

FINANCIAMENTO à Energia Renovável

Entraves, desafios e oportunidades

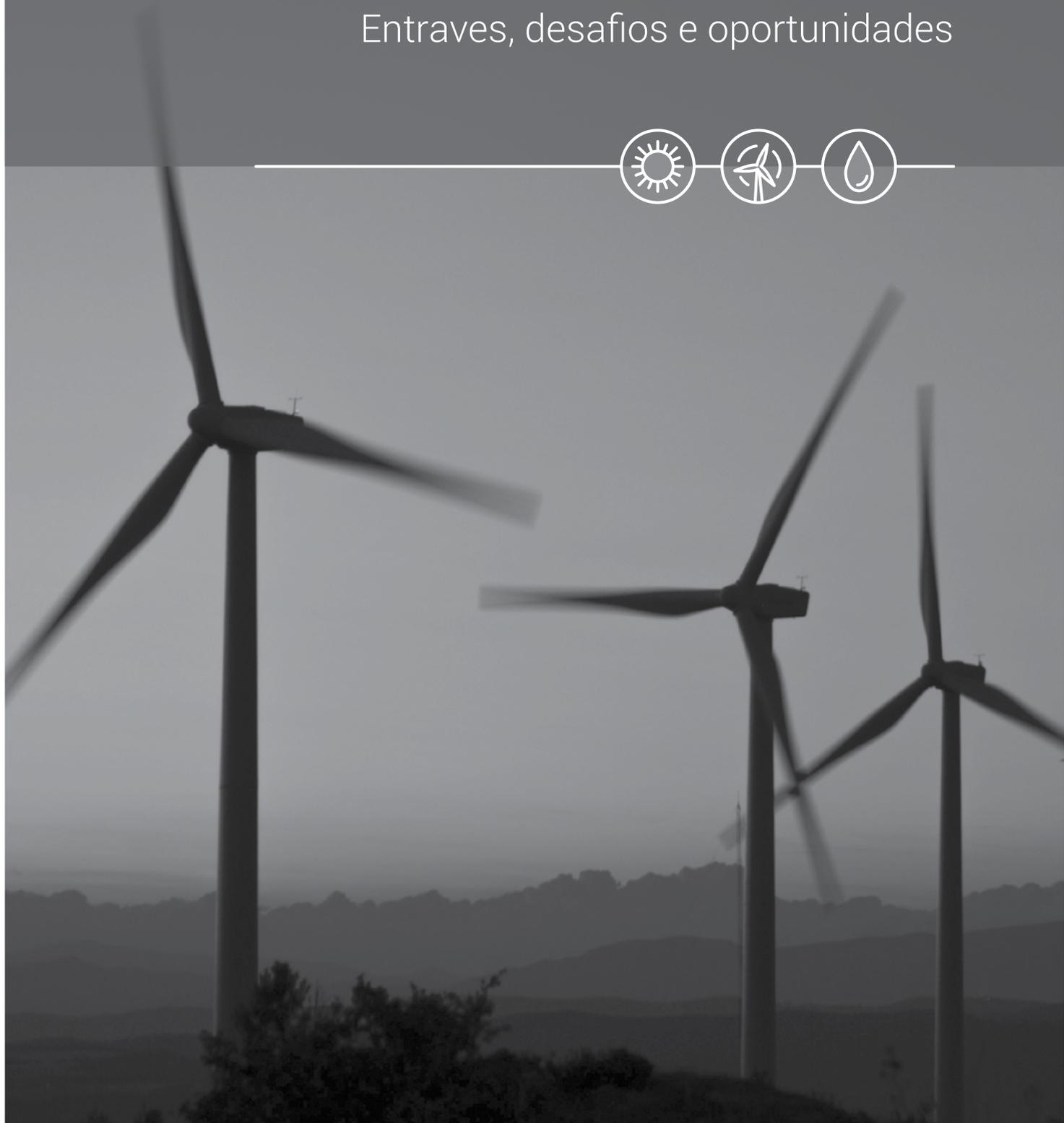


cebds

Conselho Empresarial Brasileiro
para o Desenvolvimento Sustentável

FINANCIAMENTO à Energia Renovável

Entraves, desafios e oportunidades



cebds

Conselho Empresarial Brasileiro
para o Desenvolvimento Sustentável



Créditos

Copyright

Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS)©2016

Conteúdo

SITAWI Finanças do Bem

Revisão

Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS)

Idealização

Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS)

Projeto Gráfico e Diagramação

igmais comunicação integrada

Endereço para redes sociais

Cebds.org

Facebook.com/CEBDSBR

Twitter.com/CEBDS

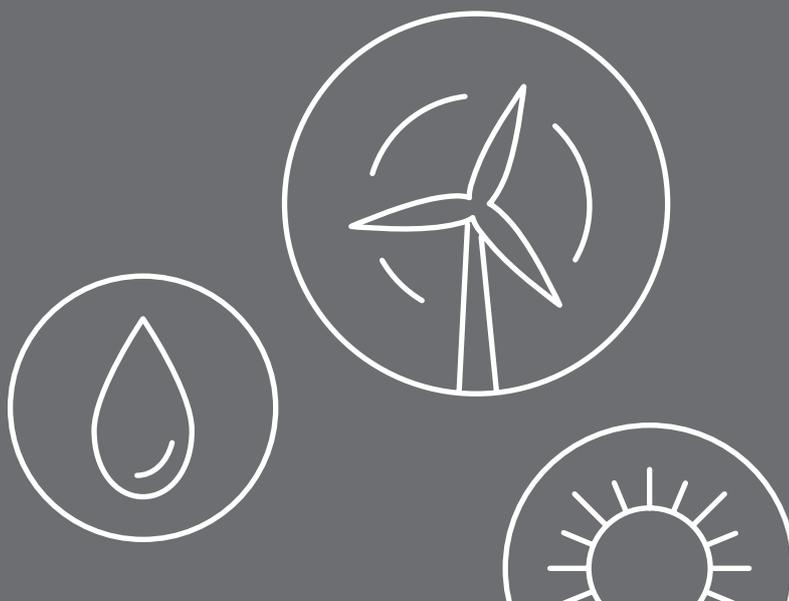
Youtube.com/CEBDSBR

Endereço CEBDS

Av. das Américas, 1155 • sala 208 • CEP. 22631-000

Barra da Tijuca • Rio de Janeiro • RJ • Brasil

+55 21 2483-2250 • cebds@cebds.org





Sumário

su Sumário Executivo • 8

A Apresentação • 14

B Contexto brasileiro da energia renovável • 16

1. Investimento em fontes renováveis alternativas no Brasil • 18
 - 1.1. Fonte hidroelétrica - PCH • 22
 - 1.2. Fonte biomassa • 23
 - 1.3. Fonte eólica • 25
 - 1.4. Fonte fotovoltaica • 26
2. Geração distribuída • 27

C Diagnóstico das barreiras ao financiamento • 32

1. *Utility scale* • 33
 - 1.1. Peculiaridade da fonte fotovoltaica • 33
 - 1.2. Barreiras ao financiamento subsidiado • 36
 - 1.3. Alternativas ao financiamento público subsidiado • 37
 - 1.4. Captação externa • 39
 - 1.5. Assimetria de Informação • 41
2. Geração distribuída • 42
 - 2.1. Informação • 42
 - 2.2. Investimento • 42
 - 2.3. Produtos • 43

D Benchmark internacional • 44

1. *Feed-in tariffs* (FIT) • 45
 - 1.1. Alemanha • 45
 - 1.2. Espanha • 46
 - 1.3. Aprendizados • 47
2. *Net metering* • 49
 - 2.1. Estados Unidos • 50
 - 2.2. México • 51

E Alternativas de financiamento • 52

1. Organismos multilaterais, fundos temáticos e agências • 53
 - 1.1. Organismos multilaterais e fundos temáticos • 53
 - 1.2. *Export credit agencies* (ECAs) • 55
2. Instrumentos financeiros • 56
 - 2.1. *Green bonds* • 56
 - 2.2. YieldCos • 59
 - 2.3. Alternativas para diminuição do custo de hedge • 60
3. Modelos de negócio • 62
 - 3.1. Autofinanciamento • 62
 - 3.2. Financiamento com posse de terceiros • 63
 - 3.3. Financiamento público ou via *utilities* • 64
 - 3.4. Investidores institucionais e securitização • 64

F Desindexação dos contratos de geração • 66

1. Impacto monetário para empresas geradoras • 68
2. Impacto na atratividade e no preço-teto dos leilões • 71

G Recomendações • 74

1. Nível municipal • 76
2. Nível estadual • 76
3. Nível federal • 78
 - 3.1. Instrumentos financeiros • 78
 - 3.2. Modelos de negócios • 80
 - 3.3. Ambiente regulatório e tributação • 81

an Anexo 1 • 86



Mensagem da Presidente do CEBDS

É com um sentimento de realização que o Conselho de Líderes do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) publica o presente estudo *Financiamento à Energia Renovável: Entraves, Desafios e Oportunidades*.

Alinhado com o compromisso brasileiro de ampliação da presença de fontes renováveis alternativas na matriz energética do país, este documento ganhou particular importância após o Acordo de Paris. Mas sua história começou em março de 2015, quando o Conselho de Líderes foi criado. Constituído por altos executivos de alguns dos mais expressivos grupos econômicos do país, o Conselho de Líderes busca compartilhar uma visão de futuro comum a diferentes segmentos empresariais e impulsionar a formatação e a proposição de soluções para os gargalos que hoje entravam a competitividade e o desenvolvimento sustentável. Estudos como este (e outros que virão) são uma das ferramentas com que esses executivos querem colaborar com dados concretos e repartir suas reflexões com o poder público e a sociedade civil.

É um documento que chega em boa hora e enriquece o debate brasileiro sobre a redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE), em harmonia com um modelo de crescimento aderente também às necessidades do setor produtivo e do planeta.

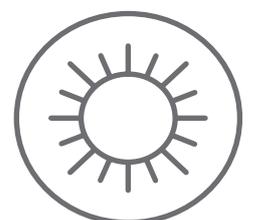
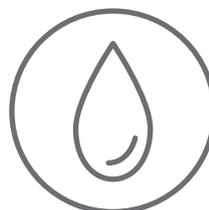
Hoje, a geração de energia renovável depende fundamentalmente de financiamento público pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Desenvolver um novo contexto regulatório e de negócios, diversificar os instrumentos de captação de recursos e de mitigação de riscos são algumas alternativas analisadas aqui para alavancar a presença de fontes renováveis alternativas de energia elétrica no Brasil.

A adoção dessas medidas em larga escala aponta para o estabelecimento de um ciclo virtuoso no qual todos ganham. A economia pode se fortalecer com a atração de investimentos diretos no setor energético e nas indústrias de componentes (que precisarão ser desenvolvidas) e também com o aumento de competitividade resultante do barateamento da energia. Avança-se, assim, em direção a um modelo de crescimento que beneficia a sociedade, e o país, financeira e ambientalmente.

Compartilhamos com você essa visão de futuro.

Boa leitura!

Marina Grossi
Presidente do CEBDS





O que é o CEBDS?

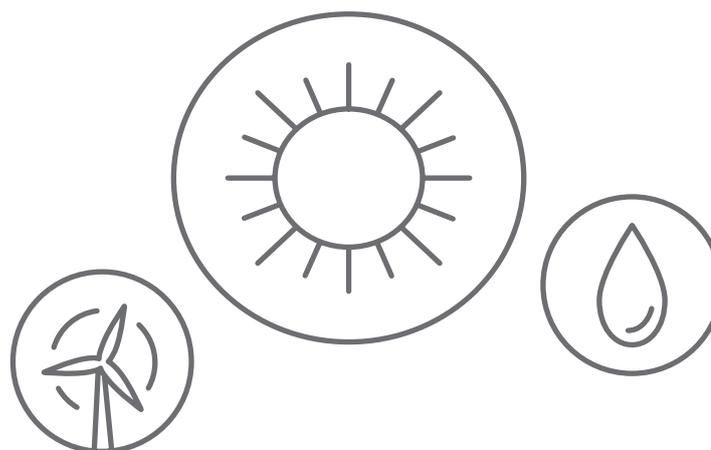
Fundado em 1997, o Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) é uma associação civil que lidera os esforços do setor empresarial para a implementação do desenvolvimento sustentável no Brasil, com efetiva articulação junto aos governos, empresas e sociedade civil.

O CEBDS reúne hoje cerca de 70 expressivos grupos empresariais do país, com faturamento de 40% do PIB e responsáveis por mais de 1 milhão de empregos diretos. Primeira instituição no Brasil a falar em sustentabilidade a partir do conceito Triple Botton Line – que propõe a atuação das empresas sustentada em três pilares: o econômico, o social e o ambiental –, o CEBDS é o representante no país da rede do World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), a mais importante entidade do setor empresarial no mundo que conta com quase 60 conselhos nacionais e regionais em 36 países, atuando em 22 setores industriais, além de 200 empresas multinacionais que atuam em todos os continentes.

Vanguardista, o CEBDS foi responsável pelo primeiro Relatório de Sustentabilidade do Brasil, em 1997, e ajudou a implementar no Brasil, em parceria com a FGV (Fundação Getúlio Vargas) e o WRI (World Resources Institute), a partir de 2008, a principal ferramenta de medição de emissões de gases de efeito estufa, o GHG Protocol.

A instituição representa suas associadas em todas as Conferências das Partes das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, desde 1998, e de Diversidade Biológica, desde 2000. Além disso, é integrante da Comissão de Políticas de Desenvolvimento Sustentável e Agenda 21; do Conselho de Gestão do Patrimônio Genético; do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas; do Fórum Carioca de Mudanças Climáticas, Conselho Mundial da Água e do Comitê Gestor do Plano Nacional de Consumo Sustentável.

Na Rio+20, o CEBDS lançou o Visão Brasil 2050, documento prospectivo que tem o propósito de apresentar uma visão de futuro sustentável e qual o caminho possível para alcançá-lo. Essa plataforma de diálogo com as empresas e diversos setores da sociedade, construída ao longo de 2011 e que contou com participação de mais de 400 pessoas e aproximadamente 60 empresas, é fonte de inspiração para o planejamento estratégico de inúmeras empresas brasileiras.





Sumário EXECUTIVO



O crescimento da geração de energia renovável (25% a.a. em média nos últimos dez anos) teve como fonte principal e mais barata de financiamento o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). No entanto, dadas as novas condições estruturais e conjunturais da economia brasileira, é imprescindível desenvolver novas fontes de financiamento para permitir o próximo salto nos investimentos em fontes renováveis. O CEBDS encomendou o presente estudo para identificar os entraves que impedem ou dificultam o acesso aos recursos disponíveis para financiamentos a projetos de energia renovável e propor soluções para eliminar ou amenizar estas barreiras.

Entre as fontes renováveis ditas alternativas (definição que exclui a geração hidroelétrica), a fonte eólica foi a que apresentou o maior crescimento recente, tendo sido favorecida no seu desenvolvimento por câmbio e taxa de juros mais favoráveis quando comparados com os atuais e por ociosidade nos fabricantes internacionais de equipamentos, fatos que contribuíram para levar as usinas eólicas a alcançar um custo de geração próximo ao das hidrelétricas. A geração solar fotovoltaica é a nova fronteira, mas também onde os entraves ao financiamento estão se manifestando com maior urgência: 1,8 GW foram contratados para entrega até final de 2017, gerando necessidade de cerca de R\$ 6 bilhões em investimentos neste período, porém há condições ainda pouco favoráveis pela ausência de fornecedores locais, volatilidade do câmbio e fontes de financiamento restritivas. A fonte biomassa, depois de um forte crescimento

• • •

É imprescindível desenvolver novas fontes de financiamento para permitir o próximo salto nos investimentos em fontes renováveis.

entre 2008 e 2010, conheceu um período de menor participação no Ambiente de Contratação Regulada.

Em 2012, a resolução Aneel 482/2012 criou o marco normativo para mini e microgeração distribuída, mas o crescimento ainda é incipiente (1.731 instalações até dezembro/2015), enquanto entraves regulatórios, fiscais e de financiamento permanecem.

O estudo identificou e classificou as principais barreiras ao financiamento de renováveis, com destaque para:

- a. Barreiras ao financiamento para geração centralizada (Utility scale)
 1. Crédito subsidiado e crédito privado:
 - Como alternativa ao mercado de capitais, o crédito do BNDES apresenta menores taxas, porém requer conteúdo nacional, enquanto a indústria nacional de equipamentos ainda não se desenvolveu.
 - As taxas subsidiadas não refletem o real custo da operação, portanto representam um elevado custo fiscal.
 - Subaproveitamento da inteligência e expertise das instituições financeiras privadas em modelar projetos, combinar instrumentos de crédito, formatar empréstimos ponte.
 2. Captação externa: taxa de juros menor, mas custo de cobertura do risco cambial bastante elevado (estimativa de 10-15%), devido à volatilidade do câmbio e ao longo prazo dos contratos.
 3. Expertise das instituições financeiras: projetos pequenos para serem analisados como Project Finance, enquanto outras áreas estão acostumadas com operações padronizadas.
 4. Alta percepção de risco, que aumenta o retorno requerido pelos investidores:
 - Algumas tecnologias e processos são relativamente novos no Brasil: energia solar e novas tecnologias como armazenamento de energia e geração geotérmica. As fontes biomassa, PCHs e eólicas já possuem um track record.



- Alguns dos atores não possuem histórico de crédito de longo prazo.
 - Existem riscos efetivos nos procedimentos de conexão e de distribuição da energia gerada.
- b. Barreiras ao financiamento para geração distribuída**
- 1. Informação:**
 - O produto é complexo, precisa de projeções de longo prazo sobre custos e benefícios para justificar implementação.
 - Para micro e minigeração, o modelo de expansão é por indicação, portanto lento.
 - 2. Investimento:**
 - Alto custo inicial (residencial: R\$ 12.000 a R\$ 100.000 - comércio e indústria: R\$ 600.000 a R\$ 6 milhões - usinas: R\$20 milhões a R\$120 milhões).
 - Descasamento entre custo inicial e benefícios de longo prazo.
 - 3. Falta de produtos financeiros e modelos de negócio apropriados:**
 - Poucas linhas de financiamento específicas.
 - Dificuldade em definir a garantia física do empréstimo.
 - Pouco conhecimento e utilização no Brasil de instrumentos alternativos: e.g. securitização de carteiras de projetos de Geração Distribuída, que já ocorre nos EUA.

modelo de financiamento por PPA (*power purchasing agreement*, ou contrato de venda de energia) ou *leasing*. Outro diferencial do país é a elevada participação de empresas inovadoras financiadas por capital de risco e *private equity*.

Entre os países emergentes, destacamos o México, pioneiro na indústria eólica graças ao uso eficiente de fundos temáticos e órgãos multilaterais e à ação de fomento tecnológico do governo.

Soluções propostas

As soluções identificadas por meio de estudo de casos internacionais, entrevistas com atores locais e pesquisa de mesa podem ser divididas em 3 tipos: a) fundos temáticos; b) instrumentos financeiros e modelos de negócio e; c) mudanças regulatórias e incentivos fiscais.

Fundos temáticos

- Fundos temáticos e os órgãos multilaterais (IFC, BID, AFD, USAID, EIB, KfW, GEF, CTF, GCF, etc.) fomentam projetos através de apoio direto ou indireto e ainda não foram utilizados em larga escala no Brasil.
- A linha do BID para eficiência energética e geração distribuída (EEGM - mecanismo de garantia de eficiência de energia limpa) merece destaque: uma carta de fiança bancária para financiar projetos de geração distribuída entre US\$ 0,1 milhões e US\$ 1,6 milhões. Esse mecanismo pode ser escalado após o período de teste piloto.

Instrumentos financeiros e modelos de negócio

- As debêntures de infraestrutura ainda são subutilizadas como consequência das condições de mercado desfavoráveis e do foco do incentivo fiscal em investidores pessoa física e estrangeiros, válido para emissões realizadas até 2020.
- As debêntures emitidas para financiar projetos de energia renovável poderiam ser etiquetadas como *green bonds* (Figura 1).

Experiência internacional

Na Europa, o rápido crescimento foi suportado pelas *feed-in tariffs* (subsídios tarifários), que trouxeram custos fiscais significativos e estão sendo retiradas. Leilões competitivos foram introduzidos, e algumas fontes já são competitivas com relação ao carvão.

Nos Estados Unidos, o crescimento acelerado da energia fotovoltaica distribuída aconteceu graças ao

- O fomento à criação de *YieldCos* (segregação de projetos de energia renovável em operação em empresas listadas distribuidoras de dividendos) pode liberar capital para que empresas estabelecidas invistam em novos projetos (*Figura 2*).
- Padronização dos contratos de PPA e leasing, que possibilitaria a securitização dos contratos e o acesso da geração distribuída ao mercado de capitais (*Figuras 3 e 4*).
- Desenvolvimento de FIPs - Fundos de Investimento em Participações, dedicados à energia renovável, oferecendo para o mercado a oportunidade de um investimento com diversificação geográfica, de fonte e de estágio dos projetos financiados.
- A criação do Fier - Fundo de Investimento em Energia Renovável, incentivaria o investimento em fontes renováveis por meio de um instrumento diversificado que poderia oferecer benefícios fiscais sobre os rendimentos, como atualmente acontece para os FII (Fundos de Investimento Imobiliário)
- A criação de um fundo público de facilitação do *hedge* cambial diminuiria os custos de cobertura do risco cambial em caso de financiamento em moeda estrangeira, diminuindo a pressão por recursos do BNDES.

FIGURA 1 – UTILITY SCALE: SOLUÇÃO DE FINANCIAMENTO 1: GREEN BONDS

DESCRIÇÃO E ATRATIVIDADE

- Títulos de renda fixa que financiam projetos de mitigação climática ou com impacto ambiental positivo.
- Características financeiras iguais às de títulos convencionais.
- Podem ser emitidos por governos, bancos ou empresas.
- Podem ter certificação Climate Bond Standard ou Segunda Opinião independente sobre as credenciais verdes.
 - › *Pure play* para investidores com critérios ESG.
 - › Possível prêmio (menor taxa).
 - › Liquidez.
 - › Possível comprovação de uso de recursos com certificação.

IMPACTO E TRADE OFF

- Diversificação das fontes de recursos.
- Custos podem ser maiores em comparação ao BNDES e/ou risco cambial.

AÇÕES NECESSÁRIAS

- › Regulamentar *green bonds* como debênture de infraestrutura.
- › Etiquetar outros títulos (ex. LCI, CRI) como *green bonds* para apoiar a geração distribuída (GD).
- › Sensibilização de investidores institucionais domésticos para emissões em moeda local.

Fonte: SITAWI – Finanças do Bem.

FIGURA 2 – UTILITY SCALE - SOLUÇÃO DE FINANCIAMENTO 2: YELDCOS

DESCRIÇÃO E ATRATIVIDADE

- Empresa cotada em Bolsa.
 - Segregação de ativos de infraestrutura ligados à energia, com contratos de longo prazo e fluxos de caixa previsíveis.
 - Distribui fluxo de caixa disponível para os acionistas em forma de dividendos.
 - Oferece crescimento por meio da inclusão de outros fluxos de receitas, enquanto os ativos continuam a crescer: importância do "First offer right".
 - Credibilidade fundamental para captar investimentos
- › *Pure play* para investidores com critérios ESG
 - › Liquidez, listada em Bolsa
 - › Atendem investidores de longo prazo atraídos por dividendos

IMPACTO E TRADE OFF

- Sensibilidade a taxa de juros vs *dividend yield*.
- Volatilidade de investimento acionário
- Vantagem fiscal só teórica.

AÇÕES NECESSÁRIAS

- › Atingir escala necessária (entre 700MW e 1GW) ou agregar ativos de empresas competidoras
- › Refinanciamento para liberar capital para novos projetos
- › Criação do instrumento FIER Fundo de Investimento em Energia Renovável, com o mesmo enquadramento tributário dos Fundos Imobiliários (FII)

Fonte: SITAWI – Finanças do Bem

FIGURA 3 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - SOLUÇÃO DE FINANCIAMENTO 1: FINANCIAMENTO COM CONTRAPARTE

DESCRIÇÃO E ATRATIVIDADE

- Compra através de tomada de financiamento com contraparte/hipoteca
 - Financiamento na conta de eletricidade (distribuidora)
- › Reduzem necessidade de capital inicial e aumentam viabilidade econômica do projeto
 - › Evitam necessidade de garantias
 - › Possuem impacto no balanço (Brasil)

IMPACTO E TRADE OFF

- Isenção de ICMS em tempos de ajuste fiscal
- Impacto nas receitas de distribuidoras em momento de fragilidade de caixa

AÇÕES NECESSÁRIAS

- › Regularizar incentivos para que distribuidoras prestem serviços de instalação
- › Estimular adesão ao convênio Confaz sobre isenção ICMS

Fonte: SITAWI – Finanças do Bem

FIGURA 4 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - SOLUÇÃO DE FINANCIAMENTO 2: PPA OU LEASING

DESCRIÇÃO E ATRATIVIDADE

- Utility financia o projeto, compra, instala e opera o sistema
- Dono da UC adquire 100% da energia produzida a um custo que é normalmente competitivo com tarifa da distribuidora
- Leasing: proprietário faz pagamentos mensais de locação e não há venda de eletricidade
- › “Pure play” para investidores com critérios de sustentabilidade
- › Liquidez
- › Securitização permite *credit enhancement*

IMPACTO E TRADE OFF

- Isenção de ICMS em tempos de ajuste fiscal
- Impacto nas receitas de distribuidoras em momento de fragilidade de caixa

AÇÕES NECESSÁRIAS

- › Grupo de trabalho de atores do mercado para estudar contratos e medidas de performance.
- › Definir se os contratos são ligados ao dono ou ao imóvel

Fonte: SITAWI – Finanças do Bem

Mudanças regulatórias e incentivos fiscais:

- A publicação de um cronograma formal de leilões federais, a instituição de outros leilões estaduais de energia renovável e o aumento do prazo dos contratos para coincidir com a vida útil dos equipamentos contribuiriam a criar um ambiente institucional propício e para gerar a escala necessária para atrair investidores e fabricantes de equipamentos.
- A atração de fabricantes de componentes por meio de formação de mão de obra capacitada, a instalação de geração distribuída em edifícios públicos e o desconto na alíquota municipal do ISS para serviços de instalação de geração distribuída difundiriam a tecnologia através da formação de uma cadeia produtiva.
- A adesão de todos os estados ao convênio Confaz de isenção do ICMS sobre a energia gerada localmente eliminaria a dupla tributação que até agora limitou o crescimento da geração distribuída.
- A redução de impostos de importação, a extensão do Reidi e acordos bilaterais para redução do custo da cobertura cambial permitiriam a importação de equipamentos em condições mais favoráveis, enquanto a indústria local não se desenvolve.
- Garantias públicas na linha das fornecidas pelo EEGM do BID ajudariam a diminuir o custo do financiamento.

su A B C D E F G an



A

Apresentação



O estudo "Barreiras ao Financiamento de Energias Renováveis no Brasil" é uma iniciativa do CEBDS - Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável e suas empresas associadas, sob a liderança da Renova Energia e validação do grupo de trabalho. Ele está inserido no contexto da *Low Carbon Technology Partnership Initiative* (LCTPi), formada pelo Conselho Empresarial Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WBCSD), ao qual o CEBDS é associado, pela Agência Internacional de Energia (IEA) e pela Rede de Soluções para o Desenvolvimento Sustentável (SDSN).

O estudo tem como objetivo apresentar os principais entraves que dificultam o acesso do setor empresarial ao financiamento à energia renovável e quais as soluções e os instrumentos que podem ser implantados ou desenvolvidos para superação desses desafios.

Seu escopo inclui:

- a identificação das barreiras ao financiamento à energia renovável no Brasil, nos segmentos de *Utility scale* (geração centralizada) e geração distribuída e nas diferentes etapas de implantação,
- o levantamento das possíveis soluções e instrumentos financeiros e
- a avaliação de custo e impacto das propostas.

Parte dos dados necessários para a análise vieram de fontes primárias, como, por exemplo:

- Pesquisa de mesa em diversas publicações de órgãos oficiais e de mercado.
- Palestras e painéis do evento setorial Intersolar Latin America 2015 e dos Diálogos Energéticos do WWF Brasil em 2015.
- Entrevistas semiestruturadas com áreas-chave de empresas e instituições financeiras e stakeholders (*utilities* de energia e associações de setor), detalhadas no Anexo 1. Contamos com a colaboração de representantes das empresas Renova Energia, Banco Itaú, Banco Santander, Schneider Electric, CPFL Renováveis e das associações ABEEólica e Absolar.

As fontes secundárias de dados foram a revisão da literatura nacional, incluindo estudos do setor e apresentações de seminários e eventos, para levantamento dos instrumentos do mercado brasileiro atualmente em uso, e internacional, para identificação de *benchmark* e casos internacionais de sucesso.

Os resultados preliminares do estudo foram apresentados na reunião do Conselho de Líderes em 01/10/2015, com participação dos CEOs de empresas associadas ao CEBDS, e na rodada de negociação brasileira do *Low-Carbon Technology Partnership initiative* (LCTPi) em 7 de outubro de 2015.

Os autores agradecem os comentários de membros da CTClima e CTFin do CEBDS em versões preliminares deste estudo.

...

O estudo tem como objetivo apresentar os principais entraves que dificultam o acesso do setor empresarial ao financiamento à energia renovável e quais as soluções e os instrumentos que podem ser implantados ou desenvolvidos para superação desses desafios.

su

A

B

C

D

E

F

G

an



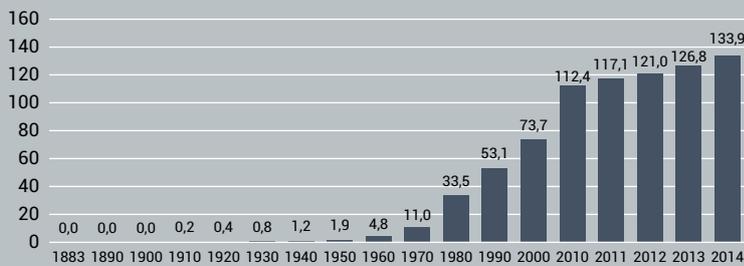
B

Contexto brasileiro da ENERGIA RENOVÁVEL

A construção da atual matriz elétrica brasileira teve grande impulso a partir dos anos 1970, a reboque do processo de industrialização do país. De acordo com os dados do Ministério de Minas e Energia, de 1970 a 2014, o Brasil passou de 11 GW para 133,9 GW de capacidade instalada, com taxa de crescimento de 5,8% a.a., maior do que a taxa do PIB, de 3,8% a.a. (Gráfico 1).

A participação da fonte hidroelétrica foi preponderante ao longo de todo o período, variando de 87,4% em 1996 (máxima) a 63% em 2014 (mínima), pois também foi a primeira fonte explorada. A geração nuclear começou em 1985, e a geração eólica apenas em 1992. A fonte solar recebeu fôlego com incentivos fiscais, aumento do preço da energia e leilões reservados a partir de 2014.

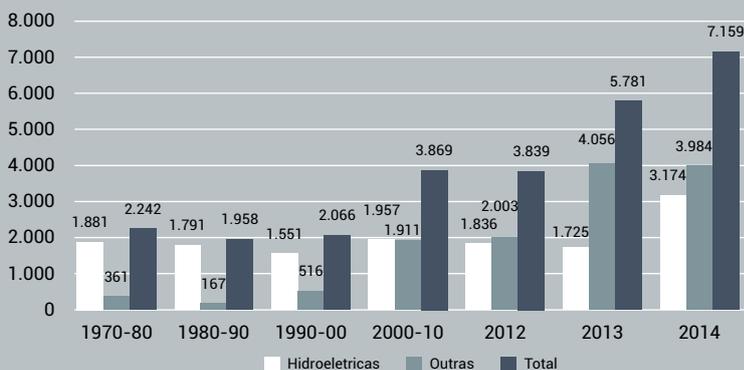
GRÁFICO 1 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: 1883 A 2014 (GW)



Fonte: MME.

No período 2000-10, o incremento médio anual da capacidade instalada no Brasil duplicou em relação às décadas anteriores, ficando as expansões anuais de hidroelétricas e de outras fontes próximas de 1900 MW cada. Em 2013, a expansão superou notavelmente a média das duas últimas décadas, com a hidráulica perdendo participação. Em 2014, a expansão superou em 24% a do ano anterior, ficando a hidráulica com 44% do total (Gráfico 2).

GRÁFICO 2 – INCREMENTO ANUAL DE CAPACIDADE (MW)



Fonte: MME.

...

Descontada a desvalorização cambial, os investimentos em energia renovável no Brasil cresceram 27% em 2015.

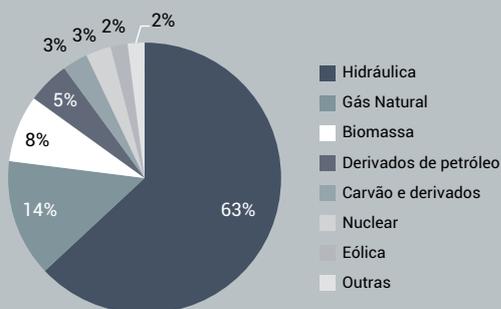
De acordo com os últimos dados anuais disponíveis, as fontes renováveis (principalmente hidráulica, eólica, biomassa e solar) representavam, em 2014, 75% da geração de energia elétrica no Brasil, ou 11% se considerarmos apenas as fontes renováveis ditas alternativas, excluindo, assim, a hidroelétrica (Gráfico 3).

to das pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, eólica e fotovoltaica.

1. Investimento em fontes renováveis alternativas no Brasil

O investimento em fontes renováveis de energia voltou a crescer a nível global em 2014, depois de ter atingido um pico em 2011 e ter caído desde então. Em 2015, apesar de o preço dos combustíveis fósseis ter-se mantido em níveis baixos, dado o histórico recente, a tendência de crescimento dos investimentos continuou.

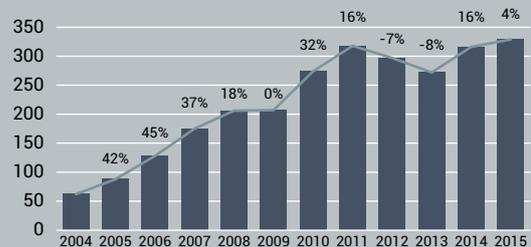
GRÁFICO 3 – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL POR FONTE – 2014



Fonte: EPE.

A tendência de aumento da participação de outras fontes renováveis na matriz elétrica do país é consequência das restrições físicas, socioeconômicas e ambientais dos grandes projetos hidrelétricos e dos avanços tecnológicos no aproveitamento das fontes alternativas. Apesar da fonte hidroelétrica pertencer tecnicamente à categoria das fontes renováveis, as barreiras ao financiamento, foco deste estudo, assumem maior relevância para as fontes renováveis mais recentes, as ditas alternativas. Portanto, seguiremos com a análise sobre o desenvolvimen-

GRÁFICO 3A – EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS GLOBAIS EM FONTES RENOVÁVEIS.



Fonte: Bloomberg New Energy Finance: Clean Energy Investment:4Q 2015 Factpack.

Descontada a desvalorização cambial, os investimentos em energia renovável no Brasil cresceram 27% em 2015, atingindo R\$ 24,87 bilhões, depois de ter sido destaque em 2014 (+93% a.a.) e com uma taxa média de crescimento anual (CAGR) de 25% em 10 anos, segundo dados da Bloomberg New Energy Finance.



TABELA 1 – INVESTIMENTO EM RENOVÁVEIS NO BRASIL 2014-2015

	2014 (R\$ milhões)	2015 (R\$ milhões)	2014 (%)	2015 (%)
Biocombustíveis	2.851	959	14,60	3,85
Biomassa	606	3.592	3,11	14,45
Eficiência	792	1.102	4,06	4,43
Eólica	14.166	16.407	72,56	65,98
PCH	1.059	474	5,42	1,91
Solar	50	2.333	0,26	9,38
Total	19.523	24.868	100	100

Fonte: Bloomberg New Energy Finance, considerando taxa de câmbio média anual de R\$2,35/US\$ em 2014 e de R\$ 3,33/US\$ em 2015.

Vale ressaltar que o aumento dos investimentos não necessariamente corresponde a um aumento equivalente da capacidade instalada no mesmo ano.

O Píee (Programa de Investimento em Energia Elétrica) e o PDE (Plano Decenal de Expansão de Energia) nos apresentam o planejamento do governo para o setor nos próximos anos.

Programa de Investimento em Energia Elétrica (Píee)

O Programa de Investimento em Energia Elétrica (Píee) para o período de 2015 a 2018, lançado pelo governo federal em agosto de 2015, tem como objetivo a ampliação da oferta de energia na área de geração e o fortalecimento do sistema de transmissão a preços competitivos com o mercado internacional, dando prioridade a fontes limpas e renováveis. Busca aumentar a diversificação da matriz elétrica com a ampliação do uso de gás natural, da biomassa, da energia eólica e da energia solar fotovoltaica.

TABELA 2 – INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO DE ACORDO COM O PíEE (2015-2018) – MW A CONTRATAR

Usinas	Potência (MW)
UHE – usina hidrelétrica	11.000
PCH – pequena central hidrelétrica	1.000 a 1.500
Eólica	4.000 a 6.000
Solar	2.000 a 3.000
Térmica a biomassa	4.000 a 5.000
Termelétrica fóssil	3.000 a 5.000
Total	25.000 a 31.500

Fonte: MME; EPE.

O investimento previsto é de R\$ 186 bilhões, incluindo a contratação por meio de leilões de R\$ 116 bilhões em capacidade de geração e de R\$ 70 bilhões em linhas de transmissão. Novos projetos em geração acrescentariam ao sistema entre 25 a 31,5 GW, distribuídos de acor-



do com a *Tabela 2*. R\$ 42 bilhões dos R\$ 116 bilhões de investimento previstos seriam aplicados até 2018 e R\$ 74 bilhões após 2018. Haveria pelo menos 3 leilões por ano, incluindo Energia Nova "A-3", Energia Nova "A-5", Fontes Alternativas e Energia de Reserva.

Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)

O Plano Decenal 2015-2024, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estima que a expansão planejada da geração até 2024 requer investimentos totais da ordem de R\$ 268 bilhões.

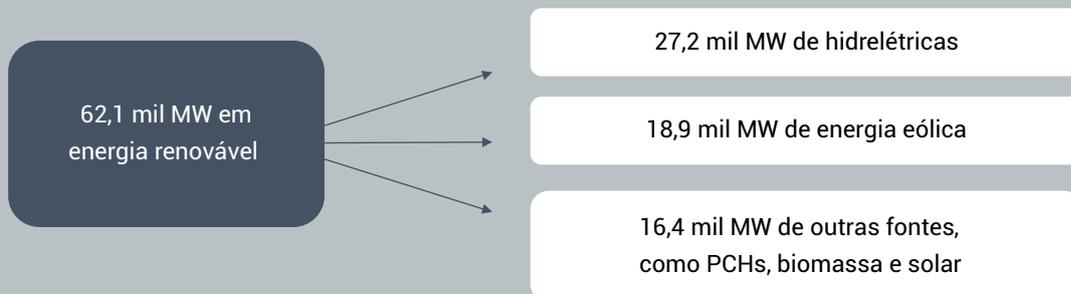
TABELA 3 – ESTIMATIVA DE INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO ELÉTRICA DE ACORDO COM O PLANO DECENAL 2015-2024

TIPO DE FONTES	Usinas contratadas e autorizadas		Usinas planejadas		TOTAL	
	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%
Hidro	18,3	17,6	54,8	33,2	73,1	27,2
PCH + biomassa + eólica + solar	59,3	57,3	96,5	58,5	155,8	58,1
Termelétrica	26,0	25,1	13,6	8,3	39,6	14,7
Nuclear	11,0	10,6	-	-	11,0	4,1
Gás natural	12,7	12,3	13,6	8,3	26,3	9,8
Carvão	2,3	2,2	-	-	2,3	0,8
Óleo combustível/diesel	-	-	-	-	-	-
TOTAL	103,6		164,9		268,5	

Fonte: EPE.

De acordo com as políticas nacionais de fomento à diversificação da geração elétrica, 58% dos investimentos em geração serão destinados a fontes renováveis ex-UHE (*Tabela 3*), reduzindo assim o peso das médias e grandes hidrelétricas na matriz.

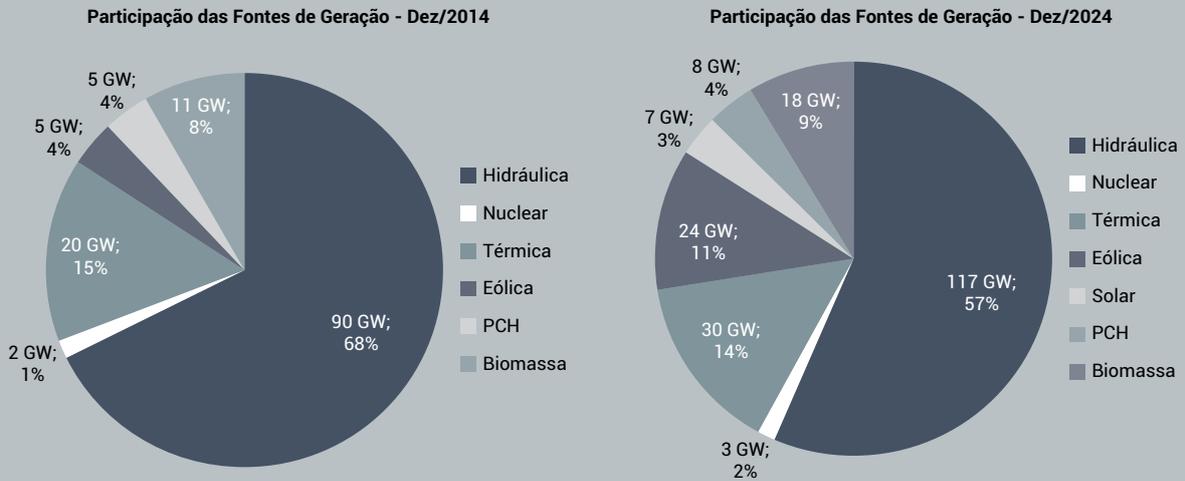
FIGURA 5 – DISTRIBUIÇÃO DO INCREMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL DE ACORDO COM O PLANO DECENAL 2015-2024.



Fonte: EPE.

Com a implementação do Plano Decenal, 62,1 GW de energia renovável devem ser adicionados ao sistema (*Figura 5*), levando a contribuição dessas fontes na matriz elétrica a 83,8% (*Gráfico 4*).

GRÁFICO 4 – PLANO DECENAL - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE DE GERAÇÃO



Fonte: EPE.

Os dados mais atuais da Aneel, apresentados na Tabela 4, apesar do percentual expressivo de projetos

de usinas termoeletricas em *pipeline*, mostram um crescimento importante das fontes eólica e solar.

TABELA 4 – QUANTIDADE DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTE E POR ESTAGIO DE IMPLEMENTAÇÃO (DADOS DE 15/01/2016)

Tipo	Quant.	Empreendimentos em operação			Empreendimentos em construção			Empreendimentos com construção não iniciada		
		Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	%	Quant.	Potência outorgada (kW)	%	Quant.	Potência outorgada (kW)	%
Central geradora hidrelétrica	538	397.376	399.279	0,28	1	848	0,00	41	30279	0,15
Central geradora undi-elétrica	-	-	-	-	-	-	-	1	50	0,00
Central geradora eólica	324	7.842.468	7.793.482	5,53	151	3.650.704	17,99	260	6.104.050	30,84
Pequena central hidrelétrica	466	4.861.145	4.841.313	3,43	32	413.680	2,04	133	1.893.689	9,57
Central geradora solar fotovoltaica	33	25.336	21.336	0,02	-	-	-	40	1.142.975	5,77
Usina hidrelétrica	197	89.518.401	86.591.478	61,39	10	13.449.342	66,27	6	629.000	3,18
Usina termelétrica	2.858	41.227.982	39.411.997	27,94	18	1.428.839	7,04	151	9.994.632	50,49
Usina termonuclear	2	1.990.000	1.990.000	1,41	1	1.350.000	6,65	-	-	-
Total	4.418	145.862.708	141.048.885	100	213	20.293.413	100	632	19.794.675	100

Fonte: Aneel.



• • •

Outras fontes alternativas ficaram mais viáveis, principalmente a eólica, e atraíram o interesse dos investidores privados.

Pelo histórico recente e pelas razões que exporemos durante o diagnóstico das barreiras ao financiamento, a expectativa é que os investimentos em geração sejam financiados principalmente pelo BNDES, de acordo com as condições subsidiadas apresentadas na *Tabela 5*. Como também analisaremos, em seguida, com mais detalhes, a disponibilidade de linhas de financiamento subsidiadas é direcionada a fornecedores com produção local, uma vez que soluções alternativas de financiamento ainda são incipientes, no Brasil e no exterior.

TABELA 5 – CONDIÇÕES ATUAIS DO BNDES PARA GERAÇÃO ELÉTRICA

Participação	Termelétricas não renováveis e UHE: até 50%, observando ICSD. Eólica, biomassa, PCH e solar: até 70%, observando ICSD
Prazo (incluindo carência)	Hidrelétrica, PCH e solar: até 20 anos Eólica e termelétricas não renováveis: até 16 anos
Taxa	TJLP + 1,2% + spread de risco

Fonte: MME; EPE.

ICSD: Índice de cobertura do serviço da dívida. Mínimo de 1,2 para projetos com TIR real superior a 8% a.a., caso contrário 1,3.

TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo, atualmente em 7,5%.

1.1. Fonte hidroelétrica - PCH

A exploração de pequenas centrais hidroelétricas - PCHs (<30 MW e reservatório < 3 km²) e centrais de geração hidroelétricas - CGHs (<1MW) teve uma aceleração na década de 1990, incentivada pela introdução de duas normas da Aneel:

- Resolução 393, que estabelecia procedimentos para registro e aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas.
- Resolução 395, que regulava autorização da exploração das PCHs.

Na década seguinte, as PCHs ganharam terreno como incentivo ao complemento da matriz e foram alavancadas com benefícios como a contratação de energia pelo Proinfa (2002). Desde então, R\$ 1 bilhão foram investidos pelo setor privado na elaboração e licenciamento ambiental de cerca de 1.000 projetos de PCHs.

Desde 2008, muitos projetos tornaram-se inviáveis devido ao aumento do custo de construção civil (60% do custo das PCHs advém de obras civis) e aumento das exigências para aprovação da Aneel, o que levou a um grande acúmulo de projetos paralisados. Ao mesmo tempo, outras fontes alternativas ficaram mais viáveis, principalmente a eólica, e atraíram o interesse dos investidores privados.

No fim de 2014, havia 466 PCHs operando no Brasil, por um total de 4.820 MW, que contribuem com 3,47% para a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional - SIN e representam a 4ª fonte elétrica mais importante do País. A ABRAPCH (Associação Brasileira de fomento as Pequenas Centrais Hidroelétricas) as chama de "Itaipu Distribuída" (potência total 14.926 MW), mas com menor impacto ambiental. As PCHs têm potencial para substituir as termelétricas, assumindo boa parte da carga das UHEs em períodos úmidos e ajudando-as, assim, a recompor o estoque dos seus reservatórios. Além disto, empresas grandes consumidoras de energia vêm apostando em PCHs para autoprodução de energia.

Segundo o Plano Decenal de Energia, a capacidade instalada das PCHs deve saltar de 5 GW para 8 GW entre 2014 e 2024, ou de 3,5%



para 8,7% da matriz brasileira. Este crescimento poderá ser facilitado pela resolução Aneel de 2015 que introduziu alterações no licenciamento ambiental, que é exigido, junto com a Declaração e Reserva de Disponibilidade Hídrica, apenas para a emissão da outorga, simplificando o processo de análise de projetos para agilizar a aprovação.

Apesar desta facilitação, o crescimento deste tipo de fonte é limitado pelo aspecto locacional, mais complexo em relação às outras fontes renováveis alternativas, e pelo progressivo exaurimento das oportunidades economicamente mais rentáveis. Além disto, ela está sujeita ao risco das mudanças climáticas, já que um novo regime de chuvas pode mudar a capacidade de geração de energia.

1.2. Fonte biomassa

A biomassa inclui fontes como restos de madeira, detritos de animais e plantas, como o bagaço de cana e casca de arroz, bem como a lenha e o carvão vegetal. Nem todas são adequadas para geração elétrica, sendo mais utilizadas para produção de energia térmica.

A energia elétrica proveniente do bagaço da cana foi aproveitada desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras. A partir do auto-consumo, a evolução da eficiência energética do setor permitiu excedentes de energia elétrica, exportados para o SIN, ampliando sua importância na matriz elétrica nacional. Um dos fatores de crescimento da indústria é a difusão da mecanização da colheita, que permite maior eficiência e um uso mais extenso de palhas e pontas da cana.

Em 2008 houve o primeiro leilão de energia de reserva exclusivo para biomassa e em 2014 a fonte representou mais de 4% do consumo nacional de eletricidade, atingindo 7% durante o período seco.

TABELA 6 – AS 10 MAIORES USINAS DE GERAÇÃO A BIOMASSA – DEZ/2014

Nº	Nome	Capacidade (GW)	UF	Operação inicial e plena	Fator capacidade médio
1	Suzano Maranhão	0,255	MA	2014	0,6/0,7
2	Eldorado Brasil (Papel e celulose)	0,226	MS	2013	0,6/0,7
3	Suzano Mucuri (Papel e celulose)	0,214	BA	1992	0,6/0,7
4	Aracruz (Papel e celulose)	0,210	ES	2002	0,6/0,7
5	VCP-MS (Papel e celulose)	0,163	MS	2009	0,6/0,7
6	Barra Bioenergia	0,136	SP	2010	0,4/0,5
7	Cocal II	0,131	SP	2010	0,4/0,6
8	Santa Luzia I	0,130	MS	2010	0,4/0,5
9	Caçú I	0,130	GO	2010	0,4/0,5
10	Veracel (Papel e celulose)	0,117	BA	2006	0,6/0,7
	Outras	10,558	-	-	-
	Brasil	12,271	-	-	0,440

Fonte: MME.



TABELA 7 – FONTES UTILIZADAS NO BRASIL – USINAS EM OPERAÇÃO – DEZ/2014

	Quantidade	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	%
Fonte nível 1				
Floresta	81	2.777.647	2.521.323	20,05
Resíduos sólidos urbanos	11	73.953	70.873	0,53
Resíduos animais	9	1.804	1.804	0,01
Biocombustíveis Líquidos	2	4.350	4.350	0,03
Agroindustriais*	406	10.998.547	10.543.375	79,38
Total	509	13.856.296	13.141.726	100
*Inclui bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, biogás-AGR e capim-elefante				
Fonte Nível 2				
Bagaço de cana-de-açúcar	390	10.891.586	10.436.420	99,03
Casca de arroz	11	39.533	39.533	0,36
Biogás-AGR	2	1.722	1.722	0,02
Capim-elefante	3	65.700	65.700	0,6
Total	406	10.998.547	10.543.375	79,38

Fonte: Aneel.

Em 2014, com 9,9 GW de capacidade instalada, o bagaço de cana representou 81% das plantas de biomassa e 7,4% da capacidade total brasileira. Em 2015 o país detinha em operação 509 usinas termelétricas movidas a biomassa, com potência instalada de 13,9 GW.

A biomassa é relevante na cogeração e também na geração distribuída, enquanto sua participação nos leilões tem sido discutida devido à elevada percepção de risco no suprimento do combustível, consequência das peculiaridades da cadeia produtiva. Por outro lado, a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica) reivindica maior participação nos leilões das usinas de cogeração a bagaço da cana, para que a fonte acompanhe o crescimento das outras renováveis.

Desde 2011, a biomassa não está incluída nos leilões de energia de reserva, que inicialmente tinham sido instituídos justamente para esta fonte. Em 2015, foram comercializados apenas três projetos de termelétricas a bagaço da cana nos leilões de energia

nova, colocando o ano entre os piores em termos de comercialização no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), depois de 2012, quando não houve nenhum projeto vencedor de leilões.

O Leilão A-5 de 2016, que contratará energia de novos projetos para entrega a partir de 2021, será uma importante oportunidade para a fonte biomassa ter um melhor desempenho em contratação de projetos novos no ACR.

Outros entraves para o crescimento da fonte apontados pela Unica são:

- a dificuldade de exportar os excedentes de energia para rede, uma vez que, de acordo com a Unica, mais de 170 usinas sucroenergéticas não possuem conexão com a rede de distribuição;
- a participação em leilões em concorrência com o carvão, sem reconhecer um preço para



biomassa que internalize as vantagens ambientais da fonte;

- a falta de uma regulamentação que reconheça as particularidades da biomassa como fonte de cunho agrícola na revisão da garantia física das usinas, dando segurança ao investidor e ao financiador dos projetos;
- uma definição concertada entre o governo e a indústria do novo Valor Anual de Referência Específico (Vres), alterado em 2015 para as fontes solar fotovoltaica e cogeração a gás natural e ainda não determinado para as outras fontes, inclusive a biomassa.

1.3. Fonte eólica

Em 1992, foi desenvolvido o primeiro aerogerador brasileiro, numa parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (Celpe), financiado pelo instituto de pesquisas dinamarquês Folkecenter. De 2004 a 2010, o Proinfa, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, abriu o caminho para fixação da indústria de componentes e turbinas eólicas. Em 2009, houve o primeiro leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para fonte eólica, 2º LER. Os leilões e a crescente participação no mercado livre deram novo impulso, e mais de 580 projetos eólicos foram contratados, fazendo da eólica a fonte que mais cresce no Brasil.

Entre os fatores que levaram ao sucesso da implantação da fonte no Brasil, destacamos:

- queda na demanda por novos projetos em países desenvolvidos, que gerou ociosidade nos fabricantes de equipamentos;
- estabilidade cambial (dólar a R\$ 1,7-1,8) no período de financiamento das usinas contratadas nos primeiros leilões (2009-2012);
- mitigação de risco, com prazo maior para garantia física, uma vez que ainda não tinha medição consolidada;
- competitividade da fonte no Brasil, com um custo de produção (R\$ 130/MWh) similar ao da hidrelétrica.

TABELA 8 – CAPACIDADE INSTALADA DE EÓLICA PELO MUNDO - DEZ/2014

País	MW	% SHARE
China	114,609	31.0
Estados Unidos	65,879	17.8
Alemanha	39,165	10.6
Espanha	22,978	6.2
Índia	22,465	6.1
Inglaterra	12,44	3.4
Canadá	9,694	2.6
França	9,285	2.5
Itália	8,663	2.3
Brasil*	5,939	1.6
Resto do mundo	58,473	15.8
Total - TOP 10	311,124	84.2
Total - Mundo	369,597	100

Fonte: GWEC.

TABELA 9 – NOVA CAPACIDADE INSTALADA PELO MUNDO DURANTE O ANO 2014

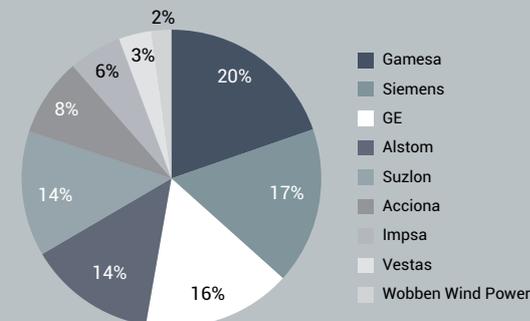
País	MW	% SHARE
China	23,196	45.1
Alemanha	5,279	10.2
Estados Unidos	4,854	9.4
Brasil*	2,472	4.8
Índia	2,315	4.5
Canadá	1,871	3.6
Reino Unido	1,736	3.4
Suécia	1,050	2.0
França	1,042	2.0
Turquia	804	1.6
Resto do mundo	6,852	13.3
Total - TOP 10	44,62	87
Total - Mundo	51,473	100

Fonte: GWEC.

Hoje, praticamente toda cadeia produtiva de componentes está disponível no Brasil, portanto os projetos são pela grande maioria financiados pelo BNDES. Anteriormente, Sudene, Caixa Econômica Federal e Banco do Nordeste também possuíam linhas específicas de financiamento a eólicas.



GRÁFICO 5 – PRINCIPAIS PRODUTORAS DE EQUIPAMENTOS PARA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL (EM KWH) – 2014



Fonte: EPE.

Em 2015, havia 273 usinas eólicas em operação, com um total de 6.629 MW de potência instalada.

1.4. Fonte fotovoltaica

Os primeiros passos da fonte foram dados em 1994, quando o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (Prodeem) promoveu a aquisição de sistemas fotovoltaicos por meio de licitações internacionais: instalação de 5 MWp em aproximadamente 7.000 comunidades em todo Brasil.

Em 2011, houve a chamada nº 013/2011 da Aneel para projetos de P&D nessa área, incluída pela agência na lista de temas estratégicos, por meio da qual foram contratados 24,4 MWp de usinas fotovoltaicas.

Em 2012, outro avanço regulatório, com a Resolução 482/2012 autorizando a mini e microgeração distribuída, ainda que com restrições.

Em 2013, a fonte solar (fotovoltaica e heliotérmica) foi incluída nos leilões de energia A-3 e A-5, possibilitando a competição com outras fontes, mas os custos ainda altos dos projetos impossibilitaram a venda. Em dezembro do mesmo ano, aconteceu o Leilão de Pernambuco, exclusivo para fonte solar, que constituiu um marco importante para a indústria, pois foi o primeiro leilão em que a fonte foi contratada.

Em 2014, a portaria nº 236/2014 do Ministério de Minas e Energia (MME) definiu condições do Leilão de Energia Reserva 2014, primeiro leilão federal exclusivo para fonte fotovoltaica. O leilão resultou na contratação de projetos por 20 anos a um preço médio de R\$ 215/MWh. Os ganhadores desses contratos consistem em 31 projetos, totalizando 890 MW de capacidade despachável.

Entre as empresas vencedoras estão empreendedores nacionais de energia renovável como Renova Energia e Rio Energy; empreendedores internacionais como Enel Green Power; e novos empreendedores de energia solar como Solatio.

Em 2015, o 1º LER contratou um total de 30 empreendimentos de geração de energia solar fotovoltaica, somando capacidade de 1.043 MWp. Em 2015, havia 33 usinas em operação no Brasil, com um total de 21 MW de potência fiscalizada, representando 0,02% da capacidade instalada brasileira.

A expectativa das empresas do setor é que haja pelo menos um leilão de 1 GW de energia solar ao ano e que outros Estados também instituíam leilões estaduais.

...

A expectativa das empresas do setor é que haja pelo menos um leilão de 1 GW de energia solar ao ano e que outros Estados também instituíam leilões estaduais.



2. Geração distribuída

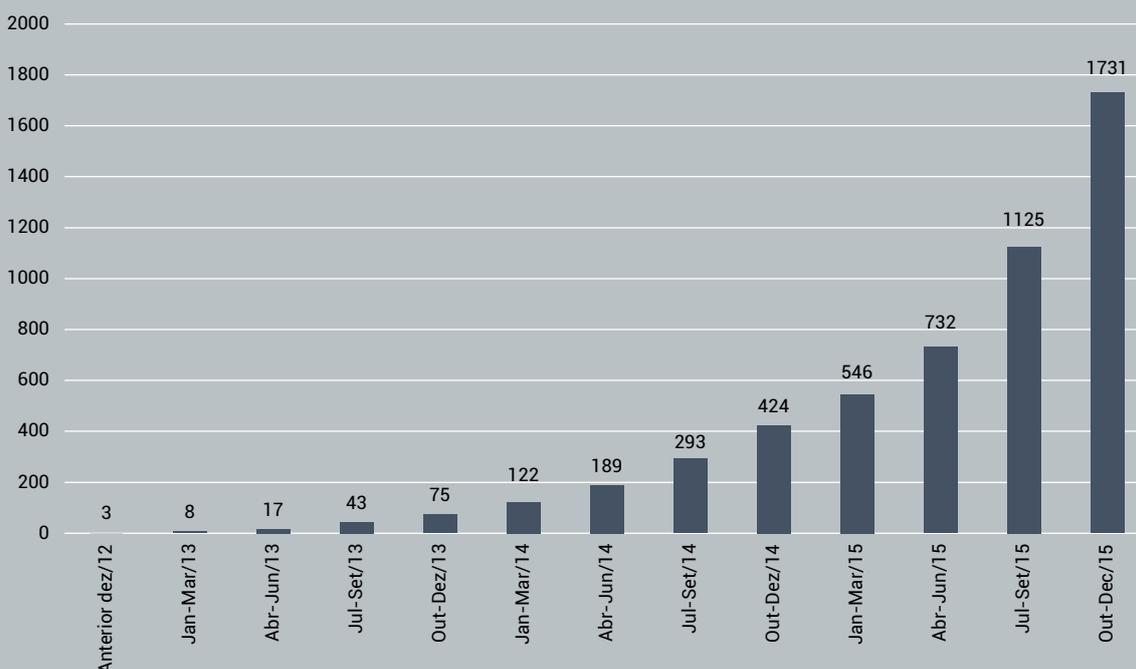
Além de ser importante para a criação de massa crítica e escala, como demonstrado pela experiência de diversos países onde foi fundamental para o desenvolvimento de uma cadeia produtiva nacional, a geração distribuída possui algumas vantagens:

- Não requer licenciamento ambiental.
- Custo de conexão baixo, uma vez que utiliza a estrutura já instalada e substitui ou complementa a energia da rede em áreas com tarifas elevadas.
- Contribui para eficiência energética do sistema, reduzindo as perdas de transmissão e distribuição e aliviando a sobrecarga e o congestionamento do sistema de transmissão.
- Mantém a tensão em níveis adequados, potencialmente gerando maior confiabilidade ao sistema de distribuição e reduzindo o número de quedas de energia e blackouts.

A resolução normativa nº 482/2012 da Aneel foi fundamental para promoção da geração distribuída no Brasil, estabelecendo as condições para a troca de energia entre consumidores e distribuidoras de energia.

Com a resolução da Aneel iniciou-se um lento processo de difusão de micro e minigeradores distribuídos, levando o número de consumidores com micro ou minigeração em meados de 2015 a ser 10 vezes superior ao registrado no final de 2013.

GRÁFICO 6 – NÚMERO DE MICRO E MINIGERADORES ATÉ DEZEMBRO 2015 (ACUMULADO)

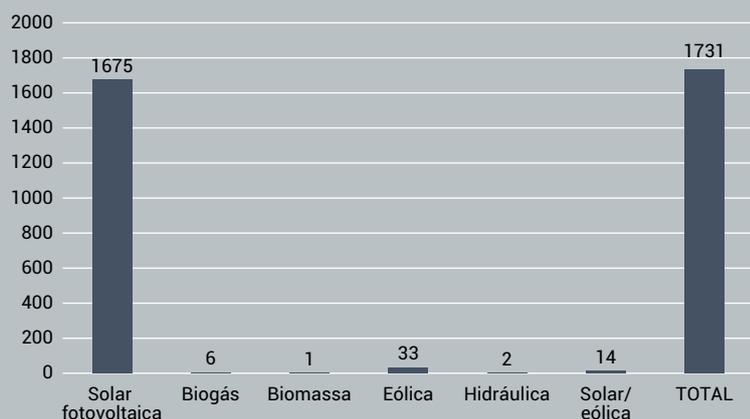


Fonte: Aneel.



Desde a publicação da Resolução em 2012 até dezembro de 2015, foram instaladas 1.731 centrais geradoras, sendo 1.675 (97%) com a fonte solar fotovoltaica (Gráfico 7).

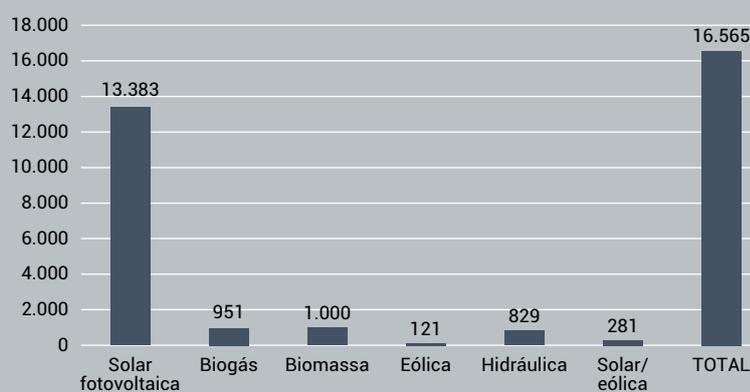
GRÁFICO 7 – PROJEÇÃO DE UNIDADES CONSUMIDORAS ATÉ DEZEMBRO 2015 (ACUMULADO)



Fonte: Aneel.

A baixa potência instalada reflete a predominância da instalação de projetos fotovoltaicos, já que projetos de biogás e hidráulica apresentam maior potência por projeto.

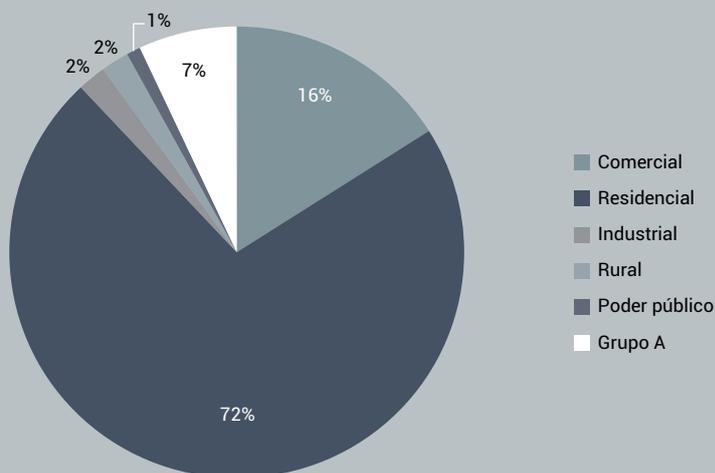
GRÁFICO 8 – PROJEÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA ATÉ DEZEMBRO 2015 (KW)



Fonte: Aneel.

Pelo limite de 1 MW, os projetos acabam sendo pouco atrativos para clientes industriais e alguns comerciais, portanto a predominância é ainda para os projetos residenciais (Gráfico 9).

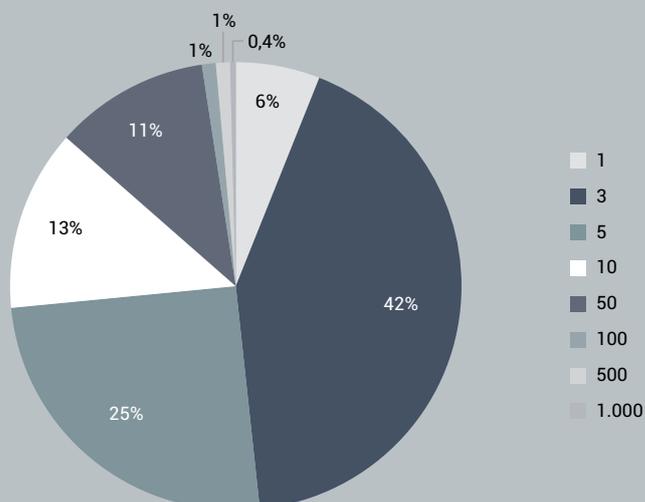
GRÁFICO 9 – MICRO E MINIGERADORES - UNIDADES CONSUMIDORAS POR TIPO



Fonte: Aneel.
Grupo A (alta tensão): unidades consumidoras que recebem energia em alta tensão (indústrias e estabelecimentos comerciais de médio ou grande porte).

Apesar do crescimento, o número de instalações ainda fica aquém do potencial do país. Além disto, como mostra o Gráfico 10, entre os 1.125 geradores instalados, apenas 11 (2,4% do total) são minigeradores, ou seja, com potência instalada maior, entre 100 kW e 1 MW, sendo a maioria de microgeradores (<100kW). A baixa média da potência instalada reflete o alto número de projetos residenciais.

GRÁFICO 10 – MICRO E MINIGERADORES - UNIDADES CONSUMIDORAS POR CAPACIDADE INSTALADA (KW)



Fonte: Aneel.

O ano de 2015 contemplou alguns avanços para a geração distribuída: o Convênio ICMS nº 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz, a isenção de PIS/Pasep e da Cofins pela energia injetada pelo consumidor na rede elétrica e não compensada, a atualização da Resolução Normativa 482 da Aneel e o lançamento em dezembro do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica.

Convênio ICMS nº 16/2015, do CONFAZ

O convênio do Conselho Nacional de Política Fazendária autoriza os estados aderentes a conceder isenção de ICMS sobre a energia exportada para a distribuidora.

A medida é importante para incrementar o retorno financeiro do investimento em energia solar, pois faz com que 100% da geração da micro ou miniusina seja de fato abatida da conta de energia. Sem a isenção, o imposto faz com que os ganhos sejam reduzidos em cerca de 20%.

Apenas os estados de São Paulo, Goiás e Pernambuco aderiram ao convênio neste primeiro momento, enquanto Minas Gerais realizou a desoneração de forma pioneira em agosto de 2012. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a desoneração do ICMS em todos os estados faria com que o país tivesse em 2023 até 55% a mais de sistemas instalados do que o que seria alcançado se o cenário permanecesse o mesmo.

Isenção de PIS/Pasep e Cofins

Em outubro de 2015 foi estabelecida a desoneração do PIS/Pasep e da Cofins que incidiam sobre a



• • •

Novas regras também simplificaram o processo de conexão à rede da distribuidora.

geração distribuída de energia solar. Essa desoneração é mais um incentivo ao setor e uma melhora da viabilidade dos sistemas de geração de energia fotovoltaica. Isso significa que o preço ao consumidor pela energia elétrica fornecida pelas concessionárias passa a ser o mesmo preço que as concessionárias pagam aos mini e microgeradores pela energia elétrica excedente injetada em suas redes. Tal fato contribui para redução do tempo de retorno do capital investido e torna o investimento em energia solar fotovoltaica ainda mais atrativo.

Atualização da Resolução Normativa 482 da Aneel

Em novembro de 2015, a Aneel aprovou mudanças na Resolução Normativa nº 482/2012 para fomentar o crescimento da geração distribuída. Segundo as novas regras, que começam a valer a partir de 1º de março de 2016, a definição de microgeração distribuída passa de até 100 KW para até 75 KW, enquanto a minigeração distribuída incluirá a produção entre 75 kW e 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), respectivamente. Esta mudança pode contribuir para incrementar a capacidade instalada média dos mini-geradores, incentivando mais consumidores comerciais e industriais a participar deste mercado.

Outras alterações foram no prazo de validade dos créditos (de 36 para 60 meses) e na introdução do "autoconsumo remoto", ou seja, a possibilidade que os créditos sejam usados para abater o consumo

de unidades do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora.

A norma também inovou a respeito da possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios, onde a energia gerada pode ser dividida entre os condôminos e a criação da "geração compartilhada", possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Novas regras também simplificaram o processo de conexão à rede da distribuidora: a instituição de formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor, a redução do prazo para a distribuidora conectar microgeradores de 82 para 34 dias e, a partir de 2017, a possibilidade de fazer a solicitação e acompanhar o pedido de conexão pela internet.

A Aneel prevê que até 2024 cerca de 1,2 milhão de unidades consumidoras passem a produzir sua própria energia, totalizando 4,5 GW de potência instalada.

Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

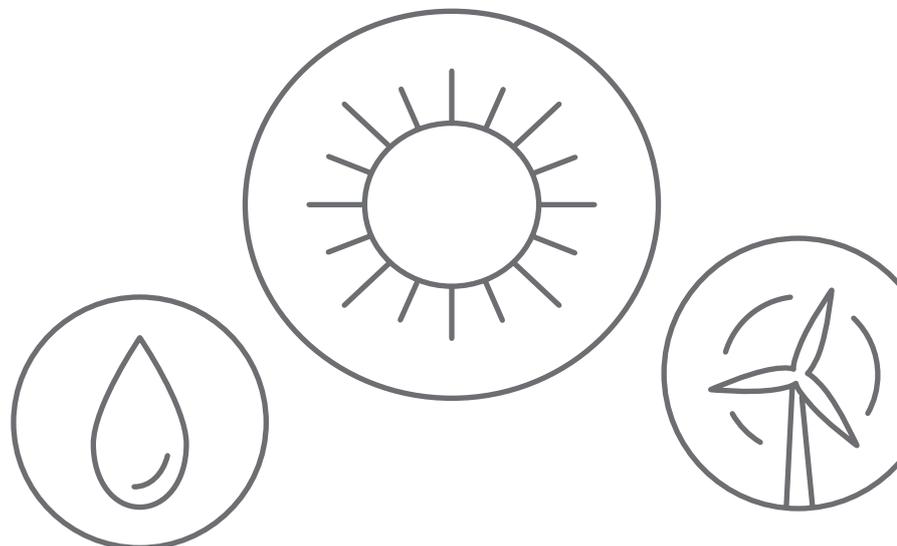
Em dezembro de 2015, outro programa de estímulo foi lançado pelo Ministério de Minas e Energia: o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), com a expectativa de



que movimente cerca de R\$ 100 bilhões, alcançando a marca de 2,7 milhões de unidades consumidoras até 2030, com capacidade instalada de 23,5 GW.

Os principais pontos da portaria para estimular a geração de energia distribuída são:

- Estabelecimento dos Valores Anuais de Referência Específicos (VRES), de R\$ 454,00/ MWh para a fonte solar fotovoltaica, e R\$ 329,00/ MWh para a cogeração a gás natural. Esse valor define a remuneração paga pela distribuidora ao gerador com potência entre 5 GW e 30 GW pelo excedente de energia entregue à rede de distribuição, portanto sua atualização aumenta a atratividade dessa oferta de energia.
- Mecanismo de atualização anual do VRES pelo IPCA, durante vigência do contrato.
- Estruturação de novos horizontes para a comercialização da energia gerada pelos consumidores-geradores no mercado livre, aumentando a energia comercializada nesse ambiente e permitindo a extensão de benefícios característicos do mercado livre para mais agentes.
- Ações para simplificar o mecanismo de comercialização da energia de GD no ambiente de contratação livre, já que as empresas de distribuição de energia podem comprar até 10% de seu mercado de fontes de geração de energia distribuída.
- Instalação de sistemas de geração distribuída baseados em painéis fotovoltaicos para universidades e escolas técnicas federais, com criação de cursos para preparar recursos humanos especializados em projeção, instalação e manutenção de GD.



su

A

B

C

D

E

F

G

an



C

Diagnóstico das BARREIRAS AO FINANCIAMENTO



Dadas as diferentes características em termos de valor do investimento e estrutura dos contratos e das receitas, examinaremos separadamente as barreiras para o financiamento de empreendimentos de geração centralizada (ou *Utility scale*) e projetos de geração distribuída.

1. Utility Scale

Agrupamos as barreiras sugeridas na definição do escopo do estudo para análise em quatro grupos:

- a. *Barreiras ao financiamento público subsidiado*: necessidade de conteúdo nacional e baixa atuação de organismos multilaterais e bancos de desenvolvimento de outros países.
- b. *Barreiras ao financiamento privado, por bancos comerciais ou via mercado de capitais*: dificuldade de competir com as taxas do BNDES, baixa maturidade de modelos de captação no mercado de capitais nacional (debêntures e debêntures de infraestrutura).
- c. *Barreiras à captação no mercado externo*: risco cambial, custo de *hedge* e baixo conhecimento de instrumentos de captação internacional (debêntures em mercados internacionais, *green bonds*)
- d. *Assimetria de informação*: baixo conhecimento da estrutura dos projetos, alta percepção de risco em função do modelo de leilão com objetivo de modicidade tarifária, que pressiona o fluxo de caixa dos projetos vencedores.

...

Financiamento de empreendimentos de geração centralizada e projetos de geração distribuída.

Antes de introduzir o diagnóstico das barreiras ao financiamento, apresentamos os dados que nos levaram a dar maior enfoque à fonte fotovoltaica na análise dos entraves e das possíveis soluções. Nossa pesquisa de mesa, corroborada por entrevistas com os atores do mercado, evidenciou que esta fonte, por ser incipiente e ainda ter poucos projetos de usinas completos, é a modalidade que precisa de mais cautela e acompanhamento por parte das empresas e do governo para que seu desenvolvimento efetivamente aconteça.

1.1. Peculiaridade da fonte fotovoltaica

Enquanto leilões reservados para as fontes biomassa e eólica são realizados desde 2008 e 2009, respectivamente, o primeiro leilão nacional de energia fotovoltaica dedicado aconteceu apenas em outubro de 2014.

Fazendo um paralelo com a geração eólica, que se desenvolveu num período de taxa de câmbio mais favorável e menos volátil, o desenvolvimento da indústria de geração fotovoltaica enfrenta condições macroeconômicas mais desafiadoras, como mostra a *Tabela 10*, que considera os dados relativos aos dois anos sucessivos ao primeiro leilão exclusivo de cada fonte. No caso das usinas eólicas, sua expansão no Brasil ocorreu, inicialmente, com a importação de equipamentos e, posteriormente, com a produção em território nacional.

TABELA 10 – CONDIÇÕES MACROECONÔMICAS

	Fonte eólica 2010-11	Fonte fotovoltaica 2014-15
Taxa de câmbio média (R\$/US\$)	1,72	2,84
Min-max da taxa de câmbio (R\$/US\$)	1,53 – 1,90	2,20 – 4,19
Volatilidade da taxa de câmbio	8,7%	58,5%
Crescimento médio do PIB	5,7%	-1,9%*
Taxa Selic	10,83	12,21

*O valor de 2015 é a estimativa do Boletim Focus de 04/01/2016.
Fonte: IBGE, Banco Central do Brasil. Elaboração: SITAWI.



• • •

O ponto crucial é a necessidade de desenvolvimento de uma cadeia de produção nacional para fornecer os equipamentos e assim permitir o financiamento subsidiado de bancos públicos.

Uma das questões centrais para o crescimento da indústria é a disponibilidade de financiamentos a taxas que viabilizem os projetos leiloados. O ponto crucial é a necessidade de desenvolvimento de uma cadeia de produção nacional para fornecer os equipamentos e assim permitir o financiamento subsidiado de bancos públicos, que demandam um conteúdo nacional mínimo.

No caso das outras fontes de energia renovável, já existe uma cadeia de produção nacional, portanto ambos os setores estão crescendo com financiamentos subsidiados.

No caso da indústria fotovoltaica, para que os agentes tenham acesso ao financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), um plano de nacionalização progressivo dos equipamentos precisa ser obedecido. Pela regra do BNDES,¹ a partir de 2014 todos os módulos à base de silício cristalino precisam obrigatoriamente ser montados no Brasil. A partir de 2018, as caixas de junção, inversores e estruturas de sustentação também precisam ser nacionalizadas. E, a partir de 2020, as células fotovoltaicas também precisam ser de produção nacional.

Desde 2014, houve quatro leilões exclusivos para energia solar, dos quais o primeiro foi estadual. Analisando os resultados dos quatro leilões exclusivos para energia solar (*Tabela 11*), observamos que:

- Os primeiros projetos entregues serão os leiloados em Pernambuco em dezembro de 2013. A maioria estava sendo implementada sem necessidade de equipamentos nacionais para obter financiamento público, pois as empresas vencedoras optaram por utilizar capital próprio ou foram financiadas por fundos de *private equity*. O preço médio no leilão estava perto de 100 US\$/MWh, possibilitando importação da maioria dos equipamentos, porém a deterioração dos termos de troca levou a maioria das empresas a atrasar a entrega (somente a Enel entregou o projeto, agora em fase de teste). É importante ressaltar que este atraso aconteceu com o aval do Estado: as regras do leilão previam que o empreendedor que atraísse a fabricação dos painéis para o país seria beneficiado com a prorrogação, por 18 meses, do prazo de entrega da energia das plantas cujo conteúdo local ficasse acima de 60%. Assim, os projetos serão conectados em janeiro de 2017, e não em julho de 2015, data fixada para todos os empreendimentos.
- Em 2017, há uma alta concentração de projetos dos leilões federais a serem entregues, como resultado dos primeiros leilões federais dedicados. O investimento total previsto é da ordem de R\$ 9 bilhões.
- Os projetos com entrega prevista para 2017 serão o teste para o mercado em termos de viabilidade industrial e financeira, além de importantes para ganhar a confiança dos investidores e sua participação nos leilões futuros.

¹ BNDES - 08/14 - "Metodologia para Credenciamento e Apuração de Conteúdo Local de Equipamentos Fotovoltaicos"



TABELA 11 – DADOS DOS LEILÕES EXCLUSIVOS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

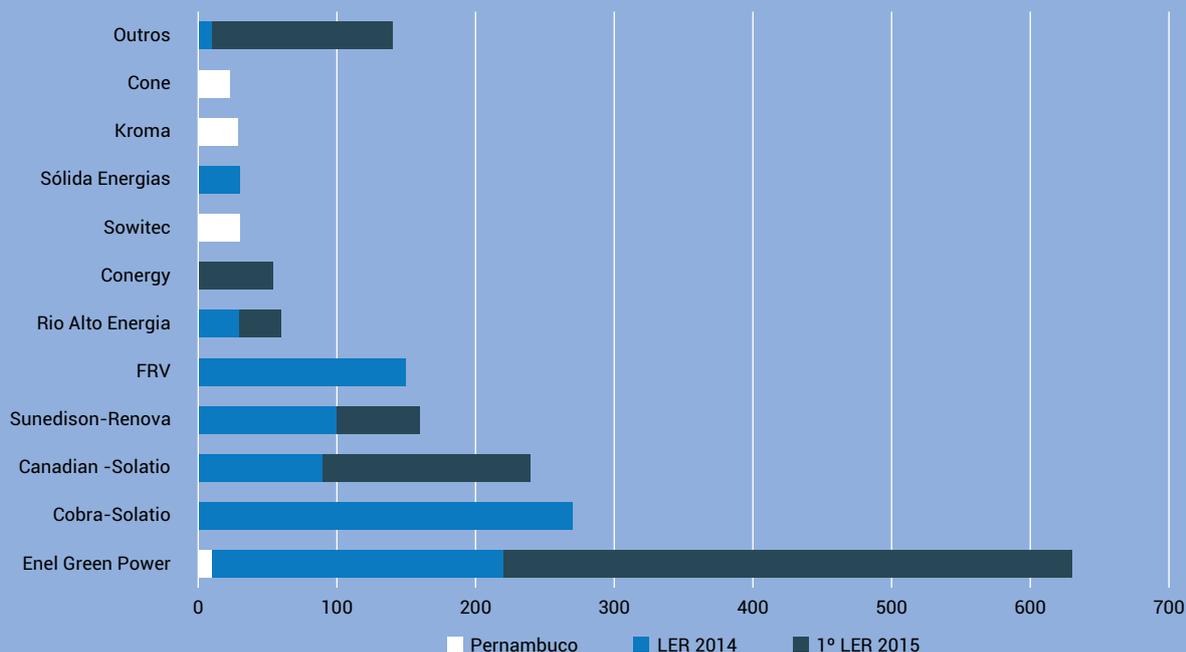
	Pernambuco	LER 2014	1º LER 2015	2º LER 2015
Data	Dez/2013	Out/2014	Ago/2015	Nov/2015
Inscritos	37 projetos 1,0 GW	400 projetos 10,7 GW	382 projetos 12,5 GW	649 projetos 20,9 GW
Venda	5 projetos 92 MW	31 projetos 890 MW	30 projetos 1.043 MW	33 projetos 929 MW
Preço teto (R\$/MWh)	250,00	262,00	359,00	381,00
Preço médio (R\$/MWh)	228,63	215,12	301,79	297,75
Cronograma	Jul/15 -> Jan/17	Out/17	Ago/17	Nov/18
Investimentos	R\$0,6 bilhões	R\$4,1 bilhões	R\$4,5 bilhões	R\$4,4 bilhões
Taxa de câmbio (US\$/R\$)	2,38	2,48	3,58	3,80
Preço médio em dólares (US\$/MWh)	96,06	86,74	84,3	78,36
Principais vencedores	Enel Green Power Kroma Energia Cone Concierge S.A Sun Premiere Holding Sowitec	Renova Energia Rio Energy Enel Green Power Solatio	ENEL Green Power Solatio SunEdison + Renova	SunEdison + Renova Solatio + Solairedirect

Fonte: CCEE; CELA. Elaboração: SITAWI.

Como resultado dos leilões realizados, o setor precisa produzir 2 GW em equipamentos para 61 usinas que entrarão em operação

ao longo de 2017. A concentração da entrega de projetos em 2017 impõe desafios em relação ao financiamento. A demanda imediata de fundos, assumindo um nível médio de alavancagem de 60%, seria de R\$ 6 bilhões.

GRÁFICO 12 – MW JÁ CONTRATADOS QUE PRECISAM DE FINANCIAMENTO PARA ENTRAR EM PRODUÇÃO ATÉ 2017.



Fonte: CCEE; CELA. Elaboração: SITAWI.



1.2. Barreiras ao financiamento subsidiado

BNDES

Apesar de uma queda de 28% do valor total dos desembolsos do BNDES em 2015, os projetos de energia elétrica receberam R\$ 21,9 bilhões no ano, 15% superior em relação ao ano anterior. Segundo o banco, o salto mais relevante nos financiamentos na área de energia foi dado pelos projetos eólicos, que tiveram uma expansão de 85%, com os desembolsos passando de R\$ 3,3 bilhões para R\$ 6,1 bilhões.² Ainda não foi aprovado nenhum financiamento para usinas fotovoltaicas.

Para a fonte fotovoltaica, a viabilização dos projetos leiloados com financiamento pelo BNDES depende da disponibilidade, ao longo dos próximos 12 meses, de componentes com conteúdo nacional que satisfaçam os requisitos do banco para poder acessar suas linhas subsidiadas.

Um dos requisitos apontados como necessários pelos atores do mercado para instalação dos diversos segmentos da cadeia de valor do setor fotovoltaico (módulos, células, inversores e estruturas de suporte) é o volume mínimo de produção anual. Isto é essencial para que uma fábrica instalada no país seja competitiva em relação a similares importados.

Sem uma demanda nacional previsível que justifique o investimento, a nacionalização destes componentes é pouco viável, aumentando a percepção de risco e reduzindo a disposição e o interesse em investir em fábricas no país. Da mesma forma, é fundamental o estabelecimento de mais de um grupo empresarial para fabricar cada item de interesse do sistema solar fotovoltaico para fomentar a competitividade, qualidade, confiabilidade e boas práticas de mercado. De acordo com o estudo de 2015 do WWF, em parceria com a Absolar, para que isto aconteça é necessária a contratação de uma capacidade de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica de pelo menos 1 GW por ano.

O governo já sinalizou a vontade de manter o nível de contratação de 1 GW por ano pelo menos até 2018, apesar da promessa não ter sido formalizada.

Entre os equipamentos necessários para a implantação de uma usina, os módulos fotovoltaicos são os únicos que ainda não têm produção suficiente para

atender esta demanda e representam entre 40 e 50% do custo de implantação.

De acordo com especialistas e empresas entrevistadas no âmbito deste estudo, há seis empresas fabricantes de módulos fotovoltaicos com projeto para se instalar no Brasil, mas recentemente viraram mais cautelosas devido ao cenário macroeconômico. Isto coloca em risco a entrega dos projetos contratados, principalmente os com preço menor (leilão 2014, com entrega prevista para outubro de 2017).

A chinesa BYD Energy anunciou em maio de 2015 o investimento de R\$ 150 milhões para instalação da primeira fábrica de painéis solares fotovoltaicos em Campinas, com capacidade equivalente a 400 MW por ano. A ideia era que a produção começasse no primeiro semestre de 2016, mas, agora, o mais provável é que esse valor seja reduzido a apenas 150 MW, de acordo com o diretor de relações governamentais e marketing da empresa.³ A americana SunEdison, que foi a primeira empresa a anunciar planos para instalar uma fábrica no Brasil e entrou nos leilões em *joint venture* com a Renova Energia, ainda não começou a tirar as instalações do papel. A Canadian Solar, a First Solar e a Yingli estão em situação parecida. Empresas menores, como a Globo Brasil, não têm capacidade suficiente para atender a demanda.

A situação é crítica, pois grande parte dos vencedores dos leilões ainda não possuem contrato fechado de fornecimento de painéis, o que inviabiliza a instalação de fábricas no Brasil.

É importante ressaltar que a instalação de uma fábrica de painéis no Brasil seria viável economicamente no longo prazo apenas se houver uma demanda superior a 1 GW de energia solar instalado por ano.

O receio dos agentes de mercado é que, mesmo confirmada a decisão de investimento, o tempo necessário para construção da fábrica e homologação dos produtos pelo Inmetro e BNDES não seja suficiente para entregar os empreendimentos em 2017.

Por tudo que foi apresentado, é possível que as empresas ganhadoras dos leilões de energia solar tenham que importar parte dos equipamentos e desistir do financiamento subsidiado pelo BNDES, rendendo-os vulneráveis ao risco cambial.

³ Valor Econômico - 15/06/15 - "Setor cobra incentivo para instalar fábricas" <http://www.valor.com.br/empresas/4093560/setor-cobra-incentivo-para-instalar-fabricas>

² BNDES - Boletim de Desempenho - Dez/2015.



1.3. Alternativas ao financiamento público subsidiado

Bancos comerciais

O BNDES tem financiado mais que 50% dos investimentos em energia elétrica no Brasil (*Tabela 12*). O Finem é a principal fonte de recursos para financiamento de longo prazo de projetos eólicos no Brasil, com R\$ 13,5 bilhões entre 2003 e 2014 para empreendimentos totalizando 4.912 MW.

TABELA 12 – APROVAÇÕES A FINANCIAMENTOS EM ENERGIA PELO BNDES - 2003 A 2014

Segmento	Capacidade	Nº de Projetos	Financiamento BNDES (R\$ Mil)	Investimento Previsto (R\$ Mil)
1. Geração	47.236 MW	237	100.066.036	165.618.054
Hidrelétricas	33.301 MW	48	64.964.556	103.909.436
Eólicas	4.912 MW	45	13.534.678	23.418.918
Termelétricas	4.816 MW	12	6.473.025	13.935.083
PCH	2.364 MW	118	7.701.782	12.138.049
Nuclear	1.405 MW	1	6.146.256	10.488.029
Biomassa	438 MW	13	1.245.741	1.728.539
2. Transmissão	28.801 Km	104	19.904.195	37.508.402
3. Distribuição	-	86	17.571.013	32.585.906
4. Racionalização	-	20	139.714	216.121
5. Outros	-	1	13.542	15.047
TOTAL		448	137.694.500	235.943.531

Fonte: BNDES. Elaboração: SITAWI.

É importante ressaltar que a energia renovável compete com outros setores de infraestrutura para o financiamento pelo BNDES (*Gráfico 14*). Uma das maiores preocupações é que, sem um colchão de segurança de um mercado de capitais líquido e desenvolvido, possa se repetir a dinâmica de "*boom and bust*" que aconteceu na Europa após a retirada dos estímulos (no caso tarifas subsidiadas *feed-in*), quando o crescimento das instalações de energia renováveis regrediu fortemente.

• • •

O BNDES tem financiado mais que 50% dos investimentos em energia elétrica no Brasil.

GRÁFICO 13 – EVOLUÇÃO DOS DESEMBOLSOS DO BNDES (R\$ BILHÕES)



Fonte: BNDES.

TABELA 13 – CONDIÇÕES DE APOIO DO BNDES AOS LEILÕES DE RESERVA DE 2014 E 2015

	BNDES FINEM	BNDES Fundo Clima (apenas LER 2014)
Custo financeiro	TJLP	0,1%
Remuneração básica do BNDES	1,2% a.a.	0,9% a.a.
Taxa de risco de crédito (se direto)	0,4% - 2,87% a.a.	
Taxa de intermediação financeira (se indireto)	0,5% a.a.	0,5% a.a.
Remuneração da IF (se indireto)	Negociada entre a instituição e o cliente	
Prazo	Até 16 anos (LER 2014) e até 18 anos (LER 2015)	Até 16 anos

Fonte: BNDES; Itaú BBA. Elaboração: SITAWI.

No caso de presença de fabricantes nacionais, o crédito subsidiado tem grandes vantagens financeiras em relação ao crédito privado, como ilustrado na *Tabela 13*.

Atores do setor entrevistados entendem que, uma vez que suas condições de financiamento não refletem o real perfil de risco e custo dos projetos, a dependência ao BNDES pode ser um fator limitante do desenvolvimento do mercado de capitais e de linhas de crédito estruturadas de longo prazo, que são oferecidas muito timidamente e normalmente como complemento e/ou ponte para operações do BNDES. Além disto, como já descrevemos, a prevalência do crédito subsidiado com meta de nacionalização progressiva torna relevante a questão da proveniência dos equipamentos financiados, uma vez que o mandato principal do BNDES é o desenvolvimento da indústria nacional.



TABELA 14 – RESUMO DAS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO CRÉDITO SUBSIDIADO.

	Bancos Estatais	Bancos Comerciais
Vantagens	Domínio dos financiamentos com condições imbatíveis.	Sofisticação do trabalho de assessoria.
	Confiança do mercado na robustez do programa de financiamento.	Inteligência e habilidade de cada instituição em modelar projetos, combinar instrumentos de crédito, formatar empréstimos ponte.
	Rigor na avaliação dos projetos e de seu desempenho.	Possibilidade de concessão de fiança na fase de construção (<i>completion bond</i>). Acompanhamento pode ser iniciado ainda no processo de leilão.
Desvantagens	Acesso ao financiamento liberado tardiamente: necessidade de capacidade financeira para esperar (custo de empréstimos ponte embutido no preço dos leilões).	Custos de mercado refletem risco dos projetos: impossível competir com financiamento subsidiado.
	Requerimento de conteúdo nacional.	
	Dependência das políticas de incentivo do governo.	
	Competição com operações mais rentáveis de bancos privados repassadores.	

Fonte: Entrevistas com atores do setor. Elaboração: SITAWI.

O próprio BNDES tem reconhecido a necessidade de desenvolver o mercado de capitais para financiamentos de longo prazo: em abril de 2015, anunciou uma nova política operacional, que incentiva o acesso a linhas subsidiadas para o tomador que emita debêntures. Ademais, desde 2012 oferece a possibilidade de trocar a tabela SAC pela Price ao financiamento de projetos no caso de empresas que emitam debêntures de infraestrutura.

Debêntures de infraestrutura

Outra alternativa ao financiamento subsidiado é a emissão de títulos de dívida. A lei nº 12.431 de 2012 criou as Debêntures de Infraestrutura como instrumentos de mercado com o objetivo de financiar os investimentos em infraestrutura, oferecendo isenção fiscal sobre o ganho de capital para investidores estrangeiros e pessoas físicas até 2020. Dada esta vantagem fiscal e o baixo risco de construção dos projetos eólicos e fotovoltaicos, as debêntures ligadas a estes empreendimentos são instrumentos bastante apropriados para investidores pessoa física.

Porém, sua aplicação a companhias em fase pré-operacional ainda é um desafio, uma vez que até agora só empresas globais utilizaram este instrumento para emissões no mercado externo.

Desde o advento da lei até dez/14, foram captados R\$ 7,7 bilhões de recursos por meio do instrumento, que recebeu incentivo e mitigação da baixa liquidez

pela criação de fundos de investimentos exclusivos e FIDC. Além disto, desde 2012 o BNDES permite que o sistema de amortização seja convertido de SAC para Price, se houver emissão de debêntures de infraestrutura, e a partir de abril de 2015 condiciona o limite de acesso às linhas subsidiadas para o tomador que emita debêntures.

Em 2015, a emissão de cerca de R\$ 1,2 bilhão em debêntures para financiamento de projetos eólicos estava em estudo, apesar da condição desafiadora do mercado de renda fixa, com taxa de juros e inflação em trajetória crescente.

Mais uma iniciativa de incentivo veio da Linha de Suporte à Liquidez, lançada pelo BNDES em 2015, com o objetivo de estimular novas fontes de recursos para o financiamento de projetos de infraestrutura e uma dotação orçamentária de R\$ 1 bilhão. A Linha de Suporte à Liquidez permite que o emissor de debêntures de infraestrutura possa financiar os juros a serem pagos aos investidores em títulos emitidos em ofertas públicas, por um valor máximo equivalente a 2 anos de juros da debênture.

1.4. Captação externa

Como alternativa ao financiamento doméstico, subsidiado ou não, a captação de dívida bancária ou a emissão de títulos em moeda estrangeira põem a questão da introdução do risco cambial na mode-



lagem fluxos de caixa do projeto, já que as receitas das geradoras são em reais, enquanto o pagamento da dívida seria em moeda estrangeira. Este descasamento de moeda torna necessária a contratação de um *hedge* cambial, uma operação financeira que protege mercadorias ou ativos financeiros contra as oscilações do câmbio, pela troca de rentabilidades de diversos indicadores de mercado ou por meio de fixação de preços futuros.

Esta proteção apresenta um custo elevado, estimado em 10-15% do valor coberto e diretamente dependente da volatilidade recente da taxa de câmbio.

Representantes das empresas entrevistadas ressaltaram que o *hedge* também não oferece uma proteção completa, uma vez que o *timing* da contratação não coincide com o dos pagamentos. Isto acontece porque o prazo entre o leilão, a homologação do resultado e a assinatura do contrato é variável, comprometendo a definição do cronograma dos pagamentos. A solução frequentemente adotada, apesar de não ser a ótima, é de fixar a taxa de câmbio no valor do dia do leilão, aceitando premissas de cronograma e fornecedores que podem não se confirmar sucessivamente.

Dimensão do impacto nos modelos de financiamento

Analisamos em mais detalhe o caso da indústria fotovoltaica, pois, pelas razões ilustradas na seção "Peculiaridade da fonte fotovoltaica", algumas das empresas vencedoras dos últimos leilões estão considerando a possibilidade de importar módulos fotovoltaicos.

O descasamento entre receitas futuras de venda de energia, por definição em reais, e o pagamento do investimento em moeda estrangeira originariam exposição ao risco cambial, consequência de:

- Alta volatilidade da taxa de câmbio.
- Pouca visibilidade sobre sua trajetória, sendo influenciada por inúmeros fatores, relativos à economia real e à especulação financeira.

O *hedge* cambial junto a uma instituição financeira serve para eliminar ou diminuir este risco.

Um dos fatores que afastam as empresas do *hedge* é seu custo historicamente alto, função da diferença entre os juros praticados no Brasil e no exterior, que aumentou com a alta recente das taxas no país.

Por outro lado, indiretamente, esse mesmo diferencial de juros ajudou a incrementar o número de operações de *hedge*,⁴ uma vez que as taxas dos financiamentos em moeda estrangeira ficaram relativamente mais atrativas para as empresas brasileiras com bom *rating* de crédito em comparação com as taxas praticadas no mercado brasileiro em reais.

O custo do *hedge* aumenta conforme seu horizonte temporal, por isto a maior parte dos contratos de *hedge* é fechada por períodos curtos, de no máximo 6 ou 12 meses.

Nas entrevistas com os atores do setor, procuramos entender qual seria o custo de um financiamento em dólares para projetos de energia renovável, recebendo indicações de que se aplicaria um *spread* de 3-4% sobre a taxa Libor. Porém, não há uma resposta inequívoca quanto ao custo da proteção cambial, uma vez que não é comum fazer contratos de prazo tão longo, e as simulações feitas pelas instituições financeiras consultadas mostraram que um *swap* cambial renderia o custo de financiamento mais caro que a emissão de debêntures.

Entendemos que o custo de *hedge* de uma posição em dólares pelo período de 20 anos seria de aproximadamente 10% a 15% ao ano sobre o valor protegido.⁵ Isto significa que uma empresa que compre módulos fotovoltaicos no exterior (45% do custo do projeto), só por conta do *hedge*, aumentará o custo do empreendimento entre 6% a 7,5%.

Para melhor comparação, a *Tabela 15* apresenta as alternativas de financiamento de um projeto de energia renovável:

- Financiamento via BNDES com taxa dada pela TJLP (atualmente 7,5%) mais o *spread* de 1,2% mais a taxa de risco de crédito que vai de 1% a 2,87%.
- Financiamento de longo prazo via debênture: o mercado de *project bonds* (debêntures para projetos) é relativamente pequeno, e as estruturas ainda dependem muito do tipo de garantia disponível para um determinado emissor. Portanto, não há ainda uma amostra suficientemente grande, que permita categorizar os títulos por *rating* ou por fonte de geração da empresa emissora. Usamos como

⁴ Entrevista ao Valor Econômico do diretor de tesouraria do Bradesco, no artigo "Empresa amplia proteção cambial" de 18/02/15.

⁵ Entrevistas com empresas de energia.



referência a taxa das NTNBS de prazo similar a um projeto de renovável: a NTNBS com vencimento em 15/05/2035, mais um *spread* de 2-3% (que depende do *rating*), indicado para projetos de fonte eólica.

- Financiamento em dólares com *swap* cambial: de acordo com os atores entrevistados, o custo seria dado pela taxa Libor mais um *spread* de 3-4%, mais 10-15% de custo do *swap*

TABELA 15 – COMPARATIVO DE TAXAS DE FINANCIAMENTO INDICATIVAS PARA PROJETOS DE ENERGIA RENOVÁVEL

	Fonte de <i>fundings</i>		
	Financiamento BNDES	Debêntures em reais	Financiamento em dólares + <i>hedge</i>
Taxa anual	9,7% - 11,6%	14,3%-15,3%	14,1% - 20,1%

Fonte: BNDES, Tesouro Direto, ICE, Instituições financeiras entrevistadas. Elaboração: SI-TAWI – 11/02/2016.

1.5. Assimetria de informação

Um entrave relevante para o financiamento da energia renovável é a falta de conhecimento específico das peculiaridades dos projetos, que leva a uma percepção maior dos riscos das tecnologias e, por consequência, a uma precificação conservadora.

• • •

Um entrave relevante para o financiamento da energia renovável é a falta de conhecimento específico das peculiaridades dos projetos.

No caso das PCHs, o risco da aprovação dos projetos e os riscos tecnológicos ligados à localização dos mesmos foram os pontos mais citados pelos atores.

Para a fonte biomassa, o fator de risco mais relevante é o suprimento de combustível, especificamente sua disponibilidade e proximidade com a usina geradora.

No caso da fonte eólica e fotovoltaica, a percepção maior de risco deriva do curto histórico para avaliação dos *players* e da estruturação dos projetos. O crédito ao setor eólico começou em 2009, portanto não existe série histórica longa o suficiente para embasar a análise de crédito, agregando maior incerteza.

Para que se desenvolva expertise nas instituições financeiras, os seguintes fatores foram apontados como relevantes para a definição do retorno requerido e a atratividade do setor no Brasil para os investidores:

- estabilidade regulatória;
- regularidade dos leilões;
- resolução de questões burocráticas e administrativas em relação a atrasos, outorgas e conexão à rede.



• • •

O marco regulatório de 2012 não foi suficiente para desenvolver adequadamente a mini e microgeração.

2. Geração distribuída

Apesar do grande potencial de crescimento da geração distribuída no Brasil, pela abundância da fonte de energia universalmente disponível, o marco regulatório de 2012 não foi suficiente para desenvolver adequadamente a mini e microgeração. Durante as entrevistas e apresentações dos agentes do setor, ficou claro que a geração distribuída fotovoltaica necessita de incentivos específicos e imediatos, pelas questões críticas que evidenciamos na análise do contexto acima. Mudanças recentes nos incentivos e na taxação prometem acelerar seu desenvolvimento, porém não focaram nas questões das barreiras ao financiamento.

As barreiras identificadas durante a estruturação do estudo pertencem a três categorias:

- Informação: baixo conhecimento da tecnologia e das potenciais vantagens econômicas da autogeração
- Investimento: valor elevado em relação à economia anual de energia resulta no descasamento entre expectativa de retorno do financiamento com o retorno do projeto.
- Produtos: carência de produtos de financiamento de menor risco para as potenciais unidades geradoras e para as empresas fornecedoras de serviços e competição interna à instituição financeira com outros produtos para pequenas e médias empresas.

Analisaremos estas 3 barreiras em mais detalhes nas seções a seguir.

2.1. Informação

No caso da micro e minigeração, por se tratar de um produto complexo para pessoa física, o maior obstáculo à difusão é a falta de informação clara sobre os produtos e as formas de financiamento. Até agora o modelo de expansão foi principalmente por indicação (boca a boca), apesar de já existirem iniciativas para aumentar o nível de informação, como, por exemplo, a América do Sol.

O recente aumento do preço da energia incrementou a procura por soluções junto às instituições financeiras. Os produtos de financiamento disponíveis neste caso seriam o Finem Geração de Energia Renovável e o Finem Eficiência Energética (sucessor do ProESCO), ambos do BNDES, ou linhas específicas de bancos comerciais destinadas aos desenvolvedores de projetos. A escala dos projetos é muito pequena para serem examinados como Project Finance, que possui alto custo de estruturação.

2.2. Investimento

O alto valor da aquisição inicial dos equipamentos (*Tabela 16*) é uma barreira relevante ao investimento em geração distribuída, especialmente para o segmento residencial, acentuado pelo fato de existir um grande descasamento entre o horizonte de retorno do investimento (de até 10 anos) e o prazo de pagamento do financiamento, que costuma ser inferior, complicado pelos atrasos comuns na aprovação do acesso por causa de padrões diferentes dos instaladores.



O aumento da tarifa para os consumidores regulados e a redução do custo das tecnologias de energia renovável são fatores positivos para o crescimento da geração distribuída, diminuindo o custo de oportunidade da instalação de um sistema de autogeração.

TABELA 16 – INVESTIMENTO INICIAL PARA ENERGIA FOTOVOLTAICA (VALORES ESTIMADOS EM JUNHO 2016)

Residencial	1.5 kWp (casa pequena): R\$ 12.000 - R\$ 18.000 Até 10 kWp (casa grande): de R\$ 75.000 - R\$ 100.000
Comércios e indústrias	100 kW: R\$ 650.000 – R\$ 900.000 1 MW: R\$ 5MM – R\$ 6MM
Usinas	5 MW - R\$20MM 30 MW - R\$120MM

Fonte: ABSOLAR. Elaboração: SITAWI.

2.3. Produtos

Os financiamentos oferecidos na maioria dos bancos são empréstimos pessoais, exceção feita para o Banco Santander, onde há linhas específicas para instalação por parceiros da instituição financeira. Em outros bancos ainda faltam linhas de financiamento de menor custo, dedicadas à geração de energia distribuída, que também incentivariam a difusão da informação a respeito da tecnologia.

Para o segmento comercial e industrial, existe o Mecanismo de Garantia de Eficiência Energética (EEGM), do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) em parceria com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (Pnud). O EEGM gerencia US\$ 10 milhões doados pelo Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF) e US\$ 15 milhões de recursos do BID. Trata-se de uma carta de fiança bancária para financiar projetos do segmento comercial entre o equivalente em reais de US\$ 100.000 a US\$ 1,6 milhão. Até agora não foi emitida nenhuma carta de garantia, apesar de alguns projetos já estarem em análise pela consultoria contratada pelo BID (Atlas Consultoria), pelas dificuldades de estruturação financeira das operações e necessidade de reduzir o período de *payback*.

Ainda são ausentes no mercado brasileiro de energia renovável alguns produtos que foram fundamentais para o crescimento da geração distribuída em outros mercados, como veremos na parte de *benchmark* internacional, tais como:

- Empréstimos com garantia no imóvel, ao qual fica atrelado o equipamento de geração.
- Empréstimos pelas *utilities*, utilizando, por exemplo, o "compulsório" que as concessionárias têm obrigação de investir em eficiência energética para financiar/subsidiar painéis solares.
- *Leasing*, que apresenta a dificuldade da utilização do equipamento como garantia, pela sua baixa liquidez. O ponto positivo é a depreciação de longo prazo.
- Comodato.
- Condomínio, no estilo do *Community Solar* americano.

su A B C D E F G an



Benchmark INTERNACIONAL



De acordo com nossa pesquisa e com base nos dados da *American Public Power Association*, o crescimento da geração distribuída foi fomentado internacionalmente pelo conjunto de fatores apresentados na Tabela 17.

TABELA 17 – FATORES QUE IMPULSIONARAM O CRESCIMENTO DA GD GLOBALMENTE.

	Contexto	Impacto
1. Redução do custo da tecnologia	• Tecnologia apresentou significativa redução do custo (alta capacidade ociosa dos produtos internacionais)	• Maior competitividade da fonte frente a geração centralizada
2. Incentivos fiscais	• Em países como EUA, incentivos fiscais para compra dos painéis podem chegar a 70% do custo total de implantação	• Redução do capital inicial a ser investido e do custo total do projeto
3. Custo de energia	• Tarifa de energia dos consumidores vem apresentando contínuo aumento, especialmente para clientes energia-intensivos	• Maior competitividade da tecnologia frente a geração centralizada
4. Metas de renováveis	• Estados e países definiram metas de participação de renováveis em sua matriz e/ou de redução de emissões de GEE	• Desenvolvimento de programas de incentivo, fomento a GD e outros
5. Alterações regulatórias	• Definição de marco regulatório propício (net metering, Feed-in tariff) e sistemas de tarifação horária, bandeiras tarifárias e outros	• Incentivo regulatório a instalação de modelos de pagamento (receita do projeto) e maior tarifação em horários de picos
6. Novos modelos de negócio/financiamento	• Introdução de modelos de negócio como leasing solar, PPAs e financiamento público	• Redução do alto volume de capital inicial • Melhora da TIR esperada do projeto

Fonte: American Public Power Association. Elaboração: SITAWI

Há dois modelos de cobrança de energia elétrica na geração distribuída: o *net metering* e o *feed-in tariffs* (FIT). Examinaremos como funcionam, como foram aplicados em alguns países e qual foi o impacto no financiamento e no desenvolvimento da energia renovável. O sistema de FIT foi utilizado também nos países europeus para remunerar a geração centralizada (*Utility scale*).

1. Feed-in tariffs (FIT)

No sistema de *feed-in tariffs*, a distribuidora é obrigada a comprar o excedente de energia da unidade consumidora com um contrato de longo prazo, no qual o preço de compra pode ser estabelecido pela empresa de energia ou pelo regulador. Este é o modelo mais comumente empregado na Europa, onde países como a Alemanha e a Espanha definiram valores inicialmente altos para incentivar o crescimento da geração distribuída.

1.1. Alemanha

Na Alemanha, o modelo de FIT foi implementado em 2000 e resultou em 435 MW instalados até 2003. Os ajustes no German Renewable Energy Act em 2005 resultaram numa capacidade instalada de 5.979 MW em

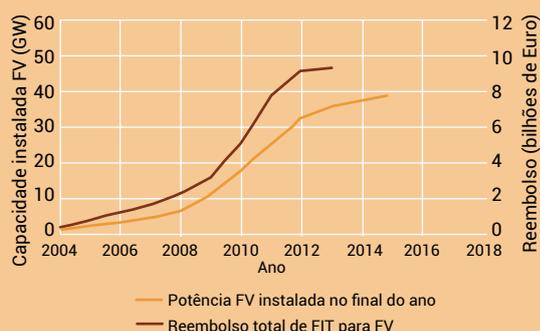


2008. Em 2009, o governo deixou a tarifa FIT mais atrativa, o que resultou numa instalação de mais 3.806 MW no ano, enquanto apenas em 2010 foram instalados 7.400 MW. Em 2013 mais de 1,3 milhão de consumidores instalaram GD, o que equivale a 22% da demanda de energia do país. Em um dia de sol em junho/2013, as fontes solar e eólica supriram 60% da energia no país.

Porém, o crescimento acelerado trouxe a necessidade de redução gradual dos subsídios fiscais e FIT para as novas instalações de geração distribuída. Portanto, o governo alemão definiu um teto de subsídios após uma determinada capacidade instalada de GD (27 GW em 2012, 52 GW em 2013). Por consequência, houve um aumento significativo da tarifa de energia, especialmente para os consumidores de menor renda. O possível aumento de 40% do preço da energia até 2020 gerou tensão social e debates sobre o provável aumento da inadimplência entre os consumidores.

Contudo, atualmente há consumidores e contribuintes que reclamam dos subsídios à geração distribuída, uma vez que o modelo FIT trouxe custos fiscais significativos à Alemanha.

GRÁFICO 15 – TOTAL PAGO COM FIT POR ANO - ALEMANHA



Fonte: Fraunhofer ISE.

Por outro lado, as emissões de gases de efeito estufa (GEE), apesar do grande crescimento das fontes renováveis, aumentaram nos últimos dois anos, graças a combustíveis fósseis baratos, tornando impossível atingir o objetivo de corte de 40% do país até 2020.

A Alemanha, portanto, enfrenta o desafio de reduzir drasticamente as emissões de GEE, enquanto precisa reduzir os custos da energia renovável para o governo e usuários (estimados em € 24 bilhões/ano) e descontinuar o uso de energia nuclear até 2022.

A transição para o fim dos subsídios e a mudança de modelo está acontecendo gradualmente: a lei de 1990 que introduzia garantias de preços para energia renovável foi modificada quatro vezes nos últimos dez anos para ajustar os subsídios aos custos decrescentes da energia renovável. Somente em 2014, a lei regulou leilões competitivos, com uma transição gradual até 2017 e introduziu um limite anual de aumento de capacidade para receber subsídios.

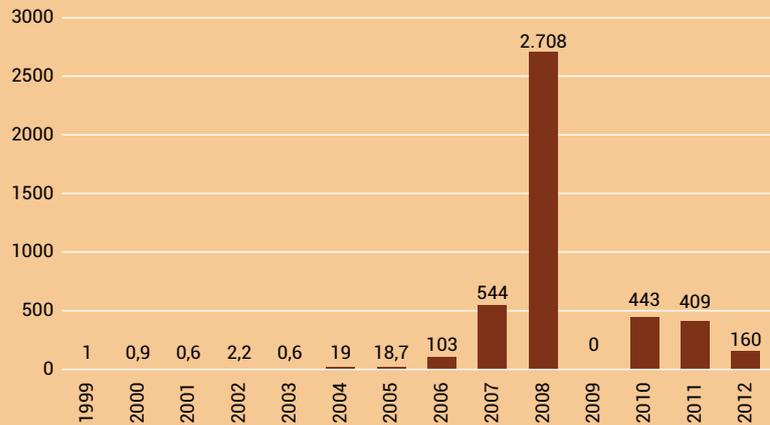
1.2. Espanha

O caso da Espanha também demonstra o *trade-off* de alavancar a geração distribuída a partir do modelo de *feed-in tariff*. No país ibérico a lei permitia que o gerador de energia renovável pudesse escolher entre vender pela *feed-in tariff* ou pelo preço de mercado da energia mais um prêmio. Portanto, o crescimento foi impulsionado por um mercado artificial atrelado a alta da tarifa de energia e altos incentivos à geração distribuída, por meio das FIT, onde os retornos chegavam a 500% em relação ao preço de varejo da energia. Este sistema com "gatilho" fez com que a implementação de projetos acelerasse entre 2007 e 2008.

O custo fiscal destes pagamentos pela geração distribuída alcançou bilhões de euros, mas depois da crise financeira de 2007-08 e a sucessiva crise do euro, o governo estipulou um teto de adição de capacidade instalada e reduziu drasticamente os incentivos nos anos seguintes.

...
 A queda contínua das tarifas se deu pelo seu modelo de redução gradual do subsídio.

GRÁFICO 16 – ACRÉSCIMO DA CAPACIDADE INSTALADA DE GD NA ESPANHA (MW)

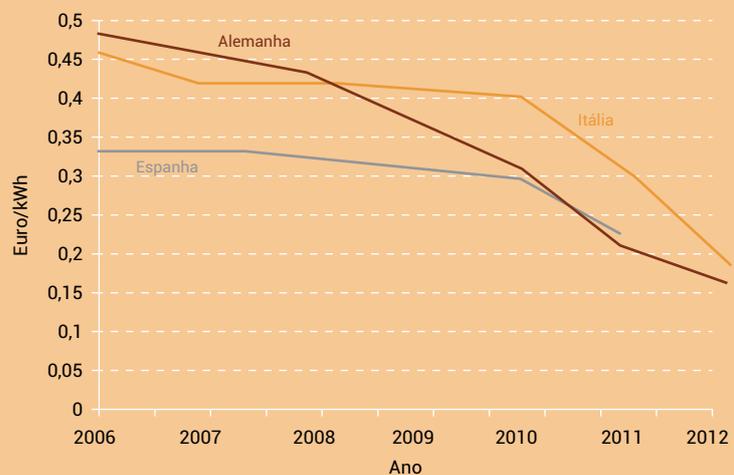


Fonte: GSI; iisd; APPA. Elaboração: SITAWI

1.3. Aprendizados

Além da Alemanha e da Espanha, a Itália também incentivou a energia renovável através de tarifas subsidiadas, tendo que reduzi-las drasticamente e tardiamente em 2010 por causa dos altos custos fiscais em período de crise econômica e política. Entre os três países, a Alemanha apresentava maior incentivo por capacidade instalada, e a queda contínua das tarifas se deu pelo seu modelo de redução gradual do subsídio (Gráfico 17).

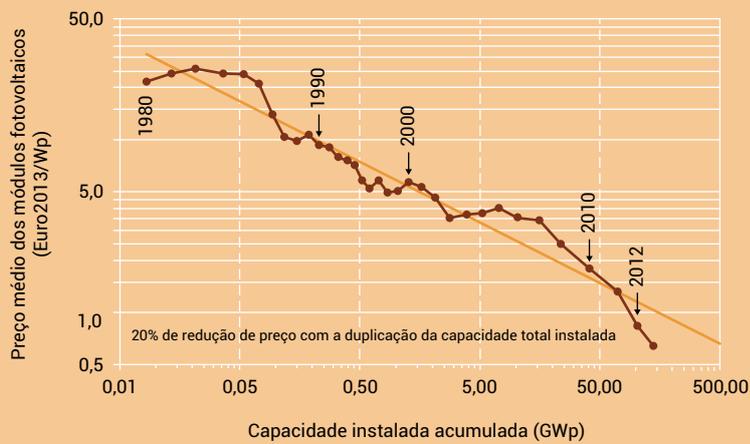
GRÁFICO 17 – INCENTIVOS NA ESPANHA, ITÁLIA E ALEMANHA



Fonte: GSI; iisd.

A lição que pode ser aprendida da experiência europeia é que a queda do custo das tecnologias renováveis foi muito rápida, rendendo os incentivos superdimensionados e levando ao crescimento exponencial dos investimentos e, por consequência, custo fiscal via subsídios. Como podemos observar no Gráfico 18, na Alemanha, a forte queda do custo dos painéis teve correlação com o crescimento do mercado.

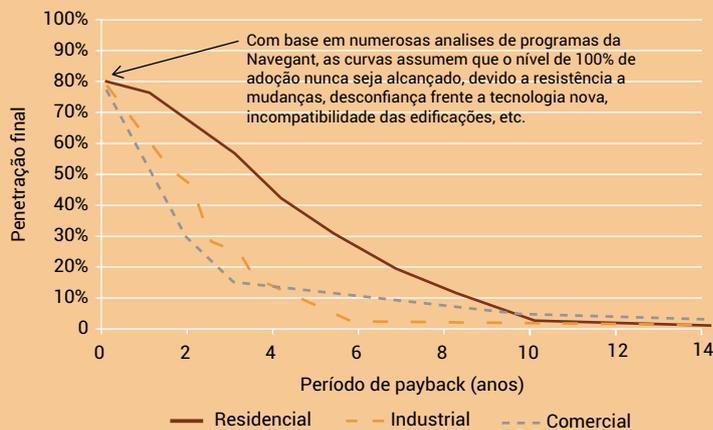
GRÁFICO 18 – PREÇO MÉDIO VERSUS CAPACIDADE INSTALADA ACUMULADA NA ALEMANHA



Fonte: American Public Power Association.

Estudos do setor mostram que o crescimento da tecnologia se dá quando o período de *payback* é encurtado. A curva de *payback* do Gráfico 19 auxilia a entender qual o máximo de penetração da geração distribuída em uma região. Consumidores industriais e comerciais são claramente mais sensíveis ao *payback* do investimento do que os consumidores residenciais.

GRÁFICO 19 – CURVA DE ACEITAÇÃO DO PAYBACK



Fonte: Navigant Research; GSI; iisd.



2. Net metering

No modelo de *net metering*, os clientes de geração distribuída são creditados (ou cobrados) pela soma do total gerado menos o total consumido em quilowatts-hora (kWh). Usualmente, o medidor gira ao contrário quando a unidade consumidora está entregando energia à rede. Se um cliente tem um saldo líquido negativo (gerou mais que consumiu), esse crédito pode ser consumido nos próximos períodos.

Sob a maioria dos programas de *net metering*, o cliente é tanto cobrado como creditado na taxa de varejo (tarifa de energia ao usuário final).

Este é o modelo mais comum nos Estados Unidos e foi o modelo escolhido pelo Brasil e por outros países latino-americanos (Tabela 18).

TABELA 18 – NET METERING NA AMÉRICA LATINA.

País	Norma de medição líquida	Tipo de esquema	Potência máxima	Potência instalada
Argentina	Em preparação. Programa piloto Iresud. Iniciativas em várias províncias.			
Brasil	Regulamento 482 de 17 de abril de 2012 Aneel	Troca de eletricidade em até 36 meses	1 MW	4,3 MW (Aneel 07/2014)
Chile	Em preparação (prevista para o 2º semestre de 2014). Desenvolvimento do auto-consumo através de órgãos como a Fundação para a Inovação Agrária.	Instalações de auto-consumo sem regulamentação específica		3 MW (estimativa)
Costa Rica	Norma técnica Poasen (abril de 2014). Programa piloto do Instituto Costarricense de Eletricidade ICE.	Venda ou troca do excedente	1 MW	740 kW no programa do ICE (dic. 2013, ICE)
Guatemala	Resolução do CNEE 171-2008	Venda excedente à distribuidora ou mercado spot	5 MW	500 kW (estimativa)
El Salvador	Programa 1 MW residencial delineado na licitação de 2013	Venda excedente a preço fixo em licitação	até 5 kW	cerca de 2 MW fora do programa
México	Resolução 054/2010 da Secretaria de Energia	Troca excedente 12 meses	Residencial: 10 kW; comercial: 500 kW	27 MW (dic. 2013, CNE)
Panamá	Resolução da ASEP AN Nr. 5399	Troca excedente 12 meses; venda a distribuidora	500 kW	1 MW (estimativa)
República Dominicana	Resolução do CNE-AD-0007-2011 e regulamento de medição líquida de julho de 2012	Troca excedente 12 meses, depois se paga uma parte do crédito acumulado.	25 kW residencial e 1 MW comercial	6,1 MW (set. 2013, CNE)
Uruguai	Decreto 173/2010 de microgeração		150 kW	1 MW (estimativa)

Fonte: PV Magazine Latin America.

• • •

Sob a maioria dos programas de *net metering*, o cliente é tanto cobrado como creditado na taxa de varejo.



2.1. Estados Unidos

Nos EUA, um dos principais *drivers* de crescimento foi a diversidade de modalidades de financiamento à geração distribuída, ilustrada na Tabela 19.

TABELA 19 – OPÇÕES DE FINANCIAMENTO PARA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - EUA

Auto financiamento	Posse de terceiros	Financiamento público ou utility
<ul style="list-style-type: none"> • Compra a vista • Financiamento com imóvel como contra parte • Financiamento comum 	<ul style="list-style-type: none"> • Power purchase agreement (PPA) • Leasing solar 	<ul style="list-style-type: none"> • Financiamento via utility (incluindo financiamento na conta) • Financiamento público
<ul style="list-style-type: none"> • Opções amplamente disponíveis - não são restritos a determinados mercados ou diretrizes políticas • Capacidade dos consumidores de acesso a tecnologia depende em grande medida da disponibilidade de dinheiro para compra a vista... • ...ou sua classificação de crédito e home equity existente 	<ul style="list-style-type: none"> • Oferecidos por várias companhias financeiras solares locais, regionais e nacionais • Atualmente, o mecanismo de financiamento é autorizado em 22 estados do país, além de DC • SAPC - Grupo de trabalho da indústria para viabilizar e crescer securitização 	<ul style="list-style-type: none"> • Várias Utilities, estados e governos locais têm programas de financiamento • Há dois propósitos para a criação desses programas: (1) para ajudar os proprietários que não podem ter acesso às opções de auto financiamento... • ...ou (2) para melhorar a acessibilidade de financiamento, reduzindo taxas de juros, taxas iniciais e menores concessões de empréstimos

Fonte: American Public Power Association. Elaboração: SITAWI

Exploraremos mais em detalhes cada uma destas opções quando apresentarmos as possíveis soluções para o financiamento à geração distribuída, em termos de modelos de negócio.

Entre as outras iniciativas que fomentaram ou têm como objetivo fomentar a geração distribuída estão os estímulos fiscais, os *Property-assessed Clean Energy Programs* e o *Solar Access to Public Capital*.

Os estímulos fiscais criaram a figura dos *Tax Equity Investors*, investidores cujos passivos tributários permitiam capturar incentivos fiscais e receber retornos parecidos com os de desenvolvedores de projetos, mas cujo único risco é da retirada dos incentivos.

O *Property-assessed Clean Energy Programs* (Pace) é um mecanismo que permite a governos locais, governos estaduais ou outras autoridades públicas, após autorização pela lei estadual, financiar o custo de medidas de eficiência energética em propriedade comerciais e residenciais. O financiamento é baseado numa estrutura já existente chamada de "distrito de financiamento garantido pelo terreno", ou distrito de avaliação. Num distrito típico, o governo local emite obrigações para financiar projetos de interesse público.

O modelo foi estendido para eficiência energética e energia renovável, permitindo aos proprietários fazer melhorias sem grandes desembol-



Alternativas de FINANCIAMENTO



A pós entender os principais desafios ao financiamento no Brasil e explorar casos de sucesso internacionais, classificamos as soluções encontradas como fontes alternativas de financiamentos em três grupos. Em cada categoria detalhamos as soluções com maior potencial, de acordo com a análise do histórico de outros países e com a avaliação dos atores do setor, subsidiados por nossas entrevistas ou pela pesquisa de mesa:

- Organismos multilaterais e fundos temáticos.
- Instrumentos financeiros.
- Modelos de negócio.

1. Organismos multilaterais, fundos temáticos e agências

1.1. Organismos multilaterais e fundos temáticos

Os organismos multilaterais até hoje não tiveram papel ativo relevante em financiar diretamente projetos de energia renovável, preferindo fechar parcerias com o BNDES, importantes para diversificar e ampliar suas fontes de recursos para financiamentos.

Entre as exceções, destacam-se a Corporação Financeira Internacional (IFC) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), mais ativos no Brasil no financiamento e fomento à energia renovável. A *Tabela 16* resume as características das linhas de financiamento das duas instituições junto aos bancos brasileiros. Além da linha de financiamento, o BID desenvolveu também o Mecanismo de Garantia de Eficiência de Energia Limpa (EEGM), com o intuito de estimular a eficiência energética e geração distribuída entre consumidores comerciais e industriais.

TABELA 16 – CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS DE FINANCIAMENTO DE IFC E BID.

	 Corporação Financeira Internacional	 Banco Interamericano de Desenvolvimento
Itens financiáveis	Projetos de infraestrutura, incluindo energia	
Custo indicativo	Taxa de mercado (Libor+ ou CDI+)	Taxa de mercado (Libor+ ou CDI+)
Prazo	De 12 a 15 anos	Até 18 anos
Participação máxima	Até 25% dos investimentos totais, podendo chegar a 50% (análise caso a caso). Pode ser ampliada através de co-financiamento (A/B Loan ou <i>Parallel Loan</i>).	Até 25% dos investimentos totais, podendo ser ampliada através de co-financiamento (A/B Loan ou <i>Parallel Loan</i>).
Amortização	Customizada com carência ajustável	
Índice de cobertura do serviço da dívida	1,30x	1,20x (P90) ou 1,00x (P99)
Benefícios	<ul style="list-style-type: none"> • Sem restrição de itens financiáveis • Customização do pagamento • Isenção de impostos • Participação do órgão traz um selo de qualidade para o projeto e mitiga risco político e ambiental, capacitando a mobilização de recursos adicionais ao financiamento 	
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Processo de due diligence intenso e longo • Requerimentos socioambientais acima da legislação brasileira, o que, para os projetos de energias alternativas, não são empecilho 	

Fonte: Itaú BBA; IFC; BID. Elaboração: SITAWI.

Corporação Financeira Internacional (IFC)

O IFC apoiou a construção de mais de 300 MW de capacidade de energia eólica nos estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, financiando US\$ 200 milhões para *Enel Green Power SpA*, e disponibilizou uma linha de financiamento de US\$ 400 milhões para o Banco Itaú para projetos de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas, o que inclui principalmente investimento em energias renováveis.



Banco Interamericano de Desenvolvimento

Em parceria com o C2F (*Canadian Climate Fund for the Private Sector in the Americas*), cofinancia, a taxas incentivadas, investimentos em mitigação de mudanças climáticas na América Latina, por um total de US\$ 250 milhões. Por meio do *Energy Efficiency Finance Facility* oferece financiamento para projetos entre US\$ 500 mil e US\$ 5 milhões. Também é responsável por executar o *Clean Technology Fund* (CTF), que disponibilizou US\$ 24 milhões para projetos fotovoltaicos de larga escala na América Latina.

Especificamente para o Brasil, criou o Mecanismo de Garantia de Eficiência de Energia Limpa (EEGM), em parceria com o Pnud, importante para o desenvolvimento da geração distribuída. O EEGM dispõe de

US\$ 10 milhões doados pelo GEF e US\$ 15 milhões de recursos do BID. Trata-se de uma carta de fiança bancária para financiar projetos do segmento comercial entre o equivalente em reais de US\$ 100.000 a US\$ 1,6 milhão. O objetivo é ampliar o limite de crédito das empresas junto às instituições financeiras e reduzir o custo final das linhas de crédito.

As condições para receber a garantia são a existência de um financiamento para um projeto elegível, com prazo máximo de 7 anos, cobertura de no máximo 80% do investimento necessário e cobertura de até 100% do financiamento solicitado.

Nas *Tabelas 20 e 21*, resumimos a atuação de outras instituições e fundos ativos no setor de energia renovável, mas com atuação atualmente menor no Brasil.

TABELA 20 – INSTITUIÇÕES MULTILATERAIS, ATUAÇÃO E PROJETOS NO SETOR DE ENERGIA RENOVÁVEL.

Instituição	Área de atuação e instrumentos	Projetos relevantes
Banco Alemão de Desenvolvimento e Reconstrução (KfW)	Programas de desenvolvimento na África, Ásia, América Latina e Europa do Sudeste, para ajudar os países parceiros a criar melhores condições de vida e proteger o clima e o meio ambiente ao mesmo tempo.	<ul style="list-style-type: none"> 2012: Copa do Mundo de 2014. Solar: usina fotovoltaica de 1,4 MW, no teto do estádio Mineirão em Belo Horizonte. 2014: Empréstimo de US\$ 335 milhões ao BNDES. Objetivos de investimento em energias renováveis: atender à crescente demanda no Brasil para o financiamento para projetos em geração de energia de fontes alternativas e contribuir para diversificar a matriz energética do Brasil.
Banco Europeu de Investimento (EIB)	Instituição de financiamento a longo prazo da União Europeia. As operações de financiamento no exterior inserem-se na política de cooperação da UE com esses países.	<ul style="list-style-type: none"> 2011: Empréstimo de 500 milhões de euros concedido ao BNDES para projetos no setor de energias renováveis de apoio à mitigação das mudanças climáticas.
Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD)	Atuação no Brasil desde 2007. Sua intervenção se insere no quadro da parceria estratégica entre a França e o Brasil, cuja nova etapa foi definida na declaração presidencial de 11 de dezembro de 2012.	<ul style="list-style-type: none"> 2012: Financiamento de 45,5 MM de Euros para a Ceee-GT, destinado a desenvolver a geração hidrelétrica e a rede de transmissão de energia do estado. 2014: Empréstimo de 165 milhões de euros ao BNDES para acompanhar as políticas públicas brasileiras de desenvolvimento de energias renováveis e de promoção da eficiência energética, visando contribuir para a limitação da emissão de gases de efeito estufa e para a atenuação dos efeitos das mudanças climáticas.
Agência Norte-americana de Desenvolvimento Internacional (Usaid)	Usaid executa a política externa dos EUA, fomentando o progresso humano em larga escala. Gastando menos de 1% do total do orçamento federal, a Usaid trabalha em mais de 100 países com diversos objetivos, entre eles melhorar o desenvolvimento sustentável.	<ul style="list-style-type: none"> 2015: Projeto piloto para acessibilidade à eletricidade nas pequenas vilas na Amazônia. Instalação de "mini-grid" de energia renovável em uma comunidade remota, para eliminar a necessidade de alargar a rede elétrica.

Fonte: Sites das instituições.



TABELA 21 – FUNDOS GLOBAIS QUE FINANCIAM ENERGIA RENOVÁVEL.

Área de atuação e instrumentos	Projetos relevantes
Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF)	<ul style="list-style-type: none"> • <u>2010</u>: <i>Sugarcane Renewable Electricity</i> – Criação das condições para usinas de açúcar aumentarem a exportação de eletricidade gerada por lixo e bagaço de cana-de-açúcar para a rede, utilizando lixo (topos de cana e folhas) como combustível adicional ao bagaço. • <u>2014</u>: Produção de energia renovável e sustentável à base de biomassa de carvão vegetal para a indústria de ferro e aço no Brasil. O objetivo do projeto é reduzir as emissões de gases de efeito estufa do setor de ferro e aço no estado de Minas Gerais, desenvolvendo tecnologias de conversão limpas para a produção de carvão vegetal de biomassa renovável.
<i>Clean Technology Fund</i> (CTF) <i>Green Climate Fund</i> (GCF)	CTF - parte dos <i>Climate Investment Funds</i> , criado em 2008 por órgãos multilaterais com US\$5,3 bilhões para financiar projetos de redução de emissões de carbono. GCF – Fundo criado por governos para os objetivos do UNFCCC (mudanças climáticas). CTF – atuação no Brasil através do <i>Forest Investment Fund</i> (FIP), para conservação florestal. <i>Scaling Up Renewable Energy in Low Income Countries Program</i> (SREP).

Fonte: GEF, CTF, GCF. Elaboração: SITAWI.

1.2. Export credit agencies (ECAs)

As agências de crédito à exportação são influentes no comércio internacional e no desenvolvimento da indústria global de energia, porém o financiamento à exportação que beneficia tecnologias de energias renováveis ainda é relativamente modesto (1% do total). A explicação para isso é que, enquanto o mercado global de energia renovável e tecnologia limpa está crescendo rapidamente, a sua dimensão global continua a ser pequena em comparação com o mercado para tecnologias de energias convencionais. Os instrumentos financeiros e competências das ECAs não atendem facilmente às necessidades das empresas envolvidas no desenvolvimento de menores e mais descentralizadas fontes de energia baseadas em tecnologias mais recentes, com curto histórico de implementação.

A recente evolução das tecnologias de energia renovável e crescimento dos investimentos neste setor poderia desencadear uma maior atuação das ECAs no financiamento às exportações ligadas a este setor.

No Brasil, poucos bancos oferecem este canal de financiamento, primeiramente bancos estrangeiros e, recentemente, houve o encerramento ou a migração para os países de origem das unidades responsáveis por este tipo de operação, dificultando sua execução.

A China Exim Agency oferece financiamento de até 14 anos para equipamentos fotovoltaicos fabricados na China, com taxa variável (*Libor+spread*) ou fixa (*Commercial Interest Reference Rates, CIRR+spread*), cobrindo até 85% do valor do fornecimento, com garantia de um banco local.

Entre os benefícios deste produto, ressaltamos:

- Taxas de juros inferiores às de mercado.
- Possibilidade de financiamento em moeda local.
- Não oneração do limite de crédito nos bancos.
- Cobertura do risco político e comercial.
- Pacote de garantias simples.

• • •

Ao longo do tempo, a predominância de bancos de desenvolvimento entre os emissores foi diminuindo e hoje em dia há grande diversidade de governos, bancos multinacionais ou empresas entre os emissores.

As desvantagens, em contrapartida, são:

- Risco cambial que precisa ser coberto.
- Não financiamento de *down payment*, que precisa de um banco local.
- Rígido critério de elegibilidade quanto à origem do equipamento.

2. Instrumentos financeiros

Entre os instrumentos financeiros utilizados para financiar o crescimento da energia renovável, dois especificamente se destacaram pelo crescimento rápido durante a análise de outros mercados, principalmente Europa e Estados Unidos, e do incipiente mercado brasileiro de financiamento privado: os *green bonds* e as *YieldCos*. Trata-se de instrumentos particularmente atrativos para investidores focados em investimentos com impacto ambiental positivo, por ser ativos *pure play*, ou seja, terem foco exclusivamente em projetos de energia renovável (no caso dos *green bonds*, quando assim indicado no uso dos recursos).

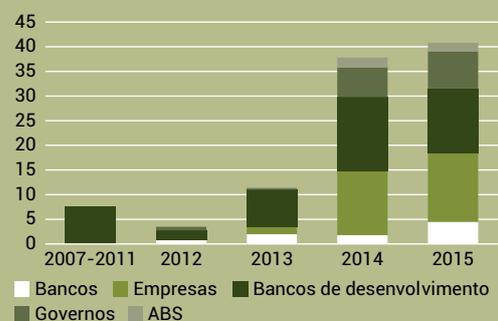
Analisaremos aqui as características dos dois, para no próximo capítulo ponderar quais podem ser as mudanças necessárias para incentivar seu desenvolvimento no Brasil.

Além disto, como solução ao custo elevado da proteção cambial (*hedge*), apresentaremos possibilidade para sua redução com instrumentos de mercado.

2.1. Green Bonds

Os *Green Bonds* são títulos de dívida com características semelhantes aos títulos convencionais, mas com o diferencial de que financiam projetos de mitigação da mudança climática ou com impacto ambiental positivo.

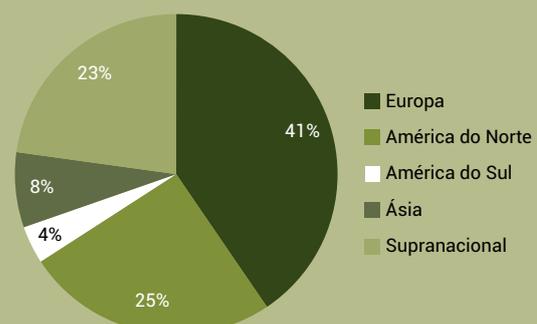
GRÁFICO 19 – OFERTA ANUAL DE GREEN BONDS POR EMISSOR ATÉ 27/NOV/15 (US\$ BI)



Fonte: Climate Bonds Initiative; Barclays. Elaboração: SITAWI. * ABS = Asset Backed Security.

As primeiras emissões foram realizadas em 2007 pelo European Investment Bank (EIB) e Banco Mundial. Ao longo do tempo, a predominância de bancos de desenvolvimento entre os emissores foi diminuindo e hoje em dia há grande diversidade de governos, bancos multinacionais ou empresas entre os emissores, como mostra o Gráfico 19.

GRÁFICO 20 – GREEN BONDS: DISTRIBUIÇÃO POR REGIÃO DO EMISSOR - 2014



Fonte: Climate Bond Initiative; Barclays.



Dado o rápido crescimento do mercado, no começo de 2014, quatro bancos de investimento globais, com o apoio da ICMA (*International Capital Market Association*), definiram os *green bonds principles* (GBP), um conjunto de princípios e boas práticas voluntárias cujo objetivo é aumentar a credibilidade dos *green bonds*.

TABELA 22 – GREEN BOND PRINCIPLES (GBP)

Princípio	Responsabilidade do emissor
Uso dos recursos	Escolher um projeto de uma lista de categorias reconhecidas (ex. energia renovável).
Processo de avaliação e seleção de projetos	Definir o processo decisório para seleção de projetos.
Gestão dos recursos	Segregar os recursos para projetos ambientais.
Reporting	Fornecer métricas quali e quantitativas do impacto ambiental dos projetos.

Fonte: ICMA; Climate Bonds Initiative. Elaboração: SITAWI.

No fim das contas, o aspecto mais importante nos *green bonds* é a garantia do uso dos recursos captados no financiamento ou refinanciamento de ativos efetivamente verdes. Desta forma, os *green bonds* podem assumir diversos formatos, semelhantes ao de títulos tradicionais, conforme demonstra a *Tabela 23*.

TABELA 23 – TIPOLOGIAS DIFERENTES DE GREEN BONDS

Tipo	Recursos obtidos com a venda de títulos	Garantia da dívida
<i>Green "use of proceeds" bond</i>	Destinados a projetos verdes	Mesma garantia do emissor; assim, se aplica o mesmo <i>rating</i> de crédito das outras dívidas (ex. <i>EIB Climate Awareness Bond</i>).
<i>Green "use of proceeds" revenue bond</i>	Destinados a projetos verdes	Fluxos de receitas dos emissores garantem a dívida (ex. <i>Hawaii State</i> , garantido pelo fluxo de receita da concessionária).
<i>Green project bond</i>	Atribuídos a projetos verdes subjacentes específicos	Apenas os ativos e o balanço do projeto servem de garantia (ex. <i>Alta Wind Holdings</i>).
<i>Green securitized bond</i>	Opções: <ul style="list-style-type: none"> • Destinados a projetos verdes • Direcionados para projetos verdes subjacentes 	Grupo de projetos previamente agrupados (ex. <i>SolarCity leasing solar residential</i>).

Fonte: Climate Bonds Initiative. Elaboração: SITAWI.

Para promover o crescimento do mercado, ameaçado pelas dúvidas sobre credibilidade da aplicação de recursos dos *green bonds*, a *Climate Bonds Initiative*, uma ONG internacional, formou um comitê *multi-stakeholder* e lançou em 2015 o *Climate Bonds Standard* (*Tabela 24*), uma certificação com verificação de terceiros, que pode ser requerida pré ou pós-emissão do título. Um conselho formado por investidores com um total de US\$ 34 trilhões de ativos sob administração administra os padrões da certificação. Os critérios de verificação são setoriais e já estão disponíveis para as fontes solar e eólica, entre outros setores com benefícios ambientais. Em geral, projetos de energia renovável destas fontes são de fácil certificação, pois não requerem certificação condicional, como pode acontecer com eficiência energética ou projetos hidroelétricos.



Os benefícios desta certificação para os emissores são vários: diversificar a base de investidores, facilitar a identificação por investidores, efeito positivo na reputação e, em alguns casos, menores custos de emissão por consequência da maior confiabilidade e transparência. A certificação pelo *Climate Bonds Standard* custa 0,1 ponto base sobre o valor total da emissão, fora o honorário do certificador, negociado caso a caso.

Para os investidores, o *Standard* é importante para sinalizar ao mercado e ao governo seu interesse em financiar a transição para uma economia de baixo carbono. Ele se diferencia da *second opinion*, que muitas emissões possuem e é um relatório de opinião, não uma certificação.

TABELA 24 – PROCESSO DE CERTIFICAÇÃO DE ACORDO COM O CLIMATE BONDS STANDARDS

Processo de Certificação	Requisitos Pré-Emissão	Requisitos Pós-Emissão	Documentos de elegibilidade e de orientação (atualizado conforme necessário)
Regras de Certificação de Pré-emissão	1. Seleção de Projetos e Ativos	<p><u>Parte A: Requerimentos Gerais</u></p> <p>4. Nomeação de projetos e ativos</p> <p>5. Uso dos Recursos</p> <p>6. Confidencialidade</p> <p>7. Relatório</p>	<p>Solar</p> <p>Eólica</p> <p>Geotérmica</p>
		<p><u>Parte B: Projetos e ativos elegíveis</u></p> <p>8. Critérios gerais de elegibilidade</p> <p>9. Critérios técnicos</p>	<p>Transporte de Baixo-Carbono</p> <p>Bioenergia</p>
Regras de Certificação de Pós-emissão	2. Controles e Processos Internos	Critérios técnicos detalhados contidos nos Documentos de elegibilidade e de orientação	<p>Eficiência Energética</p> <p>Água</p>
	3. Relatório prévio de emissão	<p><u>Parte C: Requerimentos para tipos específicos de títulos</u></p> <p>11. Rastreabilidade</p> <p>12. Ativos do Projeto</p> <p>13. Liquidação</p> <p>14. Vinculação</p>	<p>Outros Renováveis</p> <p>Agricultura e Silvicultura</p> <p>Gestão de Resíduos</p> <p>Edifícios Verdes</p>
		Requisitos específicos aplicáveis a cada tipo de título	Resiliência da Infra-estrutura

Fonte: Climate Bonds Initiative. Elaboração: SITAWI

Em outubro de 2014, houve a emissão do primeiro *green bond* com *rating* de grau especulativo no setor de energia, pela Abengoa Greenfield, subsidiária da *utility* espanhola Abengoa: € 500 milhões, denominados em EUR e USD a uma taxa de 5,5%. Os recursos foram usados em parte para financiar projetos brasileiros de transmissão.

Em março de 2015, a BRF foi a primeira empresa brasileira a emitir um *green bond*: € 500 milhões, com vencimento em 7 anos, *rating* BBB e taxa de 2.75%.

Um estudo de 2015 do banco Barclays analisa a possibilidade de que os investidores estejam dispostos a pagar um prêmio (em termos de menor taxa de retorno requerida) para emissões de *green bonds*, indicando que atualmente existe no mercado inglês. A análise prova que, em períodos recentes, esse prêmio é estatisticamente significativo. Entre as possíveis explicações para o menor rendimento de títulos com de-

nominação *green bond* em comparação com outros de mesma *duration* e *rating*, foram identificadas:

- Oferta limitada em relação à demanda pelos investidores.
- Redução das externalidades negativas da empresa como consequência dos projetos financiados. Porém, este último ponto seria difícil de quantificar, porque a mudança nas externalidades deveria afetar todas as emissões da empresa.

2.2. YieldCos

As *YieldCos*, uma estrutura societária para financiar energia renovável, estão presentes nos mercados Europeu e norte-americano, principalmente. Consistem na segregação por parte da empresa controladora dos ativos já em operação numa nova empresa, a *YieldCo*.

Portanto, uma *YieldCo* é uma empresa que possui e opera as plantas e mantém contratos de fornecimento de energia de longo prazo. Tais ativos permitem fluxos de caixa previsíveis, distribuídos para os acionistas em forma de dividendos. A *Figura 6* ilustra a configuração desta estrutura.

Com os recursos liberados pela separação dos ativos operacionais numa *YieldCo*, o controlador investe em novos projetos, que podem ser incluídos na *YieldCo* quando gerarem fluxos de receitas: por esta razão é importante que o investidor observe a presença do *“first offer right”*, que obriga o controlador a oferecer os novos projetos prioritariamente à *YieldCo*.

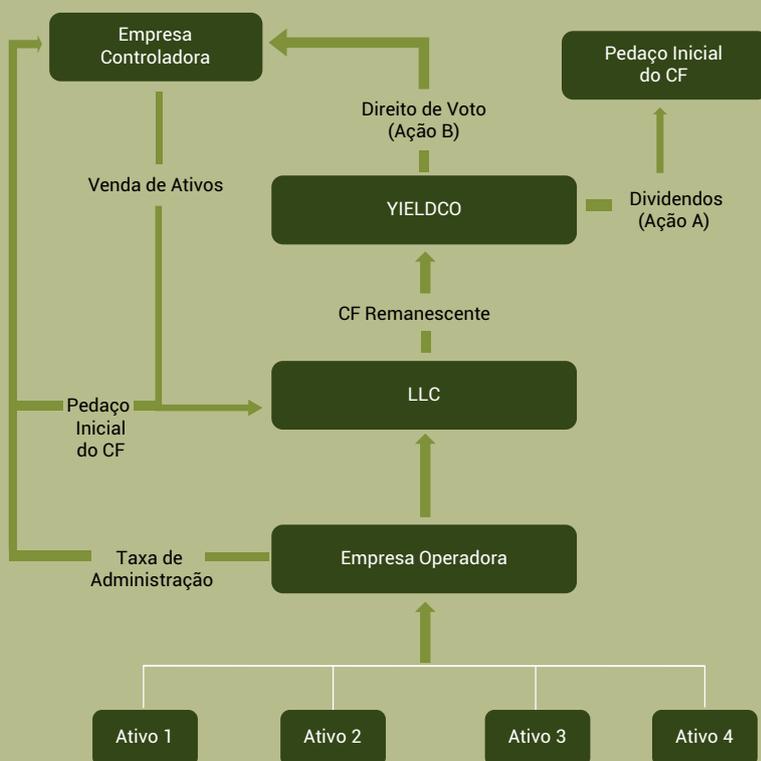
O termo foi criado em 2013 pela NRG Energy, empresa americana que fez a primeira oferta pública de ações de uma companhia deste tipo. Normalmente, as *YieldCos* são listadas na bolsa de valores como outros títulos de renda variável.

Num mercado onde os dividendos são taxados, como o americano, investir em *YieldCos* possui também vantagem fiscal em relação ao investimento na controladora, evitando a taxação dupla, pois a base de cálculo de imposto é reduzida por causa do alto nível de depreciações e despesas de operação dos ativos.

O crescimento do mercado de *YieldCos* encontra um limite na necessidade de uma escala mínima para poder realizar a segregação (*spin-off*) dos ativos, estimada entre 700 MW e 1GW, o que pode constituir um obstáculo para algumas empresas, por exemplo as brasileiras, levando à necessidade de comprar ativos para aumentar capacidade. Outra possibilidade para aumentar a escala é a criação de *‘joint YieldCos’* com duplo *sponsor*: por exemplo, em março 2015 as rivais SunPower e First Solar surpreenderam o mercado ao combinar seus ativos operacionais na 8point3.

Por outro lado, há empresas com escala suficiente para formar duas *YieldCos*, como foi o caso da SunEdison, que criou a TerraForm Power (para ativos na Europa e América do Norte) e a TerraForm

FIGURA 6 – MODELO DE YIELDCO



Fonte: Desk research; NREL. Elaboração: SITAWI



Global (para mercados emergentes), esta última incluindo ativos da brasileira Renova Energia.

Apesar da estabilidade dos dividendos, o perfil de investimento e a volatilidade das *YieldCos* são comparáveis ao mercado acionário, mas com algumas peculiaridades:

- Possui maior sensibilidade à taxa de juros, pela dependência da capacidade do *sponsor* de adicionar ativos e porque os juros altos representam um maior custo de oportunidade ao investimento em *YieldCos*.
- A geração solar e eólica *utility-scale* são ainda novas, portanto, o ciclo de vida não é bem conhecido, tornando difícil, por exemplo, projetar despesas de O&M.
- O *pipeline* de projetos é importante para a avaliação da exposição ao risco regulatório e de mudança fiscal, que poderiam futuramente impactar o custo de construção e aquisição.

As cotações das *YieldCos* apresentaram desempenho muito negativo em 2015, principalmente por causa da expectativa de aumento da taxa de juros nos Estados Unidos. Quanto mais a *YieldCo* é alavancada, mais é sensível à taxa de juros, porque depende mais de crescimento para se manter solvente.

Em geral, só 80-85% do fluxo de caixa é pago em dividendos, enquanto 15-20% é retido para crescimento, na expectativa de que será possível emitir mais dívida e mais capital para incluir novos projetos e aumentar os dividendos. Este mecanismo para funcionar quando o custo do capital é superior ou se aproxima da TIR dos novos projetos, reduzindo a capacidade de crescimento. Como consequência, os investidores demandarão um dividendo maior, instaurando um círculo vicioso de preço decrescente.

Não necessariamente a *YieldCo* precisa ser cotada na Bolsa: por exemplo, a Enel Green Power, com ativos americanos, não é listada. Nos Estados Unidos prevalecem as *YieldCos* listadas, mais do que na Europa. Este fato se explica porque o mercado europeu é mais fragmentado, com muitos desenvolvedores pequenos e um mercado muito líquido para ativos já em operação, diminuindo a necessidade de construir *YieldCos*. Além disto, a Europa tem um histórico de insucessos de IPO do setor (Iberdrola Renewables e EDF Energies Nouvelles) que ainda pesam na confiança dos investidores.

Em 2015, o rápido crescimento do mercado levou a GlobalX a lançar o primeiro ETF dedicado com 20 *YieldCos*. Na segunda metade de 2015, contudo, as

cotações das *YieldCos* listadas sofreram quedas acentuadas em consequência da insegurança dos investidores quanto a sua capacidade de crescimento e da expectativa de aumento da taxa de juros nos Estados Unidos, seu principal mercado.

A estrutura de *YieldCo* pode ficar mais atrativa no Brasil se o Projeto de Lei do Senado 588/2015, que introduziria tributação para os dividendos, for aprovado no Congresso Nacional.

2.3. Alternativas para diminuição do custo de *hedge*

A possibilidade de se financiar em moeda estrangeira expandiria de maneira significativa as opções e fontes de financiamento para energia renovável no Brasil. No entanto, como já exposto em seção anterior, a exposição ao risco cambial e o alto custo do *hedge* cambial acabam inibindo os atores do setor a fazê-lo. A busca de alternativas nesta seara foi um dos temas identificados como prioritários em reunião do Conselho de Líderes, composto por CEOs de empresas associadas ao CEBDS, realizada em outubro/2015 e, posteriormente, em interlocuções do CEBDS com o governo brasileiro em novembro/2015.

O alto custo e, em alguns casos, a falta de oferta de *hedge* de longo prazo criam um vazio que as políticas públicas podem preencher. Estas medidas poderiam ser temporárias, para compensar o custo do *hedge* no financiamento de equipamentos importados até que haja oferta nacional de todas as componentes. Exploraremos esta alternativa nesta seção.

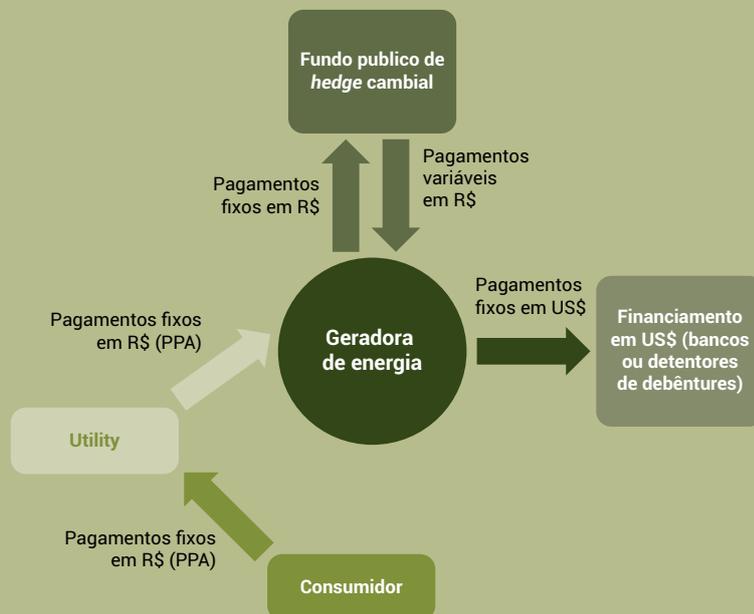
Fundos públicos para hedge

Uma intervenção direta do governo na redução do custo do *hedge*, oferecendo condições mais favoráveis para o setor de energia renovável, permitiria uma proteção do risco cambial de longo prazo a preços competitivos.

Um exemplo, apesar de ter finalidades diferentes, é o *Currency Exchange Fund*, instituído pelo Ministério holandês junto com bancos de desenvolvimento como o Banco Africano de Desenvolvimento (AfDB), o Banco Europeu para Reconstrução e Desenvolvimento (EBRD) e o Banco Alemão de Desenvolvimento (KfW), para oferecer proteção cambial a empresas que queiram investir em países onde as condições de mercado não permitem financiamentos de longo prazo.

Uma possível estrutura da operação do fundo seria a da *Figura 7*:

FIGURA 7 – FUNCIONAMENTO DE FUNDO PÚBLICO PARA HEDGE CAMBIAL



Fonte: SITAWI. Elaboração: SITAWI

Estudo de caso: uma proposta de fundo de hedge na Índia

Um estudo do *Climate Policy Initiative*⁶ analisa a viabilidade de um mecanismo de *hedge* cambial subsidiado pelo governo indiano.

A proteção do risco cambial na Índia é cara, adicionando aproximadamente 7% a.a. ao custo da dívida. Isto rende o custo dos empréstimos em moeda estrangeira equivalente ao da dívida em moeda doméstica. Portanto, assim como no Brasil, reduzir o custo do *hedge* contribuiria para reduzir o custo da dívida em moeda estrangeira, permitindo mobilizar mais capitais e incentivar o investimento em energia renovável. A redução de seu custo de capital renderia a energia renovável mais competitiva em relação à derivada de combustíveis fósseis, diminuindo também a necessidade de outros subsídios.

No caso da Índia, a oportunidade de reduzir o custo da proteção cambial deriva também da possibilidade de reduzir a exposição à importação de combustíveis fósseis, principalmente carvão, que pode ser substituída por energia renovável. Portanto, o governo indiano mostrou interesse em oferecer um mecanismo de *hedge* cambial subsidiado. Dado que a taxa de câmbio é altamente volátil e de difícil previsão pontual, para implementar uma iniciativa de grandes dimensões foram avaliados:

- os custos esperados;
- os riscos de oferecer esta facilitação;
- a necessidade de capital.

O estudo analisa estes fatores no caso de um fundo público que cobra o pagamento da dívida para empréstimos em dólares e faz simulações utilizando dados históricos da taxa de câmbio, chegando às seguintes conclusões:

- No caso em que o custo do *hedge* subsidiado fosse coberto inteiramente pelo governo, o custo da dívida para o desenvolvedor diminuiria em 7%, o custo da energia renovável em 19% e o custo dos subsídios do governo à energia renovável em 54%.
- No caso em que o custo do *hedge* subsidiado fosse re-

⁶ Climate Policy Initiative - Reaching India's Renewable Energy Targets Cost-Effectively: A Foreign Exchange Hedging Facility – Junho 2015 <http://climatepolicyinitiative.org/publication/reaching-indias-renewable-energy-targets-cost-effectively-a-foreign-exchange-hedging-facility/>



passado integralmente para o desenvolvedor, o custo da dívida diminuiria em 3,5%, o custo da energia renovável em 9% e o custo dos subsídios do governo à energia renovável em 33%.

Quanto à proteção do fundo contra movimentos extremos do câmbio, a recomendação do estudo é a constituição de uma reserva de capital. Para que o fundo consiga *rating* equivalente ao da Índia (BBB-), estimou-se a reserva necessária para dez anos em 30% do total dos empréstimos cobertos.

3. Modelos de negócio

Novos modelos de negócio são especialmente desejáveis para o segmento de geração distribuída, onde as maiores barreiras vêm principalmente do alto investimento inicial e da falta de linhas de financiamento específicas que casem taxas, carências e prazos com as características do investimento.

Dado seu rápido crescimento, consideramos o mercado americano como modelo de desenvolvimento.

As soluções de financiamento encontradas nos Estados Unidos se dividem em autofinanciamento, financiamento com posse de terceiros e financiamento público.

3.1. Autofinanciamento

No mercado americano existem três principais opções de autofinanciamento, detalhadas na *Tabela 25*:

- A compra à vista do equipamento por parte da unidade consumidora, que atinge baixa penetração dado o alto investimento inicial dos projetos.
- O financiamento comum, que, dependendo da taxa de juros aplicada, pode não ser viável.
- Uma terceira opção, ainda a ser explorada no Brasil: o financiamento diretamente com a contraparte, eventualmente oferecendo o imóvel como garantia. Esta solução, além de reduzir o capital inicial a ser investido, geralmente apresenta uma taxa de juros reduzida, dada a percepção de risco menor.

TABELA 25 – OPÇÕES DE AUTOFINANCIAMENTO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

	Descrição	Benefícios	Desafios
Compra a vista	<ul style="list-style-type: none"> • Compra a vista do equipamento para GD 	<ul style="list-style-type: none"> • Propriedade do sistema o que permite seu gerenciamento integral • Não carrega custo do financiamento (juros) 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo de capital inicial • Assume risco de tecnologia • Custo de O&M de responsabilidade do proprietário
Financiamento comum	<ul style="list-style-type: none"> • Compra através de tomada de empréstimo bancário atrelado ou não ao projeto 	<ul style="list-style-type: none"> • Redução do capital inicial a ser investido 	<ul style="list-style-type: none"> • Taxa de juros pode inviabilizar o projeto • Assume risco de tecnologia • Custo de O&M de responsabilidade do proprietário
Financiamento com contraparte (imóvel)	<ul style="list-style-type: none"> • Compra através de tomada de financiamento com contraparte/hipoteca 	<ul style="list-style-type: none"> • Taxa de juros reduzida dado a contraparte • Redução do capital inicial a ser investido 	<ul style="list-style-type: none"> • Locatários não tem incentivo / garantia para oferecer • Assume risco de tecnologia • Custo de O&M de responsabilidade do proprietário

Fonte: Pesquisa e análise SITAWI.

É importante ressaltar que, em todas as opções de autofinanciamento, o risco da tecnologia e os custos operacionais e de manutenção ainda cabem ao proprietário do imóvel e do sistema de geração, o que representa um desafio, especialmente para mini e microgeradores.

3.2. Financiamento com posse de terceiros

O financiamento com posse de terceiros elimina a necessidade de investimento inicial pelo consumidor, transformando o desembolso inicial de Capex em despesas operacionais com serviços (Opex). As duas estruturas para viabilizar este resultado são o *power purchase agreement* (PPA) e o *leasing*.

A principal diferença entre as duas configurações concerne à característica dos pagamentos do proprietário do imóvel para a empresa de energia, que financia, instala e opera o projeto. No contrato de PPA, os pagamentos se configuram como compra de energia pelo consumidor, enquanto no caso do *leasing* configuram pagamentos por locação dos equipamentos. Apesar da diferença no tipo de contrato, as duas formas de operacionalizar a transferência de posse para a empresa de energia possuem benefícios e desafios parecidos, como apresentado na *Tabela 26*.

TABELA 26 – OPÇÕES DE FINANCIAMENTO COM POSSE DE TERCEIROS

	Descrição	Benefícios	Desafios
PPA	<ul style="list-style-type: none"> • Empresa de energia financia o projeto, compra, instala e opera o sistema. • Consumidor adquire 100% da energia produzida a um custo que é normalmente competitivo com tarifa da distribuidora. 	<ul style="list-style-type: none"> • Opção para proprietários de imóveis que não podem obter autofinanciamento (não há investimento inicial). • Tarifas de energia são fechadas durante todo o contrato (pode haver indexador). • Muitas vezes, incluem uma opção de <i>buy-out</i> (recompra do ativo) para o final do contrato. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema tributário pode desincentivar modalidade. • Compromisso de longo prazo com penalidades em caso de quebra do contrato.
Leasing	<ul style="list-style-type: none"> • Modalidade semelhante ao PPA – a diferença está na estrutura de pagamento. • Consumidor faz pagamentos mensais de locação e não há venda de eletricidade. 		

Fonte: Pesquisa e análise SITAWI.

A *Tabela 27* exemplifica as características técnicas dos dois tipos de contrato nos Estados Unidos. Apesar de ter características diferentes, os pagamentos são da mesma magnitude.

• • •

Em todas as opções de autofinanciamento, o risco da tecnologia e os custos operacionais e de manutenção ainda cabem ao proprietário do imóvel e do sistema de geração.



TABELA 27 – COMPARAÇÃO ENTRE MODELOS DE PPA E LEASING NOS ESTADOS UNIDOS

	PPA	Leasing
Consumidor tem a propriedade do equipamento?	Não.	
Provedor do financiamento	Empresa de Energia.	
Exemplos de taxas	De 0 a 1.500 US\$ mensais.	
Pagamentos mensais	Baseado na produção de eletricidade.	Pagamento mensal independente do montante de energia gerado.
Prazo do contrato	Usualmente mais de 20 anos.	Usualmente mais de 20 anos.
Estabilidade dos valores durante o contrato	Valores são estáveis mas pode haver um indexador a tarifa de energia/pagamento mensal.	
Impacto na capacidade de crédito	Não há impacto na capacidade de crédito do consumidor.	
Colateral	Equipamentos.	
Faz O&M?	Faz O&M da instalação.	Pode ser incluído com uma taxa extra.
Opção de compra (<i>buy-out</i>)	Após um período do contrato há a opção de compra do equipamento, usualmente após capturar os incentivos fiscais/regulatórios existentes.	

Fonte: American Public Power Association. Elaboração: SITAWI.

3.3. Financiamento público ou via *utilities*

Estas opções de financiamento têm caráter programático e o objetivo de desenvolver o mercado de geração distribuída por parte do governo e das agências.

O financiamento público usualmente acontece como crédito para parcerias público-privadas em que o governo financia parte do projeto, geralmente a taxas subsidiadas. Isto permite o acesso a recurso por consumidores que possuem baixo *rating* de crédito ou não possuem histórico. Pelo alto volume de capital inicial houve dificuldade em manter o projeto pelos governos locais dos Estados Unidos.

O financiamento via *utility* é viável quando é possível estruturar o empréstimo para ter fluxo de caixa positivo ou neutro, de modo que a economia de energia seja igual ou maior do que o custo do empréstimo. O pagamento do financiamento pode acontecer de acordo com dois modelos: na conta de eletricidade, quando é atrelado ao consumidor, ou na medição de energia, quando é atrelado ao imóvel. Neste último

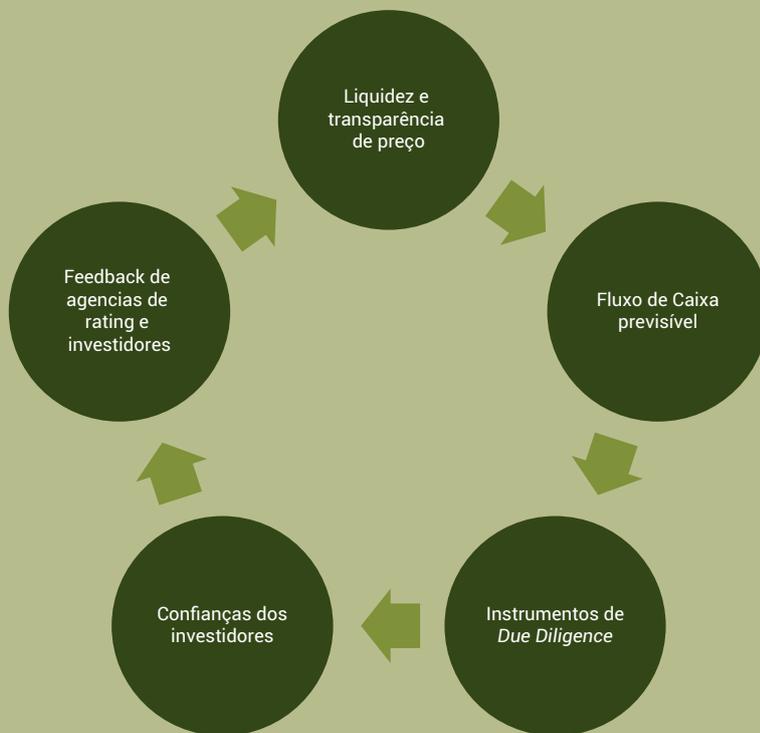
caso, a dívida pode ser repassada ao novo proprietário do imóvel.

No caso de financiamento via *utility*, as taxas também são reduzidas, para refletir as maiores garantias e porque as *utilities* têm acesso a fontes de capital que podem facilitar a tomada e concessões de empréstimos. Por outro lado, esta opção pode ser de difícil implementação, pela potencial perda de receita das *utilities* resultante do crescimento da GD e pela dificuldade de cobrança do empréstimo via corte de energia, caso a economia seja superior às parcelas do empréstimo.

3.4. Investidores institucionais e securitização

Uma vez identificado e implementado um modelo de financiamento satisfatório para a geração distribuída, ganhar escala é o próximo desafio a ser superado. Nos EUA, as associações do setor buscam incentivar os investidores institucionais a atuar no mercado de GD. Para que isso seja possível, é preciso desenvolver instrumentos que permitam atrair este tipo de investidores de longo prazo.

FIGURA 8 – COMPONENTES ESSENCIAIS PARA APORTE DE INVESTIDORES INSTITUCIONAIS.



Fonte: Solar Access to Public Capital. Elaboração: SITAWI

Os componentes essenciais para que um instrumento financeiro entre nos radares dos investidores institucionais são apresentados na *Figura 8*. No caso da geração distribuída, a iniciativa *Solar Access to Public Capital* sugere que a securitização dos contratos de PPA ou de *leasing* seria a solução ideal para oferecer este tipo de instrumento financeiro. Para que a securitização aconteça, porém, algumas mudanças são necessárias:

- A padronização de contratos, que reduz os custos de transação e permite agregação de fluxos de caixa para conseguir economias de escala.
- O desenvolvimento de melhores práticas, que minimiza necessidade de *due diligence* e aumenta a confiança dos investidores.
- A disponibilidade de dados históricos sobre tecnologia e avaliação de crédito facilitam a análise de fluxos de caixa de longo prazo.

Entre os benefícios da securitização, destacamos os seguintes:

- Mitigação de risco:
 - › Os ativos saem do balanço e são isolados do risco do controlador.
 - › O processo de agregar contratos diversifica o risco de crédito, o risco geográfico e de concentração.
 - › Os custos associados com a avaliação dos ativos, de gestão de performance e de relatórios são distribuídos numa larga base.

• • •

iniciativa *Solar Access to Public Capital*

- › Várias formas de *enhancement* podem melhorar o rating de crédito da emissão.
- Acesso a mais fontes de capital: como já ilustrado, a securitização abre as portas do mercado de capitais e confere liquidez, atingindo investidores difíceis de alcançar de outra forma.
- Melhora das condições financeiras: o mercado de capitais oferece melhores termos de financiamento em relação a formas tradicionais, principalmente vencimentos mais longos e menor custo de capital.
- Oportunidade de crescimento:
 - › Os emissores podem liberar o balanço colocando os ativos em SPE - sociedades de propósito específico.
 - › As emissões permitem monetizar ativos previamente ilíquidos, possibilitando a origemação de novos ativos, a expansão das operações e o crescimento do mercado.



Desindexação DOS CONTRATOS DE GERAÇÃO



Em novembro/2015, o CEBDS e algumas empresas associadas tiveram uma série de interlocuções com o Ministério da Fazenda para apresentar e discutir os resultados preliminares deste estudo. O governo sinalizou o interesse em buscar um indexador mais adequado para o setor de energia renovável, em substituição aos tradicionais índices de inflação como o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo IBGE, e o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), calculado pela FGV.

A indexação consiste na correção automática do preço de um determinado contrato, a uma periodicidade definida (normalmente anual), com base em índices oficiais de inflação, permitindo corrigir o valor real dos preços da economia pela variação passada dos preços. Sempre foi uma prática comum em contratos de longo prazo, tanto no Brasil quanto no exterior, com o objetivo de proteger o poder de compra e reduzir os riscos de investimentos de longo prazo.

No entanto, a indexação automática pode alimentar a inflação futura, impedindo sua redução. Isto acontece quando os preços não refletem mais só a relação entre demanda e oferta de bens e serviços, mas passam a refletir expectativas crescentes de reajustes, originando a inflação "inercial", conforme a definição do economista Luiz Carlos Bresser-Pereira. Sobre a dinâmica da inflação brasileira a partir de 1980, ele escreveu: "A inflação tendia a se manter porque a indexação da economia levava as empresas a aumentar seus preços de maneira defasada, mas automática, independentemente da demanda. Só através deste mecanismo conseguiam manter sua taxa de lucro ou, em outras palavras, manter os preços relativos equilibrados de forma dinâmica."⁷

Como observação de ordem geral, podemos dizer que o elevado peso dos preços indexados à inflação passada na composição dos índices de preços dificulta a gestão da política monetária, uma vez que inflação dos preços administrados apresenta maior grau de persistência que a inflação dos preços livres.⁸ Ou seja, os preços indexados influenciam os índices de inflação, que por sua vez entram no cálculo dos preços indexados para o período seguinte, independentemente das decisões de política monetária, aumentando a inércia inflacionária geral.

O peso da energia elétrica residencial sobre o IPCA é de 3,21%, de acordo com a Série Perguntas Mais Frequentes do Banco Central do Brasil (Março/2015), configurando-se um dos itens com mais impacto no índice. Considerando que em 2014, de acordo com os dados da EPE, a energia de fontes renováveis representou 12% do total de capacidade no Brasil (excluindo a fonte hidroelétrica), a desindexação total dos contratos das energias ditas alternativas (principalmente eólica, solar

e biomassa) teria impacto menor sobre o IPCA.

A energia elétrica, no entanto, representa 13,76% do grupo de itens conhecidos como Preços Administrados, aqueles que não variam conforme condições de oferta e demanda porque são definidos por contrato ou órgão público, na definição do mesmo Banco Central, e representavam 23,31% do IPCA em março/2015.

Pelo fato do índice IPCA, usado na correção monetária dos contratos de venda de energia, ser um índice geral de inflação, uma opção para diminuir a inflação inercial sem prejudicar a viabilidade dos projetos de geração de energia seria sua substituição por subcomponentes dos índices de preços que refletiriam melhor os custos efetivamente incorridos pelas empresas do setor, mesmo existindo diferenças substanciais na composição de custos entre empresas e na sua trajetória ao longo do tempo.

Outra alternativa seria a troca do indexador de IPCA para variação cambial, aplicada somente ao conteúdo importado do projeto. Isso poderia inclusive ajudar a resolver a questão do custo do *hedge* cambial, uma vez que a variação do câmbio seria repassada via tarifas, dando um *hedge* natural para as geradoras que se financiaram em moeda estrangeira.

Examinaremos o impacto da desindexação completa e destas duas alternativas nas seções a seguir, para as fontes biomassa (cogeração bagaço de cana), eólica e fotovoltaica.

⁷ Revista de Economia Contemporânea – jan-abr/2010.

⁸ Banco Central do Brasil – Os Preços Administrados e a Inflação no Brasil – Trabalhos para discussão, dez/2002.



1. Impacto monetário para empresas geradoras

Para analisar o impacto monetário da desindexação sobre os ofertantes de energia renovável, desenvolvemos uma simulação de um investimento médio utilizando os valores apresentados na *Tabela 28*. Para isto, fizemos as seguintes simplificações:

- O investimento é feito pontualmente no primeiro ano e a produção de energia começa em dois anos.
- As despesas operacionais e os prêmios com seguros crescem com a inflação, representada pelo IPCA.
- Não consideramos possíveis ganhos de produtividade, que reduziriam os custos.
- A estrutura de financiamento dos projetos é dividida 40%/60% entre capital próprio e dívida.
- Toda a dívida é contraída com o BNDES, sob as condições mais caras (TJLP+1,2%+2,87%). Analisaremos a seguir o impacto da mudança desta premissa.
- Assumimos que as empresas de geração fotovoltaica tenham que importar módulos fotovoltaicos, portanto 45% do Capex seria em dólares, enquanto 100% do Capex das eólicas e dos projetos de biomassa é realizado em reais, já que todas as componentes necessárias aos projetos estão disponíveis no Brasil.

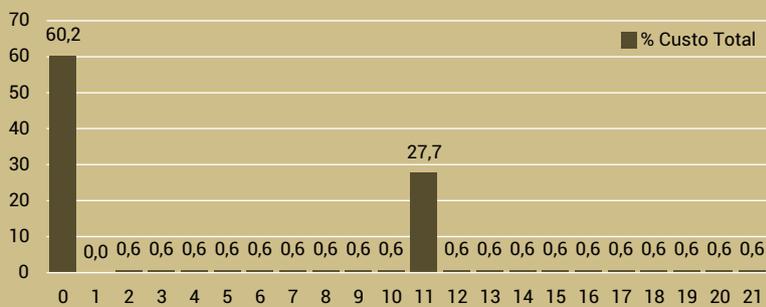
TABELA 28 – PREMISSAS PARA SIMULAÇÃO DO IMPACTO DA DESINDEXAÇÃO.

	Fonte fotovoltaica	Fonte eólica	Fonte biomassa	Observações
Capex (R\$/kW)	5000	6000	5500	Valores para usinas fotovoltaicas e eólicas com potência instalada acima de 30 MW, para usinas de biomassa com potência superior a 100 MW.
O&M fixo (R\$/kW)	20	65	85	
Custo ano 10 (troca inversores) (R\$/kW)	2250			
O&M variável (R\$/kW)	0	0	0	
Seguro garantia	0,5%	0,5%	0,5%	% do financiamento
Seguro operação	0,4%	0,4%	0,4%	% do imobilizado
Financiamento/Capex	60%	60%	60%	assumindo 40% de equity
Imobilizado/Capex	90%	90%	90%	
%do Capex US\$	45%	0%	0%	
Duração contrato	20	20	25	anos
TIR real	12%			
Custo financiamento BNDES	11,6%			estimado =7,5%+1,2%+2,87%
Custo capital próprio	18,0%			estimado =1%+0,9*5,5%+(16%-2%)
Custo médio ponderado do capital (WACC)	14,1%			
IPCA	Projeções do Relatório Focus para 2017 e 2018, depois centro da meta (4,5%).			
R\$/US\$	Projeções do Relatório Focus para 2017 e 2018, depois diferencial de inflação (2,5%).			

Fonte: PSR, Relatório Focus, BNDES, . Elaboração: SITAWI – Finanças do Bem.

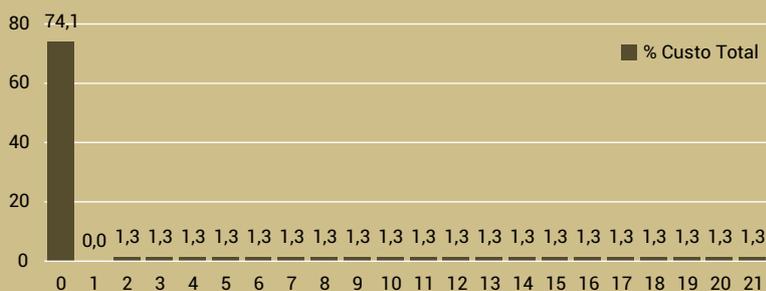
Como se observa melhor nos Gráficos 21, 22 e 23, o custo operacional e de manutenção, mais os seguros de garantia do empréstimo e de operação (do ano 2 em diante), cujos valores foram apresentados na Tabela 28, representam um valor notavelmente inferior ao investimento inicial, realizado no Ano 0, para as três fontes analisadas.

GRÁFICO 21 – CRONOGRAMA DE CUSTOS DE UM PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.



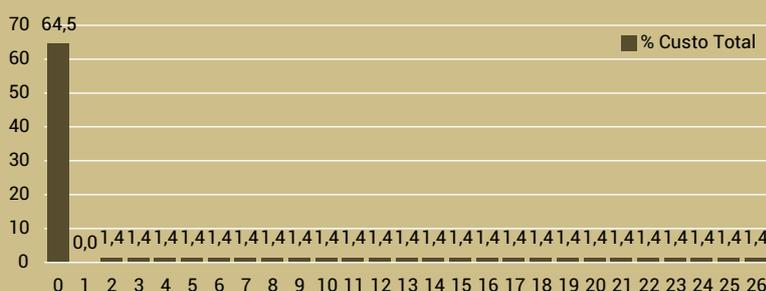
Fonte: SITAWI – Finanças do Bem.

GRÁFICO 22 – CRONOGRAMA DE CUSTOS DE UM PROJETO DE GERAÇÃO EÓLICA.



Fonte: SITAWI – Finanças do Bem.

GRÁFICO 23 – CRONOGRAMA DE CUSTOS DE UM PROJETO DE GERAÇÃO COM BIOMASSA.



Fonte: SITAWI – Finanças do Bem.

Assumindo um preço de venda de energia no leilão de 100, os Gráficos 24, 25 e 26 apresentam a comparação da simulação de preços com reajuste pleno (situação atual), sem reajuste e com reajustes ou indexações parciais, com base em indicadores específicos para cada fonte.

Os reajustes diferenciados são calculados da seguinte forma:

- Reajuste somente do Opex pelo IPCA, para as três fontes.
- Reajuste da parte de Capex dolarizada com base na variação do dólar em cada período, para fonte fotovoltaica.
- Combinação dos dois tipos de indexação alternativa (com base IPCA sobre o Opex e com base variação cambial sobre a porção em dólar do Capex), para a fonte fotovoltaica.

Aplicamos esta diferenciação entre as fontes em consequência da já citada atual necessidade de importação de equipamentos para a implantação dos projetos de geração fotovoltaica.

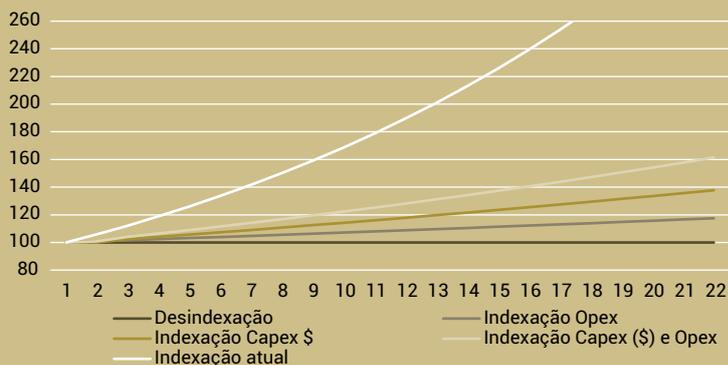
A indexação parcial, ou seja, o reajuste do preço de venda de energia proporcional à parte dos custos efetivamente influenciados pela inflação ou pela variação cambial ao longo da vida dos projetos (no caso, os custos de manutenção e/ou o investimento em dólares), teria a vantagem de produzir um preço de venda de energia menor, uma vez que as despesas de Capex constituem a maioria dos cus-

tos dos projetos fotovoltaicos, eólicos e de biomassa (respectivamente 87,3%, 74,1% e 64,5%).

Os Gráficos 24, 25 e 26 nos permitem visualizar os resultados das simulações:

- Para fonte fotovoltaica (Gráfico 24), a indexação do preço de venda da energia ao IPCA (o método atual) levaria o mesmo a aumentar em 155% ao longo do projeto (20 anos), a indexação proporcional ao Opex incrementaria o preço em 13%, enquanto a indexação proporcional ao Capex dolarizado impactaria em 23%, e a combinação destes últimos dois métodos encareceria o preço em 39%.

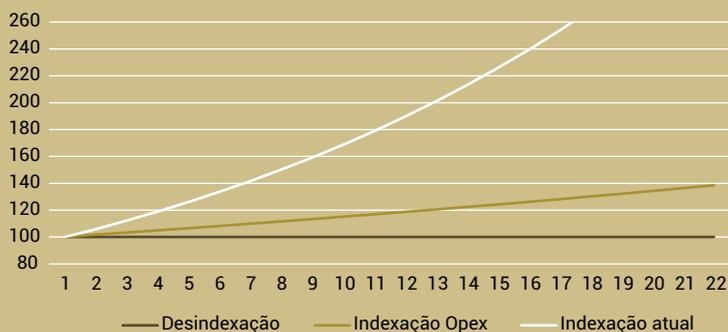
GRÁFICO 24 – SIMULAÇÃO DO IMPACTO DA DESINDEXAÇÃO TOTAL OU PARCIAL NO PREÇO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA (PREÇO NO LEILÃO=100).



Fonte: PSR, Relatório Focus. Elaboração SITAWI – Finanças do Bem.

- Para fonte eólica (Gráfico 25), a indexação do preço de venda da energia ao IPCA (o método atual) levaria o mesmo a aumentar em 155% ao longo do projeto (20 anos), enquanto a indexação proporcional ao Opex incrementaria o preço em 29%.

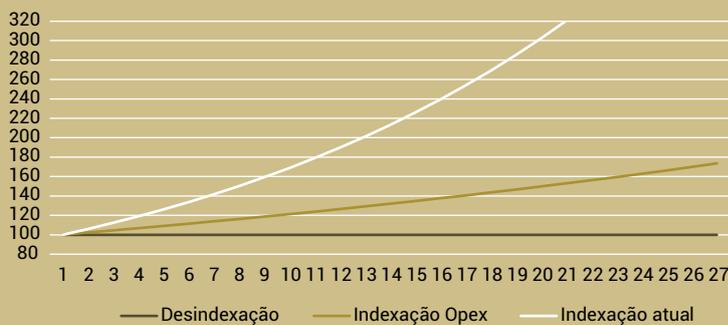
GRÁFICO 25 – SIMULAÇÃO DO IMPACTO DA DESINDEXAÇÃO TOTAL OU PARCIAL NO PREÇO DA ENERGIA EÓLICA (PREÇO NO LEILÃO=100).



Fonte: PSR, Relatório Focus. Elaboração SITAWI – Finanças do Bem.

- Para a fonte biomassa (Gráfico 26), a indexação do preço de venda da energia ao IPCA (o método atual) levaria o mesmo a aumentar em 218% ao longo do projeto (25 anos), enquanto a indexação proporcional ao Opex incrementaria o preço em 53%.

GRÁFICO 26 – SIMULAÇÃO DO IMPACTO DA DESINDEXAÇÃO TOTAL OU PARCIAL NO PREÇO DA ENERGIA DE FONTE BIOMASSA (PREÇO NO LEILÃO=100).



Fonte: PSR, Relatório Focus. Elaboração SITAWI – Finanças do Bem.

...

Pela natureza de longo prazo do setor de energia renovável, a fixação de tarifas por prazos longos, de 15 a 30 anos, seria muito complexa sem a indexação.

2. Impacto na atratividade e no preço-teto dos leilões

A indexação em contratos de longo prazo, como os de energia elétrica, permite que agentes façam compromissos contratuais de décadas com base nos fundamentos de sua atividade, desconsiderando riscos oriundos das políticas fiscal e monetária do governo. É importante enfatizar que, pela natureza de longo prazo do setor de energia renovável, a fixação de tarifas por prazos longos, de 15 a 30 anos, seria muito complexa sem a indexação, por duas principais questões:

- Identificação do prêmio de risco que seria requerido pelos competidores no leilão para assumir o risco de andamento dos preços ao longo de 30 anos.
- Diversidade de expectativas quanto à inflação futura, que poderia distorcer o processo decisório.

A desindexação total dos contratos seria uma estratégia contrária aos desejos da maioria dos atores de mercado por uma maior previsibilidade sobre o desenvolvimento da indústria de geração de energia renovável. Além dos pedidos já citados, a Absolar tem pleiteado que, nos próximos leilões, os contratos de comercialização de energia tenham o prazo de 25 ou 30 anos, ante aos 20 anos praticados atualmente. Isso permiti-

ria ajustar o prazo dos contratos à vida útil dos equipamentos e possibilitaria uma ampliação do prazo de financiamento, dando mais segurança para os empreendedores e, por consequência, favorecendo a estabilidade tarifária.

Para estimar qual seria este incremento requerido, foi simulado no modelo simplificado dos projetos de geração o impacto da desindexação e foi avaliada a compensação necessária no leilão para manter a rentabilidade real requerida (TIR real) de 12% para os acionistas. Esta compensação se faz necessária uma vez que as empresas de geração estariam assumindo o risco de inflação.

GRÁFICO 27 – FONTE FOTOVOLTAICA: SIMULAÇÃO DE PREÇO REQUERIDO PARA COMPENSAR A PERDA DA INDEXAÇÃO PELO IPCA



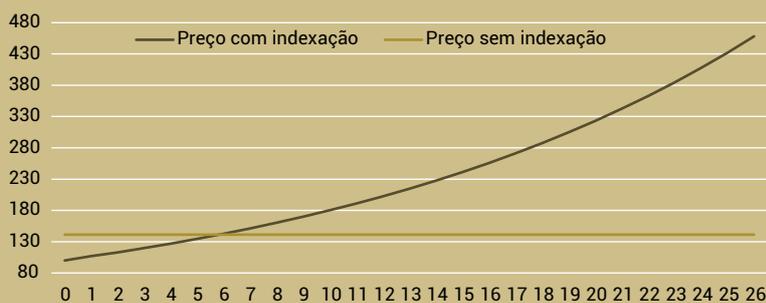
Fonte: SITAWI – Finanças do Bem.

GRÁFICO 28 – FONTE EÓLICA: SIMULAÇÃO DE PREÇO REQUERIDO PARA COMPENSAR A PERDA DA INDEXAÇÃO PELO IPCA



Fonte: SITAWI – Finanças do Bem.

GRÁFICO 29 – FONTE BIOMASSA: SIMULAÇÃO DE PREÇO REQUERIDO PARA COMPENSAR A PERDA DA INDEXAÇÃO PELO IPCA



Fonte: SITAWI – Finanças do Bem.

...

Preço requerido para compensar a perda da indexação pelo IPCA.

Nos Gráficos 27, 28 e 29 pode-se observar que, na paridade de taxa de retorno para os investidores, o preço de leilão da energia sem a indexação seria superior ao preço no caso de reajuste anual pela inflação em:

- 37% para fonte fotovoltaica e para fonte eólica e
- 41,3% para fonte biomassa,

permanecendo sucessivamente constante pela inteira duração dos contratos.

Para analisar a sensibilidade destes valores, simulamos sua variação com diferentes expectativas de inflação para a vida do projeto e diferentes valores do custo da dívida. Especificamente:

- Dívida do BNDES com taxa de 11,6% a.a., como no caso-base;
- Emissão de debêntures com taxa de 15% a.a.;
- Emissão de *bonds* (títulos de dívida em dólares) com taxa de 4,5% ao ano e custo da proteção cambial de 15%.

O resultado da simulação é apresentado na Tabela 29, que mostra que posto igual a 100 o preço constante de leilão sem indexação:

- A paridade de custo da dívida, o preço que produz o retorno esperado para a empresa geradora é diretamente proporcional a expectativa de inflação.
- A paridade de expectativas sobre a taxa de inflação, o tipo de dívida escolhido e a relativa taxa influenciam o preço de venda de energia: quanto maior o custo da dívida, maior o preço de venda requerido para manter a mesma taxa de retorno.

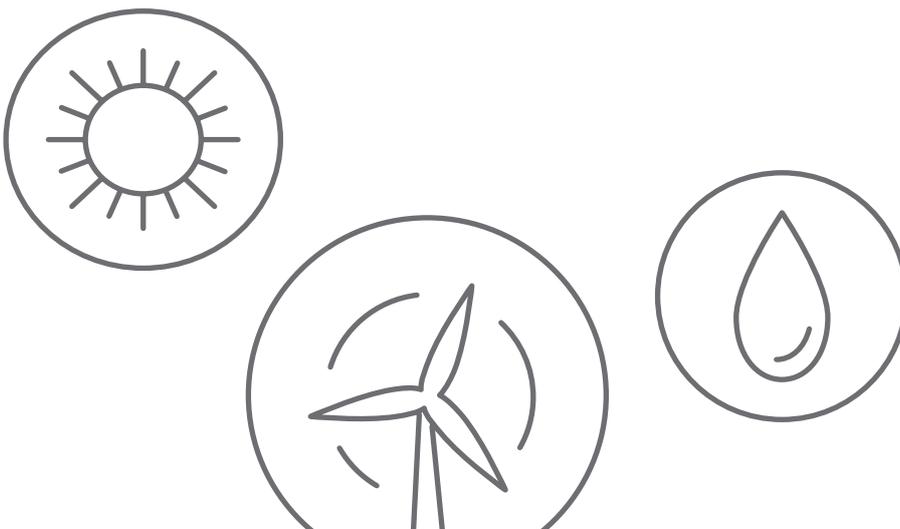
TABELA 29 – PREÇO DE LEILÃO SEM INDEXAÇÃO EM DIFERENTES CENÁRIOS DE INFLAÇÃO E TIPO DE FINANCIAMENTO – BASE 100 = CENÁRIO BASE (IPCA = 4,5% E FINANCIAMENTO BNDES).

		Custo da dívida		
		11,6%	15,0%	19,5%
IPCA	3,0%	98,3	100,5	103,2
	4,5%	100,0	102,2	104,9
	6,0%	101,8	103,9	106,7

Fonte: SITAWI – Finanças do Bem.

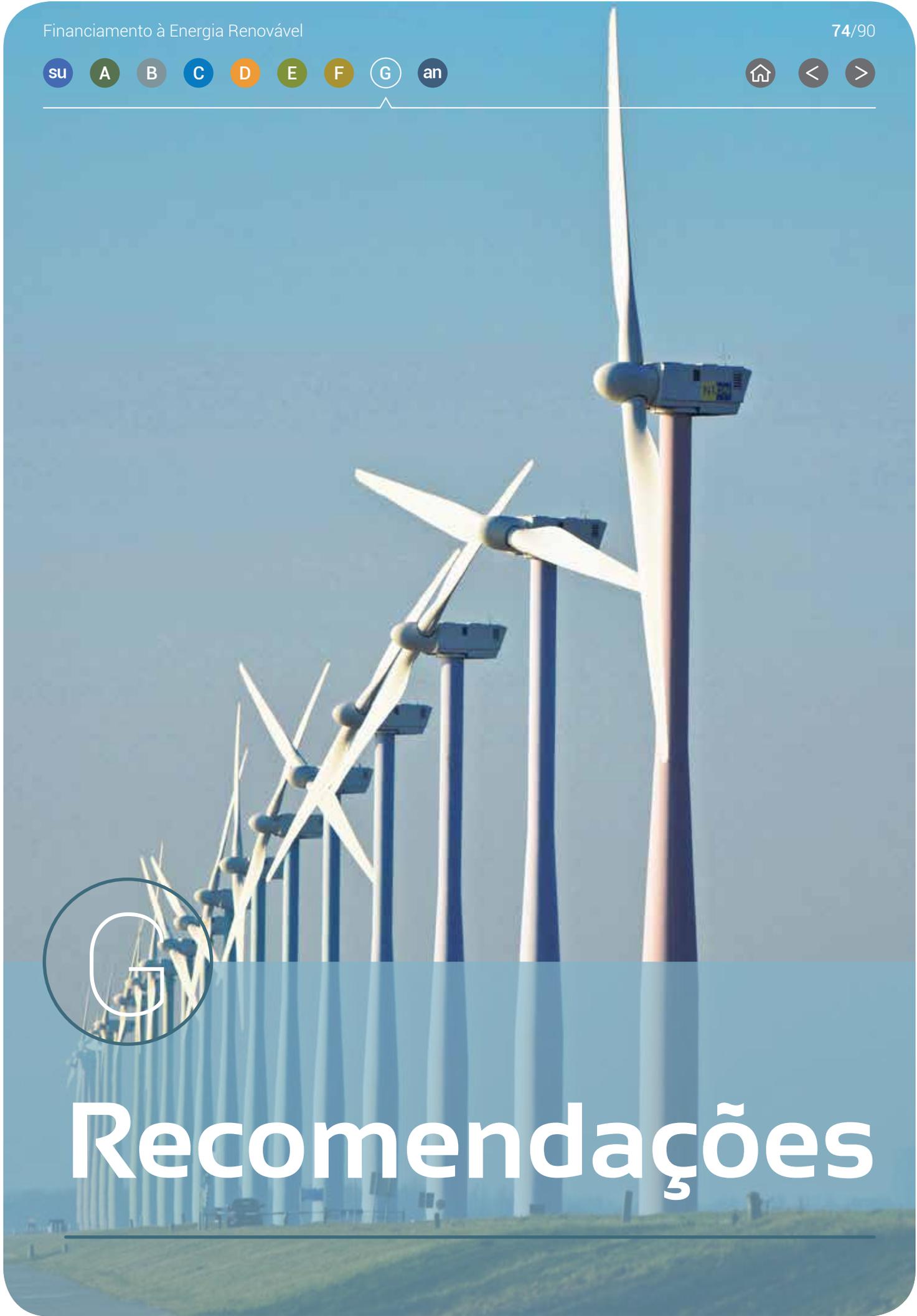
Estes números mostram que o impacto das mudanças das variáveis de inflação e financiamento no preço de venda requerido para manter a rentabilidade dos projetos em um cenário sem reajuste inflacionário é limitado.

Portanto, é possível dizer que a distorção, derivada da existência de diferentes expectativas de inflação e de diferentes formas de financiamento, não possui um impacto muito relevante na determinação do preço de leilão. Isto é consequência da prevalência dos custos de Capex sobre os de Opex, que implica que a maioria dos custos dos projetos sejam incorridos nos primeiros dois anos.





Recomendações





O crescimento da contribuição da energia renovável alternativa à matriz elétrica permite sua diversificação e confere maior estabilidade ao setor elétrico. Ainda, a atração de investimentos na fabricação dos equipamentos para esta indústria contribui para geração de empregos e desenvolvimento econômico, incentivando a diversificação dos investimentos privados, com a ampliação do número de agentes geradores e participantes no setor elétrico, distribuídos regionalmente.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), só em 2014 o setor gerou 40 mil empregos diretos e indiretos. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), a cada 1 MW de energia solar fotovoltaica instalada (centralizada ou distribuída), são viabilizados entre 25 e 30 empregos diretos. Como comparação, a construção de uma grande usina hidrelétrica, a de Belo Monte (11.233,1 MW de capacidade instalada), no pico da obra gerou cerca de 20 mil empregos,⁹ ou seja, menos que dois empregos por MW instalado. A usina de Jirau, também de grande porte, gerou quase cinco empregos por MW instalados (16 mil empregos e 3.300 MW instalados).

Por sua vez, a expansão da geração distribuída poderá contribuir para dinamizar e aquecer as economias de municípios, estados e União, além de promover outros benefícios:

- A possibilidade de redução dos subsídios para áreas não interconectadas (Luz para Todos, Conta de Consumo de Combustível [CCC] para diesel no Amazonas, por exemplo).
- A redução das perdas das linhas de transmissão e distribuição.
- A possibilidade de postergar os investimentos de reforço no sistema de transmissão.

Destacamos a seguir algumas propostas para novas medidas ou reforços de medidas para mitigar ou compensar os entraves ao financiamento da energia renovável. Elas estão separadas por esfera de governo – municipal, estadual e federal, e classificadas qualitativamente conforme os critérios abaixo:

- Custo fiscal: alto, médio ou baixo, representando em que medida a recomendação demanda uso de orçamento público ou renúncia fiscal.
- Complexidade institucional: alta, média ou baixa, que endereça o aspecto político da medida e sua necessidade de aprovação em diferentes instâncias, como por exemplo via projeto de lei, resolução de agência reguladora ou decreto do poder executivo.
- Impacto potencial: alto, médio ou baixo no desentrelhe do investimento e financiamento a renováveis.
- Horizonte do impacto: curto, médio ou longo prazo, a depender do tempo estimado para materialização do impacto positivo no setor.

•••
Contribuição da energia renovável alternativa à matriz elétrica permite sua diversificação e confere maior estabilidade ao setor elétrico.

⁹ Site da Norte Energia S.A.



1. Nível municipal

Desconto na alíquota do ISS para serviços de instalação de geração distribuída

Apesar de resultar numa redução da receita tributária, este é um tipo de atividade praticamente inexistente hoje. O estímulo poderia ser compensado por instalação de novas empresas e dinamização do segmento de serviços da economia. Pela regra constitucional, a alíquota mínima do ISS é de 2%.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
médio	média	baixo	longo prazo
A atividade hoje praticamente não existe, portanto não geraria receita tributária aos municípios, mas qualquer redução de alíquota pode impactar receitas futuras.	Há necessidade de aprovação de lei municipal para alteração de alíquota.	A medida é um dos componentes para baratear a GD, mas não funciona de maneira isolada.	A medida é um dos componentes para baratear a GD, mas sua contribuição depende de adesão de um grande número de municípios para funcionar.

Geração distribuída em edifícios públicos

Além de uma redução no custo da energia para a prefeitura, contribui de maneira indireta para instalação de fabricantes locais e diretamente para o desenvolvimento de uma cadeia de prestadores de serviços.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	média	médio	curto prazo
Custo fiscal baixo ou inexistente caso seja realizado como parceria público-privada sem a posse dos equipamentos pela prefeitura.	Há necessidade de estruturar uma PPP ou edital de licitação para escolher o provedor. Possível desafio em agregar diversos edifícios públicos no mesmo contrato.	Bom efeito, demonstração e escala razoável, caso seja possível a instalação em edifícios de tipo parecido, como por exemplo escolas públicas.	Vencida a complexidade institucional, a velocidade de implementação em escala pode ser rápida.

2. Nível estadual

Leilões estaduais de energia renovável

Contribuiriam para fomentar o crescimento da indústria e para incentivar o estabelecimento de fabricantes de equipamentos.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	baixa	alto	médio prazo
A organização dos leilões é o único custo, com benefícios de longo prazo pelas novas receitas fiscais.	Precisa de aprovação em âmbito estadual.	Complementaria a demanda a nível federal, gerando escala para o setor e, portanto, incentivando investidores e fornecedores de equipamento a instalar-se no Brasil.	Leilões isolados como o de Pernambuco em 2013 não seriam diferencial. O planejamento e a coordenação para que mais estados organizem leilões podem ser demorados.



Geração distribuída em edifícios públicos

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), lançado pelo Ministério de Minas e Energia em dezembro de 2015, como já citamos, prevê que seja estudado um projeto específico de instalação de sistemas de geração distribuída baseados em painéis fotovoltaicos para universidades e escolas técnicas federais, extensível a hospitais federais. Como contrapartida, as escolas técnicas desenvolveriam cursos específicos destinados a preparar profissionais para trabalhar na projeção, instalação e manutenção de instalações de geração distribuída.

A proposta ainda precisa ser especificada e detalhada pelo Grupo de Trabalho a ser formado para estruturar o ProGD.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	média	médio	curto prazo
Custo fiscal baixo ou inexistente caso seja realizado como parceria público-privada sem a posse dos equipamentos pelo estado.	Há necessidade de estruturar uma PPP ou edital de licitação para escolher o provedor. Possível desafio em agregar diversos edifícios públicos no mesmo contrato.	Bom efeito, demonstração e escala razoável, caso seja possível a instalação em edifícios de tipo parecido, como por exemplo escolas públicas.	Vencida a complexidade institucional, a velocidade de implementação em escala pode ser rápida.

Atração de fabricantes de componentes e equipamentos

Foi incluído no ProGD: "O incentivo ao estabelecimento de indústrias fabricantes de componentes e equipamentos usados em empreendimentos de geração a partir de fontes renováveis, englobando o desenvolvimento produtivo, tecnológico e a inovação, bem como o estabelecimento de empresas de comércio e de prestação de serviços na área de geração distribuída a partir de fontes renováveis".

O Grupo de Trabalho ainda vai detalhar a forma que os esforços de atração terão, não podendo ser somente fiscais, pelas restrições que o ajuste em curso impõe, mas podem focar na formação de mão de obra qualificada e garantia de continuidade no crescimento da geração de energias alternativas, por meio de um calendário preestabelecido de leilões.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
médio	média	alto	médio-longo prazo
O custo seria elevado se fossem usadas só medidas de incentivo fiscal. Custo baixo se incentivo via formação de mão de obra ou planejamento de leilões.	Necessita de coordenação entre várias esferas do governo: Fazenda, Planejamento e Educação primariamente.	Considerado o alto potencial do Brasil em geração de energia de fontes alternativas, investimentos em formação de mão de obra e criação de polos de fabricantes de equipamentos teriam um elevado impacto econômico.	Impacto natural de longo prazo da formação de mão de obra. Incentivos fiscais têm impacto de mais curto prazo.



Estimular adesão ao convenio Confaz de isenção do ICMS.

O convênio Confaz ICMS 16/2015 (Conselho Nacional de Política Fazendária)¹⁰ autoriza os estados a concederem isenção do imposto sobre circulação de mercadorias e serviços incidente sobre a energia elétrica trocada entre consumidor e distribuidora, evitando que o consumidor seja tributado pela energia injetada na rede. A expectativa do setor é que a medida contribua para alavancar o mercado de micro e minigeração no país. O convênio não teve adoção imediata por todos os estados. Porém, em dezembro 2015 aderiram Acre, Alagoas, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul, que se juntaram a São Paulo, Goiás, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Ceará, Bahia, Distrito Federal, Maranhão e Mato Grosso, permitindo que a medida hoje alcance 75% da população brasileira. Agora falta atrair os doze estados faltantes para aderir ao convênio.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
médio	baixa	alto	curto prazo
Renúncia fiscal compensada parcialmente por aumento de receitas de empregos gerados.	Requer apenas uma decisão do poder executivo.	Por aumentar a economia dos consumidores nas despesas de energia traz um grande incentivo ao investimento em GD.	Aceleração da difusão da GD após a adesão dos novos estados no segundo semestre de 2015.

3. Nível federal

3.1. Instrumentos financeiros

Fomento a instrumentos alternativos de financiamento: *green bonds*, *YieldCos*, alternativas de *hedge* cambial para incentivar emissão de debêntures em moeda estrangeira.

Como já analisamos, estes instrumentos possuem a vantagem de ser *pure play* no mercado de energia renovável, ou seja, permitem que os investidores reconheçam imediatamente a finalidade do dinheiro aplicado.

Green bonds

A regulamentação dos *green bonds* como debêntures de infraestrutura permitiria que eles fossem identificados como instrumentos com isenção fiscal para pessoas físicas, incentivando assim investidores para uma fonte de recursos que em outros países (como no caso do Reino Unido, de acordo com o estudo do Barclays citado antes) revelou-se mais barata.

Para que esta medida fosse melhor sucedida, seria importante também uma campanha de sensibilização de investidores institucionais domésticos para emissões corporativas em moeda local.

¹⁰ O Confaz é um órgão deliberativo previsto na Constituição Federal, com a missão maior de promover o aperfeiçoamento do federalismo fiscal e a harmonização tributária entre os estados da Federação. É constituído pelos Secretários de Fazenda, Finanças ou Tributação de cada estado e Distrito Federal e pelo ministro de estado da Fazenda. Suas decisões são operacionalizadas por meio de convênios, protocolos, ajustes, estudos e grupos de trabalho.



Para apoiar a geração distribuída, seria possível etiquetar outros títulos, por exemplo, LCI ou CRI, como *green bonds*, no momento que a securitização dos contratos de venda de energia distribuída fosse possível.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	média	alto	médio prazo
As condições macroeconômicas (taxa de juros e risco de crédito) estão travando o mercado de dívida corporativa doméstica, portanto o custo será baixo enquanto a emissão de debentures de infraestrutura não crescer.	Necessária articulação com Comissão de Valores Mobiliários e educação do público alvo.	Identificação imediata de títulos de renda fixa que financiam projetos de energia renovável levou a crescimento elevado deste instrumento em outros países.	Implementação, educação dos investidores e escala do mercado comportam um horizonte de 2-3 anos.

YieldCos

Os *players* brasileiros de energia renovável, inclusive os que já segregaram ativos em *YieldCos* (como a Enel Green Energy ou a Renova Energia), reconhecem que, para que seja possível listar uma empresa deste tipo no Brasil, ainda é necessário que as geradoras de energia renovável atinjam escala suficiente (estimada entre 700 MW e 1 GW) ou que empresas competidoras agreguem ativos para tanto.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	baixa	médio	longo prazo
Não há custo fiscal enquanto os dividendos não forem tributados.	Os instrumentos financeiros e os marcos legais já existem, sendo necessária apenas a articulação dos atores.	Identificação imediata de títulos com perfil de renda variável que financiam projetos de energia renovável levou a crescimento elevado deste instrumento em outros países.	Ainda não há número de projetos para escala suficiente para estruturar vários destes instrumentos e criar um mercado.

Fundo público de facilitação de hedge cambial

Fundo nos moldes da proposta indiana apresentada acima, que forneça proteção cambial a custo reduzido. Permitiria aproveitar o menor custo da dívida no exterior, em dólares ou euros.

No caso da Índia, o custo estimado do *hedge* passaria de 7% do valor financiado para 3,5%; aplicando-se a mesma redução de 50% ao Brasil permitiria que o custo de *hedge* ficasse entre 5% e 10% a.a.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	média	alto	curto prazo
Baixo se o subsídio ao <i>hedge</i> for repassado, médio se o governo assumir este custo (dados da Índia). Adicionalmente, significaria uma alternativa ao BNDES.	As características do fundo (tamanho, reserva, taxas aplicadas) precisam ser estudadas e aprovadas.	Permitiria aproveitar o menor custo do financiamento no exterior, em dólares ou euros, seja bancário ou via emissão de debêntures.	Redução do custo dos financiamentos assim que implementado.



FIP – Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura

Os Fundos de Investimento em Participações em Infraestrutura são instrumentos já existentes que podem ser adaptados / usados de maneira mais enfática para agregar ativos de geração de energia renovável, oferecendo assim capital de longo prazo para o setor.

Sua atratividade seria a possibilidade de proporcionar aos investidores acesso a uma carteira diversificada geograficamente, entre fontes de energia e entre projetos em operação, em pré-outorga e em licenciamento ou construção, além da redução dos riscos de comercialização de energia decorrentes de interferências climáticas e concentração de clientes.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	baixa	médio	médio prazo
Instrumento já existe, precisa só incrementar seu uso exclusivo para financiamento de projetos de fontes renováveis.	Instrumento já existe, precisa só incrementar seu uso exclusivo para financiamento de projetos de fontes renováveis.	Oferece diversificação dentro do setor com investimento menor.	Crescimento do mercado e educação dos investidores.

Fier – Fundo de Investimento em Energia Renovável

Outra possibilidade para incentivo do investimento na indústria seria a regulamentação de Fundos de Investimento em Energias Renováveis (Fier), com as mesmas vantagens fiscais dos Fundos de Investimento Imobiliários (FII), ou seja, isenção de Imposto de Renda sobre os rendimentos deste instrumento para investidores pessoas físicas. Desta maneira, ativos já operacionais, com fluxos de caixa recorrentes e mais estáveis, podem adquirir liquidez via mercado de capitais.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
médio	média	médio	médio prazo
Isenção fiscal só para investidores pessoa física.	Criação de novo instrumento depende de lei específica e regulamentação da CVM.	Oferece diversificação dentro do setor com investimento menor e vantagem fiscal.	Criação do mercado e educação dos investidores.

3.2. Modelos de negócios

Financiamento por vendor

Com ajustes na regulação e incentivos, as distribuidoras de energia poderiam prestar serviços de instalação de equipamento para geração distribuída de energia renovável e parcelar este custo na conta de eletricidade fornecida.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
médio	média	alto	longo prazo
O crescimento da geração distribuída reduz a receita das distribuidoras, que precisam ser compensadas.	Revisão da regulamentação das distribuidoras.	Transformação do custo inicial do investimento para a unidade geradora em custo operacional.	Implantação do novo modelo demoraria anos em virtude dos contratos já existentes.



PPA e leasing para GD

A introdução de contratos de PPA e *leasing* para geração distribuída demandaria a criação de um grupo de trabalho de atores de mercado para estudar a padronização de contratos e medidas de performance. Seria indispensável também definir se os contratos são ligados aos proprietários ou ao imóvel.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	média	alto	longo prazo
Não há impacto fiscal negativo.	Padronização dos contratos requer boa capacidade de articulação entre as partes envolvidas.	Transformação do custo inicial do investimento para a unidade geradora em custo operacional.	Implantação dos novos modelos levaria tempo.

Garantias públicas

O Mecanismo de Garantia de Eficiência de Energia Limpa do Banco Interamericano de Desenvolvimento poderia crescer em escala com a participação do governo na introdução de garantias que permitam melhores condições contratuais junto aos fornecedores e às instituições financeiras.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	média	médio	médio prazo
Governo pode fazer um aporte de valor reduzido e alavancar recursos de entidades multilaterais e cooperação internacional.	Pode demandar aprovação via Medida Provisória e posterior conversão em Lei, bem como articular com parceiros.	Potencial de diminuição do custo do investimento inicial, além de facilitar o financiamento.	Necessidade de promoção do instrumento e educação do público alvo.

3.3. Ambiente regulatório e tributação

Cronograma formal de leilões

A introdução de um calendário de leilões anuais que cubra os próximos anos é vista pelos atores de mercado - empresas geradoras, *contractors* e fabricantes de equipamentos, como fundamental para dar maior segurança e previsibilidade aos investimentos em curso.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	baixa	médio	longo prazo
Nenhum custo.	Estabelecer e manter o compromisso através de algum decreto executivo.	Incentiva investidores e fabricantes a manter presença no país.	Quando houver ganhos de escala do setor.

Aumento do prazo dos contratos de energia renovável para equiparar à vida útil dos equipamentos.

Pelas mesmas razões de maior previsibilidade e estabilidade, o setor fotovoltaico pode ser beneficiado caso o prazo do contrato seja estendido para equiparar-se com o ciclo de vida dos equipamentos, no caso, para 25 anos.



Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
baixo	baixa	médio	curto prazo
Nenhum custo.	Mudanças no planejamento dos leilões.	Maior previsibilidade e estabilidade incentivam investidores e fabricantes a manter presença no país.	Promoveria maior atratividade imediata para os próximos leilões.

Redução de impostos de importação

Os insumos e maquinários necessários para a produção de módulos fotovoltaicos não estão incluídos no Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores e Displays (Padis), programa que zera as alíquotas de imposto de importação, IPI e PIS/Cofins incidentes sobre os equipamentos e que se encerrou em maio de 2015. Dessa forma, nenhuma empresa pode pedir adesão aos benefícios de redução tributária que o programa oferece aos fabricantes. Além disso, o Padis atinge apenas 20% dos insumos e maquinários do setor solar. Isso significa que 80% dos componentes estão sujeitos a uma carga tributária entre 40% e 60%, mesmo se nacionalizados. A desoneração é vista como bastante importante para incentivar a produção nacional de módulos fotovoltaicos.

A prorrogação e ampliação do programa de benefícios fiscais necessita de decreto presidencial que altere a regulamentação. Esta decisão ainda não foi tomada porque resultaria em um impacto fiscal negativo para o governo. Por outro lado, o incentivo pode viabilizar investimentos locais, geração de empregos¹¹ e futuros ganhos na arrecadação tributária depois da criação de um setor industrial ainda não existente.

A conquista do benefício é entendida como fundamental para que alguns fabricantes decidam investir em produção no Brasil, uma vez que não conseguem competir em termos de preço.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
alto	média	alto	médio prazo
Renúncia fiscal que pode ser parcialmente compensada por futura maior arrecadação tributária.	O governo já vetou a extensão do programa em 2015, pois não podia admitir a renúncia de receitas tributárias por prazo indeterminado, que contrariaria a Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO). É necessário reformular a medida renovando os incentivos por um horizonte limitado.	Impacta a competitividade das componentes fabricadas no Brasil, viabilizando os projetos fotovoltaicos.	Existe um tempo mínimo necessário para a viabilização da instalação dos fabricantes no país.

¹¹ De acordo com as estimativas da ABSolar (Associação Brasileira da Indústria Solar Fotovoltaica), cada megawatt de capacidade instalada adicional gera cerca de 30 empregos, sem considerar o efeito multiplicador nos empregos indiretos.



• • •

O governo poderia negociar acordos de redução temporária de impostos de importação.

Acordos bilaterais para redução do custo do hedge

Para compensar o custo de *hedge* cambial, o governo poderia negociar acordos de redução temporária de impostos de importação de módulos fotovoltaicos com os países dos fabricantes, principalmente China, Estados Unidos e Alemanha.

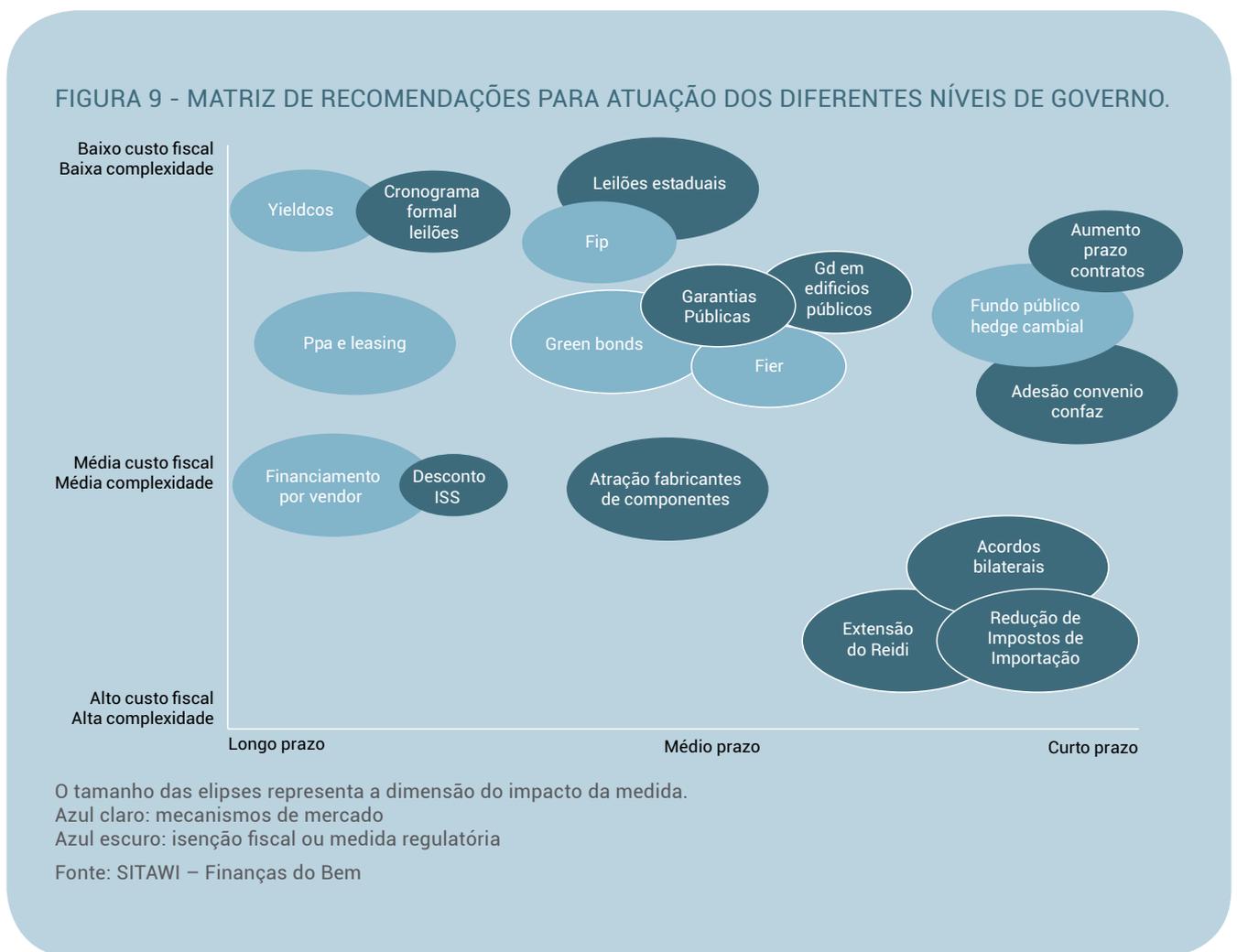
Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
médio	alta	alto	curto prazo
Por reciprocidade, as alíquotas de importação de outros bens deveriam ser reduzidas.	Necessidade de negociar coletivamente em nome do Mercosul.	Diminui o custo dos projetos.	A medida teria impacto imediato na viabilidade dos projetos de energia fotovoltaica.

Extensão do Reidi para as usinas solares fotovoltaicas

O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) foi instituído pela Lei 11.488/2007 e tem como objetivo a suspensão da incidência das contribuições para PIS (1,65%) e Cofins (7,6%) sobre as receitas decorrentes das aquisições para obras de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação. Este regime já cobre as outras fontes de energia renovável e poderia ser estendido à fotovoltaica.

Custo fiscal	Complexidade institucional	Impacto potencial	Horizonte do impacto
alto	alto	alto	curto prazo
Renúncia a PIS (1,65%) e Cofins (7,6%).	Necessita de lei para isenção fiscal.	Redução de PIS (1,65%) e Cofins (7,6%) sobre os equipamentos que, por sua vez, são parte relevante do Capex dos projetos.	A medida teria impacto imediato na viabilidade dos projetos de energia fotovoltaica.

A Figura 9 apresenta as recomendações, em função de seus custos (fiscais e institucionais), do horizonte temporal do impacto e da dimensão do impacto.



A quantificação mais precisa dos custos e retornos deve ser objeto de estudos mais aprofundados para cada solução proposta.



Referências Bibliográficas

ABEólica – Boletim de dados

Aneel - Cadernos Temáticos, Micro e Minigeração Distribuída – Mar/2014

Banco do Nordeste - Cartilha de financiamento à micro e à minigeração distribuída de energia elétrica – Jul/2015

Barclays - The Cost of Being Green – Set/2015

BNDES - Agências de Crédito à Exportação: O Papel de Instituições Oficiais no Apoio à Inserção Internacional de Empresas – Dez/2008

BNDES - Debêntures de infraestrutura: emissões realizadas e perspectivas – Jun/2014

BNDES - Perspectivas do investimento 2015-2018 e panoramas setoriais – Dez/2014

BNEF (Bloomberg New Energy Finance) – Clean energy investment: Q4 2015 factpack – Jan/2016

BNEF, Frankfurt School-Unep Centre - Global trends in renewable energy investment 2015. Key findings

CCEE – Informativos dos leilões

Clean Energy Ministerial - Facilitating low-cost finance to scale up renewables – Mai/2014

EPE – Releases dos resultados dos leilões

EPE, MME - Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015, ano base 2014 – Set/2015

EPE, MME – Plano decenal de expansão de energia 2024 – 2015

EPE, MME – Programa de investimento em energia elétrica (PIEE) 2015- 2018

GWEC (Global Wind Energy Council) – Global Wind report. Annual Market update 2014 – Mar/2015

IEA (International Energy Agency) – Renewables information. Key renewables trends 2015

Instituto Acende Brasil – Indexação de contratos do setor elétrico e inflação – Nov/2012

Intersolar Latin America - Apresentações da Conferência –2015

J.P. Painuly, Unep - Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis – 2001

L.C. Bresser Pereira – A descoberta da inflação inercial – Abr/2010

MME - Capacidade Instalada de Geração Elétrica. Brasil e Mundo (2014) – Mar/2015

NREL - Banking on Solar: An Analysis of Banking Opportunities in the U.S. Distributed Photovoltaic Market – Nov/2014

NREL - Banking on Solar: New Opportunities for Lending – Ago/2014

NREL - NREL Activities to Open Capital Market Investment and Bank Lending for Solar Deployment – Mai/2015

NREL - Solar Access to Public Capital – Set/2013

NREL - Solar Securitization: A Status Report – Out/2013

NREL - The Potential of Securitization in Solar PV Finance – Dez/2013

NREL - To Own or Lease Solar: Understanding Commercial Retailers' Decisions to Use Alternative Financing Models – Dez/2014

SFG, Aneel – boletins Acompanhamento das centrais geradoras

Unep – Private financing of renewable energy – a guide for policymakers – Dez/2009

WWF - Desafios e Oportunidades para a energia solar fotovoltaica no Brasil: recomendações para políticas públicas – 2015

WWF - Mecanismos de suporte para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira: modelos e sugestão para uma transição acelerada



Anexo 1



Entrevistados - instituição e área de atuação*

Abeeolica – Presidência

Atla Consultoria - contratada pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) para ser o administrador oficial do EEGM no Brasil.

Banco Santander – Área de Project Finance

Enel Green Power – Desenvolvimento – Brasil e Uruguai

IFC, International Finance Corporation – Senior Investment Officer para Infraestrutura

Itaú BBA – Área de Project Finance

PSR – empresa que oferece soluções tecnológicas e serviços de consultoria técnica nos setores de energia elétrica e gás natural

Renova Energia – Gerência de estruturação e gestão de dívida, Gerência de finanças corporativas e Gerência de comercialização e novos negócios

Schneider Eletric – Gerência de negócios solares

UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro - Pesquisador do Gesel, Grupo de Estudo do Setor Elétrico do Instituto de Economia

* Alguns entrevistados solicitaram anonimato e não são citados nesta lista.

Roteiro de entrevista com empresas geradoras e associações de setor

1. Visão sobre disponibilidade de recurso para financiamento da energia renovável.
2. Quais são as principais barreiras para o financiamento, discriminadas entre financiamento público subsidiado e privado (bancário e de mercado de capitais).
3. Estão considerando a possibilidade de redução de disponibilidade de financiamento público subsidiado?
4. Estimativa de custo de financiamento no mercado de capitais:
 - a. Debêntures em moeda doméstica.
 - b. Debêntures em moeda estrangeira com proteção cambial.
5. Para empresa que já estruturou *YieldCo* com ativos de energia renovável:
 - a. Quais são os critérios de escolha dos ativos segregados?
 - b. Como acontece a cessão dos ativos?
6. Comentar sobre a possibilidade de criação de *YieldCos* listada no Brasil.
7. Analisar as perspectivas de financiamento via debêntures no Brasil e no exterior.
8. Quais iniciativas do governo seriam mais urgentes para incentivar o financiamento à indústria?



Roteiro de entrevista com instituição financeira

O foco da entrevista foi em geração *utility scale*, uma vez que os entrevistados pertenciam às áreas de *Project Finance* e de *Debt Capital Markets*.

Como a IF trabalha o financiamento à energia renovável

1. Quais áreas da IF analisam os pedidos de financiamento das empresas de energia renovável?
2. São as mesmas áreas que também trabalham com as geradoras de fontes tradicionais?
3. A IF possui metas de financiamento à energia renovável?

Produtos e estratégia comercial

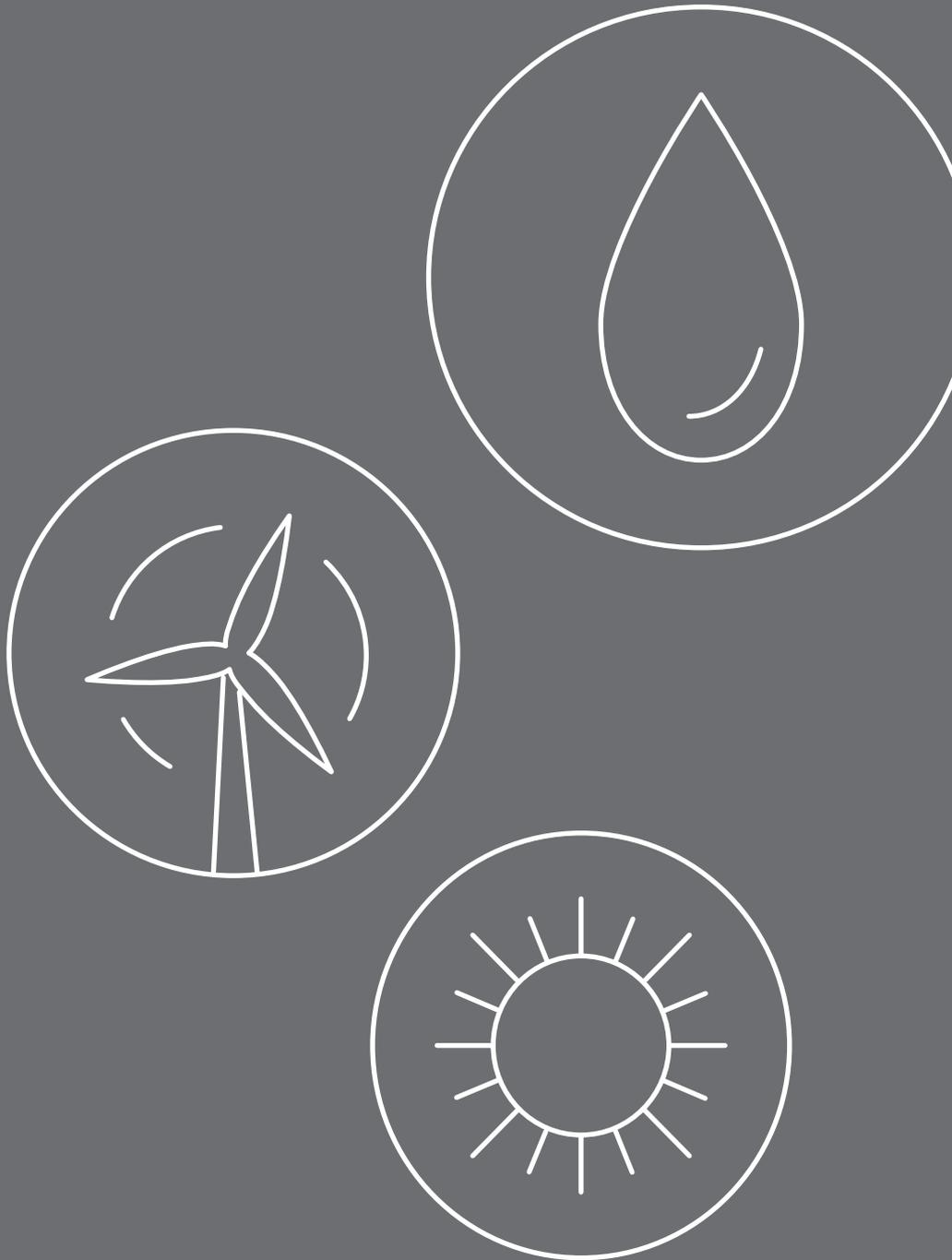
4. Quais são as linhas de crédito oferecidas para projetos de energia renovável (repassa de financiamento BNDES, organismos multilaterais, linhas específicas do banco ...)?
5. Há/houve campanhas, metas e/ou estratégia específicas para energia renovável?
6. De que forma o financiamento bancário pode se pôr como alternativa ao financiamento público subsidiado?
7. A IF possui convênios/parcerias com agentes externos para promoção, conscientização e apoio à tomada de financiamento/fomento a projetos de energia renovável, neste caso com um olhar específico para geração distribuída (fornecedores de equipamentos, associações, concessionárias e outros...)

Estrutura do financiamento

8. Qual a estrutura geral do financiamento? Quais as características em relação a:
 - a. Garantias.
 - b. Índice de cobertura.
 - c. Estrutura do financiamento (capital próprio, empréstimo, outros).
 - d. Forma de pagamento.
 - e. Outros.
9. Outros produtos formulados para apoiar atividades com adicionalidades socioambientais possuem desafios similares à EE na IF?
10. Pode descrever um caso de sucesso no apoio à projeto de energia renovável? Quais foram os fatores críticos de sucesso?

Mercado de capitais

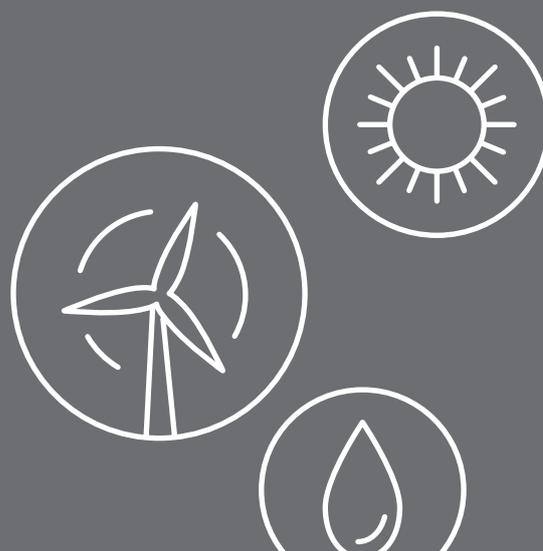
11. Qual é o entendimento da instituição sobre potencial de desenvolvimento de instrumentos financeiros alternativos como *green bonds* e *YieldCos*?
12. Quais fatores influenciam a contratação ou não de um *hedge* cambial, no caso de importação de parte dos equipamentos para geração?
13. Qual o custo do *hedge* e quais instrumentos podem contribuir para sua redução?





Nota de Isenção de Responsabilidade

Este documento foi publicado em nome do CEBDS. Isso não significa que todos os associados do CEBDS endossem ou concordem necessariamente com todas as declarações neste relatório. Fica a critério do leitor usar o relatório ou nele basear-se.





cebds

Conselho Empresarial Brasileiro
para o Desenvolvimento Sustentável