
18º Leilão de Energia Nova	2013	A-5	69,3	4,92
1º Leilão de Fontes Alternativas	2007	FA	115,0	8,16
2º Leilão de Fontes Alternativas	2010	FA	22,3	1,58
1º Leilão de Energia de Reserva	2008	ER	543,0	38,52
3º Leilão de Energia de Reserva	2010	ER	168,3	11,94
4º Leilão de Energia de Reserva	2011	ER	23,3	1,65
TOTAL			1.409,5	100,00

Notas: (1) Energia do bagaço de cana negociada no PROINFA: 215,4 MWMed.
(2) O Leilão de Energia de Reserva de 2008 foi exclusivo para usinas de biomassa, enquanto os demais contemplaram também a geração de origem eólica e as PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas).
Fonte: Elaboração EPE, base CCEE [134]

Fonte: do PDE 2014 - 2023.

Segundo dados do BIG 2014, atualmente o país conta com 486 empreendimentos a Biomassa, totalizando 12.055 MW de potência instalada. Destes são 384 empreendimentos de Bagaço de Cana, 17 de Licor Negro, 53 de Madeira, 23 de

¹⁰ Na verdade o potencial previsto para contratação era de 1.100 MW (3.300 MW igualmente divididos entre biomassa, eólica e PCH), mas os baixos preços ofertados não encorajaram os investidores e o valor contratado foi de apenas 685 MW, sendo o restante dividido entre eólica e PCH.

Biogás e 9 de Casca de Arroz, com respectivamente potência instalada de 9.726 MW, 1.785 MW, 437 MW, 69,8 MW e 36,4 MW.

Desta forma, os dados do BIG também ressaltam a importância do Bagaço de Cana na matriz elétrica brasileira. Observa-se, entretanto, que estes valores correspondem à potência total instalada, o que inclui a geração para consumo próprio. No caso do setor sucroalcooleiro, o excedente corresponde atualmente a aproximadamente 50% deste total¹¹. Segundo dados da ÚNICA em 2013, no estado de São Paulo foram exportados à rede 8.341 GWh, já o total de energia produzida, incluindo o consumo interno atingiu 14.731 GWh¹².

A Biomassa poderia ter uma participação maior na matriz elétrica brasileira, caso a energia Eólica não tivesse contado com os benefícios que tornou sua fonte mais competitiva e, portanto com mais projetos viabilizados nos últimos leilões. O item a seguir retratará com maior detalhe o contexto de que se engloba a perspectiva e os desafios para projetos de geração a partir da Biomassa no Brasil.

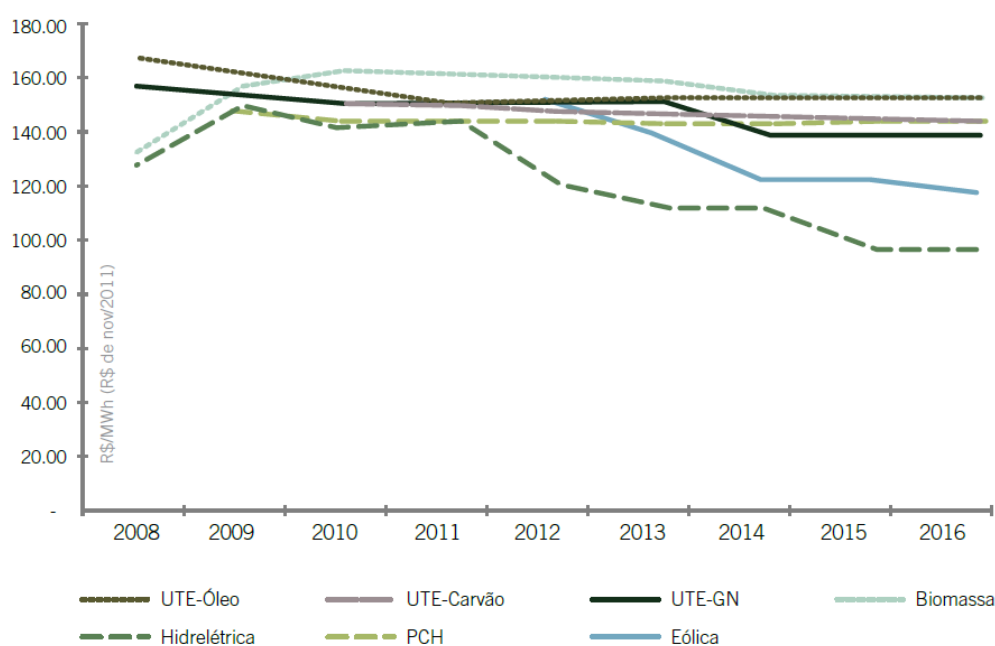
3.6.3. PERSPECTIVAS E DESAFIOS PARA A BIOMASSA NO BRASIL

Conforme já discutido neste trabalho (Tabela 4), existe um planejamento de expansão para aproximados 13 GW de capacidade instalada de usinas de Biomassa no Brasil, sendo a maior parte provinda do setor sucroalcooleiro, localizado na região SE/CO. Este aumento na geração da Biomassa no plano decenal, não amplia a participação em porcentagem desta fonte dentro da Matriz elétrica.

Nos últimos leilões realizados a Biomassa perdeu espaço ante a geração Eólica devido a uma série de fatores, entre eles, melhoria na eficiência das turbinas eólicas, incentivos, tornando o preço por MWh desta fonte cada vez mais competitivo (PDE 2014-2023). A Figura 9 mostra o preço médio da energia proveniente de novos empreendimentos de geração.

¹¹ Moreno (2011) cita em seu trabalho que dos 360 MW de capacidade instalada no Nordeste em 2003, 170 MW foram exportados para a rede.

¹² Dados divulgados pela Imprensa – ÚNICA em junho de 2014.



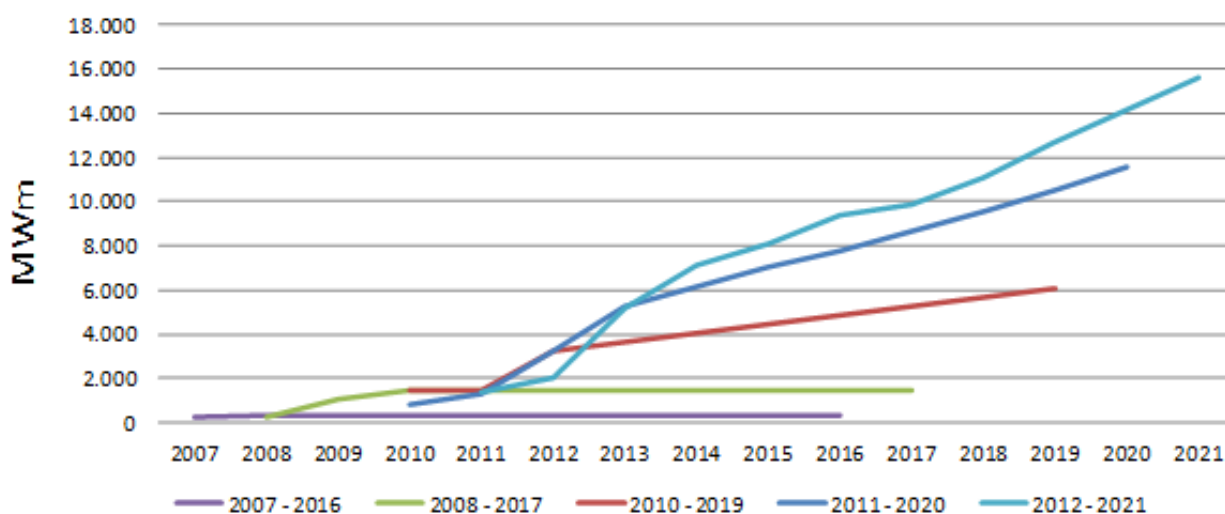
Fonte: White Paper do Instituto Acende Brasil de Maio de 2012.

Figura 9 – Preço médio da energia proveniente de novos empreendimentos de geração.

Observando a Figura 9 pode-se ver que ao fim do período retratado no gráfico, o Preço da Geração Eólica se encontraria (segundo a previsão) na faixa dos R\$ 120,00/MWh, enquanto a Geração por Biomassa se encontraria na faixa dos R\$ 160,00/MWh, mostrando que não há competitividade entre as fontes atualmente.

Kawana (2013) conta em seu trabalho que o primeiro parque de grande porte entrou em operação somente em 2006 (Parque de Osório), viabilizado pelo PROINFA, que conforme citado no item anterior este programa viabilizou 685 MW de Biomassa, sendo o restante dos 3.300 MW provém de eólicas e PCHs. Kawana (2013) cita ainda que o preço de venda atualizado em agosto de 2013, acima dos R\$ 300,00/MWh é atualmente mais de três vezes àquele praticado nos últimos leilões de energia (venda da fonte eólica).

O desenvolvimento da fonte eólica no Brasil se deu em uma forma inesperada (Kawana, 2013), como pode ser visto na Figura 10, que retrata a evolução da expectativa da participação da energia eólica nos Planos Decenais de Energia da EPE. Esta mudança de cenário tem a ver com os fatores de incentivo e de mercado que serão citados a seguir, alterando rapidamente o preço de venda da energia eólica.



Fonte: Kawana (2013)

Figura 10 – Comparativo entre os Planos Decenais.

Observando a Figura 10 pode-se notar como ano a ano a expectativa de participação das eólicas na matriz elétrica brasileira aumentou.

O desenvolvimento desta fonte está diretamente aos incentivos promovidos pelo governo, conjuntura do mercado externo favorável e desenvolvimento do mercado interno. Segundo Kawana (2013), em meados de 2008 havia somente uma empresa fabricante de aerogeradores no Brasil, este número aumentou para oito em meados de 2013. O aumento da altura dos geradores (de 50 m para 120 m) foi outro fator determinante para melhoria na produção dos parques eólicos.

Kawana (2013) cita ainda em seu trabalho que, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA), uma combinação de fatores estruturais e conjunturais contribuem para o sucesso das eólicas nos leilões, são eles:

- Fatores estruturais: progresso técnico da indústria, condições favoráveis de vento (aumenta o fator de capacidade), modelo de leilão competitivo e condições de financiamento.
- Fatores conjunturais: investimentos desonerados de impostos (Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS e Imposto sobre Produto Importado – IPI), condição favorável do Brasil para investimentos em infraestrutura, e etc., exclusivo para as eólicas.

Os fatores indicados acima foram determinantes no aumento da competitividade da eólica fazendo que os preços para a viabilização de um parque reduzisse da casa dos R\$ 300,00/MWh para os R\$ 120,00/MWh, como mostrado já nesta monografia. Este cenário foi amenizado na divulgação da ANEEL dos preços de referência do leilão A-5 a ser realizado em novembro de 2014, em que o Ministério de Minas e Energia (MME) definiu em R\$ 197,00/MWh – corrigido para R\$ 209,00/MWh – o preço teto do produto no qual participa a Biomassa (Portal PCH)¹³. O resultado deste leilão será retratado no capítulo 9.

O Capítulo a seguir retratará com mais detalhe os Leilões realizados no Brasil.

13 . Disponível em www.portalpch.com.br. Acessado em 24/10/2014).

4. LEILÕES NO BRASIL E BALANÇO DE CARGA E GERAÇÃO

Desde a instituição da Lei nº 10.848 de 2004, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), responsáveis pelo consumo no mercado regulado, realizam a sua contratação de energia através de leilões promovidos pelo governo. Quem realiza os leilões de energia elétrica é a CCEE, por delegação da Aneel. A CCEE atua como “administradora” do mercado de energia, e tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo (MME 2014). O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do certame, visando a eficiência na contratação de energia (Tipos de Leilões – CCEE)¹⁴.

Os leilões de energia são a principal forma de expansão do parque gerador do sistema elétrico brasileiro e é por meio deles que novos empreendimentos de geração são viabilizados. Na oferta do leilão existe um único produto, a garantia física, independentemente da fonte, tecnologia, porte e localização dos empreendimentos concorrentes. Garantia Física é a quantidade máxima de energia que cada empreendimento pode ofertar (Hochstetler, 2013).

A Biomassa, por exemplo, como já mostrado na Tabela 6, já viabilizou projetos nos leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Energia de Reserva.

A seguir uma breve explicação destes tipos de leilões (Tipos de Leilões – CCEE)¹⁵:

- Leilão de Energia Nova: tem como objetivo atender ao aumento de carga das distribuidoras através da contratação de energia de usinas que ainda serão construídas. Este leilão pode ser de dois tipos: A -5 (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) e A -3 (em até três anos);
- Leilão de Fontes Alternativas: tem a finalidade de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e energia

¹⁴ Disponível em www.ccee.org.br. Acessado em 19/09/2014.

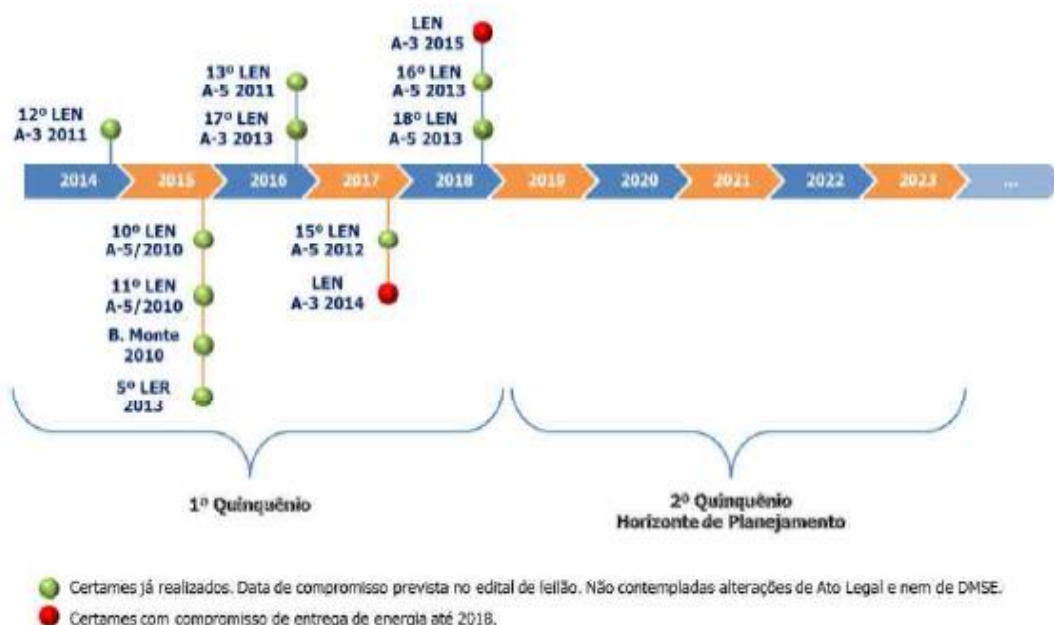
¹⁵ Disponível em www.ccee.org.br. Acessado em 19/09/2014.

proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz elétrica brasileira;

- Leilão de Energia de Reserva: tem a finalidade de elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas especialmente contratadas com este objetivo – seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

4.1. ANÁLISE DOS ÚLTIMOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA REALIZADOS

Segundo o relatório PDE 2014-2023, para os anos de 2017 e 2018, a expansão do parque gerador está parcialmente definida. Para complemento deste parque falta somente a realização do leilão A-3 em 2015. A Figura 11 retrata a entrada da energia no horizonte do 1º Quinquênio.



Fonte: PDE 2014-2023.

Figura 11 – Últimos leilões realizados e previsão de início de entrega de fornecimento.

Observando a Figura 11 nota-se que dentro do período do 1º Quinquênio, no horizonte decenal, entrará em operação a geração já contratada em nove leilões (contando com o leilão A-3 de 2014 realizado em junho) de Energia Nova: 10º LEN, 11º LEN, 12º LEN, 13º LEN, 15º LEN, 16º LEN, 17º LEN, 18º LEN e 19º LEN.

A fim de analisar os resultados dos leilões supracitados fez-se a junção de dados obtidos a partir da Análise pré e pós leilão do Instituto Acende Brasil, para cada um dos eventos, com exceção do 10º e 11º LEN que foram dedicados a viabilização da geração hidrelétrica.

A Tabela 7, baseada em dados das Análises Pré-Leilão do Instituto Acende Brasil (12º LEN, 13º LEN, 15º LEN, 16º LEN, 17º LEN, 18º LEN e 19º LEN), mostra o total de empreendimentos inscritos por fonte.

Tabela 7 – Análise Pré-Leilão dos leilões 12º LEN, 13º LEN, 15º LEN, 16º LEN, 17º LEN, 18º LEN e 19º LEN: Total Inscrito em MW por fonte e em porcentagem.

Análise Pré-Leilão			
Tipo de Empreendimento	Nº de Empreendimentos Inscritos	Total Inscrito em MW	Total Inscrito em %
Eólica	1.857	51.909	66,19%
Gás Natural	3	6.081	7,75%
Hidrelétrica	30	4.544	5,79%
Biomassa	65	6.296	8,03%
PCH	88	2.585	3,30%
Carvão	7	3.951	5,04%
Solar	125	2.845	3,63%
Heliotérmica	1	211	0,27%

Fonte: Relatórios de Análise Pré-leilão Instituto Acende Brasil. Elaboração própria.

A Tabela 7 mostra que mais de 65% dos empreendimentos inscritos (em MW) nos últimos sete leilões de Energia Nova realizados, são Eólicos. Térmicas a Biomassa correspondem apenas a 8% dos projetos inscritos.

A Tabela 8, mostra do total inscrito retratado acima o quanto em porcentagem foi viabilizado nos sete leilões estudados.

Tabela 8 - Total viabilizado em % nos leilões 12º LEN, 13º LEN, 15º LEN, 16º LEN, 17º LEN, 18º LEN e 19º LEN.

Tipo de Empreendimento	Viabilizados
Eólica	6%
Gás Natural	14%
Hidrelétrica	35%
Biomassa	8%
PCH	6%
Carvão	0%
Solar	0%
Heliotérmica	0%

Fonte: Instituto Acende Brasil. Elaboração Própria.

A Tabela 8 mostra que, do total em MW de Eólicas inscritos, somente 6% foram contratados, seguidos de 14% dos projetos de Gás Natural, 35% das Hidrelétricas, 8% dos projetos de Biomassa e 6% das PCH's. Ressalta-se que térmicas a Carvão, empreendimentos Solar-fotovoltaico e Heliotérmicos não tiveram nenhum projeto viabilizado nos 7 (sete) leilões estudados.

Mesmo com apenas 6% do total dos projetos eólicos viabilizados, estes correspondem a uma alta parcela do total de projetos contratados, pois, conforme a Tabela 7, as eólicas correspondem à quase 70% do total dos projetos inscritos.

A Tabela 9 traz um resumo dos últimos sete leilões realizados para energia nova, os dados foram obtidos das Análises Pós-Leilão do Instituto Acende Brasil.

Tabela 9 – Resumo dos resultados dos últimos sete leilões.

Análise Pós-Leilão						
Tipo de Empreendimento	Total Contratado em MW*	Total Contratado em %	SE/CO	S	NE	N
Eólica	2.960	48,74%	0,0%	12,1%	36,7%	0,0%
Gás Natural	864	14,23%	6,8%	0,0%	7,4%	0,0%
Hidrelétrica	1.577	25,98%	14,0%	1,5%	0,0%	10,4%
Biomassa	522	8,60%	4,7%	0,0%	3,9%	0,0%
PCH	149	2,45%	1,6%	0,8%	0,0%	0,0%
Carvão	0	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Solar	0	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Heliotérmica	0	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	6.072		27,1%	14,4%	48,1%	10,4%

Fonte: Instituto Acende Brasil. Elaboração Própria.

Observando a Tabela 9, pode-se ver que quase 50% da energia total contratada nos últimos leilões são de empreendimentos Eólicos, sendo aproximados 37% localizados na região Nordeste do país. As usinas térmicas a Gás Natural representam aproximados 14% do total contratado para a expansão da matriz

elétrica, divididos entre os submercados SE/CO e NE. As Hidrelétricas de grande porte correspondem a 26% do total contratado com maior parte entre os submercados SE/CO e N. Quase 9% do total contratado correspondem às Térmicas a Biomassa nas regiões SE/CO e NE. Por fim, as PCHs viabilizaram aproximados 2,5% da geração contratada, localizadas nas regiões SE/CO e S.

Em linhas gerais, observa-se na Tabela que quase 50% da energia total viabilizada no sistema elétrico está localizada na região NE do país e apenas 27,1% está na região SE/CO, *submercado* com maior consumo do país.

4.2. DISCUSSÃO ACERCA DOS LEILÕES REGULADOS

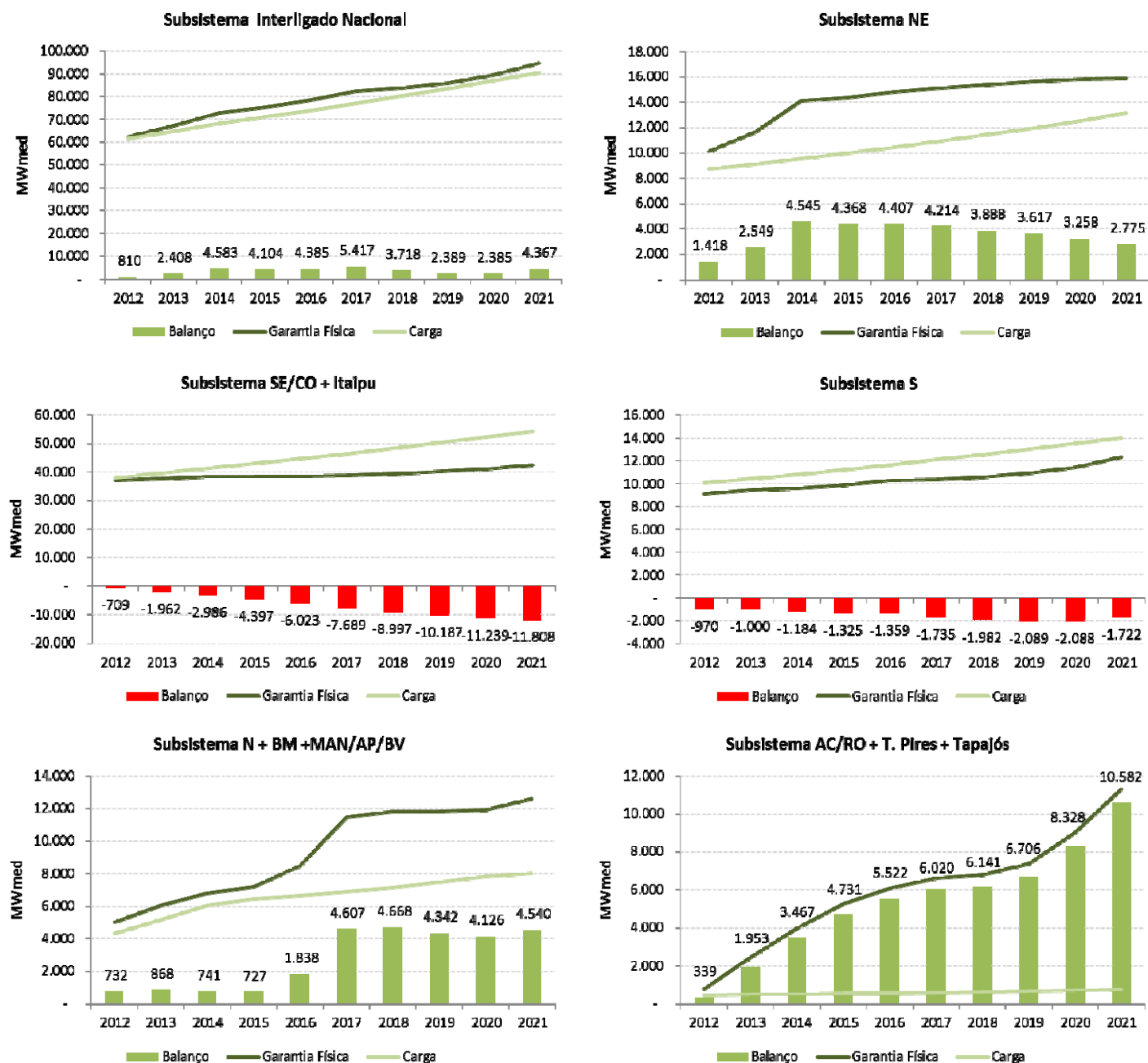
Como já citado neste trabalho, na oferta do leilão existe um único produto, a garantia física, independentemente da fonte, tecnologia, porte e localização dos empreendimentos concorrentes. Este tipo de configuração aparenta a mais adequada quando não se considera os períodos de seca que o país enfrenta devido à sazonalidade das chuvas, dentre outros fatores (Hochstetler, 2013).

Por exemplo, ao se viabilizar muitos empreendimentos no Nordeste para atendimento da carga do SIN, como visto neste trabalho, em sua maioria de empreendimentos eólicos, esta energia gerada em um submercado que não consome o total gerado, terá que ser transferida para outro submercado. O custo desta transmissão e as perdas que ocorrerão nesta transferência, não foram considerados na precificação da venda do empreendimento (Hochstetler, 2013). Não se entrará aqui nos méritos da segurança de suprimento e complementariedade de cada fonte.

Kawana (2013), questiona em seu trabalho a vantagem competitiva que a região Nordeste apresenta em relação a outras fontes, uma vez que nos leilões de energia não são incorporados os custos de expansão do sistema de transmissão e distribuição. Ainda em seu trabalho, exemplifica que o preço de leilão para as usinas do Rio Madeira, na qual o preço de energia foi de R\$ 78,87/MWh para a UHE Santo Antônio e R\$ 71,37/MWh para a UHE Jirau, deveriam ter um acréscimo de R\$ 21,21/MWh devido ao custo de interligação destes empreendimentos à rede do SIN.

O fato de a expansão do parque gerador estar negligenciando a localização das usinas tem causado desequilíbrios estruturais de oferta e demanda em determinadas regiões (Hochestetler, 2013).

A Figura 12 retrata o levantamento realizado com dados do PDE 2021 para oferta estrutural de energia.



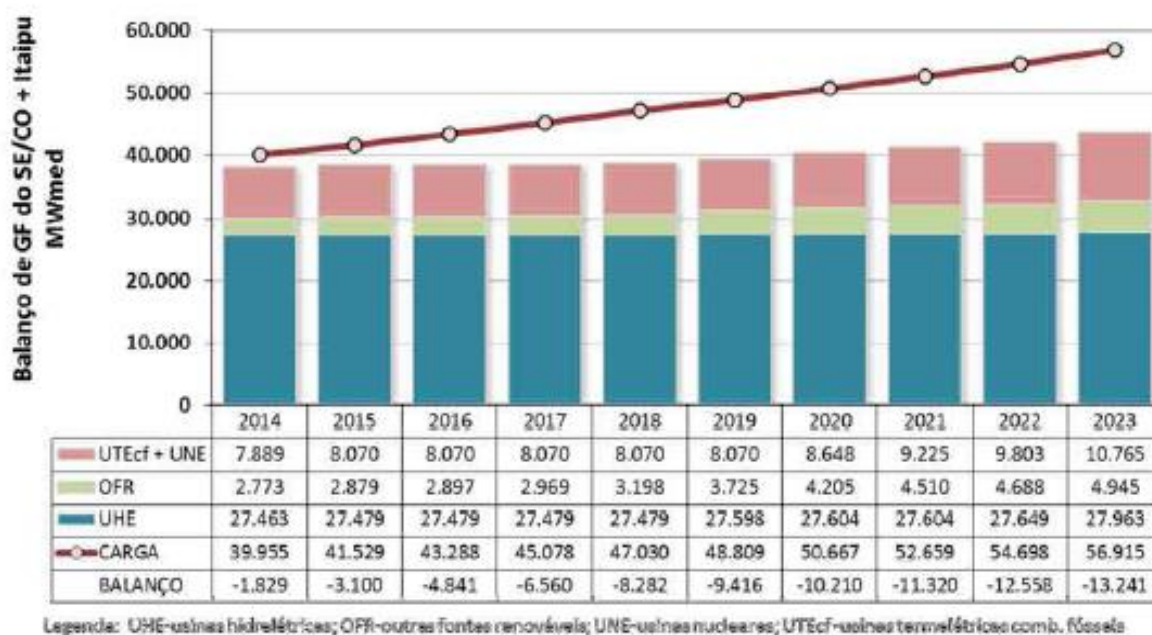
Fonte: Hochestetler (2013).

Figura 12 – Garantia Física e carga projetada no SIN por subsistema.

É importante notar que no caso dos subsistemas SE/CO e S, há um déficit com relação ao balanço carga e garantia física, enquanto os outros subsistemas apresentam sobra. Neste caso far-se-á necessária a transferência de energia de um subsistema a outro. Esta transferência envolve a necessidade de investimentos em linhas de transmissão e distribuição.

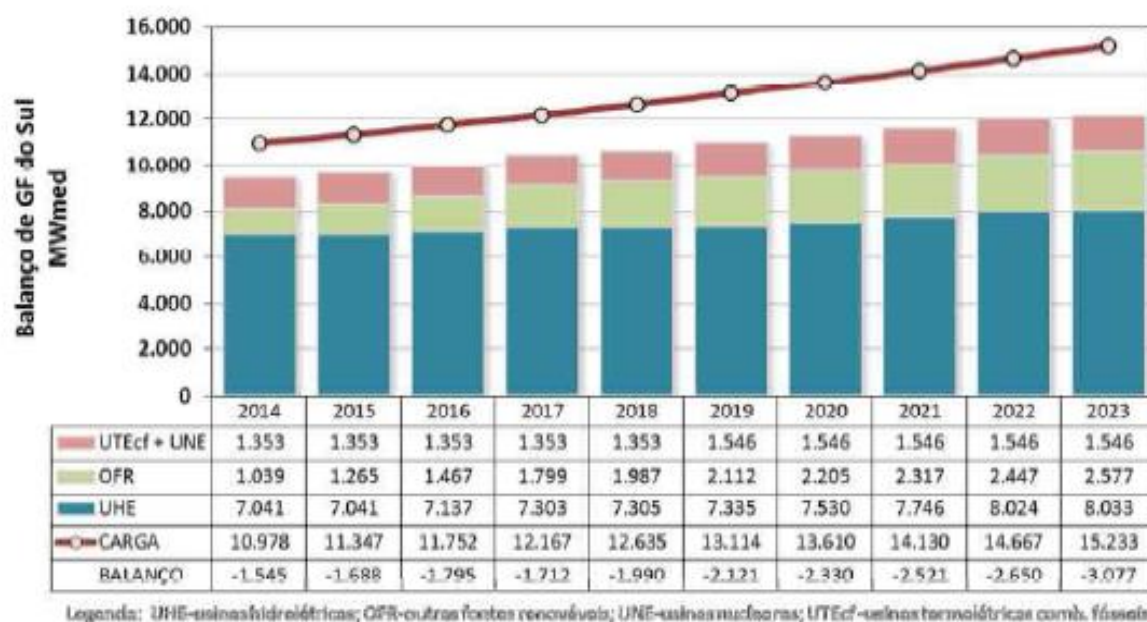
Neste trabalho já foi retratado, conforme ilustrado na Tabela 1, a perspectiva do PDE 2014-2023 de crescimento da carga de cada submercado e do SIN como um todo. A figura 12 mostrou o balanço entre carga e geração realizado no PDE 2012-2021 e, seguindo as perspectivas de expansão do último relatório PDE, apresentar-se-á a seguir as projeções de carga e garantia física por região.

As Figuras 13 e 14 mostram respectivamente a garantia física/carga nas regiões SE/CO + Itaipu e região Sul.



Fonte: PDE 2014-2023.

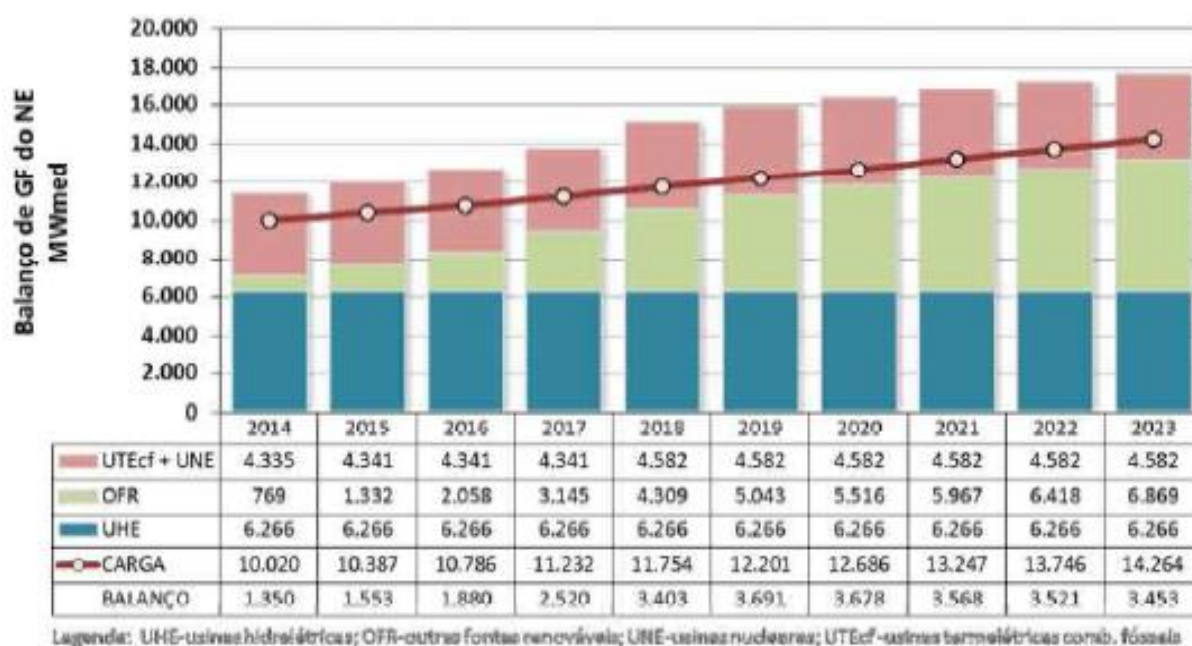
Figura 13 – Balanço de Garantia Física na região SE/CO + Itaipu.



Fonte: PDE 2014-2023.

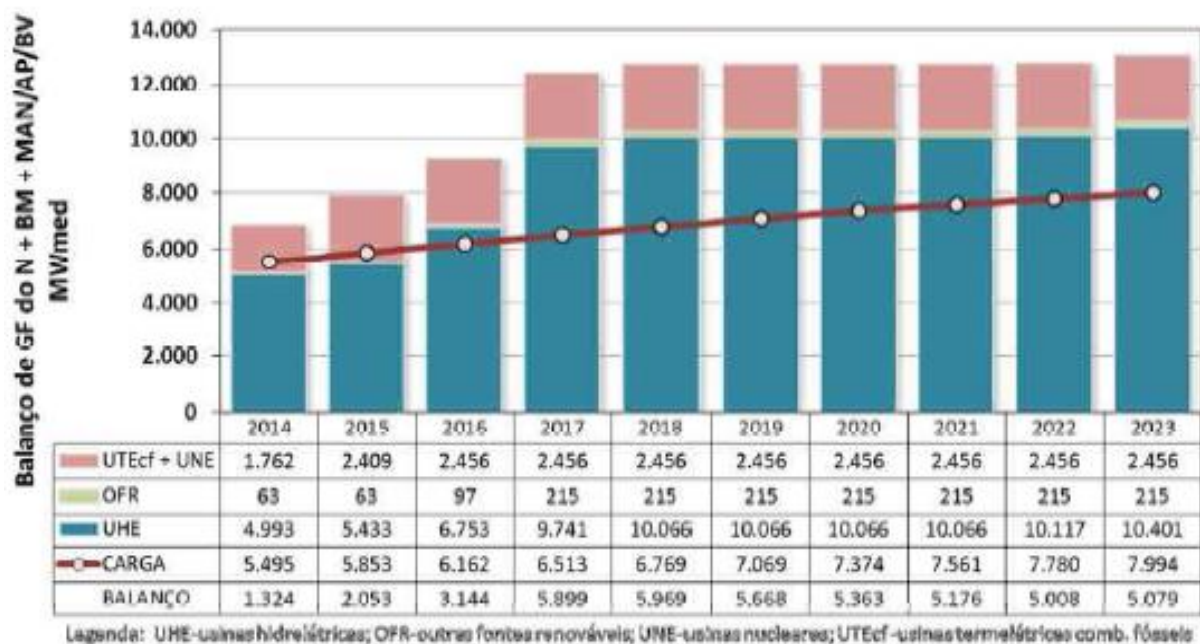
Figura 14 – Balanço de Garantia Física na região S.

Observando as Figuras 13 e 14, pode-se ver que para os principais centros de carga do país haverá a necessidade de importação de energia para suprir seu consumo. Para isto, outras regiões, que estão com sobra de energia, terão de exportar energia para estas regiões. As Figuras 15, 16 e 17 mostram estes balanços.



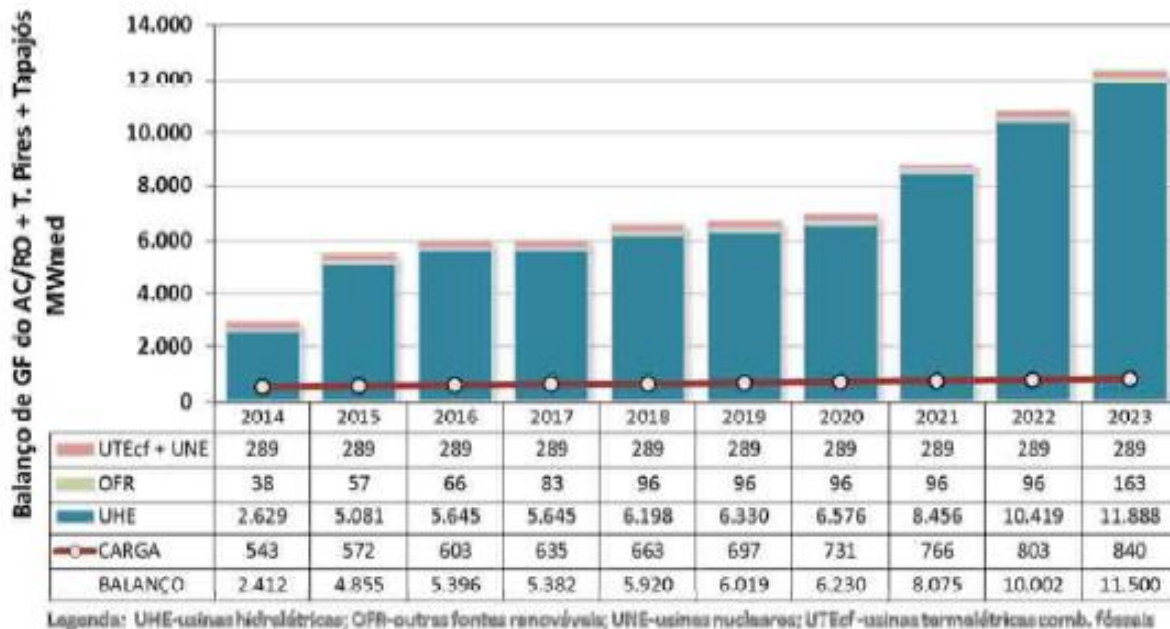
Fonte: PDE 2014-2023.

Figura 15 – Balanço de Garantia Física na região NE.



Fonte: PDE 2014-2023.

Figura 16 – Balanço de Garantia Física na região N + BM + MAN/AP/BV.

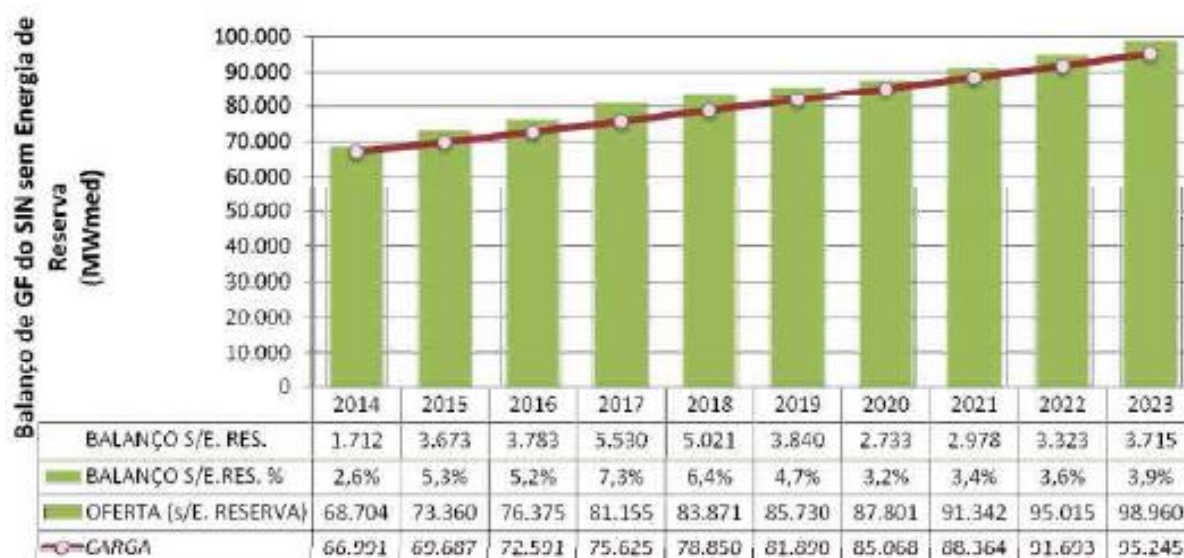


Fonte: PDE 2014-2023.

Figura 17 – Balanço de Garantia Física na região AC/RO + T. Pires + Tapajós.

As Figuras 15, 16 e 17 mostram um balanço positivo entre Garantia Física e Carga nas regiões Norte e Nordeste do país. Esta sobra de energia poderá compensar o balanço negativo nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

A Figura 18 retrata o balanço de garantia física do SIN, desconsiderando a contratação de energia de reserva.



Fonte: PDE 2014-2023.

Figura 18 – Balanço de Garantia Física no SIN.

A expectativa mostrada no PDE é que o SIN possua um saldo positivo em seu balanço, sem considerar a contratação de Energia de Reserva, ao longo do plano decenal.

A Tabela 10 retrata um resumo dos dados apresentados nas Figuras anteriores, com os saldos entre as regiões do país.

Tabela 10 – Balanço em MWméd por região e do SIN.

	MWm									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SE/CO	-1.829	-3.100	-4.841	-6.560	-8.282	-9.416	-10.210	-11.320	-12.558	-13.241
SUL	-1.545	-1.688	-1.795	-1.712	-1.990	-2.121	-2.330	-2.521	-2.650	-3.077
NE	1.350	1.553	1.880	2.520	3.403	3.691	3.678	3.568	3.521	3.453
N + BM + MAN/AP/BV	1.324	2.053	3.144	5.899	5.969	5.668	5.363	5.176	5.008	5.079
AC/RO + T. Píres + Tapajós	2.412	4.855	5.396	5.382	5.920	6.019	6.230	8.075	10.002	11.500
Balanço SIN	1.712	3.673	3.783	5.530	5.021	3.840	2.733	2.978	3.323	3.715

Fonte: PDE 2014-2023. Elaboração própria.

A Tabela 10 tem a utilidade de mais uma vez retratar o cenário energético do país. Conforme já mencionado neste trabalho, na região Nordeste o acúmulo de geração está ligado às renováveis enquanto que, na região Norte, se concentra nas grandes hidrelétricas.

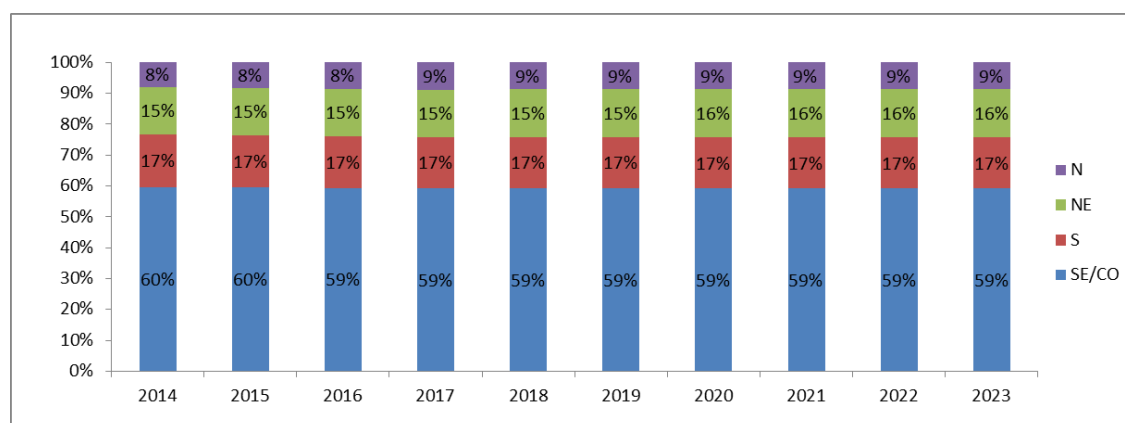
Cabe ressaltar que a geração longe de seus centros de carga indica a necessidade de uma avaliação criteriosa do escoamento da energia pelo país, isto é, exige que seja muito bem avaliada a expansão da transmissão e das interligações do SIN.

A Figura 18 mostrou que a carga total do SIN em 2023 supera os 90.000 MW_{méd}. Sendo o principal submercado consumidor o SE/CO com mais de 50 MW_{méd}. A Tabela 11 e a Figura 19 ilustram a participação anual de cada submercado na matriz brasileira.

Tabela 11 – Porcentagem de participação do consumo do SIN de cada submercado.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SE/CO	60%	60%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%
S	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
NE	15%	15%	15%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	16%
N	8%	8%	8%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%

Fonte: PDE 2014-2023. Elaboração própria.



Fonte: PDE 2014-2023. Elaboração própria.

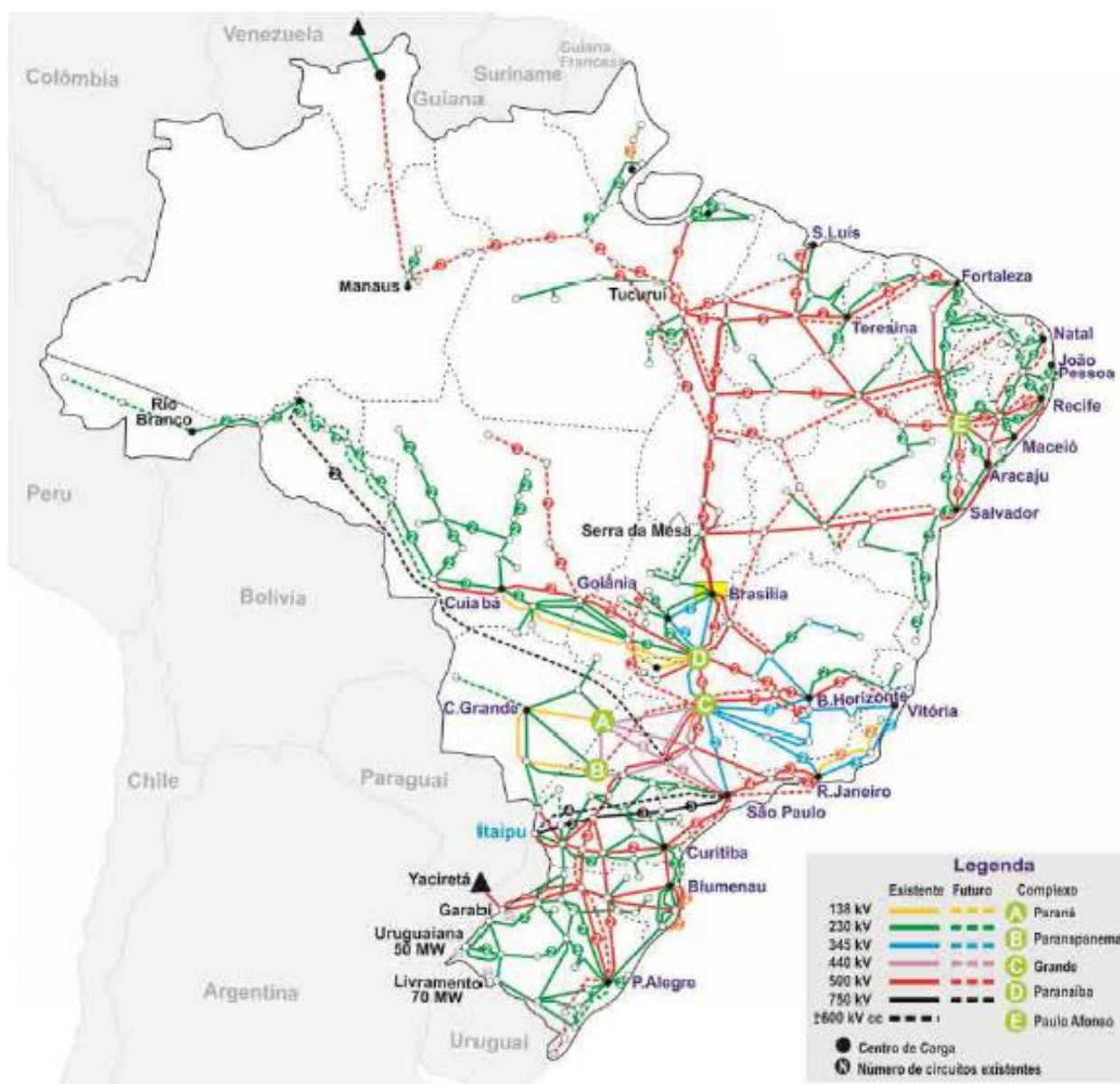
Figura 19 – Porcentagem de participação do consumo do SIN de cada submercado.

A Tabela 11 e a Figura 19 mostram que, em geral, os submercados mantêm a sua porcentagem de participação no total consumido do SIN ao longo do plano decenal, com destaque para a região SE/CO que mantém sua participação próxima aos 60% no consumo do país.

5. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O Brasil possui uma área total de 8.514.876,60 km², com pontos que distam quase 4.500 km de leste-oeste e norte-sul. Devido à opção de geração hidrotérmica, a grandes distâncias do centro de carga, a transmissão no país possui um papel de extrema importância.

A Figura 20 mostra o diagrama do SIN.



Fonte: PDE 2014-2023.

Figura 20 – Diagrama do SIN.

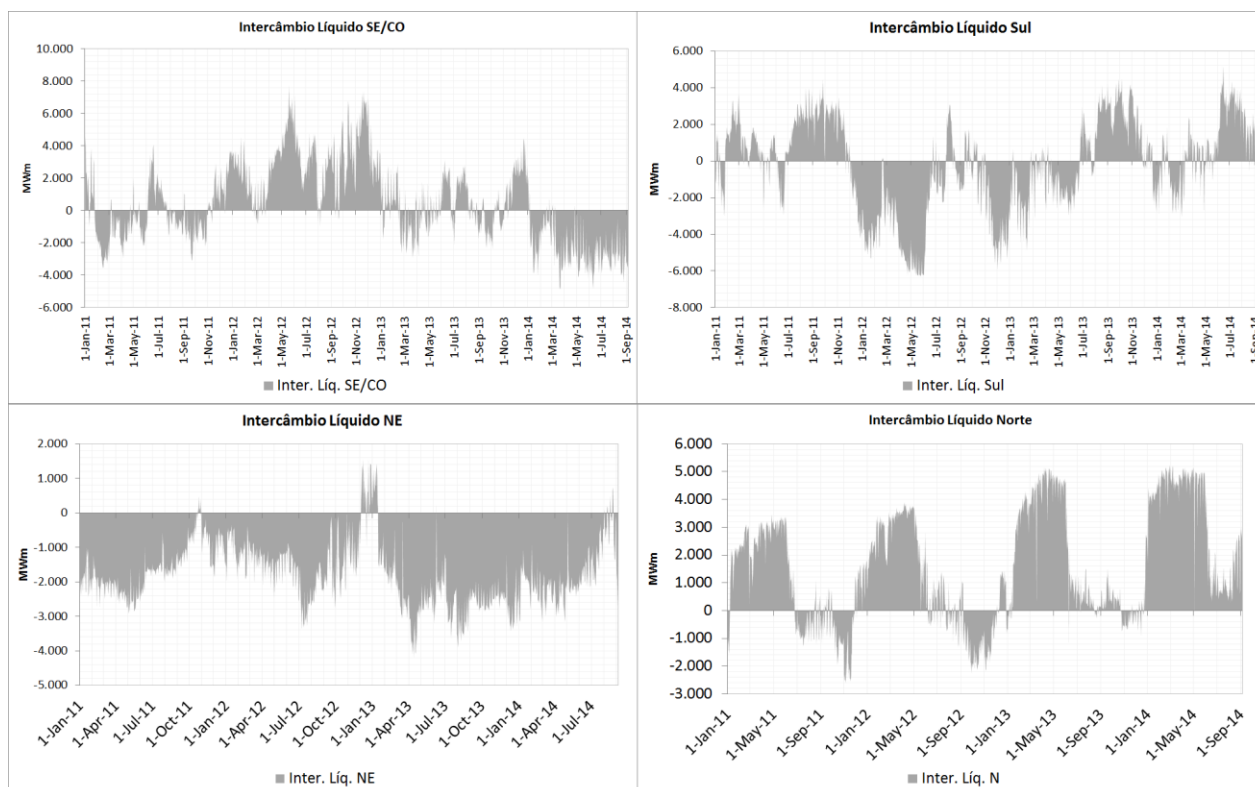
A transmissão no atendimento do mercado tem como função interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços no SIN, resultado na adoção de um despacho ótimo do parque gerador (PDE 2014-2023).

Segundo o PDE 2014-2023, a rede básica de transmissão tem como principais funções:

- A transmissão de energia gerada para os grandes centros de carga. Vale citar aqui que o Brasil possui uma opção pela geração hidráulica que tornou essa necessidade de expansão das linhas de transmissão mais latente;
- A integração de diversos elementos a fim de garantir estabilidade e confiabilidade à rede;
- A integração energética com países vizinhos.

Segundo o planejamento decenal a capacidade de transferência do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste se encontra em torno dos 600 MWméd, até o fim do decênio esta capacidade deve evoluir para quase 7.000 MWméd.

A Figura 21 mostra os intercâmbios líquidos de geração de cada um dos submercados desde janeiro de 2011.



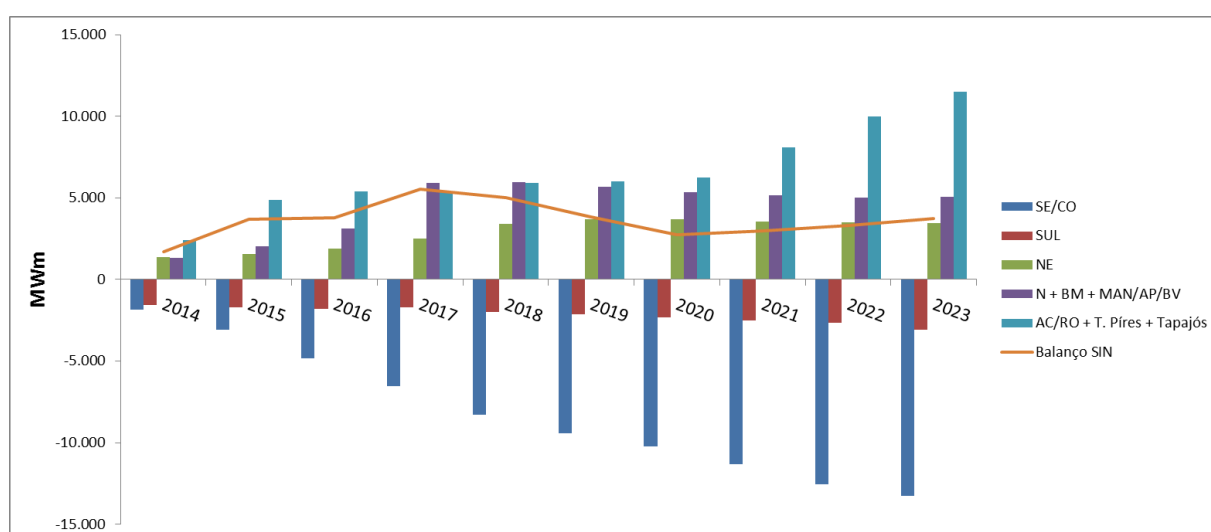
Fonte: ONS. Elaboração própria.

Figura 21 – Intercâmbio Líquido em cada um dos submercados.

Ao observar a Figura 21, pode-se notar que somente os submercados Nordeste e Norte vêm apresentando um padrão na transferência de energia. O Nordeste nos últimos três anos está importando energia de outros submercados, enquanto a região Norte mostra uma sazonalidade grande, sempre exportando energia no período chuvoso e importando no período seco.

As regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul não apresentam um padrão consolidado, mas tem sua exportação totalmente dependente do regime de chuvas.

Conforme mostrado na Tabela 9, no planejamento decenal haverá a necessidade de intercâmbio de energia entre as regiões. A Figura 22 retratará novamente este cenário.



Fonte: PDE 2014-2023. Elaboração Própria.

Figura 22 – Balanço de garantia física e carga de cada subsistema e do SIN.

Segundo o plano decenal PDE 2014-2023, a expansão da transmissão no país está diretamente ligada ao escoamento de energia das regiões Nordeste e Norte para as regiões Sul e Sudeste/Centro-oeste, que como podemos ver na Figura 22, esta transferência far-se-á necessária. Isto quer dizer que o submercado Nordeste - hoje importador - terá uma inversão de papel com a entrada das eólicas previstas dentro do plano decenal.

Esta inversão está diretamente ligada à clara concentração do potencial de instalação de parques com melhor capacidade na Região Nordeste; por isso,

visualiza-se a necessidade de investimento em linhas de transmissão e distribuição para escoamento da energia gerada nesta região (Kawana, 2013).

Ressalta-se ainda que no Brasil existe um descasamento entre prazo para construção do parque eólico e o prazo para construção da linha de transmissão que escoará a energia. Kawana (2013) cita que em 2012, o Centro Brasileiro de Infraestrutura – CBIE – em estudo realizado pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP –, analisou 114 empreendimentos licitados em um prazo de dez anos (1999 a 2009). No estudo, os licenciamentos das linhas de transmissão tem início somente após definição de onde estarão localizados os parques, com um prazo médio de 17 meses para obtenção, enquanto o prazo médio para a operação comercial dessas linhas de 22 meses, deixando ao concessionário de transmissão somente 5 meses executar as obras.

6. O CUSTO REAL DE ENERGIA VIABILIZADA NO NORDESTE E AS BARREIRAS ENFRENTADAS PELA GERAÇÃO COM O USO DA BIOMASSA

Ao longo deste trabalho foram apresentadas as condições de leilão onde a energia eólica levou vantagem perante as outras fontes. Foi mostrado também que o balanço de garantia física do SIN apresenta uma necessidade de transferência da energia gerada nas regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

A transferência de energia se dá por linhas de transmissão, que podem trazer um alto investimento estrutural e/ou seu prazo de construção, como mostrado no capítulo anterior, pode não ser viável com o prazo de início de entrega da energia. Esta conjuntura traz o questionamento de que se existe uma efetiva vantagem para modicidade tarifária na viabilização da energia eólica na região Nordeste.

Segundo Kawana (2013) a exploração do recurso eólico em regiões com menor incidência de vento e, conseqüentemente, menor fator de capacidade, poderá se tornar competitiva quando o custo de transmissão e fator de risco for reduzido. No entanto, ao analisar a competitividade entre a instalação de energia eólica na região Sudeste, onde se encontra o maior acúmulo de carga do país e a região Nordeste, Kawana conclui que a região Nordeste, apesar do custo alto de instalação de linhas de transmissão, ainda leva vantagem, devido ao seu maior fator de carga.

Kawana (2013) avalia ainda que o custo da eólica vendido em leilão não corresponde ao custo real para o consumidor. Nesta análise a autora primeiramente realiza um levantamento dos investimentos de reforço de ampliação na rede na viabilização de empreendimentos que entrarão em operação comercial entre 2012 e 2016. Nesta avaliação a autora conclui que os reforços na linha de transmissão representarão um aumento de R\$ 5,90/MWh na tarifa do consumidor.

Todos os reforços avaliados possuem no máximo 230 kV. Para distâncias maiores utilizam-se tensões maiores também, a fim de minimizar as perdas na transferência de energia. Como por exemplo, no leilão de transmissão realizado em 07 de fevereiro de 2014, cujo objetivo é o escoamento da energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Belo Monte. Foram licitados o direito de construção, montagem, operação e manutenção de uma Linha de Transmissão em Corrente Contínua (LT-CC) de 2.092 km de extensão em tensão de 800 kV (Lote B) e de duas Estações

Conversoras de corrente alternada (CA) em corrente contínua e vice-versa (Lote A). A Receita Anual Permitida (RAP) deste leilão foi de aproximadamente R\$ 430 milhões. Esta RAP representaria um aumento de R\$ 23,13/MWh no custo final do consumidor se aplicado no caso apresentado por Kawana (2013).

O caso da linha de Belo Monte (800 kV em corrente contínua) é bastante específico e não se encaixaria no caso da transmissão da geração eólica do Nordeste para o Sudeste; no entanto, para exemplificação do potencial de aumento de custo para maiores distâncias é bastante eficaz.

Dando seguimento à sua análise Kawana (2013) coloca como benefícios dados à eólica que não são contabilizados no leilão, mas são custos para o consumidor final:

- Isenção do ICMS – somente a eólica recebe uma condição diferenciada, de isenção de impostos das operações com equipamentos e componentes que possuíram alíquota zero do IPI. Kawana (2013) estima que este benefício corresponda a uma redução tarifária de R\$ 7,80/MWh;
- Nova garantia física a P90 – A partir de 2012 a garantia física dos empreendimentos passou a ser baseada em P90 ao invés de P50¹⁶. Isto é produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia. Este fator traria um impacto de em torno de 7,5% nos preços dos leilões, anteriores a 2012.

Assim sendo, o custo médio dos leilões de eólica em 2011 - que foi em torno dos R\$ 116,04/MWh - teria um custo real de aproximadamente R\$ 148,20/MWh (Kawana, 2013). Se atualizarmos este valor a partir de janeiro de 2011 até novembro de 2014 pelo índice IPCA, o preço de venda atualizado estaria em torno dos R\$ 185,86/MWh.

Isto significa que caso a geração eólica não contasse com os benefícios que lhes garante maior competitividade, seu preço de viabilização poderia ser muito mais alto. Uma vez que esta fonte competiu diversas vezes em um mesmo produto com

¹⁶ Utilizar a metodologia P90 aos cálculos de garantia física de energia significa que a será considerado o percentil de 10% (P90) da distribuição da produção anual certificada do empreendimento eólico, enquanto a P50 utilizaria o percentil de 50%.

fontes como PCH e Biomassa, pode-se dizer que àquelas usinas que no atual momento possuem custo abaixo de R\$ 185,86/MWh, também poderiam ter seus projetos viabilizados.

Por exemplo, no leilão A-5 realizado em dezembro de 2013, 96 MW méd foram contratados a um preço médio de R\$ 133,75/MWh para a fonte de Biomassa. Para este mesmo mês se atualizarmos os R\$ 148,20/MWh por IPCA de janeiro de 2011 até dezembro de 2013, o preço real da eólica estaria em torno dos R\$ 175,31/MWh. Este excesso de foco nas eólicas trouxe ao país um desequilíbrio entre consumo e garantia física que se manterá no próximo decênio.

Neste sentido, a concepção de leilões regionais e por fonte poderiam trazer um maior equilíbrio para a Matriz brasileira, principalmente na questão de transferência de energia entre grandes distâncias, evitando inclusive maiores perdas na transmissão.

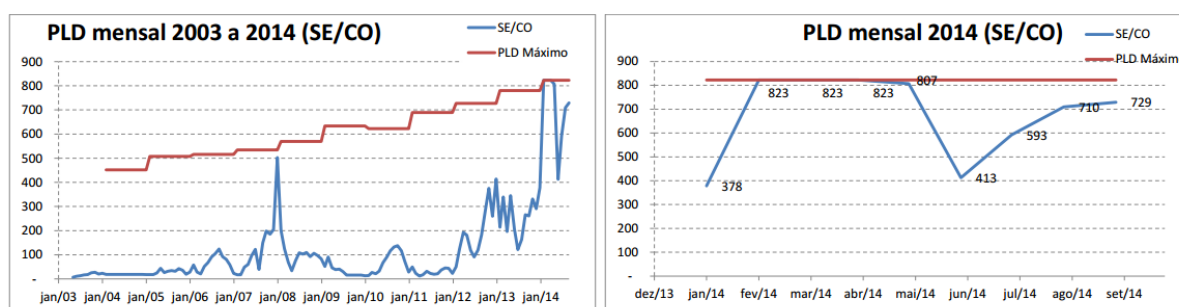
Leilões regionais permitem que os projetos sejam viabilizados próximos ao centro de carga, já leilões por fonte trazem uma maior diversidade à matriz, beneficiando o conceito de complementaridade entre fontes, e evitando que o país fique suscetível a escassez de chuva, ventos fracos, atrasos na safra, entre outros fatores.

7. O CENÁRIO ATUAL DO MERCADO DE ENERGIA

Desde a divulgação da MP 579 em 2012, medida provisória que se transformou na lei 12.783/2013, o setor elétrico vem sofrendo constantes desequilíbrios financeiros (rombo financeiro das distribuidoras) e regulatórios (mudança no teto do PLD, mudança na metodologia do repasse dos encargos de serviços do sistema, etc.). O governo buscou através da antecipação da renovação das concessões a redução de quase 20% nas tarifas de fornecimento de energia.

A redução das tarifas veio justamente em um momento de escassez de chuva e consequentes preços altos. Este fato trouxe um terrível desequilíbrio financeiro às distribuidoras de energia e um desequilíbrio estrutural para o país uma vez que o preço baixo deixou de viabilizar iniciativas como de eficiência energética e geração distribuída, e inclusive atração de investimento para geração no país.

A Figura 23 mostra o histórico do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)¹⁷ e os PLDs médios mensais para ano de 2014 da região Sudeste/Centro-Oeste.



Fonte: Aneel.

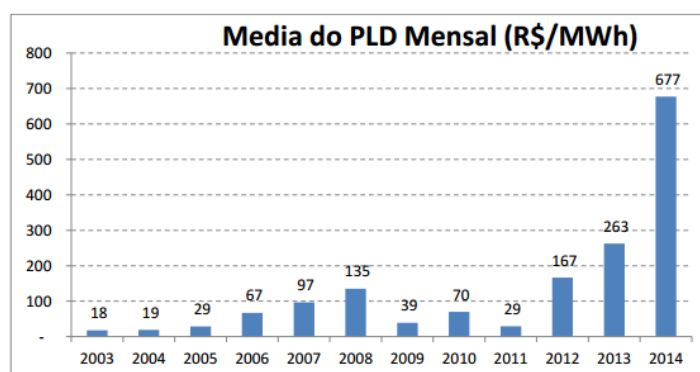
Figura 23 – PLD mensal de 2003 a 2014 e PLD mensal do ano de 2014.

Pode-se notar que ao longo do histórico, o PLD atinge picos próximos ao teto em raras ocasiões. Fica claro que desde 2012, os preços têm apresentado comportamento ascendente. Em 2014 os preços permaneceram em seu valor

¹⁷ O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo e se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) (portal PCH).

máximo em praticamente entre fevereiro e maio de 2014 e não houve um preço médio mensal abaixo dos R\$ 370,00/MWh. Isto se deu devido à escassez das chuvas, sobretudo na região Sudeste/Centro-Oeste, região onde estão localizados os principais reservatórios de água para geração hidráulica no país.

A Figura 24 apresenta as médias do PLD mensal ano a ano desde 2003.



Fonte: Aneel.

Figura 24 – Média do PLD mensal por ano.

Observando a Figura 24 se pode notar a tendência de aumento de preços a partir de 2012.

O aumento no custo da energia está ligado diretamente com a escassez de chuva principalmente na região sudeste/centro-oeste, região onde se localizam 70% dos reservatórios do país. A Tabela 12 mostra os reajustes tarifários de algumas das principais distribuidoras em 2014.

Tabela 12 – Reajustes tarifários em 2014 de algumas das principais distribuidoras do Brasil.

	Reajuste 2014	
	Baixa Tensão	Alta Tensão
Eletropaulo	18,06%	19,93%
Cemig	15,78%	12,42%
CPFL Paulista	17,97%	16,10%
COELBA	15,00%	16,04%
Elektro	35,97%	40,79%
Celesc	22,76%	22,42%
Bandeirantes	20,60%	23,78%

Fonte: Aneel (2014).

Pela Tabela nota-se que os reajustes tarifários de 2014 foram em sua maioria acima dos 15% tanto para baixa tensão quanto para alta tensão.

Estes sucessivos aumentos e a não expectativa de melhoras no cenário hidrológico do país no curto prazo, tem trazido foco a soluções de economia energética novamente, o que seria o caso de a geração distribuída e projetos de eficiência voltar a ser uma realidade.

Os dois últimos leilões realizados no ano de 2014 sinalizaram uma significativa mudança das diretrizes do governo.

O leilão de energia de reserva realizado em 31 de outubro previa três produtos para três fontes diferentes:

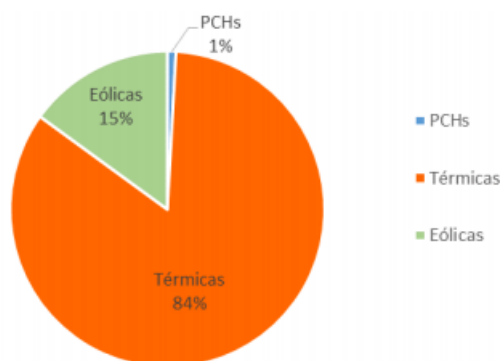
- Produto 1: preço teto de R\$ 144,00/ MWh para fonte eólica;
- Produto 2: preço teto de R\$ 262,00/ MWh para fonte solar;
- Produto 3: preço teto de R\$ 169,00/ MWh para fonte biomassa.

O leilão resultou na contratação de 535,7 MW_{méd} de garantia física para o sistema, sendo destes 202,3 MW_{méd} de fonte fotovoltaica, e o restante de eólica.

Já no leilão A-5 realizado em 28 de novembro previa os seguintes produtos, com seus respectivos preços de referência:

- Produto 1: preço teto de R\$ 152 / MWh para a UHE Apertados, caso 01;
- Produto 2: preço teto de R\$ 137 / MWh para a UHE Ercilândia, caso 01;
- Produto 3: preço teto de R\$ 114 / MWh para a UHE Itaocara I, caso 01;
- Produto 4: preço teto de R\$ 164 / MWh para os empreendimentos enquadrados como aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 50 MW (o que inclui as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs), as ampliações das UHEs existentes e empreendimentos hidrelétricos oriundos de Sistema Isolado que não tenham entrado em operação comercial;
- Produto 5: preço teto de R\$ 209 / MWh para os classificados como “produto disponibilidade termoeletrica”;
- Produto 6: preço teto de R\$ 137 / MWh para os que são classificados como “produto disponibilidade eólica e solar”.

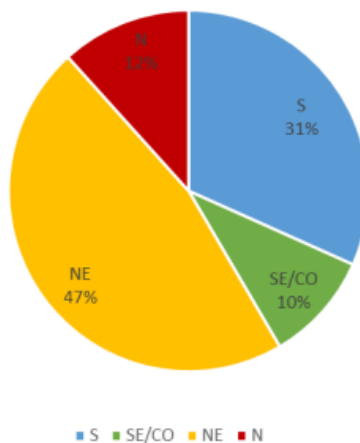
O leilão resultou na contratação de 2.742,5 MW_{méd}, sendo destes 2.303,7 MW_{méd} provindos de fontes térmicas e somente 415 MW_{méd} de fontes eólicas. A Figura 25 mostra a distribuição por fonte da contratação no leilão.



Fonte: Análise Pós-Leilão Instituto Acende Brasil.

Figura 25 – Distribuição da contratação de Garantia Física por fonte do Leilão A-5.

A divisão dos produtos em ambos os leilões fez com que outras fontes viabilizassem seus empreendimentos. No entanto, ao observar a Figura 26 que traz a distribuição por submercado da energia contratada, pode-se notar que ainda há um acúmulo de projetos na região nordeste.



Fonte: Análise Pós-Leilão Instituto Acende Brasil.

Figura 26 – Distribuição da contratação de Garantia Física por submercado do Leilão A-5.

O acúmulo de energia nova contratada na região nordeste contribuirá para o descasamento entre garantia física e carga, conforme já comentado neste trabalho. Neste contexto, uma solução para se minimizar este descasamento de geração e carga poderia ser a promoção de leilões regionais.

8. CONCLUSÃO

Com a evolução da cogeração realizada a partir da queima de biomassa passou-se a gerar energia excedente a ser exportada para o SIN, neste contexto, o bagaço de cana vem mostrando grande eficiência e se mostrando uma alternativa importante para aumento da receita do setor sucroalcooleiro.

Com as mudanças na legislação ambiental (Lei Estadual Nº 11.241, de setembro de 2002) atual e a introdução obrigatória da mecanização da colheita no Estado de SP, os resíduos compostos por palhas e pontos que antes eram queimados passaram a ser uma opção para aproveitamento energético. O setor sucroalcooleiro se destaca neste seguimento no Brasil, sobretudo pela eficiência atingida e pela substituição do combustível fóssil.

Mesmo com a evolução da biomassa no setor elétrico, ela vem enfrentando dificuldades na viabilização em leilões de energia nova.

Foi mostrado neste trabalho que quase 50% da energia total contratada nos últimos leilões são de empreendimentos Eólicos, sendo aproximados 37% localizados na região Nordeste do país. As usinas térmicas a Gás Natural representam aproximados 14% do total contratado para a expansão da matriz elétrica, divididos entre os submercados SE/CO e NE. As Hidrelétricas de grande porte correspondem a cerca de 26% do total contratado com maior parte entre os submercados SE/CO e N. Quase 9% do total contratado correspondem às Térmicas a Biomassa nas regiões SE/CO e NE. Por fim, as PCHs viabilizaram aproximados 2,5% da geração contratada, localizadas nas regiões SE/CO e S.

Nota-se, portanto, que este modelo de leilões está contribuindo para um descasamento entre carga e garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN), em que dentro do decênio as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul e se tornam importadoras de energia enquanto as regiões Norte e Nordeste se tornam exportadoras.

Em estudo realizado por Kawana (2013), o preço médio dos leilões de eólica em 2011 que foi em torno dos R\$ 116,04/MWh teria um custo real de aproximadamente R\$ 148,20/MWh. Se atualizarmos este valor a partir de janeiro de 2011 até novembro de 2014 pelo índice IPCA, o preço de venda atualizado estaria em torno dos R\$ 185,86/MWh, mostrando que caso a geração eólica não contasse com os

benefícios que lhes garante maior competitividade, seu preço de viabilização poderia ser muito mais alto, e outras fontes, como biomassa e PCH poderiam ter tido maior competição com a eólica nos últimos leilões.

Neste contexto, leilões regionais e por fonte podem ser uma solução para o país, uma vez que leilões regionais permitem que os projetos sejam viabilizados próximos ao centro de carga, enquanto leilões por fonte trazem uma maior diversidade à matriz, beneficiando o conceito de complementaridade entre fontes, e evitando que o país fique suscetível a escassez de chuva, ventos fracos, atrasos na safra, entre outros fatores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 13 de setembro de 2014.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2013. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2014. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2010. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

CRESESB. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 2001. Brasília – DF. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes>>. Acesso em: 20 de outubro de 2014.

HOCHSTETLER, R. L. Aprimoramentos nos leilões de energia para fomentar a configuração ótima do parque gerador. Instituto Acende Brasil – Grupo de estudo de comercialização, economia, e regulação de energia elétrica. 2013.

KAWANA, S. A. Avaliação energética do aumento da participação eólica no Sistema Interligado Nacional, com ênfase na concentração de plantas geradoras na região Nordeste e rebatimento nas condições de atendimento da demanda de pico. Dissertação (mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. 2013.

MORENO, L. M. Transição da colheita da cana-de-açúcar manual para a mecanizada no estado de São Paulo: Cenários e Perspectivas. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo). 2011.

ÚNICA. Imprensa - BIOELETRICIDADE DA CANA EM SÃO PAULO POUPA 4% DA ÁGUA NOS RESERVATÓRIOS NO SUDESTE/CENTRO-OESTE. Disponível em:

<<http://www.unica.com.br/imprensa/>>. Acessado em: 10 de outubro de 2014.

BRASIL. Tipos de Leilões. CCEE. 2014. Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acessado em: 19 de setembro de 2014.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações (White Paper 7). São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2012.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Análise de Leilões. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br/br/analises>>. Acessado em: 19 de setembro de 2014.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Análise de Leilões. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br/br/analises>>. Acessado em: 05 de dezembro de 2014.

BRASIL. Banco Central do Brasil – BCB. Projeção de PIB do Banco Central do Brasil. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br>>. Acessado em: 01 de agosto de 2014.

BRASIL. ONS. Histórico de dados de média mensais de carga por região do ONS. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acessado em: 10 de setembro de 2014.

BRASIL. ONS. Análise de transferência de energia entre submercados. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acessado em: 10 de setembro de 2014.

PORTAL PCH. Saiba mais sobre PLD. Disponível em: <<http://www.portalpch.com.br/96-saiba-mais/>>. Acessado em: 19 de novembro de 2014.

PORTAL PCH. Notícias. A-5: preço de referência favorece contratação de biomassa e eólicas. Disponível em: <<http://www.portalpch.com.br/>>. Acessado em: 24 de outubro de 2014.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. EIA. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2014).pdf)>. Acessado em: 02 de novembro de 2014.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. EIA. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=ch>>. Acessado em: 02 de novembro de 2014.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. EIA. Disponível em: <<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=6>>. Acessado em: 02 de novembro de 2014.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. EIA. Disponível em: <<http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=427&t=3>>. Acessado em: 02 de novembro de 2014.

INSTITUTO DE ECONOMIA AGRÍCOLA. EIA. Índice de Mecanização na Colheita da Cana-de-Açúcar no Estado de São Paulo e nas Regiões Produtoras Paulistas, Junho de 2007. Disponível em: <<http://www.iea.sp.gov.br/out/verTexto.php?codTexto=9240>>. Acessado em: 09 de dezembro de 2014.

BRASIL. ANEEL. Pesquisa legislativa – Resoluções Homologatórias 2014. Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>. Acessado em: 01 de dezembro de 2014.