

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

ANÁLISE DE INCENTIVOS AO DESENVOLVIMENTO DE
ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL

Cecília Pereira Nunes Veiga
No de matrícula: 1211933

Orientadora: Amanda Schutze

Co-Orientadores: Mario Veiga Pereira e Paula Venezuela

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

ANÁLISE DE INCENTIVOS AO DESENVOLVIMENTO DE
ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL

Cecília Pereira Nunes Veiga
No de matrícula: 1211933

Orientadora: Amanda Schutze

Co-Orientadores: Mario Veiga Pereira e Paula Venezuela

Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor

**As opiniões expressas neste trabalho são de
responsabilidade única e exclusiva da autora.**

“When we are not sure, we are alive.”

- *Graham Greene*

...

“And because I wrote this body of work, I’m very much alive.”

- *Cecilia Veiga*

Agradecimentos

À minha família. Ao meu pai, Álvaro, por todos ensinamentos dentro e fora de sala de aula, pela infinita dedicação (incluindo, mas não limitado a virar a noite me dando aulas de estatística por Skype da Itália), apoio e amizade. À minha mãe, Mônica, por toda compreensão, apoio e liberdade que sempre me deu para eu crescer como eu mesma. À minha irmã, Fernanda, que mesmo sendo mais nova que eu me inspira diariamente a ser uma pessoa melhor.

Aos meus amigos da PUC, da Escola Parque, da PSR e das encruzilhadas da vida que me acompanharam pelos desafios, vitórias e aventuras. Obrigada por todas risadas, todos ensinamentos, todas discussões e todo apoio que me deram.

À PSR, um lugar ímpar no qual eu aprendi muito além do que eu imaginava possível em um pouco mais de um ano, que me inspirou diariamente a trabalhar duro e sempre continuar a buscar o conhecimento e que me deu amigos que levarei para a toda minha vida. Um agradecimento especial ao Mateus Cavaliere, por toda orientação, (pouca) paciência e incrível amizade oferecida diariamente durante meu período na PSR.

Ao Marcelo Medeiros, orientador do meu projeto de Iniciação Científica e meu primeiro chefe, obrigada pela introdução à força de trabalho e pela amizade desde que eu sou criança.

À minha orientadora Amanda Schutze, obrigada por todo apoio, compreensão e atenção durante o desenvolvimento desse trabalho.

Ao meu co-orientador Mario Veiga, muito obrigada pela oportunidade de trabalhar na PSR, pela sugestão do tema dessa monografia, pela orientação e apoio durante o desenvolvimento da mesma além da amizade e exemplo profissional e acadêmico.

À minha co-orientadora Paula Venezuela, obrigada pela infinita paciência, delicadeza e orientação durante a formulação desse trabalho.

Sumário

Lista de Siglas	9
1. Introdução	10
2. O sistema Energético Brasileiro	13
2.1 O Sistema Regulatório	16
2.2 Ambiente de Comercialização Regulado (ACR)	17
2.2.1 Regime de Cotas de Garantia Física	18
2.3 Ambiente de Comercialização Livre (ACL)	19
2.4 Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)	20
2.5 Autoprodução	20
3. Regulações Subsidiárias e Programas de Incentivo à Energia Renovável	22
3.1 PROINFA	22
3.2 Descontos na TUST e TUSD	25
3.2.1 Os Sistemas de Transmissão e Distribuição	25
3.2.2 O Desconto das Tarifas Fio	26
3.3 Leilões de Energia Específicos	28
3.4 Geração Distribuída	28
3.5 Financiamentos e Subsídios Fiscais	29
3.6 Projetos Híbridos	31
4. Análise da Efetividade dos Programas de Incentivo à Energia Renovável	32
4.1 PROINFA	32

4.2	Descontos na TUST e TUSD	36
4.2.1	Dados	38
4.2.2	Modelos de Análise	39
4.2.3	Análise	40
	I. Cenário Geral	41
	II. Eólicas	43
5.	Sugestão de Novo Subsídio	49
5.1	Modelo de Filtração pelo Mercado	49
	I. Metodologia de Leilões no ACR	49
	II. Modelo de Filtração pelo Mercado	50
	III. O Subsídio	51
6.	Conclusão	52
7.	Referências bibliográficas	54
	Anexo: Modalidades Tarifárias	56

Índice de Figuras

Figura 1	– Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	44
----------	--	----

Índice de Tabelas

Tabela 1	- Condições de Financiamento BNDES	30
----------	------------------------------------	----

Índice de Gráficos

Gráfico 1 – Matriz de Capacidade Instalada de Geração Energética	13
Gráfico 2 - Consumo de Energia e PIB	14
Gráfico 3 - Energia Contratada no PROINFA	33
Gráfico 4 – Preço por Tipo de Fonte: PROINFA e Leilões	34
Gráfico 5 - Custo do PAP	35
Gráfico 6 - Custo unitário PROINFA	36
Gráfico 7 - CAPEX vs Desconto Tarifário Geral	41
Gráfico 8 - Médias CAPEX/Distribuidora vs Desconto Tarifário	42
Gráfico 9 - CAPEX vs TUST (Eólica)	45
Gráfico 10 - Fator de Capacidade vs TUST (Eólica)	46
Gráfico 11 - CAPEX vs Desconto na TUSD (Eólica)	47
Gráfico 12 - CAPEX vs Desconto na TUSD (Solar)	48

Lista de Siglas

ACL – Ambiente de contratação livre

ACR – Ambiente de contratação regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CAPEX - Capital Expenditure

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CER – Certificado de energia renovável

CGH - Central geradora hidrelétrica

Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços

MME – Ministério de Minas e Energia

MW - Megawatt

MWh – Megawatt hora

MWméd - Megawatt Médio

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D – Pesquisa e desenvolvimento

PAP - Plano Anual do PROINFA

PCH – Pequena central hidrelétrica

PIE – Produtor independente de energia

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

TUSD – Tarifa de uso do sistema de distribuição

TUST – Tarifa de uso do sistema de transmissão

1. Introdução

A disponibilidade de energia é uma das condições necessárias ao desenvolvimento econômico das nações. Atualmente, a maior parte da energia elétrica produzida no mundo¹, 77%, vem de fontes não renováveis - óleo, carvão e gás - ou nuclear. Porém, a preocupação crescente com a preservação do meio ambiente, reforçada em grande parte pela consolidação da hipótese do aquecimento global a partir da década de 90, tem induzido a busca de novas fontes de energia, que sejam renováveis e de baixo impacto ambiental.

Nesse contexto, muitos países têm se posicionado estrategicamente para favorecer o desenvolvimento da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. O Brasil, em particular, estaria bem colocado pois cerca de 70% de sua energia é de origem hídrica e, portanto, renovável. Apesar disso, a expansão desse tipo de energia também encontra limitações de ordem ambiental, podendo-se prever crescentes dificuldades para se implementar novos projetos de grandes reservatórios. Além disso, nossas usinas térmicas utilizam predominantemente combustíveis fósseis. Seu uso é portanto a ser evitado, devido ao impacto ambiental negativo.

Nas últimas duas décadas, o governo brasileiro tem criado diferentes mecanismos para fomentar o desenvolvimento de energias renováveis não convencionais. Especificamente, o objetivo tem sido de favorecer o desenvolvimento das energias eólica e solar, que são tecnologias relativamente novas e ainda caras, e incentivar a implantação de pequenas centrais hidrelétricas e de cogeração de biomassa, esta última muito própria ao Brasil pois está fortemente associada ao agronegócio, em especial à cana de açúcar.

Dentre os principais mecanismos de fomento encontram-se o PROINFA², a concessão de descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) e o financiamento pelo BNDES³ de novos projetos de geração de energias renováveis e não convencionais..

¹ <http://www.tsp-data-portal.org/Breakdown-of-Electricity-Generation-by-Energy-Source>

² Programa de Incentivo as Fontes Alternativas

³ Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

O PROINFA foi lançado em 2002 com a meta inicial de aumentar em 3,300 MW a participação de eólicas, solares e PCH's na matriz energética brasileira. Neste programa, o governo compra energia de novos projetos de geração através de contratos de longo prazo, remunerados à uma tarifa acima do valor de mercado. Com isso, os novos projetos obtêm a dupla vantagem de uma melhor remuneração pela energia e uma redução do risco pela garantia de longo prazo propiciada pelos contratos os quais, ao mesmo tempo, servem como base obtenção de financiamentos junto ao BNDES.

Outro mecanismo de incentivo são os descontos na TUST e TUSD que são de ao menos 50% para a energia produzida por fontes renováveis não convencionais, o que aumenta a sua competitividade nos leilões de energia e nos contratos bilaterais.

Nesta monografia, vamos analisar os efeitos desses subsídios em termos de sua efetividade e otimalidade, procurando contextualizar sua necessidade no mercado energético atual.

A literatura sobre esse tema é esparsa. *Dutra e Szklo* (2006) e *Hashimura* (2012) se concentram na análise da efetividade do PROINFA para incentivo da energia eólica no Brasil, mostrando que o programa conseguiu atingir seus objetivos iniciais. *Nascimento et al* (2012) analisam os desdobramentos socioeconômicos da expansão do parque eólico brasileiro e mostram que esta tecnologia já é competitiva, o que também pudemos identificar. Já *Montavão e da Silva* (2015) analisam a otimalidade descontos na TUST e TUSD e concluem que esse é um subsídio cruzado que causa distorções às externalidades econômicas naturais à essas tarifas. *Neto* (2016) analisa o conjunto dos incentivos através de um referencial analítico de gestão estratégica para concluir que os mecanismos não foram capazes de induzir inovação no setor de energia fotovoltaica no país.

Grande parte do material utilizado nessa monografia é composto das diferentes regulações e leis do setor energético (que serão discutidas ao longo dessa monografia), além de relatórios internos da consultoria de energia PSR-Inc., a quem expressamos os mais sinceros agradecimentos.

Complementando a literatura, este trabalho ressalta que, de fato, o PROINFA foi bem sucedido em suas objetivos, superando a meta de ampliação

em 3,300 MW de suas fontes energéticas de interesse previstas em 2010, evidenciando que as barreiras de entrada no mercado que esses tipos de energia enfrentavam foram vencidas graças ao programa. Apontamos, porém, que atualmente essas mesmas fontes de energia já não precisam da proteção do PROINFA, dado que os preços que praticam no mercado de energia são bem mais baixos do que a tarifa oferecida pelo programa.

Nossa análise da efetividade dos descontos para TUST e TUSD está alinhada com a de *Montavão e da Silva*, evidenciando através da análise de dado de CAPEX e preços que os descontos aplicados nessas tarifas acabam por se constituir um subsídio cruzado, o que distorce os incentivos econômicos para induzir a localização ótima das usinas. Essa ineficiência locacional se traduz naturalmente em um custo para a população que, afinal, é quem financia os descontos através de encargos cobrados na conta de eletricidade.

Na conclusão da monografia, recomendamos modificações nos mecanismos de incentivo de forma a mitigar os principais problemas identificados em nossa análise.

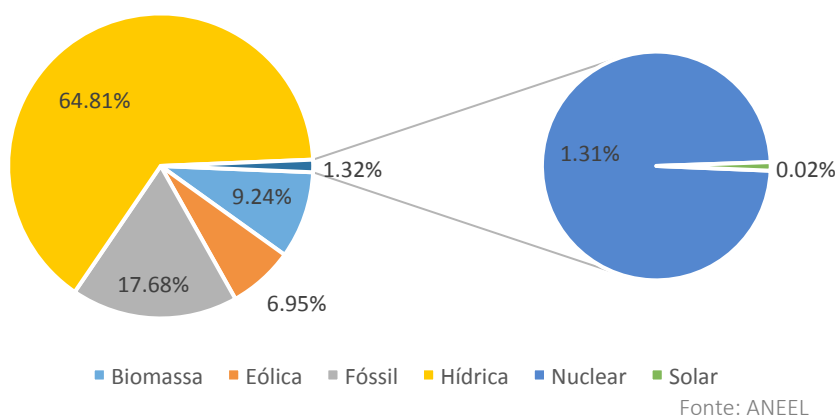
O restante deste documento está organizado da seguinte forma. A seção II descreve o funcionamento do sistema energético no Brasil, apresentando as diferentes formas de produção, negociação e consumo de energia. A seção III descreve os principais tipos de incentivos e a seção IV analisa sua efetividade através de diversos indicadores econômicos. A seção V sugere correções nos mecanismos de incentivo de forma a mitigar os principais problemas identificados no mecanismo atual. Finalmente, a seção VI conclui o trabalho apresentando de forma sintética os principais resultados encontrados.

2. O Sistema Energético Brasileiro

O sistema energético brasileiro é o maior da América Latina, com a capacidade instalada de 152.9 GW⁴ – da qual 64.8%¹ correspondem a usinas de fonte hídrica – distribuída através de 4.675¹ empreendimentos em operação, com o pico de demanda de 86 GW⁵. O gráfico abaixo mostra a distribuição entre as diferentes

Gráfico 1

**Matriz de Capacidade Instalada de Geração Energética
Junho 2017**



fontes de energia.

Atualmente, 71%¹ da energia é produzida pelas hidrelétricas, o restante da produção sendo composta em sua maior parte por geração de gás natural, carvão, nuclear e óleo. A discrepância entre a participação na capacidade instalada e na produção de energia se dá porque muitas usinas podem gerar acima da sua capacidade, enquanto outras geram abaixo, e como a energia hidráulica é a mais utilizada no Brasil, sendo as hidrelétricas as usinas com mais capacidade de geração, a participação na produção de energia hidráulica acaba por ser maior do que a participação na capacidade instalada de geração.⁶

⁴ Fonte: Banco De Informações Gerais (BIG), ANEEL, junho/2017

⁵ Um pico de demanda é a maior quantidade de energia demandada do sistema elétrico pelos consumidores em certo período do tempo.

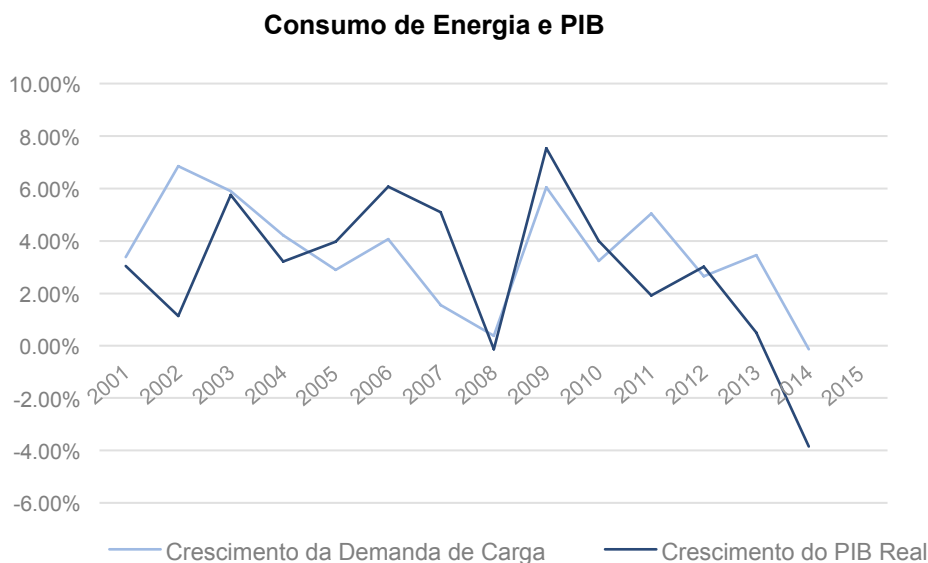
⁶ A discrepância entre a participação na capacidade instalada e na produção de energia se dá porque muitas usinas podem gerar acima da sua capacidade, enquanto outras geram abaixo, e como a energia hidráulica é a mais utilizada no Brasil, sendo as hidrelétricas as usinas com mais capacidade de geração, a participação na produção de energia hidráulica acaba por ser maior do que a participação na capacidade instalada de geração.

Recentemente, a bioeletricidade (cogeração através do bagaço de cana de açúcar) e eólica surgiram como fontes competitivas no mercado, assim como a solar que tem seguido o mesmo caminho.

No último ano as usinas de fontes hidráulicas, de biomassa, eólica e solar tiveram um aumento de participação na matriz energética brasileira 6.7%, 4%, 55% e 127%⁷ respectivamente.

O mercado brasileiro tem apresentado uma evolução rápida, com taxas de crescimento do consumo de eletricidade fluando por volta de 5%⁸ ao ano até o começo de 2015. Isso exigia uma entrada de aproximadamente 3,200 MWmed⁹ (cerca de 5,000 MW de pico de capacidade) ao ano. Porém, houve uma diminuição do consumo médio de 4,9%³ em 2015. O que é explicado pela séria crise econômica pela qual estamos passando, pois, o consumo de energia é historicamente ligado ao PIB, como mostrado no gráfico abaixo.

Gráfico 2



Fonte: ONS, ANEEL, IPEA

⁷ Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME): Resenha Mensal de Setembro de 2016

⁸ Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS): Histórico da Operação

⁹ Unidade de produção energética igual a energia produzida pela operação contínua de um megawatt de capacidade durante um período de tempo. O MW médio é calculado por meio da razão MWh/h, onde MW representa a energia produzida e h representa a quantidade de horas do período de tempo no qual a referida quantidade de energia foi produzida. Assim, 1MW médio em 1 ano = 1MW x 8760horas = 8.760 MWh; 1MW médio no mês de janeiro representa 1MW x 744horas = 744MWh.

No Brasil, consumidores cativos representam 75%¹⁰ do mercado, obrigatoriamente tendo que comprar sua energia de uma distribuidora, enquanto os restantes são livres, ou seja, podem escolher livremente seu fornecedor de energia. Atualmente há uma migração para o mercado livre graças à novas resoluções aprovadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que facilitam essa passagem, como a criação de uma classe de consumidores especiais¹¹ (explicado abaixo na seção chamada “Ambiente de Comercialização Livre”) e diminuição dos custos burocráticos e de supervisão de procedimentos antes requeridos pelo ONS¹².

O sistema hidrelétrico é composto de 219¹ usinas hidrelétricas, com capacidades variando entre 30 a 14,000 MW¹, localizado em 12¹³ bacias fluviais através do país. Dada a grande área do Brasil, as bacias têm uma grande variedade de clima e padrões de vazão de água. Um bom exemplo é o fenômeno “El Niño”, que quando ocorre a região nordeste tem secas, enquanto a sudeste tem um aumento de chuvas.

Aproveitando essa diversidade climática, o ONS despacha o sistema hidrelétrico como um portfólio, com enormes transferências de energia entre as regiões abundantes e escassas em água. As usinas hidrelétricas são despachadas com base nos seus custos de oportunidade esperados, que são computados por um programa de otimização estocástica de múltiplos estágios que leva em conta uma representação detalhada das incertezas da vazão de água e operação das usinas.

Esse tipo de otimização de despacho nacional requer um sistema de transmissão robusto e integrado, capaz de acomodar diferentes padrões de exportação e importação entre regiões.

¹⁰ Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

¹¹ Fonte: Planalto, Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996

¹² Resolução Normativa Nº 718 de 16 de Maio de 2016 e Resolução Normativa Nº688 de 1º de Dezembro de 2015I

¹³ Fonte: Portal Brasil

2.1 O Sistema Regulatório

O mercado de energia brasileiro tem duas regras principais¹⁴. A primeira regra é que a demanda média anual de energia para todos os consumidores, tanto cativos quanto livres, deve ser coberta por contratos de fornecimento de energia (PPAs: Power Purchase Agreements). Enquanto os consumidores livres podem firmar contratos diretamente com usinas, os cativos somente consomem energia através das distribuidoras, que por sua vez firmam contratos com as usinas. A cobertura do contrato é verificada ex-post, comparando os MWh consumidos nos últimos 12 meses com a quantidade acumulada de MWh prevista nos PPAs comprados⁶. Se a quantidade de energia nos contratos for menor do que a consumida, o usuário (consumidor livre ou a distribuidora) paga uma multa relacionada com o custo de gerar nova capacidade. Para os consumidores regulados, é permitido que eles sejam sobrecontratados em 5%⁶.

A segunda regra diz que todos os PPAs, que são instrumentos financeiros, devem ser cobertos por lastro físico, as garantias físicas de capacidade de geração. Essas garantias são calculadas pelo Ministério de Energia para cada projeto e reflete a sua capacidade de produção de energia anual sustentável durante períodos secos. Portanto, a garantia física de um gerador é a quantidade máxima de energia que pode ser negociada em um contrato. Por exemplo, para assinar um contrato para 1000 MWmed (8760 MWh/ano), o gerador ou comercializador precisa mostrar que possui um lastro físico que some a mesma quantidade daquela contratada.

As garantias físicas são comercializáveis e podem ao longo da duração de um contrato ser trocadas por outras garantias físicas. Além disso elas podem ser revisadas para baixo de acordo com as possibilidades reais de produção de um gerador.

As duas regras, que toda demanda deve ser coberta por contratos de energia e que todo contrato de energia deve ser coberto por um lastro físico de energia, garantem um elo entre o aumento da demanda e a construção de novas

¹⁴ Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

unidades geradora, o que é esperado para garantir uma oferta realista de energia no longo prazo.

Existem dois ambientes de comercialização de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

2.2 Ambiente de Comercialização Regulado (ACR)

O ACR é caracterizado por todas as negociações de energia feitas para atender a demanda das distribuidoras.

Todas as compras de energia nesse ambiente são feitas através de leilões públicos promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratos de longo prazo. Ou seja, as companhias de distribuição não podem negociar nenhum contrato bilateralmente com um fornecedor, com exceção ao caso de compra de energia renovável da geração distribuída que represente até 10%⁶ da demanda total.

Leilões de energia nova são feitos duas vezes por ano para a entrega de energia 3 ou 5 anos adiante⁶. A energia nova é uma energia proveniente de usinas que ainda serão construídas. Esse período de tempo até a entrega da energia permite que os investidores tenham tempo para construir a usina do projeto, e o contrato de longo prazo – de 15 a 30 anos⁶ – permite o financiamento do projeto.

No processo do leilão as distribuidoras precisam disponibilizar as previsões de suas demandas para a agência de planejamento do governo e o leilão é feito para atender o aumento da demanda de todas as distribuidoras. Cada gerador que ganhar um leilão assina contratos bilaterais separados com cada uma das distribuidoras, proporcionalmente a suas demandas previstas. Note que o sistema de contratação é diferente do esquema tradicional de comprador único, onde uma agência governamental faz um contrato de compra de energia com um produtor de energia. Consequentemente, os contratos são instrumentos privados assinados entre as distribuidoras e os geradores.

Os contratos de energia são renováveis através de leilões especificamente de energia existente (proveniente de usinas já construídas), feitos anualmente para a entrega de energia no ano seguinte. Esses leilões oferecem contratos de curto e

médio prazo. Energias novas e existentes não competem no mesmo leilão de energia.

Em ambos tipos de leilões, o governo define os parâmetros do leilão, o tipo de contrato (quantidade ou disponibilidade)¹⁵ e o teto do preço. Uma consequência importante do controle governamental é que a criação de mercados específicos para a negociação de geração de energia existente e futura pode gerar preços diferentes para os dois produtos.

Adicionalmente aos leilões de geração futura e existente, a regulamentação do mercado também permite que o governo crie leilões específicos para certos tipos de tecnologia de geração. Esse mecanismo foi introduzido para incentivar o desenvolvimento usinas renováveis (solar, eólico, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração através de biomassa) e grandes usinas hidrelétricas localizadas na Amazônia (Usinas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte).

Os mais recentes leilões de energia no Brasil têm atraído interesse de investidores brasileiros e estrangeiros. Fornecedores candidatos têm incluído uma enorme variedade de tecnologias como novos projetos para usinas hidrelétricas, a carvão e óleo, de biomassa e eólicas.

2.2.1 Regime de Cotas de Garantia Física

Existe mais um tipo de comercialização de energia, nele os geradores de energia hidrelétrica e distribuidoras assinam contratos para participarem do regime de cotas de garantia física criado, pela Lei nº 12.783 de 2013, com o intuito de negociar a energia dos geradores que tiveram a concessão vencida.

Os agentes donos dessas usinas que as concessões venceram, se optarem por renová-la passam a ter direito à receita anual de geração (RAG)¹⁶. Enquanto as usinas que não quiseram ter suas concessões renovadas pelos seus agentes operadores são colocadas em leilão e ganham os agentes que oferecem a menor receita anual de geração (RAG) para a operação da usina.

¹⁵ Os contratos de quantidade preveem o fornecimento de um montante fixo de energia por uma determinada quantidade de tempo a um determinado preço, enquanto os de disponibilidade são destinados à contratação de usinas termelétricas (que podem ser ativadas ou não dependendo da necessidade) e preveem uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado. Para mais informações, vá para <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia>

¹⁶ A RAG é calculada com base nos custos de Operação e Manutenção da usina.

Anualmente a ANEEL rateia a garantia física desses geradores (seja os que renovaram a concessão ou os que mudaram de agente operador através do leilão) entre as distribuidoras, e essas parcelas rateadas são chamadas de cotas. E são justamente essas cotas que são utilizadas para remunerar as RAG de cada gerador¹⁷.

2.3 Ambiente de Comercialização Livre (ACL)

Todos os consumidores acima de 3MW⁴ e conectados na linha transmissão em níveis de voltagem acima de 69kV (se foram conectados de pois de 8 de julho de 1995, esse nível não é requerido¹⁸) podem ser consumidores livres e negociar seus contratos de energia diretamente com geradores e comercializadores no ACL, desde que sejam 100% contratados.

Desde fevereiro de 2014, consumidores livres podem também revender contratos e se comportar como comercializadores. Além disso esses consumidores livres podem comprar contratos de energia de qualquer fonte. As regras do mercado também permitem que qualquer consumidor com demanda acima de 0.5 MW⁷ se torne um consumidor especial e compre contratos de energia de fontes renováveis não convencionais (pequenas centrais hidrelétricas, eólica, biomassa e solar), criando um mercado exclusivo para essas fontes. Isso por si só constitui um aumento considerável da proporção de consumidores desregulados.

Incentivos em relação às tarifas de distribuição e transmissão e um aumento progressivo da tarifa da energia das distribuidoras para consumidores industriais tem motivado um aumento gradual do mercado de consumidores livres nos últimos anos, como mencionado anteriormente.

A comercialização de energia de fontes renováveis no ACL é particularmente atraente por conta de um mecanismo incentivado de contratação. De acordo com esse mecanismo, os geradores dessas fontes e seus consumidores tem direito a um desconto de ao menos 50%¹⁹ em suas tarifas de distribuição e transmissão. Isso quer dizer que o governo dá subsídios para os produtores e

¹⁷ Para mais informações: http://www.aneel.gov.br/metodologia-geracao/-/asset_publisher/vazcCC0v1xct/content/contratos-de-cota-de-garantia-fisica-ccgf/654800?inheritRedirect=false

¹⁸ Fonte: Planalto, Lei Nº 133.360, de 17 de novembro de 2016

¹⁹ Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996

comercializadores de energia renovável não convencional, o que abaixa o preço dos contratos a serem firmados pelos consumidores especiais para comprar essa energia, o que serve com o um incentivo para a expansão do mercado dessa energia.

2.4 Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

Até agora foram expostas as formas que as distribuidoras e consumidores podem se pré-contratar, assegurando a energia a um preço fixado pelo contrato.

Porém, existem diferenças entre o consumo contratado e o efetivo e entre a geração contratada e a produzida. Todas essas diferenças são resolvidas no mercado spot, onde o preço da energia é calculado semanalmente pela CCEE.

Então, caso um gerador produza mais energia do que que ele tem firmada em contrato, ele vende essa sobra no mercado spot, analogamente, ele comprará energia lá também se produzir menos do que o contrato que firmou. O mesmo acontece com distribuidoras ou consumidores livres, sobras de energia são vendidas enquanto o que falta é comprado.

Um problema recorrente é que o momento de grande escassez de energia normalmente é generalizado, o que resulta em uma grande volatilidade no PLD. Ele aumenta muito em momentos que a produção fica abaixo do esperado, muitas vezes tendo que ser limitado por um teto, estipulado anualmente pela ANEEL. Esse teto serve justamente proteger os agentes de um preço tão alto que poderia causar um prejuízo exorbitante para as empresas que estiverem comprando no mercado spot na hora da escassez.

O PLD também tem um piso do preço, que serve analogamente ao caso anterior, para proteger os agentes vendendo suas sobras no mercado spot em um momento de abundância de energia, mas o preço do PLD não chega ao piso faz muitos anos.

2.5 Autoprodução

O autoprodutor é o agente que produz toda ou parte da energia que consome. O agente no caso precisa ter uma concessão, no caso de usinas hidrelétricas, ou uma autorização para autoprodução de energia elétrica. No caso de usinas

termelétricas, a autoprodução também pode ser feita na mesma localidade onde a demanda é criada.

Uma usina autoprodutora oferece dois produtos ao consumidor: garantia física que será somada ao lastro do consumidor, para verificar se isso cobre seu consumo; e uma redução na soma da cobrança da tarifa de energia na proporção do consumo fornecida por autoprodução.

3. Regulações Subsidiárias e Programas de Incentivo à Energia Renovável

Procurando promover o desenvolvimento de fontes alternativas de produção de energia elétrica, a legislação brasileira criou incentivos para estimular empreendedores e consumidores a investirem nesse segmento do mercado de energia.

3.1 PROINFA: Lei Nº 10.438/2002

Em 2002, através da Lei Nº 10.438, foi criado no Brasil o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA). Sua finalidade era aumentar a participação de PCH's, energia eólica e biomassa na matriz energética brasileira, com uma meta de 3,300 MW repartidos igualmente para cada fonte. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás)

Esse programa é um tipo clássico de subsídio que oferece uma tarifa prêmio (acima do valor do mercado) para cada tecnologia de geração de energia, criando um incentivo para o desenvolvimento dos projetos de energia renovável não convencional. Seguindo a tendência de outros países que fizeram programas de incentivo para energia renovável, o programa decidiu estipular tarifas pré-fixadas chamadas *Feed-in*²⁰. Nesse caso, os geradores recebem um pagamento baseado em sua produção média de energia e os valores dos seus contratos são reajustados pela inflação.

O PROINFA obtém seus recursos para subsídio de projetos através do BNDES . Após firmados os contratos, seus custos são repassado para todos os consumidores finais (cativos e livres) do Sistema Interligado Nacional (SIN)²¹ através de um encargo na tarifa de energia, cujo valor é proporcional ao seu

²⁰ Tarifas Feed-In – são um mecanismo de política feito para acelerar o investimento em energia renovável, consegue isso oferecendo contratos de longo prazo para os produtores dessa energia que cobrem o custo de produção, assim provendo segurança que os custos serão cobertos e pelo fato de serem de longo prazo, os contratos ajudam a financiar investimentos em energia renovável

²¹ SIN - O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

consumo mensal de energia. Os consumidores classificados como baixa renda²² são isentos desse encargo.

O valor de custeio do programa é estabelecido a partir do PAP – Plano Anual do PROINFA, elaborado pela Eletrobrás no ano anterior à sua vigência e encaminhado à ANEEL para revisão e aplicação. O valor final é dividido em cotas de custeio mensais, recolhidas pelas distribuidoras, cooperativas permissionárias e transmissoras de energia através de encargos nas tarifas de energia dos consumidores e repassadas à Eletrobrás para o pagamento do programa.

No programa, a receita anual de um produtor eólico é calculada com base em uma quantidade de energia de referência contratada pela Eletrobrás (MWh) e do valor econômico do projeto. O valor econômico de parques eólicos no programa PROINFA é uma função do fator de carga²³ de referência de cada projeto. Desvios positivos e negativos entre a energia de referência contratada e a produção real são verificados mensalmente e compensados em uma base anual. Se o projeto eólico apresentar sucessivamente fraco desempenho, o seu montante de energia de referência é reduzido. Por outro lado, o valor econômico do projeto é aumentado, a fim de manter a sua saúde financeira. Portanto, no PROINFA, as usinas eólicas estão cobertas contra o risco de condições adversas de vento, até um certo limite regulamentar.

Apesar do programa ter atingido seus objetivos, conseguindo já em 2010 alcançar a inserção de 3,300 MW na matriz de energia, ele sofreu diversas críticas. A primeira diz respeito à partição dos 3,300 MW em partes iguais dentre cada fonte. Se cada uma das fontes tem preço e fator de capacidade²⁴ diferente das demais, a racionalidade econômica desta separação pode ser questionável, já que se for para se obter um conjunto que otimize a diversificação, eficiência e custo da

²² São consumidores registrados no Cadastro Único de Programas Sociais de Governo Federal com renda familiar per capita abaixo de meio salário mínimo, ou que recebam do Benefício de Prestação Continuada, ou com renda mensal familiar menor de três salários mínimos que tenha um portador de deficiência que necessite de energia para uso continuado de aparelhos de assistência. Todos esses consumidores precisam também ter um consumo menor que 220 kWh mensais para ser considerado baixa renda. Para mais informações: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-social-baixa-renda>

²³ Fator de Carga- A energia média pela usina, em percentual da potência total, em um intervalo de tempo considerado.

²⁴ O fator de capacidade de uma estação de geração de energia elétrica é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período, é uma medida de eficiência da produção energética pela mesma.

energia, o resultado provavelmente seria diferente. De fato, o resultado final do programa mostrou uma divisão desigual dentre as fontes que participaram dele.

A segunda crítica se refere ao critério para selecionar os projetos de geração que participariam do programa: os projetos inscritos para participar do programa foram escolhidos de acordo com a idade da licença ambiental do projeto. Quanto mais antiga essa licença, mais à frente o projeto está na ordem de mérito para a contratação²⁵. Isso na verdade criou um mercado para obtenção de licenças ambientais “antigas” (mesmo que falsas) para projetos obterem uma posição melhor na ordem de contratação²⁶.

A terceira crítica diz que o PROINFA também exigia em seus primeiros anos que 60% dos equipamentos fossem produzidos no Brasil. Isso gerou um impasse porque nessa época somente o fabricante eólico Wobben²⁷ estava instalado no Brasil. E finalmente, o PROINFA não previu sinais econômicos para o desenvolvimento de novas e mais eficientes tecnologias de geração que influenciam no custo e escolha do equipamento.

A lei que introduziu o PROINFA em 2002 previu uma segunda fase do programa, com o objetivo declarado de alcançar uma cota de 10% do consumo anual fornecida por energia renovável não convencional a ser alcançada ao longo de 20 anos. A Lei 12.783/2013 revogou a possibilidade dessa segunda fase do programa, uma vez que ao longo do tempo as fontes não convencionais, sobretudo a energia eólica, provaram ser competitivas nos leilões de energia padrão dados outros incentivos existentes, descritos nas próximas seções.

²⁵ Em suma, quanto mais antiga for a licença ambiental do projeto renovável candidato, maior a sua prioridade para participar do programa PROINFA.

²⁶ Exemplo: <https://www.jusbrasil.com.br/diarios/documentos/142687580/agravo-em-recurso-especial-n-435631-sc-do-stj>

²⁷ A IMPSA instalou uma fábrica no Brasil após o lançamento do PROINFA; outros fabricantes, como Alstom, GE, Suzlon, Gammesa, Siemens vieram após os leilões de energia renovável.

3.2 Descontos na TUST e TUSD - Lei nº9.648/1998

3.2.1 Os Sistemas de Transmissão e Distribuição

Antes de explicar como o desconto pode ser aplicado, é necessário explicar como os sistemas de transmissão e distribuição funcionam.

A energia gerada nas usinas é transmitida para todo Brasil através de cabos isolantes de grande resistência que ficam em torres de metal durante o caminho da transmissão. Este mecanismo forma a rede de transmissão de energia elétrica.

Para evitar desperdícios, ao sair da usina um transformador aumenta a tensão elétrica da energia. Esta voltagem, entretanto, é muito elevada e impossível de ser utilizada pelo consumidor final. Para resolver o problema, durante o caminho são instaladas subestações com transformadores de grande porte para reduzir a tensão elétrica. Na sequência, essa energia é distribuída com ajuda de outros transformadores menores localizados nos postes das cidades, formando a rede de distribuição.

A tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) e a do uso de sistema de distribuição (TUSD), conhecidas como *tarifas fio*, são pagas pelos consumidores e pelos geradores que precisam utilizar as redes de transmissão e de distribuição.

As distribuidoras recebem os montantes de TUST e TUSD devidos pelos consumidores cativos, porém só os montantes de TUSD devidos pelos demais consumidores (livres e especiais) conectados à sua rede de distribuição. O ONS é o órgão receptor do valor relativo à TUST dos consumidores livres e especiais conectados à Rede Básica²⁸ e os valores da TUST pagos pela distribuidora. Esse montante será repartido pelo ONS entre os provedores do serviço de transmissão²⁹.

O cálculo da TUST se baseia na metodologia nodal com sinal locacional. Isso quer dizer que, na subestação (nó) escolhida para a geração ou consumo da energia, tanto os geradores quanto consumidores pagam um valor que depende de quanto a geração e o consumo aliviarão a rede (diminuindo o preço da tarifa) ou a

²⁸ Linhas de transmissões em tensão de 230 kV ou superior.

²⁹ Relatório com valores pagos encontra-se em:

http://www.ons.org.br/administracao_transmissao/apuracao_servicos.aspx

sobrecarregarão (aumentando o preço). Isso cria incentivos de localização de geração, pois o quanto menor a geração da carga³⁰, menor será a TUST, esse mecanismo é conhecido como

O valor final da tarifa fio (R\$) a ser paga consiste na multiplicação da tarifa fio (R\$/MW) pela quantidade de energia (MW) movimentada do sistema (retirada ou inserida).

3.2.2 Os Descontos das Tarifas Fio

A Lei nº 9.648/1998 estabeleceu um desconto na TUST e TUSD não menor que 50% para toda energia produzida por fontes renováveis, com objetivo de aumentar a sua competitividade nos leilões de energia e no mercado livre.

Empreendimentos caracterizados como PCH's e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW³¹, contemplam um desconto de pelo menos 50% na tarifa fio tanto na geração como no lado do consumo. Atualmente, a energia solar é a única que desfruta de um desconto maior do que o mínimo de 50%³².

Além de aplicáveis para geradores de fontes incentivadas, os descontos na tarifa fio também são admissíveis para consumidores que adquirem essas fontes (na proporção da participação das fontes renováveis na carteira do consumidor especial).

Essa lei permite que a energia gerada por essas fontes também seja vendida aos consumidores especiais. O mercado sujeito a estes incentivos econômicos é conhecido como incentivado e os consumidores beneficiados são chamados de especiais. O mecanismo de desconto na tarifa fio tem sido um dos principais caminhos para a integração de geração de energia renovável não-convencional no Brasil, sobretudo para projetos de pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica e cogeração com biomassa de cana.

³⁰ Carga é sinônimo de demanda

³¹ Desde que elas sejam autorizadas a partir de 1º de janeiro de 2016, ou que “resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016”. Caso contrário, esse subsídio é limitado a usinas incentivadas com capacidade instalada de até 30 MW.

³² Empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 terão desconto de 80% na TUSD e TUST, a ser aplicado nos 10 primeiros anos de operação da usina

Esse subsídio permite que a geração renovável seja atraente aos consumidores mesmo com o preço da energia superior ao de uma fonte convencional (hidrelétrica e térmica). Isso acontece pois sendo o valor final pago pela energia é uma soma de encargos setoriais com a tarifa de energia³³ (preço da energia produzida por um certo gerador multiplicada pela demanda contratada) e com a tarifa fio multiplicada pela quantidade de energia que foi de fato consumida. Se o desconto na tarifa fio for grande o bastante, pode ser mais atraente contratar uma energia renovável mais cara do que a convencional pois o valor final da conta de energia será menor nessa ocasião.

Esse desconto também está sujeito a críticas. Primeiramente, o ônus do desconto na TUST e TUSD, tanto no consumo quanto na geração, recai sobre todos os consumidores do Brasil, inclusive os de baixa consumo que são excluídos do incentivo do PROINFA(Subclasse Residencial Baixa Renda), sendo que eles formam a parcela mais carente aos aumentos da tarifa de energia.

Os montantes referentes a esse ônus na tarifa de energia entram no encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que atualmente é mais barato nos submercados no Norte e Nordeste do que no Sudeste e Sul³⁴. Porém, dada essa diferença no encargo entre as regiões, pode-se ver que os consumidores do Sul e Sudeste pagam pelo desenvolvimento de energia renovável no Norte e Nordeste ao pagarem a maior parte da CDE, enquanto não podem se beneficiar das usinas construídas fora de suas regiões.

Adicionalmente, o fato desse ônus entrar na CDE, que é paga por todos consumidores, esse subsídio pode ser caracterizado como cruzado (Stiglitz 1999) já que é um imposto pago de um agente a outro (consumidor cativo para geradores e consumidores livres)

Outra crítica que pode ser feita é que não necessariamente os lugares com tarifas fio altas, que criam descontos absolutos grandes, incentivando a construção de projetos e a compra de energia incentivada nessa área, são as melhores

³³ Tarifa de Energia: é o preço pago pela energia contratada provinda de um certo gerador, esse preço pode ser fixado em um leilão se a energia foi vendida no mercado regulado ou em um contrato bilateral se a energia foi vendida no mercado livre. Ele se dá pelo preço concordado de um MW de energia comprada pela quantidade demanda da mesma energia.

³⁴ Será igualado até 2030. Nota Técnica nº 398/2016-SGT/ANEEL

localizações para a implementação das usinas dado o custo de investimento. Isso será demonstrado em capítulo futuro.

3.3 Leilões de Energia Específicos

O setor elétrico brasileiro passou por múltiplas reformas através dos anos, porém, a partir de da reforma do setor elétrico de 2004³⁵, os leilões de energia têm desempenhado um papel relevante no modelo de mercado praticado. Essa reforma tentou garantir que o principal objetivo seria assegurar o abastecimento de energia e motivar a concorrência entre geradores, o que levaria à minimização do valor das tarifas.

Os leilões também se mostraram como um bom mecanismo para a promoção de energias renováveis não convencionais. Na estrutura pós-reforma, as tecnologias de geração utilizadas pelas pequenas centrais hidrelétricas e usinas de biomassa se mostraram maduras, sendo competitivas quando comparadas às usinas térmicas convencionais nos leilões de energia de 2005 e 2006.

Procurando um aceleração no desenvolvimento dessas duas fontes, além da solar e da eólica, tem-se feito leilões exclusivos para cada tipo desde 2007³⁶.

3.4 Geração Distribuída

A Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores independentemente da sua potência, tecnologia e ou fonte de energia. Em outras palavras, a geração distribuída é quando um consumidor usa uma forma de geração de energia junto à sua unidade consumidora, como um complemento ao seu contrato com uma distribuidora ou diretamente com um gerador.

Dentre as diversas formas de GD, estão: co-geradores, geradores com fontes energéticas a partir de resíduos de combustíveis de diferentes processos (por exemplo bagaço-de-cana e biodiesel), geradores individuais para operação

³⁵ <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>

³⁶ Fonte: CCEE/o que fazemos

em horários de muita demanda energética, painéis fotovoltaicos (fonte solar), geradores eólicos ou PCH's.

A geração distribuída pode trazer muitos benefícios para os consumidores, por exemplo, muitos consumidores que colocam painéis solares em seus telhados para diminuir o custo na conta de luz.

A geração distribuída passou a ser especialmente interessante para fontes renováveis quando em 2012 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482, concedendo termos mais atraentes para micro e minigeradores de fontes incentivadas. Essa resolução prevê um sistema de compensação não financeira onde os consumidores que possuem unidades geradoras, ao inserir na rede a eletricidade da sua geração, tem uma diminuição da sua conta de energia em montante equivalente à sua produção energética, podendo até zerar sua conta de luz.

Além disso, foram aprovadas mudanças burocráticas onde o processo de registro de autoprodutores foi simplificado e formulários de pedido de acesso para todo território nacional e acompanhamento da distribuidora online da geração distribuída foram padronizados, além de outras pequenas modificações que facilitaram a introdução de consumidores no estilo de geração distribuída de fontes renováveis. Isso quer dizer que os custos para a entrada nessa modalidade de produção diminuíram, o que pode ser visto como um incentivo à geração distribuída.

3.5 Financiamentos e Subsídios Fiscais

Existem diferentes programas dos governos federal e estaduais e outras instituições que visam diminuir o peso dos custos de investimento e produção dos agentes operadores de geração renovável não convencional.

O principal exemplo são as condições de financiamento do BNDES³⁷, principal financiador de projetos de infraestrutura no Brasil, responsável por 62% dos empréstimos feitos para o setor de energia renovável³⁸. As condições do

³⁷ BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento

³⁸ ESTADÃO, 2016

financiamento para energias renováveis não convencionais se mostram mais favoráveis do que para produção convencional.

Dentre os benefícios estão um limite de alavancagem maior, assim com um prazo mais longo de amortização da dívida, possibilidade do BNDES subscrever até 50% do valor das debêntures, assim como um aumento do financiamento para geradores de energia de fontes renováveis não convencionais, principalmente a solar³⁹.

A tabela a seguir ilustra as condições atuais de financiamento para as diferentes fontes de geração e para os setores de transmissão e distribuição de energia.

Condições de Financiamento BNDES⁴⁰

Tabela 1

Setor	Participação BNDES	Custo
Eficiência Energética e Iluminação Pública	Até 80%	100% TJLP
Geração renovável não convencional	Até 80%	100% TJLP
Hidrelétricas	Até 50%	100% TJLP
Termétrica a gás natural	Até 50%	100% TJLP
Termétrica a carvão e óleo combustível	Sem apoio do banco	--
Transmissão de Energia	Até 80%	Custo de mercado
Distribuição de Energia	Até 50%	50% TJLP e 50% custo de mercado

De todos os subsídios disponíveis que são concedidos às fontes de renováveis não convencionais de energia, o financiamento provindo pelo BNDES é o que melhor pode promover o desenvolvimento das mesmas. Se não o melhor,

³⁹ BNDES, Imprensa 2016

⁴⁰ TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

certamente o mais simples e direto, pois são um meio sem distorção de aumentar a competitividade dessas fontes.

Existem outros incentivos específicos que podem ser oferecidos pela federação ou por estados separadamente, como isenção de PIS/COFINS⁴¹ e ICMS⁴², respectivamente. Além disso, foi aprovado o projeto da Lei nº 371/2015, que permite o uso do FGTS⁴³ para a compra de equipamentos voltados para microgeração distribuída solar.

3.6 Projetos Híbridos

Projetos híbridos envolvem o uso combinado de fontes diferentes com complementariedade local, como a eólica e solar ou cogeração com biomassa e solar. Eles apresentam vantagens competitivas por meio da divisão de custos compartilhados, além da possibilidade de

financiamento e outros incentivos (mencionados anteriormente).

Uma boa notícia para o Brasil é que a região com alto índice de irradiação solar no interior da Bahia possui um regime de ventos muito favorável à energia eólica.

O principal objetivo dos projetos híbridos é a otimização do aproveitamento dos investimentos dos parques geradores, especialmente das linhas de transmissão de energia, além de permitir uma maior estabilidade na operação através da complementariedade de fontes. Como mostrado acima, um bom exemplo é o que a fonte eólica opera principalmente à noite, enquanto a solar de dia.

Os maiores desafios que esses projetos enfrentam são as diferentes regulações para cada fonte (como os prazos de concessão de geração), conseguir determinar a proporção de cada fonte dentro do arranjo híbrido e buscar o valor correto para um produto com essas características particulares.

⁴¹ PIS/COFINS: Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público/Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

⁴² ICMS: Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços

⁴³ FGTS: Fundo de Garantia por Tempo de Serviço

4. Análise da Efetividade dos Programas de Incentivo à Energia Renovável

Neste capítulo será analisada a efetividade dos dois principais programas de subsídio à energia renovável: o Proinfa e o sistema de descontos da TUST e TUSD, descritos no capítulo anterior.

Esses programas, apesar de criarem incentivos à implementação e comercialização de fontes limpas de energia, frequentemente deixam a desejar na capacidade de otimização de gastos governamentais, que provindos do imposto e encargos arrecadados da população, deveria ter como objetivo criar o máximo de benefício para população com o mínimo de gasto possível.

4.1 PROINFA

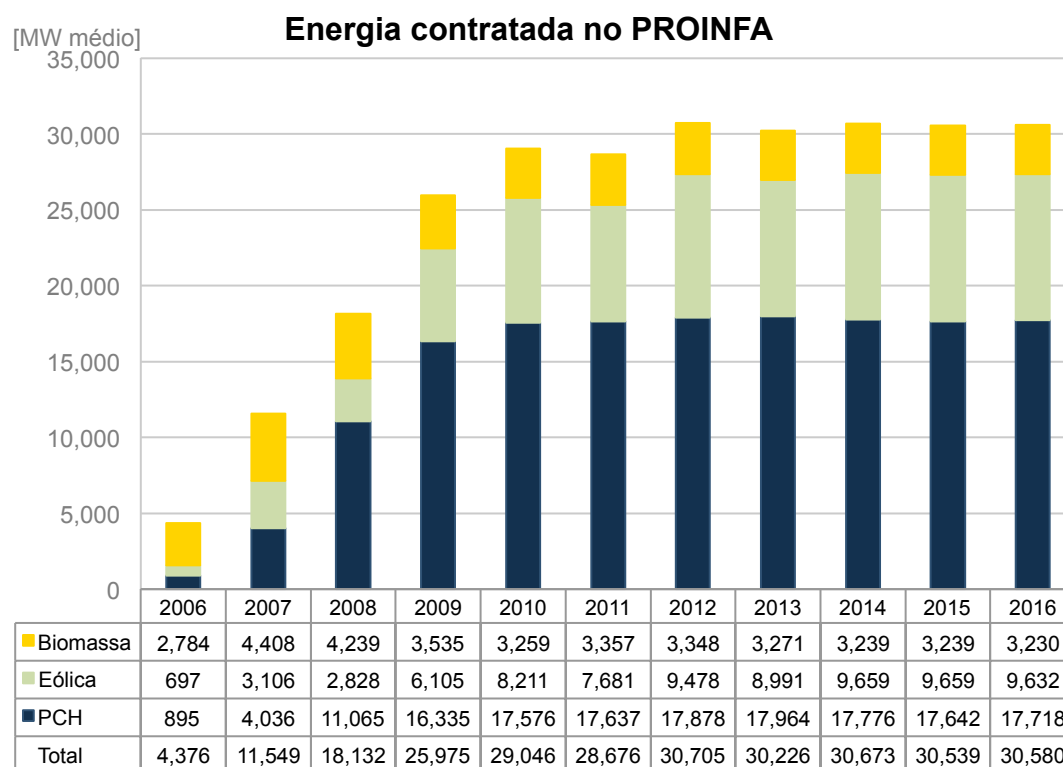
Como mencionado anteriormente, em 2002 o PROINFA foi implementado no Brasil visando o aumento da participação de PCH's, eólicas e usinas de fonte de biomassa na matriz energética em 3,300 MW repartido igualmente entre as fontes.

O fato do programa utilizar tarifas pré-fixadas em um valor acima do mercado para incentivar a implementação de energia renováveis não convencionais foi justamente o que permitiu que os objetivos do programa fossem atingidos, ainda que não na mesma proporção dentre as fontes de energia como inicialmente programado.

Os subsídios na tarifa e os contratos de longa duração simultaneamente aumentam o retorno e minimizam os riscos de projetos de geração, diminuindo as barreiras de entrada nesse mercado.

A seguir, pode-se ver no gráfico 3 o total, em MWmed, contratado nos últimos 10 anos de cada tipo de energia no PROINFA.

Gráfico 3



Fonte: EPE e PAP

O programa foi, de fato, bem sucedido, alcançando plenamente suas metas de aumento de participação dessas energias na matriz brasileiras. Nota-se no gráfico 3 que desde seu começo o programa alcançou seu objetivo de 3,300 MW de ampliação de suas fontes de interesse na matriz de energia, pois em 2006 ele já tinha conseguido contratar 4,374 MWmed⁴⁴. A chamada pública para apresentação de projetos em 2004 obteve um nível de resposta 3 vezes maior do que a esperada para a energia eólica, apesar da tarifa pré-fixada considerada baixa⁴⁵ ter criado previsões pessimistas questionando a viabilidade econômica desses empreendimentos(DUTRA, R. e SZKLO, A., 2014).

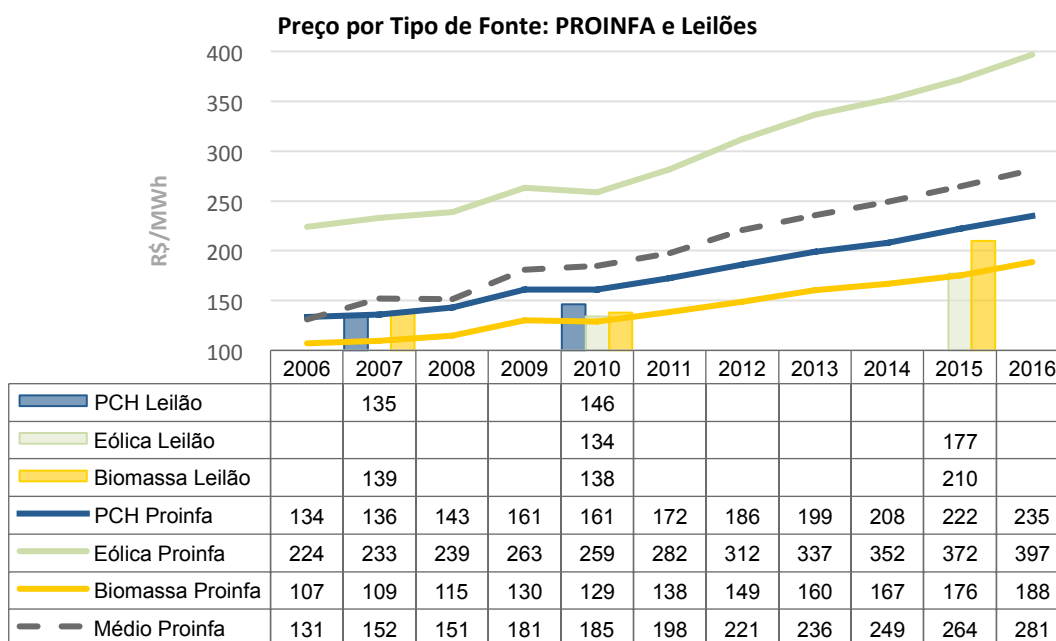
⁴⁴ Nesse caso, MW e MWmed pois o MWmed é a média anual de contratação de energia.

⁴⁵ Publicados através da Portaria do MME n° 45 de 2004 fixando a tarifa entre R\$ 200,89 /MWh e R\$ 227,84 /MWh dependendo do Fator de Capacidade do empreendimento.

A energia provinda da biomassa foi o tipo de energia com menor participação através dos anos no programa, a razão pra isso é que essa fonte de energia faz parte de uma cadeia produtiva que o produto final é açúcar e etanol, não a produção de energia, fazendo o investimento nessa tecnologia de produção de energia ter uma importância secundária para os investidores da área.

Pelo fato do PROINFA garantir contratos de 20 anos com tarifas prêmio custeados pelos consumidores (a não ser os de baixa renda), assim protegendo os seus empreendimentos da competição do mercado, ele criou um ambiente sem necessidade que seus participantes desenvolvessem suas tecnologias de produção para diminuir seus custos e aumentar sua competitividade. Isso é provado ao compararmos o preço de cada energia nos leilões do mercado regulado com o preço das mesmas no PROINFA. No gráfico 4, a seguir, nota-se ao decorrer dos anos o aparecimento de uma proteção desnecessária às energias envolvidas no programa.

Gráfico 4

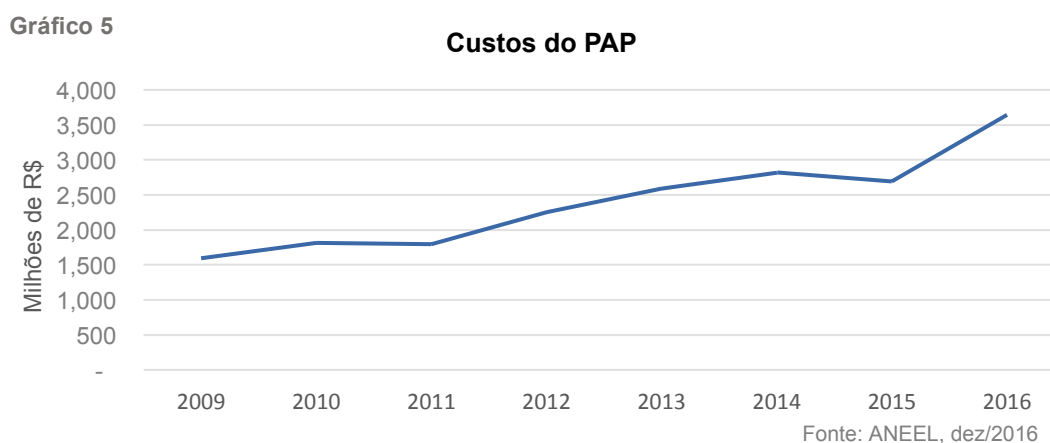


Fonte: EPE e PAP

Atualmente, o programa está criando um custo desnecessário para os consumidores através dos encargos na tarifa de energia, dado que as fontes energéticas do programa não precisam mais da proteção subsidiária pois já são competitivas no mercado de energia.

Por exemplo, pode-se notar no gráfico 4 que desde 2006 os preços da energia provinda de PCH's através de leilões de energia já eram iguais aos do programa e têm sido menor desde então, mostrando que é competitivo no mercado. Igualmente, a energia eólica é mais barata no mercado regulado com seu preço fixado através dos leilões do que no PROINFA, causando um custo desnecessário para a sociedade, que está pagando por uma energia protegida por regulação que não otimiza os seus custos porém que seu ônus recai sobre os consumidores, que acaba por pagar uma tarifa mais alta por causa de um encargo de função obsoleta.

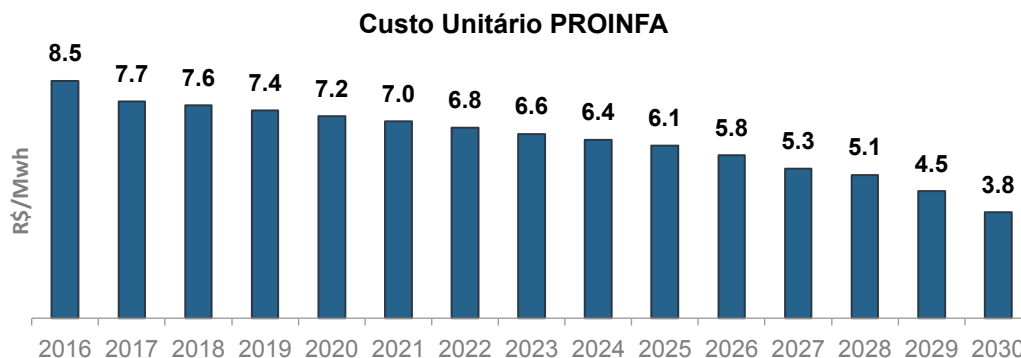
Essa falta de efetividade do PROINFA já foi notada pela ANEEL e pelo governo, que decidiram descontinuar o programa, já que ele usa recursos do governo que poderiam ser investidos em outros subsídios ou setores. Isso é evidenciado no gráfico 5, a seguir, que mostra a evolução do PAP, que prevê os gastos anuais do programa.



O governo está gastando aproximadamente 4 bilhões de reais em um programa que protege energias que já são competitivas no mercado.

Atualmente não são permitidas novas concessões de usinas ou contratos de energia no PROINFA, e conforme os atuais contratos de energia do PROINFA terminarem eles serão renovados, o que vai diminuir o preço por MWh do programa nos anos que segue, como nota-se no gráfico 6 abaixo.

Gráfico 6



Fonte: ANEEL, EPE, PSR

O grande problema é que as primeiras datas de término de contratos do programa são em 2017 e se estendem até depois de 2030, isso quer dizer mais do que uma década de custos desnecessários para o governo, e conseqüentemente para a população.

4.2 Descontos na TUST e TUSD

Nesta seção será analisada a otimidade da regulação instituída pela Lei nº9.648/1998, que cria descontos nas tarifas de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) de pelo menos 50%.

As propriedades desejadas das tarifas fio são⁴⁶:

- (i) Remunerar o serviço de transporte de energia prestado pela transmissão e distribuição,
- (ii) Garantir remuneração adequada de investimentos presentes e futuros,
- (iii) Promover a eficiência econômica através de sinais econômicos para expansão
- (iv) Transparência no procedimento de alocação dos custos
- (v) Ausência de subsídios cruzados
- (vi) Facilidade de regulamentação

A análise desses descontos mostrou que essa forma de subsídio não mantém nenhum dos itens entre (iii) e (vi) das qualidades desejáveis das tarifas fio.

⁴⁶ Fonte: Workshop sobre Mercado de Energia Elétrica – CEPEL, 2004

O desconto na TUST afeta o item (iii) criando o problema mais relevante de todo esse trabalho. Nesse caso, o subsídio beneficia agentes (usinas, distribuidoras e consumidores livres) através de uma característica exógena (capacidade e fonte da usina que venda a energia) que não leva em consideração o próprio cálculo da TUST, que é feito para criar incentivos econômicos que otimizem a seleção da localização de usinas pela matriz energética. Mais especificamente a TUST utiliza em seu cálculo o sinal locacional que reflete o custo de expansão da capacidade de transmissão, estimulando a localização da geração próxima da demanda e vice-versa, uma característica que é ignorada na implementação do desconto.

O item (iii) também é afetado pelo desconto na TUSD, ao definir um único valor de tarifa por nível de tensão busca a igualdade de tratamento a todos os usuários, estimulando um crescimento mais homogêneo e descentralizado do mercado. Porém, aplicar os descontos que, como mencionado anteriormente, não levam em conta as características dos cálculos das tarifas feitas para otimizar a estrutura e expansão da rede de energia, é causada uma distorção no mercado que acaba por prejudicar a otimidade do mercado de energia.

As características dos itens (iv), (v) e (vi) também não são mantidos nas tarifas fio com descontos por diversas razões. Primeiramente, a forma pelas quais o incentivo é estruturado não é clara nem direta dado o fato que os descontos são financiados por todos os consumidores de energia inclusive os que se beneficiam desse subsídio, através do encargo da CDE (que financia esse subsídio) que pagam em suas tarifas de energia. Adicionalmente, a esmagadora maioria dos consumidores, que são cativos, não se beneficiam diretamente dos descontos criando um custo desnecessário para a população.

Além disso, justamente pelo fato desse ser um subsídio financiado entre agentes, sem que ele seja financiado por uma carga tributária, o caracteriza como um subsídio cruzado, afetando especificamente o item (v). Finalmente, junção desse problemas citados evidencia uma clara dificuldade regulamentária.

Antes de fazer uma análise gráfica para ressaltar as evidências que corroboram os problemas mencionados, serão descritos os dados, e o modelo de análise.

4.2.1 Dados

Foram usados os dados das fontes abaixo:

. Banco de Informações Geral (ANNEL): localidade das usinas, data de início das operação, capacidade, garantia física, tipo de fonte de energia e divisão societária de empreendimentos de geração de energia ativos no Brasil.

. Relatório de InfoMercado Dados Gerais e Individuais (CCEE) de fevereiro de 2017: complementa os dados do BIG além de ter informações do fator de capacidade e mais importante ainda, se participa do regime de energia incentivada ou não.

. Resultado Consolidado dos Leilões de fevereiro de 2017: quais das usinas em operação tem um contrato firmado através de leilões no ambiente de comercialização regulado (ACR), quem vendeu e quem comprou energia, qual foi o preço firmado para a comercialização da energia e o CAPEX⁴⁷ de cada usina que participou do leilão.

. Município por Área de Distribuição (ANEEL/Sigel): base de dados que separa todos os municípios cadastrados no SIN por área de concessão de cada distribuidora de energia.

. Base de dados dos encargos TUST e TUSD e da TE (ANEEL): através das revisões tarifárias de anuais⁴⁸ para as distribuidoras, pode-se saber o quanto por MW custa para cada usina para transmitir energia (TUST), quanto um consumidor paga para cada diferente distribuidora para receber energia (TUSD) e qual é a tarifa de energia para os diferentes grupos e modalidades de consumo (TE). Com esses valores foi possível calcular o desconto absoluto por MW que cada consumidor de cada diferente área de distribuição recebe.

. Base de dados de potencial energético para usinas solares e eólicas (RenewablesNinja): mostra qual é o potencial solar ou eólico, em porcentagem,

⁴⁷ CAPEX : *Capital Expenditure* são os fundos usados por um companhia para adquirir ou aprimorar ativos físicos como propriedade, prédios industriais ou equipamento. No caso é desse trabalho é o preço por MW de capacidade de construir uma usina, incluindo a linha de transmissão para se conectar à Rede Básica de Energia.

⁴⁸ Para essa monografia, foram usadas as revisões tarifárias de 2016, que são as mais recentes que todas as distribuidoras já passaram.

das usinas dessas fontes dentre os diferentes municípios das usinas da base de dados estudada

É importante ressaltar que com a adição de cada variável para ser analisada provinda de uma fonte diferente, a base de dados final das usinas foi afinada pois nem todas as fontes originais têm uma base completa. Isso resultou em uma análise final de 388 usinas ganhadoras de leilões que estão sujeitas ao regime de descontos do mercado de energia incentivado.

4.2.2 Modelo de Análise

Para analisar um grupo de usinas com contratos de energia que tivessem preços comparáveis, foram escolhidos os empreendimentos que obtiveram seus contratos a partir dos leilões de energia no ACR. A razão para isso foi que somente a CCEE disponibiliza o investimento inicial por empreendimento energético (CAPEX), que é essencial para a análise entre as usinas feita nesta monografia.

Para se estudar quanto subsídio cada usina no regime de energia incentivada recebe no uso do sistema de transmissão foi utilizado o valor de TUST disponível para cada usina em 2016, que funciona como variável de desconto absoluto de transmissão por usina. O valor da TUST quando descontado da porcentagem específica de cada fonte vai ter o mesmo efeito dentre todas as usinas, já que a análise é de comparação entre os valores absolutos e relativos de subsídio entre as usinas.

Como proxy⁴⁹ para subsídio por área de concessão de cada distribuidora foi utilizado o desconto tarifário da TUSD (Desconto) por MW na conta de energia recebido pelos consumidores especiais da modalidade A4 azul para os diferentes tipos de energia.

Foi escolhida a modalidade tarifária A4 azul⁵⁰ pois essa é a modalidade atualmente que contém a maior parte dos consumidores que podem escolher tornar consumidores especiais, e assim se beneficiar dos descontos na TUST e TUSD. Adicionalmente, essa modalidade não paga valores de tarifas diferentes

⁴⁹ Uma variável proxy é aquela que serve como uma aproximação de uma variável não-observável ou imensurável.

⁵⁰ Para compreensão das diferentes de modalidade tarifárias, ler Anexo I.

em horários de ponta e fora ponta, o que por questões de normalidade (já que todas as comparações se baseiam em valores por unidade de MW) facilita análise.

Para estudar os diferentes níveis de otimização de custo dentre as usinas foi usado primordialmente o CAPEX/MW de capacidade de que cada empreendimento como proxy do custo de energia para cada usina. O interessante de se usar o CAPEX como proxy é que ele, no caso desse estudo e base de dados, inclui o custo da instalação de linhas de transmissão até a Rede Básica que, sendo maior o quão mais longe a usina está da rede, tem uma conexão com alguns aspectos muito importantes no cálculo da TUST e TUSD, o que será imperativo para análise feita aqui.

O maior foco desse estudo foi com as usinas eólicas, que não só constituem a maior parte da fonte de dados, mas também têm suas capacidades de geração extremamente influenciadas pelas suas localizações que, como será discutido, podem ter incentivos de serem construídas em locais com menor potencial de geração caso os descontos da TUST e TUSD afetem o preço final da energia o bastante.

4.2.3 Análise

A análise do desconto da TUST e TUSD feita aqui foi essencialmente para procurar evidências que esse desconto não distorce incentivos naturais do mercado sobre a contratação de energia, otimizando os gastos governamentais e consequentemente o uso dos impostos e encargos pagos pela população. Infelizmente, como será mostrado aqui, esse não parece ser o caso.

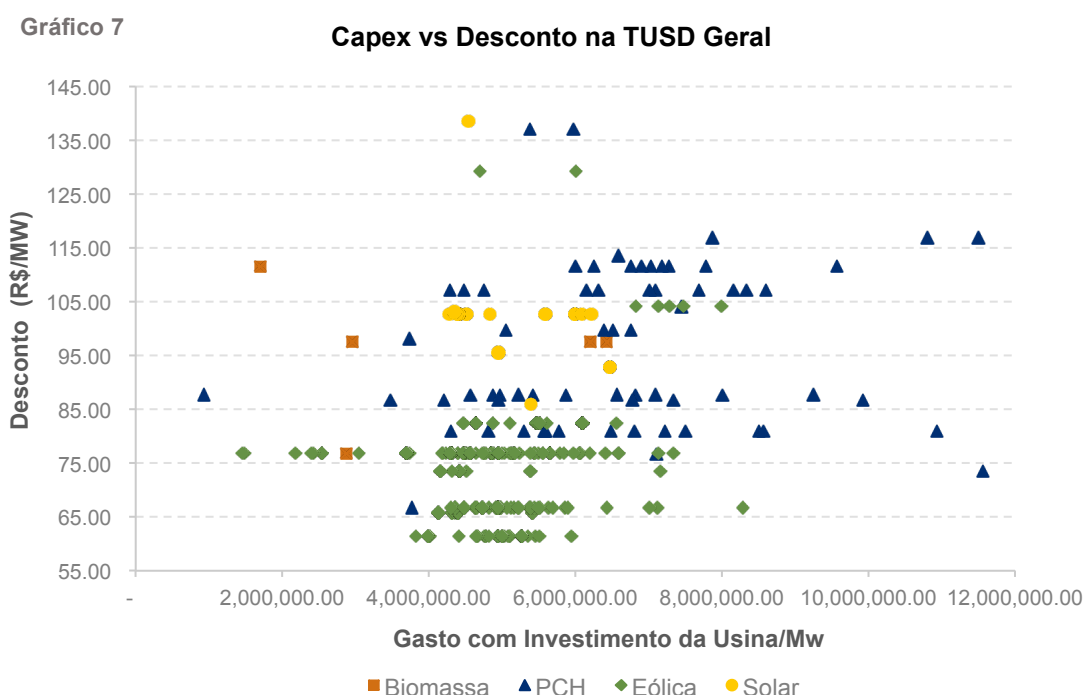
Os resultados que provariam que o subsídio é ótimo, não distorcivo, seria a mostra de evidências que as usinas que melhor otimizam seus custos receberiam mais desconto, enviando as informações corretas aos consumidores, que continuariam considerando-as como mais atraentes para investimentos. De um modo geral, o ideal a ser visto na base de dados seria que as relações dentre as variáveis analisadas deveriam mostrar que as usinas com menor custo por MW de energia, ou com maior fator de capacidade (para as usinas eólicas e solar) deveriam ser aquelas que receberiam o maior desconto absoluto por MW produzido.

A seguir, serão feitas toda análises gráficas detalhadas, utilizando as variáveis aqui descritas.

I. Cenário Geral

Primeiramente, para mostrar a distribuição geral do cenário de energia incentivada no Brasil, serão expostos os gráficos que mostram a relação entre os tipos de fontes de geração, as diferentes áreas de concessão (que por consequência varia o valor dos encargos que por sua vez afetarão o Desconto) e o CAPEX das usinas.

CAPEX vs Desconto na TUSD



O gráfico 7 compara, para todas as usinas nesse estudo, o valor do seu CAPEX em comparação ao valor recebido de subsídio, dividindo-as pelas diferentes fontes energéticas.

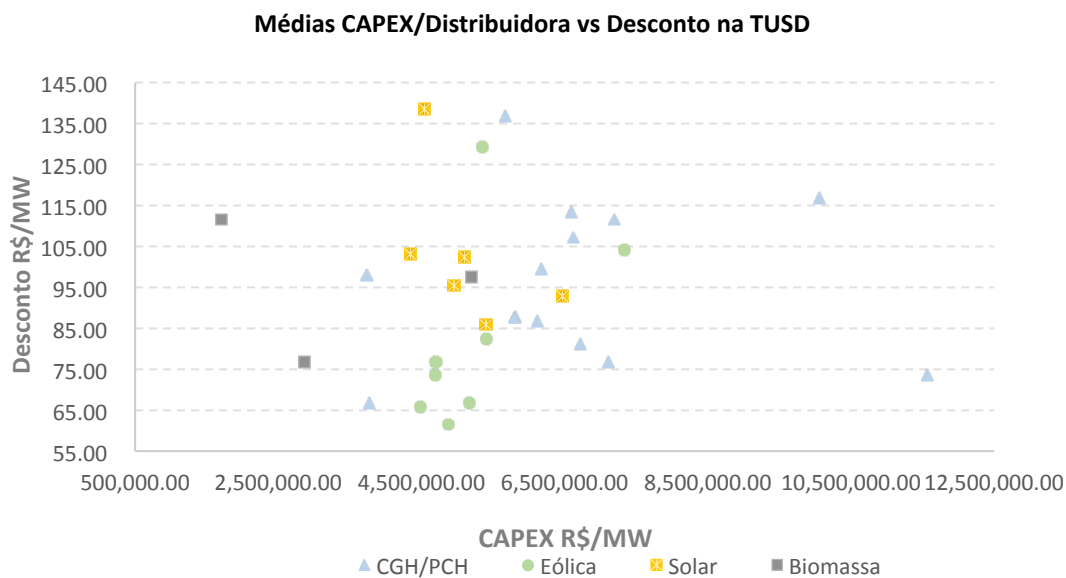
Apesar do gráfico mostrar fontes de energia com descontos de 50% e 80% (Solar) e usinas de todos as áreas de concessão, é possível perceber que usinas de CAPEX muito alto (muito custosas) recebem mais desconto que muitas usinas com menor CAPEX (que indicam efetividade de custos), como por exemplo, as PCH's. Ou no caso das eólicas, que muitas usinas estão na mesma área de distribuição então recebem o mesmo desconto, porém algumas usinas tem um custo de energia muito mais baixo que outras, o que pelos padrões estabelecidos nesse trabalho as faria uma melhor opção em relação às outras. De um modo geral

não consegue-se ver nenhuma correlação dentre os CAPEX das usinas e os descontos recebidos.

Uma outra observação é que usinas do mesmo tipo de fonte energética e mesmo CAPEX, porém em diferentes áreas de concessão, recebem descontos em valor absoluto diferentes simplesmente porque a revisão tarifária de cada distribuidora acarreta em um encargo de TUSD diferente. Isso é um outro indicador de que subsídio possivelmente não tem o melhor mecanismo de aplicação, já que usinas teoricamente equiparáveis, com tudo mais constante, recebem incentivos diferentes sobre suas tarifas.

Essa situação é melhor demonstrada no gráfico 8, pois nele se tem as médias do preço de CAPEX de cada fonte de energia para as diferentes distribuidoras. Por exemplo, as usinas solares com aproximadamente CAPEX de 4.5 milhões de reais por MW podem ter 40 reais de diferença de desconto em suas tarifas simplesmente pelo fato de estarem em distribuidoras diferentes. Deste modo é compreensível a dúvida sobre a otimalidade da aplicação dos descontos na TUSD.

Gráfico 8



II. Eólicas

O maior foco da análise comparativa dessa monografia são as usinas eólicas. Não só elas compõem a maior parte do banco de dados, mas também são elas que ganharam mais competitividade no mercado recentemente, como é possível verificar no gráfico “Preço por Tipo de Fonte: PROINFA e Leilões” elas não sofrem mais com barreiras de entrada do mercado, tendo ganho muitos leilões recentemente (o que mais uma vez explica o fato das eólicas comporem a esmagadora maioria dos dados do estudo).

Os próprios agentes reguladores do mercado desde a proposição do subsídio das tarifas fio já duvidaram de sua necessidade. Por exemplo de acordo com *Costa* (2014)⁵¹ a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) consideram que “a geração de energia elétrica a partir dos ventos se tornou tão competitiva que, mesmo sem incentivos, continuaria mais atrativa”.

O desconto da TUST e TUSD aplicado para as eólicas cria diferentes problemas e distorções para o setor de energia elétrica.

Primeiramente, pelo simples fato de que para poder se beneficiar do desconto a usina tem que ter no máximo 30 MW de capacidade e ser uma fonte renovável não convencional, muitas empresas de geradores decidem então por criar complexos eólicos com múltiplas centrais geradoras com capacidade abaixo de 30MW para obter o desconto da TUSD/TUST. O problema dessa estratégia é que existem custos para a construção e operação das múltiplas torres eólicas (centrais geradoras) que provavelmente poderiam ser diminuídos caso as empresas fizessem menos torres, com mais capacidade de geração. Desse modo, o desconto pode dar um incentivo para um gerador “dividir” a produção do seu parque de geração eólica em mais centrais geradoras do que necessário a fim de se qualificar para o subsídio, o que pode acarretar numa diminuição da otimização dos custos de investimento (CAPEX).

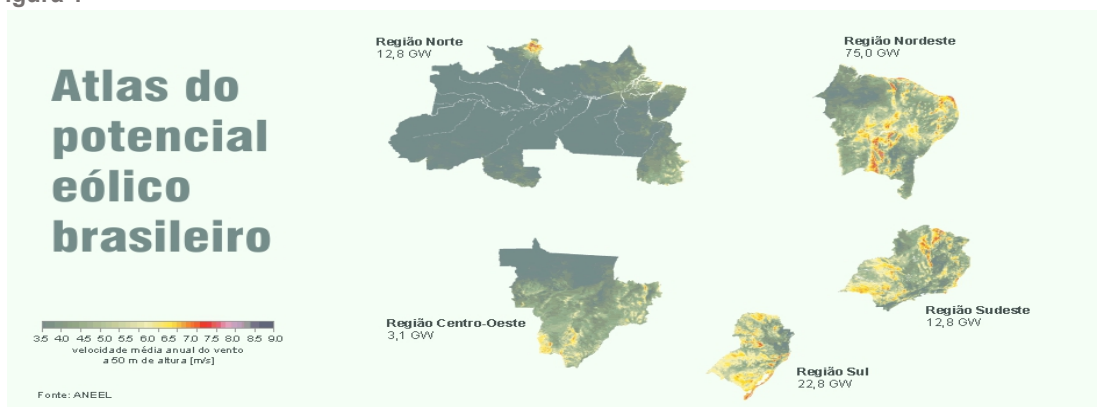
⁵¹ <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2014/07/1480148-usinas-de-energia-concorrentes-tentam-eliminar-incentivo-de-eolicas.shtml>

Essa não é uma situação ideal já que essas usinas terão acesso a um desconto que é pago através de encargos do setor energético que são rateados através das tarifas de energia dos consumidores, que por sua vez são em sua esmagadora maioria cativos e não se beneficiam diretamente do desconto,

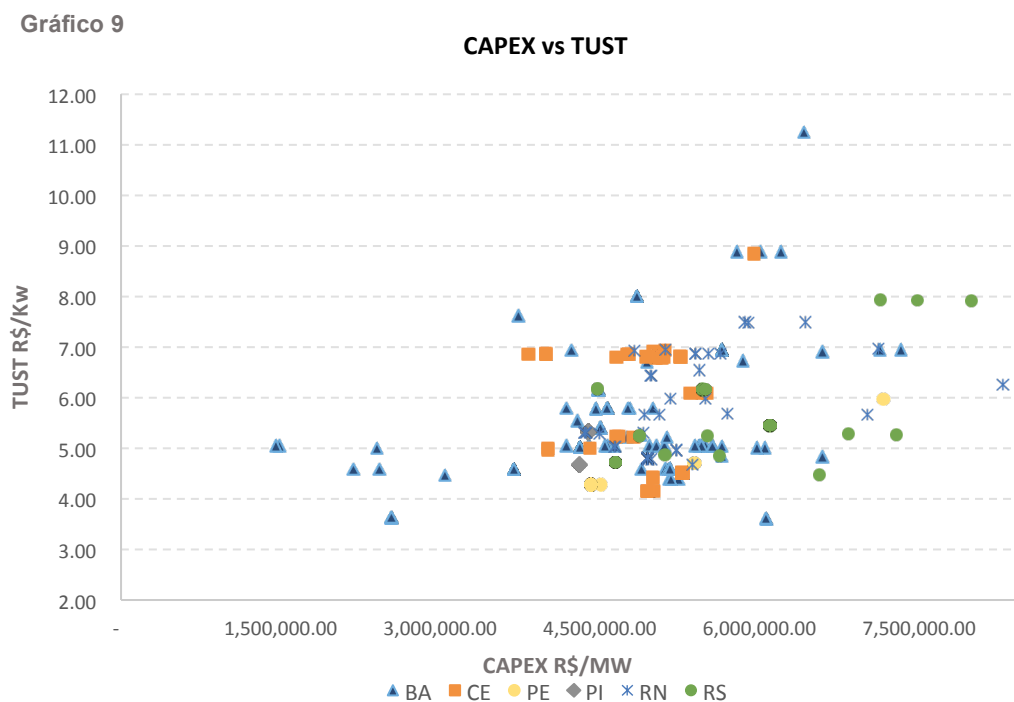
O segundo problema é que esse desconto distorce os incentivos econômicos originais da TUST e TUSD, que como foi mencionado anteriormente, que são feitos de modo que haja uma otimização da localização das usinas que serão contratadas ou construídas.

O problema, no caso das eólicas, é que através da distorção dos incentivos econômicos dessas tarifas o próprio fator de capacidade da usina pode ser afetado, dado que no caso das eólicas (e solares) a localização o principal fator importante para o fator de capacidade, dado que o potencial eólico muda dependendo de sua área, como pode-se ver na imagem abaixo:

Figura 1



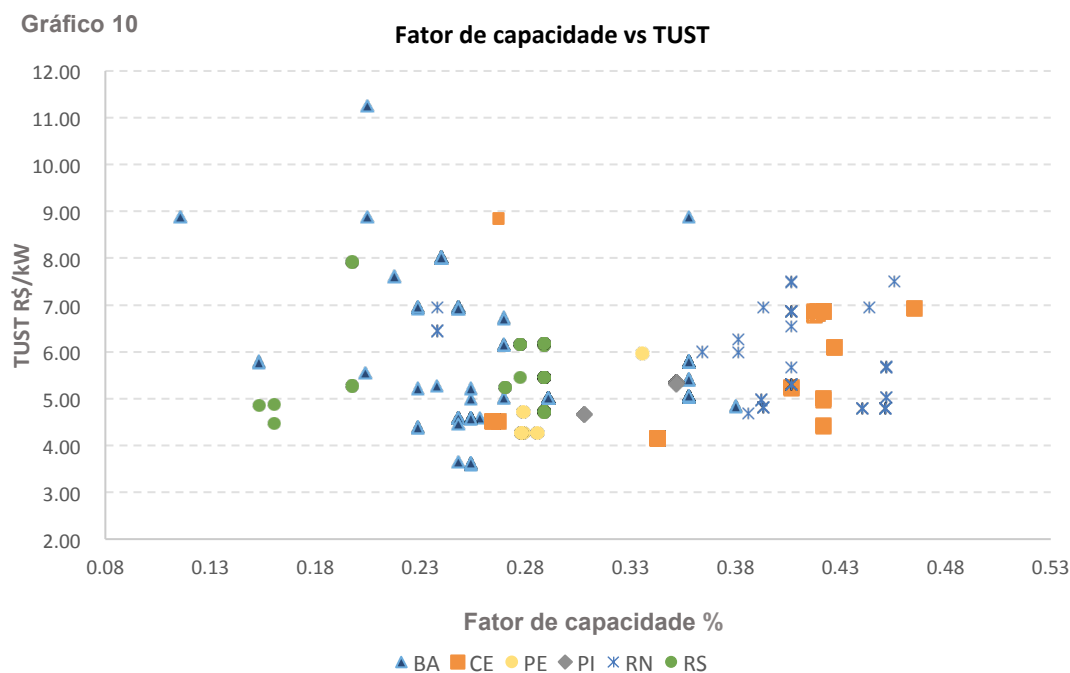
CAPEX vs TUST



Usando a TUST como proxy para o desconto e o CAPEX como proxy de efetividade de custos, dado que ele leva em conta a distância entre o gerador e a demanda, temos no gráfico 9 pouca relação entre as duas variáveis, sendo possível ver uma leve correlação positiva.

Essa correlação mostra que de fato a TUST está penalizando as usinas menos eficientes em relação aos seus custos, mostrando a validade dessa comparação. Desse modo fica bem claro o problema de um desconto em cima da TUST, pois já que todas usinas recebem 50% de desconto, aquelas que tem os maiores CAPEX receberão os maiores descontos absolutos. Isso pode criar incentivos para os geradores escolherem lugares mais longes da demanda (maior TUST), que podem ter menor potencial eólico, o que acarreta em um menor fator de capacidade também (como será analisado a seguir).

Fator de Capacidade vs TUST



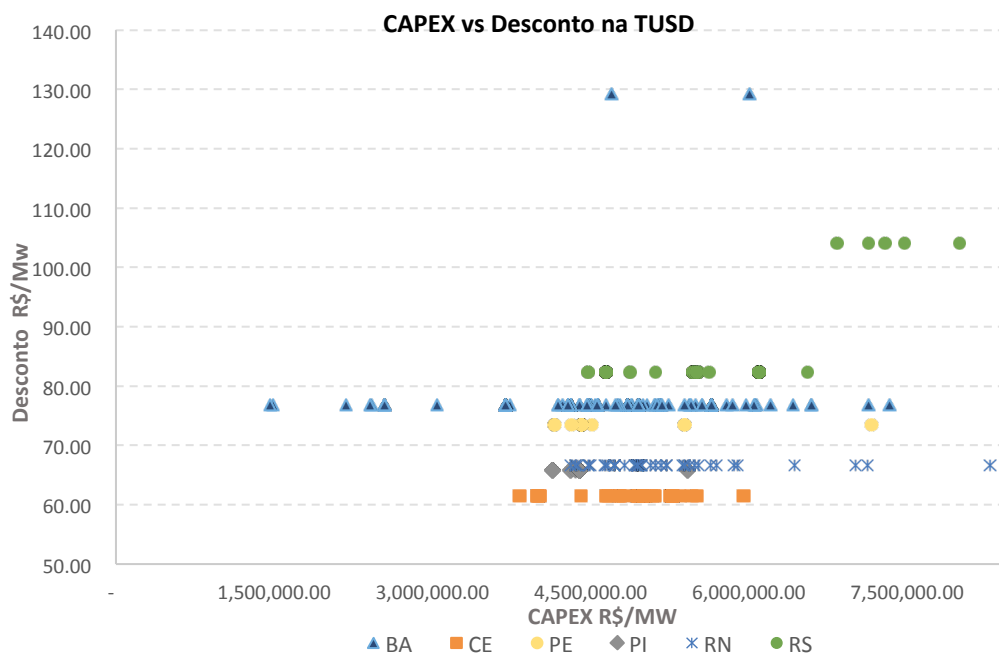
No gráfico 10 é difícil perceber uma relação linear entre o fator de capacidade da usina, que é diretamente ligado ao potencial eólico da área da usina. Porém, é possível se ver que as usinas localizadas no Rio Grande do Norte são aquelas que tem os maiores fatores de capacidade, e por consequência podem indicar uma maior eficiência durante a produção por economia de escala (quanto maior a capacidade produtiva, mais espalhados através da produção são os custos e mais eficiente é a produção).

Com o desconto é possível que lugares com maior TUST e menor fator de capacidade, como o Rio Grande do Sul passem ser mais economicamente atraentes e a ter novas usinas instaladas, principalmente usando o artifício dos parques eólicos com muitas centrais geradoras. Enquanto se não existisse esse desconto poderiam ser construídas usinas em lugares de maior potencial eólico (como no RN), sendo assim mais eficientes, já que os incentivos econômicos naturais da TUST não seriam distorcidos.

Mais uma vez, fica claro que a implementação desse do subsídio das tarifas fio não otimiza os custos e nem a eficiência do setor energético.

CAPEX vs Desconto na TUSD

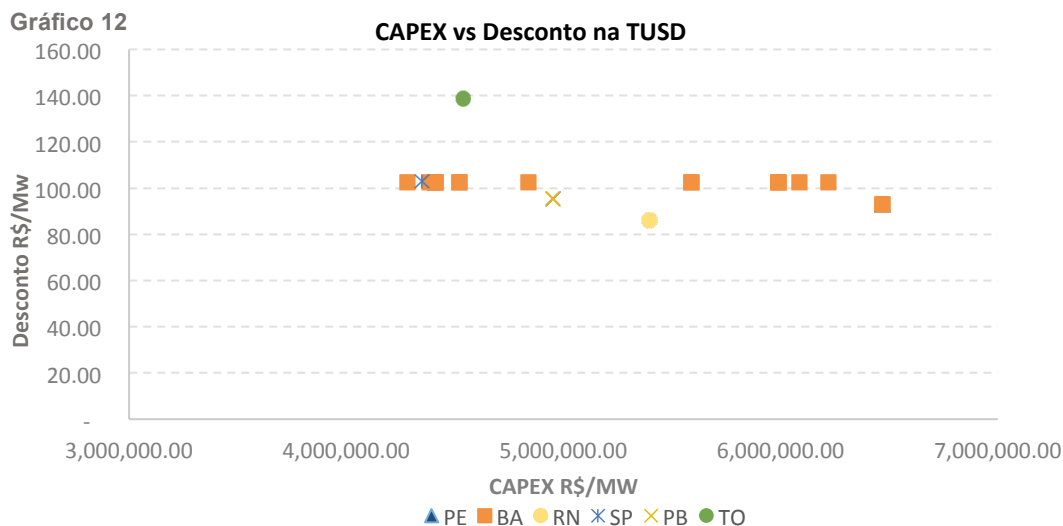
Gráfico 11



Nesse gráfico (11) podemos ver a relação entre o desconto na TUSD em comparação ao CAPEX da usina em diferentes estados. É possível ver que na maior parte dos estados temos o mesmo nível de desconto, indicando que é a mesma distribuidora de energia, e por isso tem a mesma TUSD para quase todos os estados através do gráfico.

Imediatamente pode-se observar um problema com a aplicação do desconto na TUSD. Levando em consideração a análise entre a TUST e o CAPEX das usinas eólicas (gráfico 9) desse capítulo e retomando a discussão no Cenário Geral (gráfico 7), é difícil justificar a existência de usinas com CAPEX radicalmente diferente, porém com o mesmo nível de desconto. Isso vai contra o princípio explicado na seção do gráfico 9, de que usinas com CAPEX mais altos estão em lugares piores e por isso deveriam receber menos incentivos econômicos do mercado (tarifa fio baixa ou desconto na tarifa fio alto).

Igualmente, as usinas com CAPEX mais baixos deveriam receber um subsídio maior, porém essa é uma relação que não se encontra no gráfico. Isso pode ser verificado também nas outras fontes de energia, como por exemplo na solar, como demonstrado no gráfico a seguir:



Além disso, é possível ressaltar mais problemas desse subsídio através de uma análise das usinas do Rio Grande do Sul (RS) no gráfico 11. Esse estado tem 2 distribuidoras de energia com usinas participantes do mercado incentivado, a CEEE e a RGE-SUL, o que resulta em dois níveis de descontos diferentes da TUSD, permitindo para uma análise comparativa dentro de circunstâncias equalizadoras para as usinas.

As usinas com os menores CAPEX do estado do RS recebem menos desconto do que aquelas com CAPEX alto, o que é análogo a um problema fundamental desse subsídio com o foi discutido anteriormente, em que as usinas com maior CAPEX que tem a maior TUST e recebem os maiores descontos em termos absolutos. Assim sendo, difícil compreender a motivação para que no mesmo estado, usinas recebam descontos diferentes somente dependendo de que distribuidora pertencem, ignorando outras variáveis relevantes.

5. Sugestão de Novo Subsídio

Como foi visto no capítulo anterior, os atuais regimes de incentivos para energia renovável não convencional no Brasil, apesar de influenciar a maior contratação desse tipo de energia, é não otimizam os custos de seus programas . Esses subsídios são distorcivos dos incentivos econômicos naturais de encargos do setor elétrico (como no caso do desconto da TUST/TUSD) ou não impulsionam o desenvolvimento de tecnologias e competitividade das fontes beneficiadas (no caso do PROINFA).

Com o objetivo de criar incentivos mais transparentes e diretos para o desenvolvimento de energia renovável no país, nesse capítulo será sugerido um regime de subsídio onde os empreendimentos são filtrados pelo mercado. Em seguida, provada a sua competitividade no mercado, os geradores então são concedidos um subsídio direto, como por exemplo o regime de financiamento do BNDES mencionado no capítulo 2.

5.1 Modelo de Filtração pelo Mercado

Para encontrar as usinas que seriam competitivas no mercado, o melhor jeito é utilizar a atual metodologia para os leilões de energia no mercado regulado (ACR).

I. Metodologia de Leilões no ACR

Independentemente do tipo, os leilões tem metodologias e procedimentos muito similares. Para a participação de um projeto gerador em um leilão é antes necessário que ele seja cadastrado no sistema da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que após o cadastramento do projeto vai avaliá-lo, só permitindo sua participação no leilão se julgá-lo adequado sob seus padrões⁵².

O leilão é feito virtualmente através de uma plataforma da CCEE onde os investidores responsáveis pelos projetos aprovados pela EPE acessam para participar.

⁵² Para mais informações: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx?CategoriaID=6939>

O leilão tem duas fases. A primeira é um ciclo de rodadas de decréscimos de preço de venda de energia, que ocorrem até que a oferta de energia seja menor que a demanda. Nesse momento o sistema retorna para a última rodada dessa primeira fase e inicia a segunda fase, quando os investidores fazem sua oferta final.

O leilão acaba no momento que todas as ofertas dos investidores participantes forem feitas, ou decorrido uma certa quantidade de tempo. Os vencedores são aqueles que suprem a demanda em ordem decrescente de preço, ou seja, da usina com preço de venda mais barato, em ordem decrescente de lances.

II. Modelo de Filtração pelo Mercado

Utilizando os princípios da metodologia dos leilões de energia no ACR, é possível criar um modelo bem simples para filtrar os melhores projetos para receber subsídios a partir de características comparáveis com o mercado.

Os melhores projetos seriam aqueles que apresentam maior otimização de custo, ou seja, com o menor preço possível de energia ofertado, dependendo da sua fonte. A filtração do mercado então ocorreria de modo que os projetos de geração não precisariam participar de leilões (dado que muita energia é comercializada no mercado livre), como será descrito a seguir.

Um projeto de geração renovável não convencional, que fosse aprovado pela EPE (assim como ocorre na fase de cadastramento para leilões o ACR), mostraria seus relatórios de projeção financeira, indicando o valor do seu preço de energia (como se fosse um lance na primeira fase dos leilões) para o fundo que subsidiaria o projeto (no caso desse modelo, o BNDES).

Em seguida, esse projeto seria comparado com os projetos de mesma fonte de energia ganhadores do último leilão fonte alternativa (LFA). Caso o projeto tenha seu preço de energia, e quaisquer outras características desejáveis (CAPEX, Índice de Custo Benefício etc) pelo fundo subsidiador, equivalente aos

ganhadores do leilão mencionado, ele então se mostraria competitivo no mercado (já que se entrasse em um leilão recente poderia ser um ganhador), e por isso poderia se beneficiar do subsídio.

De modo geral, o princípio desse modelo de filtração seria que os projetos que desejassem receber o subsídio, teriam que mostrar que, dados seus custos e tecnologias, poderiam vencer um leilão de energia de sua fonte de geração.

III. O Subsídio

Nesse caso o subsídio seria direto, para um projeto competitivo no mercado. Ele poderia ser equivalente às atuais condições de financiamento do BNDES, que pode participar em até 100% do custo da TJLP, subscrever até 50% das debêntures do projeto, assim como entrar com uma participação de até 80% do custo do desenvolvimento do projeto.

Desse modo, o subsídio não distorceria os incentivos naturais do mercado de energia (como o atual desconto na tarifa fio faz), nem seriam necessárias licenças ambientais antigas (como o PROINFA) e garantiria que a energia vendida é competitiva o mercado, o que permite uma expansão ótima da matriz de energia e um contínuo desenvolvimento tecnológico graças à presença de competitividade no setor elétrico.

f6. Conclusão

As evidências expostas ao longo desse trabalho apontam para uma inefetividade do atual regime de subsídios para o desenvolvimento de energia renovável não convencional no Brasil.

Essa ineficiência é assim julgada pois esses subsídios encontrados no mercado de energia são custosos para a sociedade (que os custeia) ao mesmo tempo que beneficia somente uma parte da população.

Apesar de suas falhas e custos, alguns dos incentivos às fontes renováveis não convencionais conseguiram alcançar seus objetivos.

PROINFA foi bem sucedido em sua implementação, tendo tido uma quantidade de oferta empreendimentos para inscrição no programa que superava em três vezes o aumento de expansão de participação desejada. Os resultados mostram que o programa foi eficiente em diminuir as barreiras de entradas das suas fontes de energia de interesse, superando em 2006 os 3,300 MW de previstos na lei que o implementou. Porém, as evidências apontam que atualmente o PROINFA não é mais necessário para auxiliar a penetração de energia renovável não convencional no mercado de energia do Brasil, pois muitas das fontes já se mostram competitivas no mercado sem auxílio do programa, como por exemplo as eólicas.

Os descontos na TUST e TUSD também se mostraram bem sucedidos da sua implementação, porém esse subsídio tem diversas falhas estruturais que dificultam a sua otimalidade. O incentivo distorce os sinais locacionais e o regionais que essas tarifas enviam para guiar uma expansão ótimo da matriz energética. Além disso, esse é um subsídio cruzado, o que significa que é pago entre agentes (consumidores e geradores para geradores e consumidores livres e especiais), sendo que a maioria dos consumidores, que são cativos, não se beneficiam desses descontos em suas tarifas.

Levando em consideração as imperfeições encontradas nos atuais subsídios do mercado de energia renovável não convencional, esse trabalho se conclui ao recomendar um novo modelo de que busca criar um incentivo direto,

não-distorcivo e efetivo. Nele, existe uma filtração do mercado que garante a efetividade e competitividade dos projetos que receberão o benefício.

Referências Bibliográficas

DUTRA, R. M., SZKLO, A. S. "A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico", Rio de Janeiro, RJ: *Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia - CBE*, Volume II, p. 842–868. 2006

HASHIMURA, L. "Aproveitamento do Potencial de Geração de Energia Elétrica por Fontes Renováveis Alternativas no Brasil: Instrumentos de Política e Indicadores e Progresso", *Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético, Programa de Pós Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ*. 2012.

NASCIMENTO, T et al. "Inovação e sustentabilidade na produção de energia: o caso do sistema setorial de energia eólica no Brasil", *Doutorando em Administração, Universidade Federal do Paraná, PR*. 2012.

MONTEVÃO, E., DA SILVA, R. "Descontos na TUST e na TUSD para fontes incentivadas: uma avaliação", *Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa, Senado Federal*. 2015.

NETO, S. "Criação de valor compartilhado e hélice tríplice para a interação universidade – empresa – governo: a construção de um referencial analítico de gestão estratégia". *Doutorando em Administração, Universidade Federal de Santa Catarina, SC*. 2016.

SCHUTZE, A. "A Demanda de Energia Elétrica do Brasil". *Doutorando em Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ*. 2016.

Links

<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3308684/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+EI%EF%BF%BDtrico+-+Setembro-2016.pdf/8b923e4c-5816-46d5-9bb1-e34099aa5258>

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

<http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Resenha%20Mensal%20do%20Mercado%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%20Setembro%202016.pdf>

http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_semanais?_afLoop=12185392300238

56#%40%3F_afrLoop%3D1218539230023856%26_adf.ctrl-
state%3D1df38enztr_4

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/lei19969427.pdf>

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2004/047/contribuicao/copel-contribuicao.pdf>

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/010/contribuicao/vilmar_villa_-_villa_engenharia_e_consultoria_ltda.pdf

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/048/documento/nt_0065_srd-sre-aneel.pdf

<http://professorjf.webs.com/TUSD.pdf>

<https://www.evwind.es/2015/09/07/brazils-wind-energy-potential-at-500-gw/53990>

http://ceibras.com.br/energia_eolica/

<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2014/07/1480148-usinas-de-energia-concorrentes-tentam-eliminar-incentivo-de-eolicas.shtml>

<http://www.tsp-data-portal.org/Breakdown-of-Electricity-Generation-by-Energy-Source>

ANEXO : Modalidades tarifárias

O conteúdo do presente anexo foi organizado a partir da descrição contida no MANUAL DE TARIFICAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA, publicado pelo PROCEL em 2011⁵³.

As tarifas ao consumidor são fixadas segundo a modalidade tarifária adotada. Cada grupo ou classe de consumidor terá acesso apenas a um número restrito de modalidades.

Classificação dos consumidores

Os consumidores são classificados segundo o seu nível de tensão:

Grupo A (alta e média tensão)

- média tensão: entre 2,3 kV e 69kV,
- alta tensão: maior que 69kV

Grupo B (baixa tensão): abaixo de 2,3kV

Cada grupo é ainda dividido em subgrupos segundo seu tipo de atividade: residencial, residencial-baixa renda, comercial, industrial, poder público, serviço público. A tabela abaixo resume essa classificação.

Código do Subgrupo	Tensão	Atividade
B1	<2,3kV	residencial
B1- Baixa renda		residencial
B2		Rural
B3		Comercial - Industrial - Poder e Serviço Públicos
B4		Iluminação pública
A1	> 69KV	Industrial
A2		Comercial - Industrial - Serviço Público
A3		Industrial - Serviço Público
A3a	> 2,3kV	Comercial - Industrial - Rural
A4	< 69KV	Comercial - Industrial - Poder e Serviço Públicos - Rural
AS		Comercial

⁵³ http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20El%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf

Definições contidas na resolução 456 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, publicada no Diário Oficial em 29 de novembro de 2000.

Modalidades tarifárias

As diferenciação de tarifas reflete os dois principais custos da eletricidade: o custo geração e o custo da construção e manutenção da rede de transmissão.

A tarifa deve também fornecer um sinal econômico relativo à abundância ou escassez desses recursos. Em períodos úmidos do ano, ela é mais abundante devido preponderância hídrica no nosso sistema. Por outro lado nas horas de maior demanda, há uma escassez dos recursos de transmissão.

Sendo assim, a tarifas tem uma componente horo-sazonal, a qual se refere ao período do ano – úmido ou seco – e às horas do dia – na ponta ou fora da ponta. Além disso, ela é estabelecida em função de duas variáveis que definem o perfil do consumidor: o **consumo** que é a quantidade de energia fornecida em um dado período – por exemplo 1 mês, e a **demanda** máxima de potência requerida, isto é, o valor máximo da quantidade de energia consumida em um intervalo curto de tempo - por exemplo 15 minutos.

Claramente, quanto maior for a **demanda** maior terá de ser a capacidade da rede e maiores os custos de construção e manutenção. Da mesma forma, quanto maior o **consumo** total, maior o custo total de produzir a energia consumida.

A fatura do consumidor terá duas componentes: uma referente à energia (TE) e outra referente ao uso da rede de transmissão (TUSD). As modalidades podem ser:

- **Monômnia:** fatura calculada apenas em função do consumo
- **Binômnia** (convencional): fatura calculada em função da demanda e do consumo, sem sazonalidade ou horário.
- **Horo-Sazonal Verde:** a tarifa de demanda é a mesma para qualquer horário
 - o Demanda: tarifa única e fixa para qualquer horário
 - o Consumo: tarifa para a ponta e fora da ponta multiplicada pelo consumo em cada horário.
 - o Parcela da TUSD é proporcional ao consumo na ponta e fora da ponta adicionada de um fixo segundo o subgrupo.
 - o Todas as tarifas podem ter valores diferentes para períodos úmido e seco.
- **Horo-Sazonal Azul:** são definidas 4 tarifas e eventualmente multa por ultrapassagem da demanda contratada.
 - o Demanda: valor fixo para na ponta e fora da ponta + multa eventual por ultrapassagem

- Consumo: tarifa para a ponta e fora da ponta multiplicada pelo consumo em cada horário.
- Parcela da TUSD é proporcional ao consumo independentemente do horário na ponta e fora da ponta adicionada de um fixo segundo horário (ponta ou fora da ponta)
- Todas as tarifas podem ter valores diferentes para períodos úmido e seco.

A tabela abaixo apresenta os subgrupos de consumidores e as modalidades tarifárias às quais eles têm acesso.

Código do Sub grupo	Tensão	DEMANDA		
		< 300	>300	
B1	<2,3kV	Monômia		
B1- Baixa renda				
B2				
B3				
B4				
A1	> 69KV	Azul		
A2				
A3				
A3a	> 2,3kV	Binômia	Azul	Verde
A4				
AS				

Exemplo de tabela de tarifas da ELETROPAULO retirado de Schutze(2015)

BAIXA TENSÃO		
	TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)
B1- Residencial	0,20086	0,17096
B2 - Rural	0,14060	0,11967
B3 - Comercial/Industrial	0,20125	0,17266

MÉDIA E ALTA TENSÃO				
Modalidade Tarifária Convencional				
Consumo	TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)		
A3a	0,19930	0,07108		
A4	0,20002	0,05826		
AS	0,19943	0,05750		
Potência	TUSD (R\$/kW)			
A3a	17,88			
A3a	14,64			
AS	18,47			
Modalidade Tarifária Horo-sazonal Verde				
Consumo	TE (R\$/kWh)		TUSD (R\$/kWh)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
A3a	0,31301	0,19092	0,41262	0,07411
A4	0,31299	0,19091	0,38526	0,06941
AS	0,31293	0,19087	0,65969	0,08599
Potência	TUSD (R\$/kW)			
A3a	8,66			
A4	8,08			
AS	10,56			
Modalidade Tarifária Horo-sazonal Azul				
Consumo	TE (R\$/kWh)		TUSD (R\$/kWh)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
A2	0,31308	0,19096	0,06404	0,06404
A3a	0,31301	0,19092	0,07307	0,07307
A4	0,31299	0,19091	0,07019	0,07019
AS	0,31293	0,19087	0,08696	0,08696
Potência	TUSD (R\$/kW)			
	Ponta	Fora Ponta		
A2	7,29	4,52		
A3a	13,66	8,54		
A4	13,07	8,17		
AS	23,73	10,68		