



PROPOSTA METODOLÓGICA PARA FORMULAÇÃO DE POLITICA PARA O DESENVOLVIMENTO DA TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA NO BRASIL

Rafael Andrés Soria Peñafiel

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo
Roberto Schaeffer

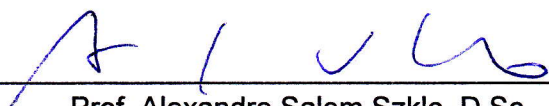
Rio de Janeiro
Agosto de 2016

PROPOSTA METODOLÓGICA PARA FORMULAÇÃO DE POLITICA PARA O
DESENVOLVIMENTO DA TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA NO BRASIL

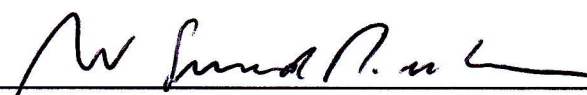
Rafael Andrés Soria Peñafiel

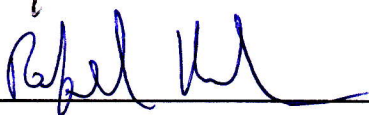
TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

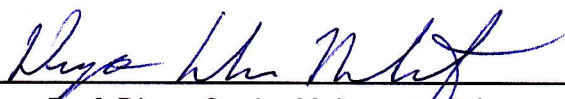

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.


Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.


Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.


Dr. Rafael Kelman, D.Sc.


Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira, D.Sc.


Prof. Diego Cunha Malagueta, DSc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

AGOSTO DE 2016

Soria, Rafael Andrés Peñafiel

Proposta Metodológica para Formulação de Política para o Desenvolvimento da Tecnologia Heliotérmica no Brasil/ Rafael Andrés Soria Peñafiel. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

XVI, 355 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 229 -267.

1. Energia Solar. 2. Planejamento Energético. 3. Concentração Solar. 4. CSP. I. Szklo, Alexandre Salem, *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

A meu pai e minha mãe, que me deram a vida e me ensinaram que a perseverança é
a estrada que conduz ao cumprimento dos sonhos.

À Jeniffer, minha esposa, que sempre me apoiou de forma terna no dia a dia, me
transmitindo otimismo, força e amor.

À Rosy, que apesar da distância sempre me deu força e bom ânimo para superar as
dificuldades que aparecem cada dia.

Dedico também este trabalho aos jovens que têm a coragem de se arriscar a sonhar, a
aprender e a propor ideias bem fundamentadas que sejam a base para a construção
de novas sociedades, que promovam a igualdade, a solidariedade e o respeito pelo
meio ambiente.

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente aos meus professores, Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo, que souberam me orientar acertadamente, sempre com paciência, boa vontade e o bom humor que os caracteriza. Obrigado por terem me permitido explorar diversos temas e metodologias.

Agradeço ao Prof. André Lucena, ao Prof. Diego Malagueta, ao Dr. Rafael Kelman e ao Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira por terem aceito o convite para participar da banca.

Agradeço a CAPES, organismo que financiou meu Doutorado, incluindo o “Doutorado Sanduíche” realizado na Alemanha, Stuttgart. Também agradeço à Cooperação Técnica Alemã (GIZ) e ao Serviço de Intercâmbio Acadêmico (DAAD) da Alemanha. Agradeço também o suporte do CNPq, FINEP, PETROBRAS e Embaixada do Reino Unido em Brasília.

As experiências vividas e o conhecimento adquirido em Stuttgart foram imensuráveis, por isto agradeço especialmente a todos os colegas do Centro Aeroespacial Alemão (DLR) e do Instituto de Uso Racional da Energia e de Energia Renovável da Universidade de Stuttgart (IER). Agradeço especialmente ao Tobias Fichter, Jürgen Kern, Massimo Moser, Jan Tomaschek e Thomas Haasz.

Um especial agradecimento aos colegas do Laboratório de Economia da Energia - CENERGIA: Joana, Susi, Esperanza, Eveline, Mariana, Fernanda, Cindy, Camila, Ana, Lília, Isabella, Larissa, André L., Bruno, Pedro, Raul, Mauro, Rodrigo, Rafael G., Alex, David.

Agradeço aos funcionários do PPE, em especial à Sandrinha e ao Paulo, que sempre me ajudaram em que puderam.

Um agradecimento especial à Jenny, minha esposa, quem sempre caminhou ao meu lado me transmitindo força e me impulsionando a atingir as metas.

Também agradeço muito a toda minha família, por seu suporte incondicional. Obrigado mãe, pai e irmãzinha, os levo no coração.

Finalmente, mas não de forma menos importante, agradeço a Deus, quem me dá a vida e a oportunidade de vivê-la a plenitude. Obrigado pela saúde dos meus seres queridos, e pela sabedoria para tomar decisões acertadas no momento justo.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

PROPOSTA METODOLÓGICA PARA FORMULAÇÃO DE POLITICA PARA O DESENVOLVIMENTO DA TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA NO BRASIL

Rafael Andrés Soria Peñafiel

Agosto/2016

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O setor de energia tem um papel preponderante na transição para uma economia mais sustentável. As opções para diminuir a dependência de combustíveis fósseis devem necessariamente passar pelo maior uso de fontes energéticas renováveis. A tecnologia de concentração solar (CSP), embora não seja ainda muito conhecida no Brasil, tem um potencial importante em zonas específicas do território nacional. Este trabalho propõe uma metodologia para a formulação de política energética renovável no Brasil, especificamente para o desenvolvimento da tecnologia CSP. Esta tecnologia não só é capaz de fornecer eletricidade firme e sem emitir gases de efeito estufa (GEE), permitindo ao Brasil atingir metas de mitigação de GEE, como também pode trazer benefícios para a operação do sistema elétrico, e co-benefícios em termos de geração de emprego e renda para algumas das regiões mais vulneráveis do país. O desenvolvimento da tecnologia CSP gerará também novas indústrias nacionais que poderão concorrer internacionalmente neste novo mercado. O trabalho mostra sequencialmente que: a) a hibridização com biomassa de usinas CSP é uma opção competitiva para o Brasil; b) a operação de usinas CSP, hibridizadas com biomassa ou com armazenamento de energia térmica, aumenta a flexibilidade do sistema elétrico brasileiro; c) o desenvolvimento de uma indústria CSP cria também fontes de emprego e gera renda em zonas carentes da região nordeste do país, onde se encontra o maior potencial para CSP no país.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

METHODOLOGICAL PROPOSE FOR POLICY FORMULATION TO DEVELOP
CONCENTRATED SOLAR POWER TECHNOLOGY IN BRAZIL

Rafael Andrés Soria Peñafiel

August/2016

Advisors: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

The energy sector has a main role in the transition to a more sustainable economy. One of the options to reduce our dependency on fossil fuels must definitely be large scale use of renewable energy resources. Concentrated Solar Power (CSP), though not yet well known in Brazil, has significant potential in specific sites in the country. This study proposes a methodology to formulate a renewable energy policy in Brazil, specifically for the development of CSP. This technology is not only able to supply firm electricity and without greenhouse gas (GHG) emissions, allowing Brazil to achieve GHG mitigation goals, but it also can bring benefits to the operation of the power system and co-benefits, in terms of job and income generation, to some vulnerable locations in the country. The development of CSP technology will also foster new local industries that can compete in the international market. This work shows that: a) biomass hybridization of CSP plants is a competitive option for Brazil; b) the operation of CSP plants, biomass hybridized or with thermal energy storage, increases the power system flexibility; and c) the development of a CSP industry generates job and income in underserved areas of the Northeast region of the country, where most of the CSP potential lies.

Índice

Índice	viii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas.....	xiv
Capítulo I – Introdução.....	1
Capítulo 2 – Estado da arte da tecnologia CSP	16
2.1 <i>Introdução à tecnologia de geração elétrica com CSP</i>	16
2.2 <i>Coletores e receptores</i>	18
2.3 <i>Fluidos de transferência de calor.....</i>	23
2.4 <i>Sistema de armazenamento de energia térmica.....</i>	26
2.5 <i>Sistema de back-up ou de hibridização (BUS)</i>	31
2.6 <i>Bloco de potência.....</i>	36
2.7 <i>Melhor tecnologia disponível (MTD)</i>	37
2.8 <i>Custos das MTD para usinas CSP</i>	45
2.8.1 <i>Custos diretos de capital.....</i>	45
2.8.2 <i>Custos de operação e manutenção (O&M)</i>	49
2.8.3 <i>Repartição de custos em projetos CSP.....</i>	50
2.8.4 <i>Custo nivelado da energia (LCOE) – média mundial.....</i>	55
2.9 <i>Cadeia de valor da tecnologia CSP e modelos de negócio</i>	56
2.10 <i>Estado da tecnologia CSP no Brasil.....</i>	65
Capítulo 3 – Tecnologia CSP competitiva no Brasil.....	71
3.1 <i>Potencial técnico da tecnologia CSP no Brasil</i>	72
3.2 <i>Competitividade da tecnologia CSP no Brasil.....</i>	75
3.3 <i>Modelos competitivos para projetos CSP no Brasil</i>	90
Capítulo 4 – Modelagem de CSP no sistema elétrico e energético do Brasil.....	103

4.1 Desafios para o setor elétrico do Brasil: Alta penetração de ERV e CSP, e uma proposta de modelagem.....	105
4.2 Abordagens metodológicas para modelar alta penetração de ERV e participação de CSP em sistemas elétricos.....	108
4.3 Modelagem de CSP no Brasil usando uma combinação de modelos de expansão e operação do sistema elétrico	111
4.4 Modelagem de CSP no Brasil usando um modelo de expansão do sistema elétrico que usa critérios de operação.....	123
Metodologia	124
Dados para modelar a região Nordeste do Brasil no REMIX-CEM-B	127
Análise de sensibilidade	144
Resultados e discussão	146
4.5 Considerações do capítulo	158
Capítulo 5 – Co-benefícios associados ao desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil	160
5.1 Perspectiva industrial	160
Indústria de manufatura de maquinaria para o setor de energia	164
Indústria química	167
Indústria de manufatura de vidro e espelhos	169
Indústria metálica: tubos e estruturas de aço.....	172
5.2 Perspectiva sócio-econômica.....	174
5.3 Perspectiva ambiental	186
5.4 Considerações finais do capítulo.....	196
Capítulo 6 – Considerações finais - Proposição de política energética para o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil e recomendações para trabalhos futuros	198
6.1 Tipos de política energética	199
6.2 Fases de evolução da tecnologia no Brasil	202
6.3 Pesquisa, desenvolvimento e implementação (PD&I) no curto prazo:.....	205
6.4 Instrumentos de mercado e regulatórios no médio prazo:.....	208
6.5 Instrumentos de mercado e regulatórios no longo prazo:.....	215

6.6 Instrumentos de apoio à política e medidas de informação e educação ao longo do processo:	218
6.7 Resumo das políticas apresentadas	222
6.8 Recomendações de estudos futuros	225
Bibliografia	229
Anexos	268
<i>Anexo A1 - Publicações que fundamentam a Tese</i>	<i>269</i>
<i>Anexo A2 - Publicação: Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. Renewable Energy.....</i>	<i>270</i>
<i>Anexo A3 - Publicação: Hybrid concentrated solar power (CSP)-biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. Energy Policy.</i>	<i>284</i>
<i>Anexo A4 - Publicação: The Role of CSP in Brazil: Insights from a Multi-Model Analysis. AIP SolarPaces Conference Proceedings.</i>	<i>301</i>
<i>Anexo A5 - Publicação: Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: the life cycle side of the story, Energy.</i>	<i>311</i>
<i>Anexo A6 - Publicação: CSP Tools: Comparisson and application of planning tools for grid integration of CSP in Brazil. Capítulo 3,2 do Livro: The Nopa Case – New partnerships for innovation in sustainable development - reflections and achievements</i>	<i>324</i>
<i>Anexo A7 - Descrição do modelo MESSAGE e da aplicação MESSAGE-Brasil....</i>	<i>352</i>
<i>Anexo A8 - Custo e desempenho das tecnologias de geração elétrica adaptados para modelar o sistema elétrico do Brasil.....</i>	<i>354</i>

Lista de Figuras

Figura 1. Árvore de causa-efeito em função do problema que a tecnologia CSP enfrenta no Brasil.....	11
Figura 2. Árvore de decisão que ilustra a metodologia seguida nesta Tese.....	15
Figura 3. Esquema geral do processo CSP.....	17
Figura 4. Famílias de tecnologia CSP.....	19
Figura 5. Sistema solar de geração de eletricidade com armazenamento de energia térmica.....	27
Figura 6. Sistema solar de geração de eletricidade com caldeira auxiliar (BUS).....	34
Figura 7. Participação do tipo de tecnologia CSP nos projetos em operação, construção e comissionamento, desenvolvimento, planejados e anunciados	41
Figura 8. Custo de capital de usinas CSP em função da tecnologia e tamanho de TES	47
Figura 9. Redução do custo de capital de usinas CSP.....	48
Figura 10. Custo de operação e manutenção de usinas CSP	50
Figura 11. Distribuição de custos numa planta CSP de cilindro parabólico de referência	53
Figura 12. Distribuição de custos numa planta CSP de torre solar de referência.....	55
Figura 13. Etapas da cadeia produtiva da indústria CSP	57
Figura 14. Elos da cadeia de valor da indústria CSP	58
Figura 15. Produção de materiais e componentes para a tecnologia CSP, e principais países fabricantes.....	59
Figura 16. Zonas do Brasil com DNI maior a 6,0 kWh/m ² /dia.....	73
Figura 17. Dados de entrada e saída das ferramentas SAM e MESSAGE	84
Figura 18. Interações entre os modelos REMIX-CEM-B, TIMES-TIPS-B e MESSAGE-Brasil	114
Figura 19. Diferença relativa do custo entre cenários que considerem um mesmo valor de carbono, em comparação ao cenário sem valor de carbono.....	119
Figura 20. Despacho típico na região Nordeste – cenário 2DS_GEN em 2030 – semana de verão	120
Figura 21. Despacho típico na região Nordeste – cenário 2DS_GEN em 2030 – semana de inverno	121
Figura 22. Despacho típico na região Nordeste – cenário 2DS_GEN em 2050 – semana de verão	121

Figura 23. Despacho típico na região Nordeste – cenário 2DS_GEN em 2050 – semana de inverno	122
Figura 24. Carga total da região Nordeste em 2013.....	128
Figura 25. Fronteira do sistema da região Nordeste – importações e exportações ...	130
Figura 26. Participação das importações líquidas do Nordeste sobre a carga total do Nordeste (média de 2007 – 2014).	131
Figura 27. Média do custo marginal de operação (CMO) nos subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste no período 2003- 2014	132
Figura 28. <i>Hot-spots</i> FV e CSP na região Nordeste.....	133
Figura 29. <i>Hot-spots</i> de geração eólica na região Nordeste.....	136
Figura 30. <i>Hot-spots</i> de geração hidrelétrica segundo a sub bacia onde operam usinas existentes no sistema elétrico do Nordeste.....	139
Figura 31. Vazão natural média de longo prazo (1931 – 2012) por usina	141
Figura 32. <i>Hot-spots</i> para termelétricas na região Nordeste e linhas de transmissão	142
Figura 33. Evolução da capacidade elétrica no Nordeste do Brasil no cenário base.	147
Figura 34. Geração elétrica no Nordeste do Brasil – cenário base.....	148
Figura 35. Comparação da capacidade instalada entre as sensibilidades e o cenário base.....	150
Figura 36. Comparação da participação de cada geração de cada tecnologia para atender a demanda entre as sensibilidades e o cenário base.....	151
Figura 37. Evolução da matriz de geração elétrica por cenário.....	153
Figura 38. Despacho típico do sistema elétrico do Nordeste no outono de 2040 - cenário BIO.....	155
Figura 39. Geração térmica e geração elétrica líquida em plantas CSP-BIO, outono de 2040, cenário BIO.....	156
Figura 40. Distribuição das companhias que podem integrar a cadeia produtiva CSP	173
Figura 41. Atividade econômica da população com ocupação no Nordeste.....	176
Figura 42. Comparação do impacto ambiental de usinas termelétricas convencionais e CSP.....	188
Figura 43. Comparação do impacto ambiental de usinas CSP hibridizadas com diversos combustíveis e 100% solar.	189
Figura 44. Tipos de políticas energéticas.....	201
Figura 45. Estimativa do grau de conteúdo local CSP no Brasil.....	203
Figura 46. Fases de evolução da capacidade instalada acumulativa CSP no Brasil .	205

Figura 47. Políticas propostas para o desenvolvimento de CSP no Brasil segundo a fase.....	224
--	-----

Lista de Tabelas

Tabela 1. Comparação de parâmetros técnicos, comerciais e econômicos das quatro tecnologias CSP.	22
Tabela 2. Fluidos de transferência de calor e suas propriedades para operação ótima.	24
Tabela 3. Vantagens e desvantagens dos principais fluidos de transferência de calor	26
Tabela 4. Sais fundidos para armazenamento de energia térmica em usinas CSP	28
Tabela 5. Potência CSP no mundo até junho de 2016.....	39
Tabela 6. Principais projetos CSP de cilindro parabólico -junho de 2016.....	42
Tabela 7. Principais projetos de torre solar no mundo até junho de 2016	43
Tabela 8. Evolução de custos no modelo SAM para cilindro parabólico.....	52
Tabela 9. Custos de torre solar no modelo SAM v. 2014	54
Tabela 10. Provedores de coletores solares	62
Tabela 11. Helióstatos, espelhos e superfícies refletoras	63
Tabela 12. Receptores de tubo.....	64
Tabela 13. Receptores centrais	64
Tabela 14. Fluidos de transferência de calor	65
Tabela 15. Armazenamento de energia térmica.....	65
Tabela 16. Superfície estimada com potencial técnico CSP	73
Tabela 17. Potencial técnico da tecnologia CSP no Brasil	75
Tabela 18. Preço médio de contratação por leilão, de 2005 a 2016 (R\$/MWh, a valores constantes)	78
Tabela 19. Preço médio de contratação por leilão, de 2005 a 2016 (R\$/MWh, a valores constantes) – continuação da tabela anterior.....	79
Tabela 20. Preço médio de contratação por leilão, de 2005 a 2016 (R\$/MWh, a valores constantes) – continuação da tabela anterior.....	80
Tabela 21. LCOE da eletricidade produzida em usinas modeladas, ano 2013 – cenário alternativo	83
Tabela 22. Plantas híbridas ISCC de 100 MWe para diferentes custos do GN	89
Tabela 23. Propriedades de espécies da caatinga (por exemplo, jurema-preta)	95
Tabela 24. Regeneração natural de espécies da caatinga (por exemplo, jurema-preta) e a sua capacidade de adaptação ao ecossistema.....	95
Tabela 25. Avaliação da quantidade de biomassa de espécies típicas na caatinga (por exemplo, jurema-preta) e seu potencial energético.....	96

Tabela 26: Propriedades físicas, produtividade, e dados de custo da madeira de jurema-preta.	96
Tabela 26. Comparação do custo dos combustíveis, valores referenciais em 2010....	98
Tabela 27. Resultados da simulação individual para MS=1.2 e FH = 30%.....	101
Tabela 28. Características técnicas das plantas CSP modeladas.....	116
Tabela 29. Custos considerados para modelar as usinas CSP referenciais.....	116
Tabela 30. Características principais do REMIX-CEM-B.....	127
Tabela 31. Fator de capacidade médio mensal para PCHs e termelétricas alimentadas por biomassa no sistema elétrico Nordeste.	128
Tabela 32. Taxa de crescimento da demanda elétrica nacional.....	129
Tabela 33. Capacidades de transmissão entre nós do sistema elétrico do Brasil (MW)	130
Tabela 34. Valores anuais médios da disponibilidade do recurso solar e capacidade instalada mínima por <i>hot-spot</i> solar em 2025.	134
Tabela 35. Valores anuais médios da disponibilidade do recurso eólico e capacidade instalada mínima por “ <i>hot-spot</i> ” eólico em 2025.....	137
Tabela 36. Plantas hidrelétricas modeladas individualmente no sistema elétrico do Nordeste.....	140
Tabela 37. Plantas termelétricas modeladas individualmente no sistema elétrico Nordeste.....	143
Tabela 38. Cenários de sensibilidade modelados no REMIX-NE.....	146
Tabela 39. Participação das importações considerado para a análise do cenário de sensibilidade.....	146
Tabela 40. Evolução das principais características de plantas CSP-BIO no cenário BIO	157
Tabela 41. Empresas brasileiras que produzem componentes para o bloco de potência de termelétricas CSP.....	166
Tabela 42. Empresas químicas brasileiras aptas a produzir sais fundidos para TES.....	168
Tabela 43. Empresas no Brasil aptas a produzir fluidos para transferência de calor.....	169
Tabela 44. Empresas que produzem no Brasil vidro e espelhos em escala industrial	171
Tabela 45. Classificação dos benefícios associados com desenvolvimento de usinas CSP ao longo do ciclo de vida	179
Tabela 46. Resumo dos benefícios econômicos e criação de empregos associados à fase de construção de projetos CSP na Bahia, para dez usinas de 30 MW	181

Tabela 47. Resumo dos benefícios econômicos e criação de empregos associados à fase de operação de projetos CSP na Bahia, para dez usinas de 30 MW.....	181
Tabela 48. Resumo dos benefícios econômicos e criação de empregos na Bahia e no resto do Brasil.....	183
Tabela 49. Resultados dos impactos sócio-econômicos na Bahia e no resto do Brasil de um programa solar CSP de 300 MW de CSP-6hTES, sob quatro cenários de conteúdo local	184
Tabela 50. Comparação da análise de ciclo de vida (fator de emissão de CO ₂) de tecnologias de geração elétrica	187
Tabela 51. Comparação de consumo de água de diversas tecnologias e sistemas de resfriamento.....	192
Tabela 55. Resumo das barreiras, instrumentos e políticas apresentadas.....	223

Capítulo I – Introdução

A formulação e implementação de política pública constitui uma tarefa inevitável da administração do Estado. Segundo o âmbito de ação, a política pública pode ter um caráter transversal ou setorial; e, no relativo ao alcance temporal, pode se dirigir ao curto, médio ou longo prazos. As políticas de longo prazo incidem sobre aspectos estruturais do sistema socioeconômico-ambiental e, portanto, podem ser descritas como políticas de desenvolvimento na medida em que pretendem direcionar a trajetória deste sistema (OLADE 2014). Assim a Política Energética pode ser entendida como uma política setorial de longo prazo, inserida na política transversal de desenvolvimento do país (OLADE 2014). Dado que a política energética é uma política setorial subordinada a uma política macro de caráter transversal, que impacta a diversos setores do sistema econômico, e que é pensada para o longo prazo, é aconselhável que a política energética seja executada como Política de Estado, e não unicamente com fins conjunturais (OLADE 2014).

Entendendo o fato da existência de diversas cadeias produtivas ao interior do sistema energético, a política energética também é composta por políticas transversais (por exemplo, de preços, financeiras, institucionais, tecnológicas, ambientais, de formação de recursos humanos, de uso racional da energia, etc.) e por políticas subsetoriais (por exemplo, para óleo e gás, eletricidade, carvão, fontes alternativas e renováveis, etc.). Assim, o desenho de uma adequada política energética não passa só por uma análise dos possíveis impactos diretos sobre o setor energia – subsetor energético específico-, como também dos impactos indiretos (co-benefícios) sobre os outros setores do sistema econômico. Aliás, a política energética de um país deve se formular não só considerando a situação do seu setor energético, como também os requerimentos de longo prazo frente a eventos globais e regionais de tipo econômico, institucional, financeiro e compromissos frente à mudança climática global.

Esta análise não é trivial nem intuitiva, demandando um adequado planejamento energético, lembrando que o planejamento energético é uma ferramenta da política energética (IEA/IRENA 2011; OLADE 2014). O planejamento energético, tal como a política energética, deve ser sistêmico ou integrado, considerando o conjunto das cadeias produtivas energéticas e todas as interações ao longo da cadeia de

transformação da energia, desde energia primária até energia final, e às vezes até energia útil. A sociedade demanda que o planejamento energético considere também as interações entre o sistema energético e as outras dimensões econômico-sócio-ambientais envolvidas. A este olhar sistêmico dá-se o nome de Planejamento Energético Integrado (PEI) ou Planejamento Integrado de Recursos (PIR) (CEPAL/OLADE/GTZ 2003; OLADE 2014; Swisher et al. 1997). O PEI permite também especificar os procedimentos a seguir num nível subsetorial, sujeito ao cumprimento de diretrizes estratégicas definidas pela Política de Estado. Outra abordagem do PEI se esteia na avaliação dos recursos nacionais (tradicionais e alternativos), e eventualmente na possibilidade de importação ou integração regional, que permitam atender a demanda crescente por determinado energético (CEPAL/OLADE/GTZ 2003; OLADE 2014). Numa visão moderna do PEI, busca-se não só planejar a oferta, mas também a própria demanda, para a qual políticas de eficiência energética e gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), incluindo o desenvolvimento de redes inteligentes (*smart-grid*), são propostas.

O PEI é uma tarefa que necessita de uma equipe multidisciplinar, onde especialistas das diversas áreas do conhecimento contribuem durante o planejamento. Isto aplica-se também ao interior do Governo, onde vários Ministérios discutem o futuro energético do país, envolvendo também bancos de desenvolvimento, prefeituras, representantes do Congresso e Senado, etc. Atualmente, no Brasil, compete ao Conselho Nacional de Política Energética¹ (CNPE) o estabelecimento de políticas energéticas e diretrizes, visando ao desenvolvimento nacional sustentável. O Estado brasileiro exerce através da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, na forma de lei, as funções de planejamento, o qual é determinante para o setor público e indicativo para o setor privado (EPE - MME 2015). O planejamento energético oficial deve garantir o fornecimento de energia visando adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentável (EPE - MME 2015).

O planejamento da operação e da expansão do setor elétrico no Brasil por lei deve respeitar três fundamentos básicos: a segurança do suprimento de energia elétrica no

¹ O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE está integrado pelos ministros de Estado de: Minas e Energia, quem o presidirá; da Ciência e Tecnologia; do Planejamento, Orçamento e Gestão; de Estado da Fazenda; de Estado do Meio Ambiente; de Estado do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; da Casa Civil da Presidência da República; um representante dos Estados e do Distrito Federal; um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia; e um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia. Estas últimas duas vagas não têm sido preenchidas nos últimos anos.

longo prazo, para dar sustentação ao desenvolvimento do país; a modicidade tarifária, para favorecer a competitividade da economia e a inserção social de toda a população no atendimento desse serviço público; e a estabilidade do marco regulatório, com vistas a atrair investimentos para a expansão do setor (EPE - MME 2007). Este marco legal junto a outras questões econômicas, ambientais, sociais, industriais e do próprio mercado influenciam a escolha das tecnologias/usinas que serão construídas para a expansão da oferta do setor elétrico. As tecnologias emergentes de energia renovável devem também cumprir com este marco legal e atender às outras questões mencionadas. Para que as tecnologias emergentes de energia renovável sejam viáveis economicamente numa escala comercial, e assim sejam consideradas como opções para a expansão do setor elétrico, estas devem ainda superar importantes barreiras.

No nível mundial o setor de energia assume um papel preponderante dentro da transição para uma economia mais sustentável. A matriz energética mundial é fortemente baseada em fontes fósseis, o que é um entrave ao desenvolvimento sustentável. Assim, o objetivo de se ter um desenvolvimento com baixa intensidade de carbono, uso racional dos recursos naturais e inclusão social é inviável considerando-se a atual estrutura mundial de consumo energético (Schaeffer et al. 2012). Para o Brasil isto também é um desafio: como atingir metas de desenvolvimento sustentável cumprindo com os princípios estabelecidos pela lei vigente?

Concretamente esta Tese de Doutorado analisa de forma holística os problemas técnicos, econômicos, ambientais, sociais e industriais que dificultam a penetração da tecnologia de Geração Heliotérmica, mais conhecida internacionalmente como tecnologia de Geração Elétrica com Concentração Solar (CSP, do inglês *concentrated solar power*), no Brasil. Esta tecnologia, que é ainda emergente no Brasil, com suas diversas configurações e possibilidades de hibridização, é uma das opções do portfólio de tecnologias para a expansão do parque gerador de eletricidade que contribuiriam para o desenvolvimento sustentável do país. A tecnologia CSP e outras que tornariam possível um desenvolvimento sustentável no Brasil são denominadas por Nogueira et al. (2016) e Schaeffer et al. (2014) como “tecnologias críticas” ou “tecnologias estratégicas” para o Brasil. Segundo os autores, o Brasil deve desenvolver estrategicamente as tecnologias críticas não só pelas razões de sustentabilidade associadas, mas também porque o país tem as características requeridas para

desenvolver localmente estas tecnologias e se posicionar no mercado internacional como um dos seus principais desenvolvedores.

Ao longo desta Tese de Doutorado um exaustivo exercício de PEI foi realizado com o objetivo de fornecer as diretrizes para a formulação de uma política energética de longo prazo para o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. Seguindo os princípios do PEI, este trabalho analisa os diversos benefícios e impactos, tanto no setor energia quanto nos setores econômico, social, ambiental e industrial, que o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil provocaria. O trabalho apresenta uma visão multidisciplinar do tema, uma vez que especialistas de diferentes áreas do conhecimento participaram como co-autores de trabalhos científicos que sustentam esta Tese, listados no Anexo A1 (Ver Tabela A1). Esta Tese testa também a hipótese de que a tecnologia CSP poderia ser viabilizada no Brasil sob uma ótica multidisciplinar, que permitiria entender de forma integrada os benefícios associados ao desenvolvimento da tecnologia no país.

Ressalta-se também a contribuição acadêmica de pesquisadores do Centro Aeroespacial Alemão (DLR) – Instituto de Termodinâmica Aplicada; e da Universidade de Stuttgart, Alemanha – Instituto do Uso Racional da Energia e Eficiência Energética (IER), que aportaram com sua experiência para este trabalho. Uma parte importante da Tese foi desenvolvida durante o Doutorado Sanduíche na Alemanha no âmbito do Programa “Inovação para Novas Parcerias” (iNoPa) financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), a Cooperação Técnica Alemã (GIZ) e o Serviço de Intercâmbio Acadêmico da Alemanha (DAAD).

Embora este Capítulo de Introdução ressalta a importância de que a política energética seja definida sob um olhar integrado e holístico, considerando não só o critério econômico mas também critérios sócio-econômicos, industriais e ambientais, esta Tese foca unicamente na tecnologia CSP. Assim, a recomendação de aplicar uma perspectiva holística, sob a qual todas as tecnologias deveriam ser consideradas por igual desde o começo da análise, aparentemente perde-se ao longo da Tese, que só foca na tecnologia CSP. Devido a várias limitações, o escopo da Tese foi definido para focar unicamente na tecnologia CSP. Entretanto, a metodologia apresentada na sequência é válida para analisar também outras tecnologias de geração elétrica. Assim, uma das recomendações para trabalhos futuros consiste em aplicar a

metodologia de proposição de política energética sugerida também para outras tecnologias.

O Governo Brasileiro está interessado em desenvolver a tecnologia CSP tendo como base o marco legal existente, ou seja, contratando usinas CSP via leilão (EPE-MME 2014a). Por exemplo, no fim de 2014, oito projetos CSP, com uma capacidade total de 240 MW, foram registrados para participar do leilão organizado pelo Governo (EPE 2014a). Entretanto, nenhum projeto CSP foi, à época, contratado (EPE 2014b). Embora a tecnologia CSP tenha um elevado potencial técnico², sob uma perspectiva industrial a tecnologia CSP no Brasil é percebida como uma opção a ser desenvolvida só no longo prazo (Schaeffer et al. 2014). Atualmente o país não fabrica nenhum componente específico da tecnologia CSP, embora o Brasil seja um dos maiores fornecedores de matéria prima para diversas indústrias ao redor do mundo (Schaeffer et al. 2014). A percepção comum é que, num cenário base, o Brasil não adotará a tecnologia CSP no curto e médio prazos, e que nesse período deve-se focar na pesquisa e no desenvolvimento (P&D).

Enquanto o Governo acha a fórmula para desenvolver a tecnologia CSP em nível comercial no Brasil, alguns pequenos projetos começam a aparecer como mostra do grande potencial que alguns setores percebem. O Capítulo 2 apresenta uma visão global do estado da arte da tecnologia CSP no mundo e no Brasil. As principais características da tecnologia, seus componentes e alguns conceitos básicos são brevemente expostos. Finalmente o Capítulo 2 explica qual é a situação de desenvolvimento da tecnologia CSP no mundo e no Brasil, fazendo não só referência à capacidade instalada e à geração elétrica, mas também aos países e empresas participantes dos elos da cadeia industrial de manufatura de componentes específicos para o CSP.

Como se explica no Capítulo 2, a principal vantagem técnica da tecnologia CSP está na possibilidade de fornecer energia firme a qualquer momento do dia, de forma flexível, devido a sistemas de armazenamento de energia térmica (TES, do inglês *thermal energy storage*) e de hibridização (BUS, do inglês *back-up system*). Por outro lado, a principal vantagem ambiental da tecnologia CSP se encontra na possibilidade de fornecer eletricidade sem emissões de gases de efeito estufa (GEE) (ou com

² Maiores detalhes sobre o potencial técnico CSP do Brasil são apresentados no subcapítulo 3.1

baixas emissões de GEE), dependendo da configuração da usina e do combustível de *back-up* usado.

Embora as vantagens técnicas e ambientais associadas à operação de usinas CSP sejam aparentemente valoradas pelos responsáveis do planejamento energético e pelos tomadores de decisão no Governo, a tecnologia CSP ainda não cresceu em importância no Brasil. De fato, estas vantagens técnicas e ambientais não são consideradas especificamente durante o planejamento da expansão do parque gerador. Isto é só uma parte que marca a “situação problema” ou “situação de partida” que se quer modificar através da implementação de uma política energética integral que permita desenvolver a tecnologia CSP no Brasil. O Capítulo 3, Capítulo 4 e Capítulo 5 abordam detalhadamente os diversos ângulos do problema.

O diagnóstico preliminar sobre a situação da tecnologia CSP no Brasil mostra que usinas CSP com configuração padrão³, isto é com TES e BUS a gás natural (GN), ainda não são economicamente competitivas no país frente o atual regime contratual. A explicação deste fato será abordada em detalhe ao longo do Capítulo 3. No Brasil, o custo nivelado da eletricidade (LCOE) gerada por usinas CSP, usando configurações padrão, é muito maior em comparação ao LCOE de outras usinas tradicionais, e inclusive é maior do que o LCOE de usinas renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica (FV). De fato, um dos principais desafios para o desenvolvimento da heliotermia no Brasil está no financiamento do elevado investimento inicial, aspecto que é classificado pelos bancos como de alto risco.

O Capítulo 3 mostra como no Brasil é possível desenvolver usinas CSP alternativas que gerem eletricidade com um LCOE competitivo, capazes de ganhar um leilão de energia renovável, inclusive diante das atuais regras contratuais estabelecidas pelo mecanismo de leilão. O Brasil, contrariamente a outros países do mundo que têm instalado usinas CSP, pode seguir um caminho diferente para o desenvolvimento desta tecnologia porque apresenta características únicas que a favorecem. Por exemplo, a região Nordeste, por um lado, concentra a maior parte do potencial CSP do país, e, por outro lado, a região pode disponibilizar biomassa de boa qualidade e baixo custo que pode ser usada para a hibridização de usinas CSP. Os detalhes sobre a

³ Considerando o padrão internacional. A maior parte das usinas instaladas ao redor do mundo usa GN como combustível de *back-up*, ou usa ciclos combinados solar mais GN (ISCC).

configuração e a operação desta usina CSP hibridizada com biomassa são apresentados no Capítulo 3.

Dado o fato de que o potencial brasileiro para CSP está associado a regiões semiáridas com maior disponibilidade de água e biocombustíveis suplementares do que o percebido em outras regiões com potencial CSP no mundo, que normalmente têm usinas instaladas em regiões desérticas, o caminho de desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil pode ser diferente, aproveitando de suas especificidades.

Durante este trabalho discutem-se as regras do atual sistema de leilão de energia nova. As novas usinas que fornecerão eletricidade ao país são contratadas unicamente levando em consideração o critério de mínimo custo da energia. O atual modelo de leilão não valoriza a flexibilidade de usinas CSP para fornecer ao sistema elétrico energia firme e serviços ancilares⁴ a qualquer momento do dia, nem a possibilidade de produzir eletricidade sem emissões de GEE. Uma limitação importante que impede a atualização das regras do atual sistema de leilão, de forma que valore não só o custo da eletricidade, mas também os diversos benefícios que a tecnologia CSP oferece ao sistema elétrico brasileiro, é a falta de estudos específicos. Na literatura existem poucos estudos preocupados em entender qual é o papel da tecnologia CSP na operação e na expansão do sistema elétrico brasileiro. Uma das razões que explica esta limitação é de ordem metodológica/ferramental. A abordagem metodológica de estudos anteriores resulta insuficiente e limitada para responder com profundidade aos questionamentos levantados. As instituições governamentais que planejam o sistema energético, assim como os diversos centros de pesquisa no Brasil, não usam modelos de planejamento energético capazes de representar apropriadamente a operação de usinas CSP no sistema elétrico brasileiro, tanto

⁴ Serviços ancilares são definidos como aqueles que complementam os serviços principais. No Brasil, entendem-se por serviços principais os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização (INEE 2006). Estes serviços, em um sistema integrado como o brasileiro, caracterizam-se por afetar o sistema como um todo (INEE 2006). Sendo assim, segundo ANEEL (2003), no Brasil são definidos oito tipos de serviços ancilares: controle primário e secundário de frequência, reserva de potência para controle primário e secundário, reserva de prontidão, suporte de reativos, auto-restabelecimento e sistema especial de proteção. Os serviços ancilares são contratados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Estes serviços ancilares podem ser obrigatórios (quando não há remuneração para os mesmos), ou remunerados. No Brasil, dependendo da tecnologia em questão, sete dos oito serviços ancilares poderiam ser providos por plantas CSP (controle primário de frequência, controle secundário de frequência, reserva de potência para controle primário, reserva de potência para controle secundário, reserva de prontidão, suporte de reativos e auto-restabelecimento). Estes são contratados através do Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) e remunerados de acordo com a Tarifa de Serviços Ancilares (TSA).

durante as etapas de planejamento da expansão, quanto da operação. Este é precisamente o segundo tema que caracteriza a situação de partida ou problema inicial.

Á dificuldade em modelar um sistema elétrico como o brasileiro, com participação dominante da fonte hidrelétrica e progressivamente maior participação de tecnologias de energia renovável variável (ERV), soma-se a própria dificuldade para modelar a operação ótima dos sistemas de TES e BUS das usinas CSP. Este trabalho pretende preencher esta lacuna, calculando os benefícios e impactos diretos ao setor de energia, subsetor elétrico, advindos da inserção da tecnologia CSP na matriz elétrica do Brasil. Para tal, duas abordagens metodológicas são exploradas no Capítulo 4: i) ligando modelos de otimização da expansão do sistema energético e do subsetor elétrico com um modelo detalhado de otimização para a operação do setor elétrico; e, ii) usando um modelo de otimização da expansão do setor elétrico que também considera restrições operativas detalhadas durante o cálculo da expansão, assim como durante a otimização do despacho. O objetivo deste capítulo não foi comparar as duas abordagens metodológicas, mas discutir o papel da tecnologia CSP na operação e na expansão do sistema energético e elétrico do Brasil, conforme duas abordagens.

Finalmente, o problema inicial passa pela não valoração dos benefícios sociais, ambientais e industriais advindos do desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. Vários benefícios associados com a tecnologia CSP não são considerados pelo instrumento previsto pela Lei para a contratação de novos projetos elétricos, o leilão.

A “análise socioambiental integrada” executada no planejamento energético decenal (PDE), que tem como objetivo a “avaliação qualitativa das principais interferências associadas ao conjunto de projetos do setor de energia sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras” (EPE - MME 2015), nem sempre tem dado preferência a projetos que apresentem menores impactos e maiores benefícios sociais, ambientais e econômicos, como indica a premissa básica do PDE (Almeida et al. 2016; Fearnside 2014, 2015; Fearnside e Barbosa 2015; Greenpeace Brasil 2013).

Para a análise da expansão de geração hidrelétrica o PDE considera primeiramente uma avaliação processual das usinas hidrelétricas (UHEs), e num segundo momento

uma avaliação socioambiental das usinas previstas no decênio. A avaliação processual estima o ano possível para entrada em operação das UHEs, considerando os prazos necessários para o desenvolvimento dos estudos técnicos de engenharia e ambientais, para o licenciamento ambiental e para a construção das UHEs. A avaliação socioambiental é baseada em nove indicadores⁵ de impactos (ambientais e socioeconômicos) e benefícios socioeconômicos mais frequentemente associados à implantação de UHEs. Assim, Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) e Estudos de Impacto Ambiental (EIA) para a obtenção da licença prévia (LP) são realizados para definir as características finais dos projetos energéticos considerados no planejamento da expansão.

Os estudos citados podem, em certa medida, restringir a localização, tamanho e outras características das usinas candidatas, especialmente para o caso das hidrelétricas e termelétricas. Assim, alguns critérios ambientais e sociais são considerados implicitamente antes de rodar os modelos de expansão do setor elétrico. Mas, uma vez que a necessidade de contratar uma usina ou uma determinada capacidade, seja convencional ou renovável, é detectada ao rodar os modelos de expansão do setor elétrico, o Governo contratará esta usina/capacidade em função do mínimo custo da energia oferecida, segundo as regras do atual leilão, deixando de lado nesse momento decisivo os critérios ambientais, sociais, econômicos e industriais. Portanto, é preciso aprimorar a metodologia de “análise socioambiental integrada” estipulada no planejamento energético para a expansão da oferta elétrica, considerando de forma mais ampla outros benefícios ambientais e socioeconômicos que as tecnologias emergentes de energia renovável apresentam. Este é o caso da tecnologia CSP, cujos benefícios ambientais e socioeconômicos não são plenamente considerados no atual sistema. Além de que considerações sócio-ambientais façam parte das restrições do problema de planejamento energético, deve-se procurar que esses critérios sejam valorados na função objetivo deste problema.

⁵ Os indicadores ambientais de impacto avaliam a perda de vegetação nativa, transformação de ambiente lótico em lêntico, interferência em unidade de conservação. Os indicadores de impacto socioeconômicos avaliam população afetada, interferência em terra indígena, interferência na infraestrutura. Finalmente, os indicadores de benefícios socioeconômicos são geração de empregos, incremento temporário na arrecadação municipal (ISS), incremento permanente na arrecadação municipal (compensação financeira) (EPE - MME 2015).

É importante lembrar que o mecanismo de leilão de energia é apenas um instrumento da política energética para a contratação de novos projetos, mas não a política *per se*. Assim, um melhor sistema de leilão pode ser proposto, para cumprir com metas da política de Estado, para valorar com uma lógica diferente os benefícios e impactos que uma tecnologia gera no âmbito social, ambiental, industrial, energético e econômico.

Desta forma, o planejamento do setor elétrico deveria combinar o critério de mínimo custo da energia com outras variáveis igualmente importantes envolvidas durante a construção e operação das usinas, e deveria elaborar uma política energética integral (estratégia, plano, lei, campanha, instrumento econômico, etc.), de longo prazo, que incentive tecnologias críticas para o Brasil.

O Capítulo 5 discute quais seriam os benefícios e impactos industriais, sociais, econômicos e ambientais provocados pelo desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. Três eixos são abordados nesse Capítulo.

- i) Valoração qualitativa dos impactos positivos sobre o setor industrial brasileiro em termos de criação de novas linhas industriais/companhias e do desenvolvimento da pesquisa em centros de pesquisa e instituições públicas. Apresentam-se quais são as companhias que poderiam adaptar suas linhas de produção para fabricar componentes CSP, e quais são os elos da cadeia industrial onde o Brasil precisaria investir a fim de maximizar o grau de conteúdo local e se posicionar como produtor de componentes CSP no mercado internacional⁶.
- ii) Valoração quantitativa dos impactos diretos, indiretos e induzidos, em termos de geração de emprego e renda, advindos da execução de um “Programa CSP” de médio porte que produza e instale usinas CSP na região Nordeste, onde se encontra a maior parte do potencial CSP do país;
- iii) Valoração qualitativa e quantitativa dos impactos ambientais relacionados à implementação da tecnologia CSP no Brasil. Num primeiro momento, apresenta-se uma discussão qualitativa sobre os impactos ambientais comumente associados à construção e operação de usinas CSP. Depois,

⁶ Bernardelli (2010) indica que Chile, Brasil e México são países latinoamericanos com condições adequadas para desenvolver a tecnologia CSP. Devido ao alto recurso solar (DNI) que o Perú e Bolívia recebem, estes países também têm condições para desenvolver usinas CSP.

uma análise do ciclo de vida para cada uma das opções de expansão do setor elétrico é apresentada.

A Figura 1 sintetiza a situação ou problema inicial que deve ser superada para que a tecnologia CSP seja desenvolvida plenamente no Brasil. Como foi explicado, cada tema será tratado a profundidade no respectivo capítulo.

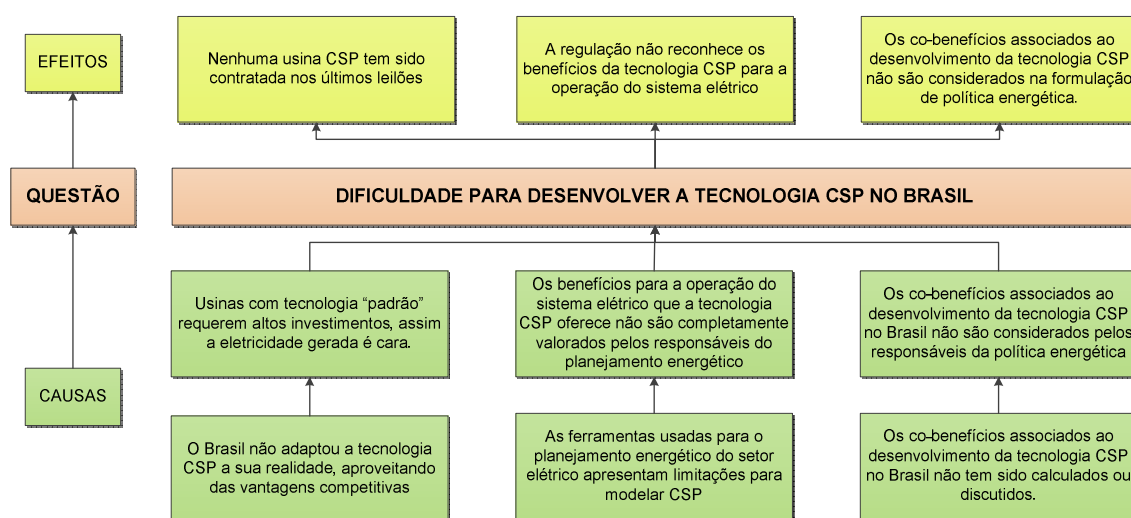


Figura 1. Árvore de causa-efeito em função do problema que a tecnologia CSP enfrenta no Brasil

Os resultados e discussão apresentados no Capítulo 5 guiam a formulação de diretrizes estratégicas para a elaboração de uma política energética que fomente o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. O Capítulo 6 apresenta, com suficiente justificativa de causa, uma série de sugestões que poderiam ser incorporadas à política energética brasileira para acelerar e fortalecer o desenvolvimento da tecnologia CSP no país. Esta proposta considera diversos ângulos, fugindo da análise convencional que privilegia a decisão baseada no mínimo custo apenas, para passar a considerar também questões industriais, sociais, ambientais e econômicas. Ressalta-se a importância de considerar as vantagens da tecnologia CSP para a operação do sistema elétrico brasileiro, fornecendo não só eletricidade firme, mas também reserva operativa e flexibilidade⁷. Precisamente o desenvolvimento de uma regulamentação

⁷ Um sistema elétrico deve ter flexibilidade o suficiente para manter o balanço entre demanda e geração em todo momento (serviço de resposta de frequência) e para fornecer serviços de reserva operativa (Ma et al. 2013; Silva 2010). Tradicionalmente a flexibilidade que os sistemas elétricos precisam tem sido fornecida por geradores síncronos operando a carga parcial e por geradores de partida rápida (*start-up*), como por exemplo, por termelétricas de ciclo aberto a GN (*open cycle gas turbine* -OCGT) ou motores de combustão interna (*internal combustion*

apropriada, onde assuntos como a integração à rede nacional devem ser ainda definidos, é um dos maiores desafios para trabalhos futuros.

Ressaltam-se também os impactos socioeconômicos positivos para a região Nordeste do Brasil, que poderia se beneficiar com fontes de emprego e renda associadas às etapas de construção e operação de usinas solares CSP na região. Propõe-se um reconhecimento econômico para viabilizar a contratação da tecnologia CSP (Capítulo 6), que é uma das tecnologias renováveis que pode contribuir com o desenvolvimento sustentável do país. Promove-se o incentivo à nacionalização da cadeia industrial CSP no Brasil, o que dinamizaria a indústria dando lugar a novas companhias desenvolvedoras de tecnologia de alto valor adicionado. Finalmente, para que a tecnologia se desenvolva, o país deve investir na capacitação das pessoas que trabalharão no planejamento, construção e operação das usinas. Até agora, não existe formação específica e formal para profissões relacionadas à tecnologia CSP no país. Medidas complementares relacionadas a capacitação de mão de obra e fortalecimento do planejamento energético (ferramentas) devem ser estudadas ao longo do processo todo.

Esta Tese aplica a metodologia de formulação de política energética, desde uma ótica integrada, para o caso da tecnologia CSP para geração elétrica, mas a metodologia pode e deveria ser usada também para propor políticas que procurem o desenvolvimento de outras tecnologias críticas para o Brasil.

A Figura 2 apresenta uma árvore de decisão que ilustra a metodologia seguida ao longo deste trabalho. Este fluxograma mostra como as diversas etapas da pesquisa estão articuladas, conduzindo as hipóteses com uma sequência lógica (às vezes com hipóteses paralelas) até chegar à formulação da política energética que permitirá o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. A hipótese central desta Tese, que guia o fluxograma apresentado na Figura 2, é que a tecnologia CSP é uma tecnologia adequada para a expansão do parque gerador no Brasil. A Tese testa esta hipótese

engines- ICE). Um ponto de vista moderno sobre fontes de flexibilidade considera não só geração flexível, mas também, uma demanda flexível, sistemas de armazenamento de energia flexível em grande escala, ampliação de interconexões com outras regiões/países, expansão do sistema de transmissão, aquecimento centralizado flexível e bombas de calor flexíveis (De Boer et al. 2014; Martinsson et al. 2014; Mata et al. 2013; McKenna et al. 2013; Stanojevic et al. 2009; Zhao H. et al. 2015; Zhao P. et al. 2015).

macro, discutindo em cada capítulo diversos pontos de vista do tipo técnico, econômico, sócio-ambiental, industrial e geopolítico que permitem assumir uma posição em relação ao desenvolvimento da tecnologia CSP no país.

O raciocínio apresentado na Figura 2 visa melhorar o processo de planejamento da expansão do setor elétrico para o caso das usinas heliotérmicas. Esta Tese reconhece a importância de um olhar holístico e uma análise abrangente das opções de expansão do sistema energético do Brasil. Entretanto, dado que o escopo desta Tese considera unicamente a tecnologia CSP, entre as recomendações para trabalhos futuros indica-se a necessidade de reproduzir a metodologia apresentada nesta Tese para avaliar outras tecnologias de expansão do parque gerador.

Num primeiro momento, os responsáveis deste planejamento devem responder se a tecnologia CSP é uma das opções viáveis para a expansão do sistema elétrico. Se a resposta for negativa é preciso testar cenários alternativos que considerem as reduções de custo ocasionadas pelo aprendizado tecnológico, assim como incentivos financeiros e fiscais que finalmente viabilizem a tecnologia CSP no Brasil. Se, inclusive num cenário mais favorável à tecnologia, a opção CSP permanecer economicamente inviável, é necessário responder a três perguntas que contêm as razões que influenciam negativamente esta opção. Primeiro, deve-se verificar se o Brasil possui um arranjo tecnológico para a opção CSP que garanta um custo competitivo para a eletricidade produzida. Segundo, deve-se verificar se as ferramentas de planejamento energético usadas frequentemente para modelar a expansão da oferta elétrica conseguem modelar adequadamente a tecnologia CSP. Uma das hipóteses é que os benefícios que esta tecnologia oferece ao sistema elétrico não estão sendo captadas pelos modelos de planejamento energéticos usados. Terceiro, deve-se verificar se existem co-benefícios importantes associados ao desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil, e verificar se estes estão sendo considerados no planejamento e política energética sob uma ótica de planejamento energético integrado. Após a verificação destas três questões, propõe-se a incorporação dos resultados na política energética do setor elétrico brasileiro. Finalmente, deve-se recalcular a expansão do setor elétrico, tendo como uma opção adicional à tecnologia CSP, com suas diversas configurações e possibilidades de hibridização.

Esta tese está baseada em um conjunto de estudos na área de CSP desenvolvidos ao longo do Doutorado do autor deste trabalho, que desenvolveu o tema como autor ou

co-autor nestes outros trabalhos. Estes estudos resultaram em trabalhos científicos (listados no Anexo A1- Tabela A1) cujos resultados principais compõem parte relevante desta tese. Os Capítulos 3, 4 e 5 estão sustentados por estas publicações científicas, como será apresentado.

As conclusões deste trabalho contribuirão para orientar os responsáveis da política energética e os órgãos reguladores do setor de energia na proposição desta política.

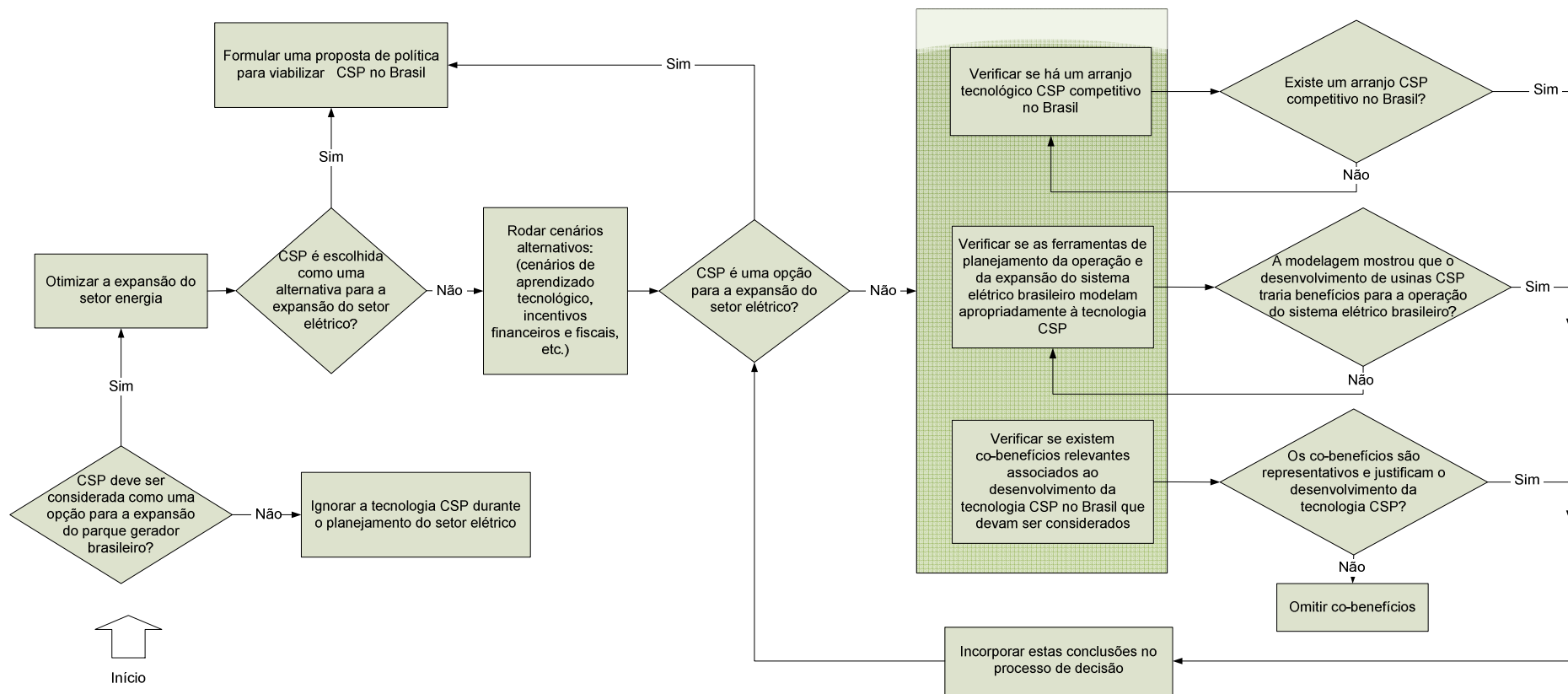


Figura 2. Árvore de decisão que ilustra a metodologia seguida nesta Tese.

Capítulo 2 – Estado da arte da tecnologia CSP

Este Capítulo apresenta os princípios de funcionamento da tecnologia CSP e seus componentes. Também apresenta o estado da arte desta tecnologia no mundo e no Brasil, mostrando quais são as melhores tecnologias disponíveis (MTD) e as configurações mais usadas. Finalmente, este capítulo apresenta qual é a cadeia produtiva da indústria CSP mundial, desde a produção de matéria prima, passando pela manufatura de componentes específicos CSP, até a construção de usinas CSP. Esta base permitirá retomar o tema no Capítulo 5, onde se apresenta com detalhes qual é a situação desta cadeia produtiva no Brasil e quais são as possibilidades que a indústria brasileira tem para desenvolver localmente a tecnologia.

2.1 Introdução à tecnologia de geração elétrica com CSP

As usinas termelétricas CSP concentram a irradiação solar direta normal (DNI) sobre um receptor, localizado no foco do concentrador, para o aquecimento de um fluido que posteriormente fornece o calor necessário para um ou mais de um ciclo termodinâmico de potência (Rankine, Brayton, Stirling e ciclos combinados). Os concentradores solares possuem em geral uma superfície refletora (espelho) com forma parabólica que direciona a DNI a um ponto focal, onde está instalado um receptor pelo qual escoa o fluido absorvedor de calor (Kalogirou 2009).

Após as etapas de concentração de DNI sobre um receptor e da transferência de calor desde o fluido que circula pelo receptor até o foco quente do ciclo termodinâmico de potência, a configuração de uma planta CSP tem muitas similaridades com as termelétricas convencionais, baseadas na conversão mecânica do calor em trabalho, e posteriormente, em energia elétrica, usando um gerador eletromecânico. O processo é ilustrado pela Figura 3.

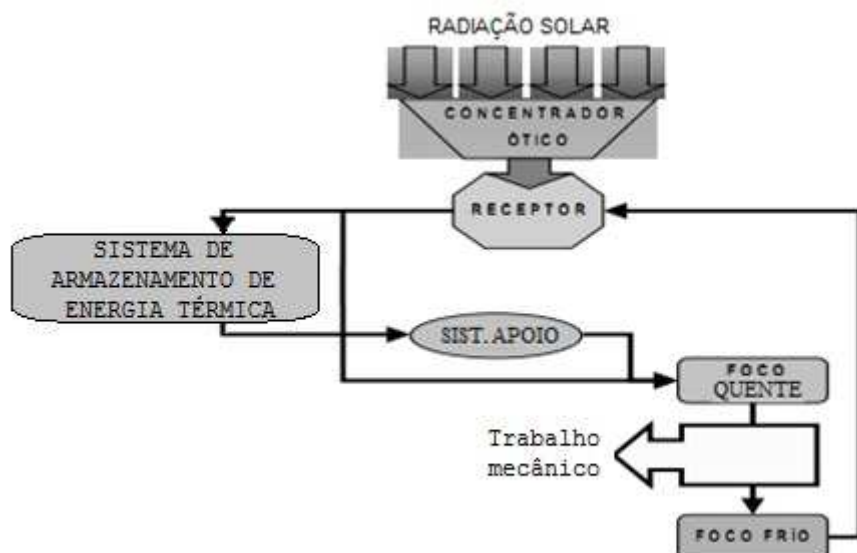


Figura 3. Esquema geral do processo CSP.
Fonte: Soria (2011)

No diagrama da Figura 3 adicionalmente se inseriram laços para sistemas de hibridização ou de *back-up* (BUS, do inglês *back-up system*) e de armazenamento de energia térmica (TES, do inglês *thermal energy storage*), que eventualmente podem servir para gerar eletricidade quando a intensidade da irradiação DNI diminui ou é nula, ou mesmo quando se deseja melhorar a economicidade da planta.

Impende aqui destacar que a tecnologia CSP apresenta vantagens sobre diferentes alternativas de geração elétrica baseadas em energia renovável variável (VRE, do inglês *variable renewable energy*), como a eólica e a solar fotovoltaica (FV). As vantagens são fruto da possibilidade técnica que o armazenamento de energia térmica apresenta para gerenciar o despacho de energia ao longo do dia, incrementando assim o fator de capacidade e as facilidades para atender as cargas no pico ou inclusive operar na base com energia firme unicamente de origem solar (IEA 2008a; Arce *et al.* 2011; Skumanich 2010). Adicionalmente, as plantas CSP podem operar em sistemas híbridos, a partir de diversas formas de hibridização, usando o mesmo bloco de potência para produzir eletricidade firme para, assim, operar na base (IEA 2014a; Montes *et al.* 2011; Zhang *et al.* 2010). Assim, os sistemas de TES e BUS têm impactos positivos sobre a despachabilidade de usinas CSP e sobre a produção anual de eletricidade.

Em resumo, a tecnologia de CSP, pelo fato de possibilitar o armazenamento de energia térmica por várias horas e por permitir hibridização com diversos combustíveis, apresenta boas propriedades de despachabilidade, garante energia firme para o sistema elétrico nacional com alto fator de capacidade, e, pode também fornecer serviços ancilares ao sistema elétrico. Isto chama muito a atenção aos atores do setor energia no Brasil.

Na sequência os principais elementos de uma usina CSP, comercialmente madura, serão apresentados em maior detalhe.

2.2 Coletores e receptores

Uma parte importante do *know-how* para o desenvolvimento do CSP reside na tecnologia para concentração da DNI. Conquanto a irradiação solar seja uma fonte térmica de elevada temperatura (estimada na superfície do sol em 5.777 K), a utilização da mesma nas condições em que chega à superfície terrestre (baixa temperatura) destrói praticamente todo o potencial que tinha para converter-se em trabalho⁸ (Romero 2002). Por esta razão são usadas as tecnologias óticas para concentração solar, que permitem atingir maiores densidades de fluxo de irradiação solar e assim temperaturas mais elevadas (Romero 2002). Numa usina CSP é fundamental a qualidade da irradiação solar direta (potência por unidade de área), expressa em termos de exergia física, magnitude que designa o montante da energia incidente que pode ser convertida em trabalho mecânico num processo perfeitamente reversível (Romero 2002; Brooks *et al.* 2006).

Um coletor solar é formado pelo conjunto de concentrador e receptor, e existem diversas geometrias e configurações. Segundo o tipo de foco e receptor, os coletores solares podem ser classificados em quatro tecnologias CSP, como é mostrado na Figura 4. Os concentradores captam a irradiação solar direta com diferentes fatores de concentração segundo o tipo de superfície de captação e da geometria. A Figura 4 apresenta uma comparação entre os fatores de concentração das quatro tecnologias CSP: cilindro parabólico, torre solar ou receptor central, refletor linear Fresnel e disco com motor Stirling. O último sistema é o menos maduro comercialmente.

⁸ Para aprofundar o conhecimento sobre exergia da irradiação solar recomenda-se ler o estudo de Xu et al. (2011) que aprofunda no cálculo da eficiência energética e exergética de cada etapa de transformação energética numa usina de torre solar.

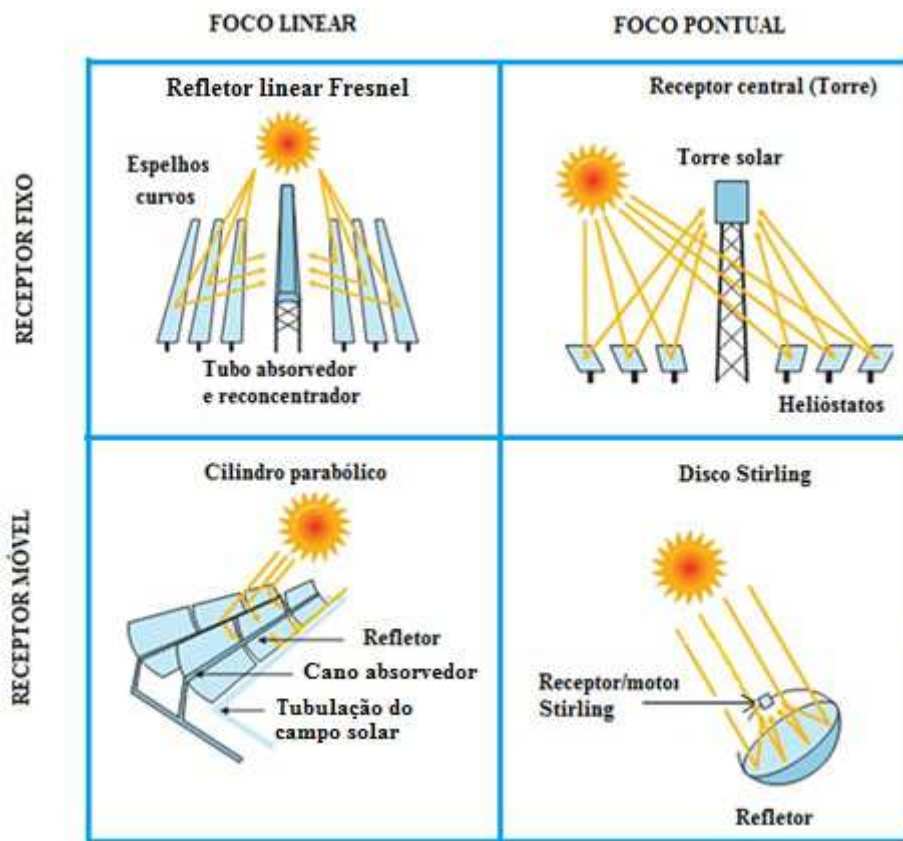


Figura 4. Famílias de tecnologia CSP.

Fonte: IEA (2014a), traduzido do inglês e adaptado pelo autor.

Os receptores são classificados como fixos e móveis. Os receptores fixos são dispositivos estacionários cuja posição é independente do movimento dos coletores. Neste tipo de receptor é mais fácil o transporte do fluido de transferência de calor a altas temperaturas até o bloco de potência, pela proximidade entre os dois pontos, do que nos sistemas com receptores móveis. Os receptores móveis se deslocam conjuntamente com o sistema coletor ao longo do dia.

Por sua vez os focos são classificados como lineares e pontuais. O foco linear implica que o coletor seguirá o sol ao longo do dia usando um único eixo de rotação no plano horizontal, focando desta forma a irradiação sobre uma linha. O foco pontual é conseguido devido ao acompanhamento do sol por parte do coletor usando dois eixos de rotação, refletindo assim a irradiação incidente sobre um ponto, onde é instalado o receptor. Os sistemas com focos pontuais permitem, em geral, atingir temperaturas mais elevadas.

O campo solar, definido como a superfície efetiva total de abertura dos receptores, pode ser formado por coletores lineares, como os de cilindro parabólico e receptores Fresnel, ou, com heliostatos, cujo ponto focal está no alto de uma torre solar. Em usinas de cilindro parabólico os espelhos côncavos são distribuídos no campo solar em filas paralelas, enquanto que em plantas de torre solar os heliostatos distribuem-se em anéis concêntricos ao redor da torre.

O múltiplo solar (MS) é a superfície instalada do campo solar expressa como múltiplo da superfície do campo solar requerida para operar o bloco de potência na sua capacidade nominal (plena carga) diante de um valor de radiação considerado para o desenho do projeto (NREL 2014a). Se não houver perdas parasíticas e perdas de energia térmica, um MS igual a um asseguraria que o calor necessário para que o bloco de potência opere a plena carga está sendo proporcionado pelo campo solar instalado. Dado que a usina operará na maior parte do tempo fora do valor de irradiação de projeto e dado que existem perdas importantes de energia térmica ao longo do processo de conversão de energia, o MS geralmente é maior que a unidade.

O valor ótimo do MS é um dos principais parâmetros de desenho a serem definidos. Para uma determinada localidade, o dimensionamento do MS ótimo depende também do dimensionamento ótimo da capacidade do sistema de armazenamento de energia térmica e da capacidade e uso ótimo do BUS (Soria 2011). Em geral, o incremento da área do campo solar incrementa a produção de eletricidade da usina, assim o LCOE do projeto reduz. Entretanto, durante as épocas quando o recurso solar é maior à média o sobredimensionamento do campo solar gerará uma produção de energia térmica maior da que é possível aproveitar no bloco de potência e manejar em outros sistemas auxiliares. Nesta situação, o defocamento de parte dos coletores (*dumping*) é necessário para manter o controle da usina. Por outro lado, durante as horas do ano quando a irradiação DNI é menor a de projeto, a usina operará a carga parcial. Assim, trata-se de um equilíbrio entre “operar mais horas a plena carga” versus “dumping aceitável”.

Na medida em que o tamanho do campo solar incrementa além do ponto ótimo, os custos de instalação e de operação e manutenção (O&M) começam a ser mais significativos, reduzindo a rentabilidade do projeto. Portanto um MS ótimo deveria: i) maximizar o tempo do ano no qual o campo solar gera suficiente energia térmica para operar o bloco de potência a capacidade nominal ii) minimizar os custos totais (de

instalação e de O&M); iii) usar os sistemas de TES e de BUS da forma mais eficiente e custo efetiva possível. Em geral, uma abordagem que permite encontrar o MS ótimo, a capacidade ótima do sistema de TES e a capacidade ótima do BUS é baseada na minimização do LCOE.

A Tabela 1 resume algumas das características técnicas, econômicas e comerciais das quatro tecnologias CSP.

Tabela 1.Comparação de parâmetros técnicos, comerciais e econômicos das quatro tecnologias CSP.

			Tecnologia CSP			
			Unidade	Linear Fresnel	Cilindro Parabólico	Torre Solar (receptor central) Disco Parabólico
Parâmetros técnicos	Potência típica por usina	MW	1-200	10-200	10-200	0,01-0,40
	Temperatura de operação	°C	50-300	50-400 (típico 390°C)	300-2.000 (típico 565°C)	150-1.500 (típico 750°C)
	Eficiência pico	%		20,0	23,0	29,4
	Eficiência líquida (média anual)	%	8-10	11-16	15-30	20-30
	Fator de concentração	vezes	25-200	80-200	300-1.000	1.000-4.000
Parâmetros comerciais	Estágio comercial - maturidade tecnológica		Protótipos-demonstração	Disponível comercialmente, mais usada na atualidade.	Disponível comercialmente	Protótipos-demonstração
	Risco tecnológico		Médio (com GDV)	Baixo	Médio	Alto
	Desenhos híbridos		Sim	Sim	Sim	Sim
	Demanda de área		Médio	Grande	Médio	Pequeno
	Custo relativo (entre tecnologias CSP)		Muito baixo	Baixo	Alto	Muito alto
Parâmetros econômicos	Custo por potência instalada: CAET=com armazenamento de energia térmica; SAET= sem armazenamento de energia térmica; GDV= geração direta de vapor.	USD/W	3,0 – 4,0 (SAET); 4,1 – 5,8 (CAET_ até 2h)	3,1 - 5,1 (SAET) ; 4,4 - 10,1 (CAET_ até 8h);	2,5 – 4,1 (SAET); 4,2 - 10,2 (CAET_até 15h)	12,57 (SAET)
	Custo de O&M	cent. USD/kWh	...	1,2 -2	3,4	21

Fonte: Baseado em Arvizu et al. (2011), Baharoon et al. (2015), Barlev et al. (2011),EIA (2015), Fernández-García et al. (2010), IEA (2014), Lodi (2011), Lovegrove et al. (2011), Nixon et al. (2010), Platzer e Dinter (2016), Purohit (2010), Soria (2011), SBC (2013), Viebahn et al. (2008). Recopilação e elaboração própria.

2.3 Fluidos de transferência de calor

O fluido de transferência de calor pode operar na planta CSP de duas formas: i) diretamente usando uma configuração de um só circuito primário; ou ii) indiretamente através de trocadores de calor usando a configuração circuito primário-secundário. Esta última opção é a mais usada na atualidade, especialmente em usinas de cilindro parabólico (Baharoon et al. 2015; CSP TODAY 2014; NREL 2014b). Por exemplo, é comum a operação de usinas que usam óleo sintético como fluido de transferência de calor no circuito primário (campo solar) e usam sais fundidos como meio de armazenamento de energia térmica no circuito secundário. É importante ressaltar a diferença entre fluido de transferência de calor e fluido de trabalho. Este último é o fluido que circular através do ciclo termodinâmico de potência.

Cada uma das quatro tecnologias CSP apresentadas na Figura 4, apesar de terem o mesmo princípio de funcionamento, tem características técnicas bem distintas, como mostrado na Tabela 1, o que faz com que cada tecnologia use o fluido de transferência de calor e o fluido de trabalho mais adequado. Por exemplo, o fluido de transferência de calor mais utilizado nas plantas CSP de cilindro parabólico atualmente é o óleo sintético, ideal para a faixa de temperatura (300 - 400°C) na qual este tipo de usina opera. Operando nesta faixa de temperatura o óleo sintético não se degrada. O óleo sintético é atualmente a opção de menor custo entre as possibilidades (Miller e Lumby 2012).

Os fluidos de transferência de calor devem cumprir com as seguintes propriedades: alta temperatura de operação e alta estabilidade térmica, boas propriedades de transferência de calor, baixas perdas de energia durante o transporte, baixa pressão de vapor, baixo ponto de “congelamento” (ponto de mínima fluidez), baixa permeabilidade ao hidrogênio da tubulação de aço e baixo custo (Lang 2009).

A Tabela 2 apresenta a composição química e as propriedades de alguns dos óleos sintéticos comerciais usados como fluido de transferência de calor em usinas CSP.

Tabela 2. Fluidos de transferência de calor e suas propriedades para operação ótima.

Nome	Tipo	Temp. mín. (°C)	Temp. máx. (°C)	Ponto de mínima fluidez+ (°C)
Caloria HT 43	Hidrocarboneto mineral	-12	315	-12
TherminolVP-1	Di-fenil e óxido difenil	12	400	12
Therminol 59	Óleo sintético	-45	315	-68
Therminol 66	Óleo sintético	0	345	-25
Dowtherm Q	Óleo sintético	-35	330	n.d.
Dowtherm RP		n.d.	330	n.d.
Dowtherm A	26,6% Bifenil, 73,5% DPO	12	400	12
Dowtherm XE	DPO	27	400	27

Nota: n.d.: Não disponível; DPO: óxido di-fenil. +: O ponto de mínima fluidez (às vezes chamado apenas de ponto de fluidez) é a temperatura em que o óleo deixa de fluir sob a força da gravidade, é conhecida também como temperatura de “congelamento” do óleo, causado pela cristalização das parafinas presentes no mesmo. Fonte: Lang (2009) e NREL (2014a)

Em usinas de torre solar, que atingem maiores temperaturas em seu receptor, são utilizadas três possibilidades de fluidos de trabalho: vapor, sais fundidos e ar. O óleo sintético tende a não ser utilizado por se degradar nas temperaturas de operação da torre solar (Miller e Lumby 2012).

O projeto Archimede (planta de ciclo combinado ISCC⁹) na Itália, operando desde 2010, de 5 MW, é a primeira planta de cilindro parabólico a usar sais fundidos como fluido de transferência de calor, além de seu uso também como meio de armazenamento de energia térmica num sistema direto¹⁰ de dois tanques (NREL 2014b). Essa planta é unicamente demonstrativa. O uso de sais fundidos tanto no campo solar, quanto no sistema de armazenamento térmico, elimina a necessidade de trocadores de calor caros, diminuindo os custos da planta (NREL 2010a). Contudo, os sais fundidos congelam-se a temperaturas relativamente altas, de 120 – 220 °C, indicando que devem ser tomadas precauções especiais (penalidade energética por uso de caldeiras auxiliares para manter a temperatura mínima) e assim evitar que isso aconteça no interior da tubulação durante a noite (NREL 2010a). O aquecimento direto de sais fundidos ainda não está disponível comercialmente.

⁹ ISCC: *Integrated Solar Combined Cycle*

¹⁰ No sistema de armazenamento de energia térmica direto, o fluido de transferência de calor que circula pelo campo solar é o mesmo que recebe o calor nos tanques de armazenamento. Desta forma, elimina-se a necessidade de trocadores de calor. Um sistema indireto usa um fluido para transportar o calor proveniente do campo solar e outro fluido como meio de armazenamento de energia térmica, através de um trocador de calor (NREL 2010a).

O vapor de água não apresenta algumas características indesejáveis dos óleos sintéticos utilizados na tecnologia de cilindro parabólico, como serem tóxicos, poluentes, explosivos, com alto custo de produção e baixa temperatura de trabalho, tipicamente 315 -400°C (Cipollone et al. 2013).

O vapor é o fluido de transferência de calor e fluido de trabalho em diversas plantas da Espanha, como a PS10 (geração direta de vapor - GDV). O uso de vapor como fluido de trabalho apresenta como vantagem o fato de não necessitar de trocadores de calor, uma vez que o vapor gerado no campo solar pode ser diretamente utilizado na turbina a vapor (Milani 2014). Este arranjo, porém, apresenta escoamento multifásico¹¹ e altas pressões de trabalho, sendo tais condições ainda um desafio.

O sistema que opera com sais fundidos necessita de trocadores de calor e de um sistema de *back-up* que forneça o calor necessário para evitar que a temperatura dos sais fundidos seja menor do que o ponto de fusão (220 °C). Contudo, tais sais apresentam como vantagem a alta temperatura que atingem sem se degradarem, aproximadamente 600 °C.

A utilização de ar como fluido de transferência de calor e como fluido de trabalho também é uma alternativa para o aumento da temperatura de trabalho. O arranjo com ar ainda está sendo estudado: uma referência neste caso é o centro de pesquisa de Julich, na Alemanha (Henneck et al. 2008). O ar, porém, possui uma desvantagem: sua baixa capacidade térmica. Sendo assim, transporta pouco calor, o que compromete seu desempenho como fluido de transferência de calor. A Tabela 3 apresenta os principais fluidos de trabalho e suas características.

¹¹ Escoamento simultâneo de dois ou mais fluidos com propriedades diferentes por uma tubulação. O termo também é usado para situações quando por uma tubulação flui uma mistura de água e vapor de água.

Tabela 3. Vantagens e desvantagens dos principais fluidos de transferência de calor

Fluido de transferência de calor	Plantas	T _{max} (°C)	Desvantagens	Vantagens
Óleo mineral	SEGS I-III	<400	Inflamável	-
Oleo sintético	SEGS IV-IX/ Andasol	<400	Inflamável/ tóxico/custo	-
Água/Vapor	<i>Solar One</i> / PS10/ PS20/PE1/PE2	300	Altas pressões/custo/	Baixo custo/ inerte
Sal fundido (nitrato)	Thermis/ <i>Solar Two</i>	600	Temp. fusão/ corrosivo	-
Ar	Julich	700	Desempenho	Baixo custo

Fonte: Py et al. (2013), NREL (2016)

2.4 Sistema de armazenamento de energia térmica

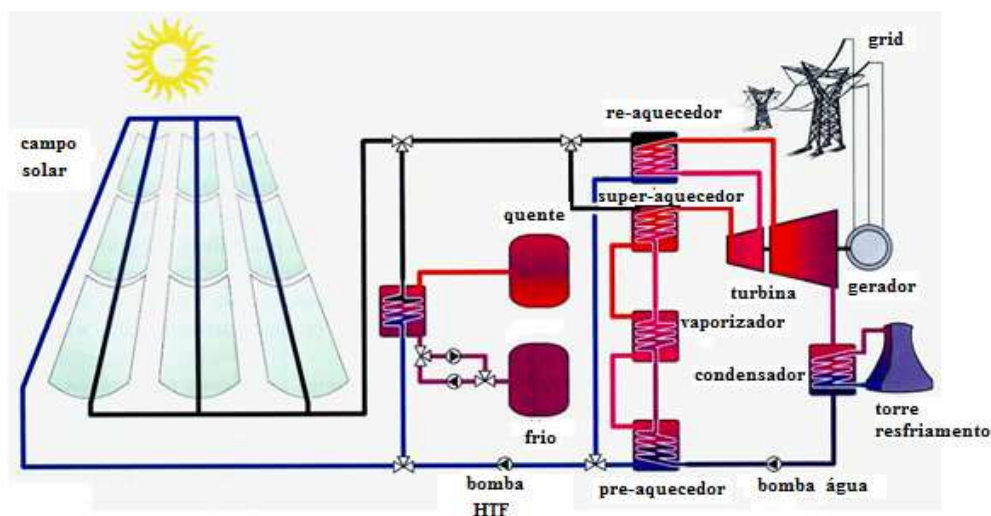
Um sistema de armazenamento de energia térmica (TES) é dimensionado em horas de armazenamento de energia térmica necessárias para operar o bloco de potência a plena carga. Comumente refere-se a esta capacidade em horas. A literatura em inglês refere-se a “*full load hours –FLH*”.

Se um sistema TES é parte da planta, o calor do sol coletado durante o dia pode ser armazenado em sistemas térmicos, atualmente baseados em óleos sintéticos e sais fundidos, para reter a energia térmica durante algumas horas (Baharoon et al. 2015; IEA 2014a). À noite, o calor pode ser extraído do armazenamento para ativar o ciclo de potência de forma contínua. O principal benefício de usar sistemas de armazenamento de energia térmica em plantas CSP é que elas podem gerar energia elétrica fora do horário de operação regular, quando já não há mais sol, com elevada flexibilidade.

O TES mais usado comercialmente na atualidade baseia-se em um sistema de dois tanques (um a baixa temperatura e outro a alta temperatura), trocadores de calor, fluido de transferência de calor, meio de armazenamento de energia térmica e um sistema de controle apropriado (Baharoon et al. 2015; PSA 2015). Em momentos de excesso de energia térmica, parte dela é transferida como calor para um meio de armazenamento (sal fundido, óleo, concreto, etc.), através de um trocador de calor. Após, o fluido do tanque mais frio será aquecido e direcionado ao tanque mais quente. Em momentos de baixa irradiação, períodos nublados ou mesmo à noite, o fluido

quente do tanque de armazenamento pode ser reconduzido ao trocador de calor, para desta vez transferir calor ao bloco de potência.

A capacidade de produzir uma quantidade de energia firme a qualquer hora tem um valor especial para uma usina do ponto de vista do operador do sistema elétrico. O despacho de usinas CSP com TES (energia firme e com alta flexibilidade) pode ajudar o operador do sistema a controlar melhor a variação da demanda ao longo do dia e a queda abrupta na geração das ERV, especialmente quando isto acontece nos picos.



A primeira usina CSP que entrou em operação no mundo, em 1985, a planta SEGS I na Califórnia, já incluiu um sistema de armazenamento de energia térmica direto com dois tanques despressurizados, calculados para uma capacidade máxima de 3 horas. Este sistema, que operou até 1999, usou óleo mineral (seu nome comercial era

“Caloria”) como fluido de transferência de calor no campo solar e também como meio de armazenamento de energia térmica.

Posteriormente, dada a evolução da tecnologia CSP, orientada a operar com temperaturas maiores para melhorar a eficiência do ciclo de potência, foram desenvolvidos novos fluidos de transferência de calor à base de misturas de óxido bifenil-difenil, comercialmente conhecidos como Terminol VP-1 e Dowtherm-A (NREL 2010a; Arvizu et al. 2011) (Ver Tabela 2 e Tabela 3). Para que estes novos produtos pudessem ser usados como fluidos de transferência de calor e também como meio de armazenamento, deveriam ter sido armazenados em tanques pressurizados, fato que encareceria o sistema e dificultaria a manufatura dos tanques para o tamanho requerido. Assim, o uso destes fluidos foi destinado unicamente para a transferência de calor. Desde então outros tipos de fluidos/meios começaram a ser explorados para o armazenamento de energia térmica.

Posteriormente, foram desenvolvidos sistemas de armazenamento de energia térmica com sais fundidos, fundamentalmente contendo misturas de NaNO_3 e KNO_3 (Viebahn et al. 2008; Fernández-García et al. 2010). Os sais fundidos mais usados atualmente na indústria CSP e suas principais propriedades estão listados na Tabela 4.

Tabela 4. Sais fundidos para armazenamento de energia térmica em usinas CSP

	Hitec Solar Salt	Hitec	Hitec XL - sal com $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$	Misturas com LiNO_3
Composição (%)				
NaNO_3	60	7	7	
KNO_3	40	53	45	
$\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$		40		
LiNO_3			48	
Ponto de congelamento* (°C)	238	142	120	120
Temperatura máx. superior (°C)	593	538	500	550
Densidade a 300 °C (kg/m^3)	1.889	1.640	1.992	
Viscosidade a 300 °C (cp)	3,26	3,16	6,37	
Capacitância térmica a 300 °C (J/kg-K)	1.495	1.560	1.447	

Nota: * Esta é também a temperatura mínima de operação.

Fonte: NREL (2014a) e Lang (2009)

Os sais fundidos congelam-se (ponto de fusão) a temperaturas relativamente altas, de 120 a 220 °C (Pacio et al. 2013), o que afeta a eficiência do ciclo termodinâmico. Precauções especiais devem ser tomadas para evitar que os sais fundidos congelem-se no interior da tubulação, por exemplo os aquecendo até uma temperatura mínima

que garanta sua permanência no estado líquido, usando uma caldeira auxiliar no BUS, com a consequente penalidade energética (NREL 2010a). O limite superior de temperatura dos sais fundidos, ainda hoje em pesquisa, é 600°C, temperatura que permite inclusive a operação de turbinas de vapor supercríticas ou de ciclos combinados ISCC (Lang 2009; PSA 2015; Tiznobaik e Shin 2013).

O uso de sais fundidos como meio de armazenamento de energia térmica em sistemas indiretos de dois tanques, como acontece em plantas operando na Espanha e nos Estados Unidos, representa o estado da arte de usinas CSP (CSP TODAY 2016; NREL 2016). Maiores detalhes na Tabela 7.

Como dito, a torre atinge maiores temperaturas em seu receptor. Sendo assim, caso o fluido térmico de trabalho aproveite este calor, é possível o armazenamento de energia por mais tempo do que com a tecnologia de cilindro parabólico. Por exemplo, a torre Gemasolar possui um TES de 15 horas (Lilliestam et al. 2012). Esta foi a primeira planta CSP a operar por 24 horas consecutivas (Lilliestam et al. 2012). Sendo assim, a tecnologia de torre solar com TES se mostra uma opção que pode operar tanto na base, quanto no pico.

A torre solar possibilita tanto o sistema de armazenamento direto quanto indireto. O mais utilizado atualmente no sistema da torre é o sistema indireto com dois tanques. O meio de armazenamento destes é, geralmente, sais fundidos. Há ainda, porém, a possibilidade de se utilizar um meio de armazenamento sólido como o concreto em um sistema passivo¹² (Gil et al. 2010). A planta de Jülich armazena a energia térmica usando um material cerâmico (Henneck et al. 2008).

Por um lado, o armazenamento de energia térmica representa custos de capital maiores, mas por outro lado assegura o incremento do fator de capacidade da planta e sua despachabilidade, diminuindo assim o LCOE da eletricidade gerada. A questão está, então, em estimar o número ideal de horas de armazenamento térmico que fariam com que a planta se torne atrativa tanto economicamente quanto no seu

¹² Os sistemas de armazenamento de energia térmica podem ser classificados em ativo e passivo. Os sistemas passivos transferem o calor devido a princípios físicos básicos como a condução, radiação e convecção de calor, sem usar dispositivos eletromecânicos para transferir o calor (bombas re-circuladoras, ventiladores, etc.) (IEA 2013). O sistema ativo necessita de um sistema de convecção forçada (bombeamento e de trocador de calor) (IEA 2013). O sistema ativo atinge maiores velocidades nos processos de carga e descarga de energia térmica, mas o custo da planta é maior (Barnes et al. 2011).

desempenho. Dependendo da finalidade da planta, só umas poucas horas de armazenamento térmico são suficientes para permitir à planta CSP atingir 70% da capacidade nominal por algum tempo (Arce et al. 2011). Não existe um protocolo ideal para definição do tamanho ótimo, tanto em termos de potência, quanto em termos de TES. O projeto ótimo é função do recurso solar em cada lugar geográfico, das regulações (tarifas horárias, incentivos económicos, etc.) e da carga de energia de cada região. Ao final, o dimensionamento de uma usina CSP (com TES e BUS) na lógica do investidor tem por objetivo maximizar o lucro, cumprindo com os padrões de custo e qualidade da energia. Entretanto, o Operador Nacional do Sistema (ONS), na lógica do bem estar comum, pode também designar às usinas CSP um papel específico na operação do sistema elétrico.

Assim, é de especial interesse a análise da relação entre as principais variáveis do dimensionamento de uma usina CSP: tamanho do TES, tamanho do campo solar, produção anual de eletricidade, fator de capacidade, custos de capital e o LCOE. A relação entre estas variáveis foi analisada para o caso de usinas CSP de cilindro parabólico no Brasil por Soria (2011) e Soria et al. (2014). Estas relações podem variar em função da aplicação e do regime de operação desejados (Estela/SolarPaces/Greenpeace 2016; IEA 2014a).

Assim, o principal benefício do sistema de armazenamento de energia térmica não só tem sido a redução do LCOE, mas também o incremento do valor da planta que ganha capacidade firme e melhores características de despachabilidade, permitindo assim às plantas CSP competir com plantas termelétricas convencionais para fornecer energia firme na base e inclusive no pico da demanda (Coelho et al. 2012; IEA 2014a; Servert et al. 2016). Adicionalmente, as usinas CSP podem também fornecer serviços ancilares ao sistema elétrico, da mesma forma que as usinas convencionais como termelétricas e usinas hidrelétricas (Servert et al. 2016; Thrän et al. 2015).

Não obstante, o armazenamento térmico não pode suprir o papel do sistema de *back-up* para os dias nos quais a irradiação direta não é suficiente para manter a segurança operacional da usina, lidar com as flutuações da DNI, e também para gerar eletricidade (Arce et al. 2011; IEA 2014a).

2.5 Sistema de *back-up* ou de hibridização (BUS)

O sistema de *back-up* ou de hibridização (BUS, do inglês *back-up system*) permite que a planta solar possa também operar inclusive quando a irradiação solar DNI é baixa ou nula, garantindo sua despachabilidade e segurança operacional. Para isto se usa parcialmente um combustível de *back-up*. A hibridização pode ser feita com combustíveis fósseis (geralmente com GN) ou com diversas formas energéticas a partir da biomassa (madeira, resíduos agroindustriais, biogás ou biodiesel) (Arvizu et al. 2011; Cot et al. 2010; Peterseim et al. 2013, 2014a, 2014b; Soria et al. 2015a), melhorando as propriedades de despachabilidade da tecnologia, ao elevar o seu fator de capacidade. Para conseguir este respaldo ou hibridização, a usina deve contar com uma caldeira auxiliar.

A hibridização tem diferentes objetivos dependendo da quantidade da fração de hibridização (FH)¹³. O consumo de combustíveis de *back-up* em quantidades consideráveis (mais do que 25% do total de energia primária anual que entra na planta) tem como objetivo a geração de energia elétrica durante horas da noite, rápido início de geração em horários de pico ao longo do dia, geração durante dias nublados e, além disso, visa ajustar a quantidade de energia fornecida segundo a demanda “instantânea” do sistema, melhorando assim as propriedades de despachabilidade e o fator de capacidade (Fernández-García et al. 2010; IEA 2010, 2014a; Trieb et al. 2014). Por outro lado, o consumo de combustível de *back-up* em quantidade baixa (aproximadamente 2% do total de energia primária anual que entra à planta) procura manter a temperatura mínima no sistema térmico da planta, evitando que o fluido de transferência de calor (óleo sintético, sais fundidos, etc.) e o meio de armazenamento de energia térmica (sais fundidos) “congele-se” durante a noite e em dias frios (IEA 2010; NREL 2005; Larraín et al. 2010; Fernández-García et al. 2010; etc.). Pequena capacidade de BUS também é requerida para lidar com as flutuações da DNI (transientes). O dimensionamento do BUS, o consumo do combustível de *back-up* e o tipo de combustível permitido dependem da legislação de cada país.

¹³ A fração de hibridização (FH) determina a quantidade de calor que a caldeira de *back-up* entrega à turbina durante as horas em que o calor gerado no campo solar (e no sistema de armazenamento de energia térmica, se for o caso) não é suficiente para operar o ciclo de potência em sua capacidade nominal. Geralmente esta fração representa a proporção da capacidade nominal da turbina que pode operar com o vapor fornecido pela caldeira. Por exemplo, uma FH de 25% significa que 25% da capacidade nominal da turbina operará com o vapor produzido na caldeira. Entretanto, o conceito de FH pode mudar segundo o modo de operação e segundo diferentes autores.

Nos Estados Unidos, o *Public Utilities Regulatory Policies Act* – PURPA restringiu o uso do GN para a hibridização de plantas CSP em nível nacional, sendo que não mais do que 25% do total de energia térmica efetiva anual¹⁴ que entra na planta termelétrica pode vir desse combustível fóssil (NREL 2005; Fernández-García et al. 2010). Contudo, no estado de Nevada existe uma particularidade: só é permitido gerar com o combustível de *back-up* (GN) 2% do calor suplementar, sendo que essa quantidade mínima tem por objetivo evitar o congelamento do fluido de transferência de calor (Fernández-García et al. 2010; Montes et al. 2009). Por exemplo, a usina *Nevada Solar One* conta apenas com uma pequena caldeira de GN para evitar o congelamento do fluido térmico.

Na Espanha, a quantidade de hibridização de plantas CSP foi determinada inicialmente pelo Decreto Real 436/2004, que limitava o uso de GN ou propano a 12% da produção anual de eletricidade no “modelo tarifário”, e a 15% no “modelo *premium*” para manter a temperatura do tanque de armazenamento de energia térmica e assim compensar a falta de irradiação solar que pode afetar a entrega da eletricidade prevista (Fernández-García et al. 2010). Estas frações foram ainda mantidas pelo Decreto Real 661/2007 (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España 2007). Entretanto, o DR 667/2007 tem sido modificado consideravelmente desde então. Desde 2013 a geração elétrica produzida com combustível de *back-up* fóssil não recebe tarifa premium, ficando este incentivo só para usinas CSP hibridizadas com biomassa ou biogás (Jefatura del Estado de España 2013).

Na Itália, o Decreto 11/4/2008, que incentiva as plantas termelétricas com energia solar, permite a hibridização sem se preocupar com a quantidade de insumo do combustível suplementar para a planta. Assim, as tarifas de incentivo são somadas sobre o preço de venda da energia, sempre que exista o componente solar na geração. As tarifas de incentivo são proporcionais à participação solar (“*solar fraction*”), variando de 28 c€/kWhe para uma participação solar¹⁵ de 85%, 25 c€/kWhe para uma participação solar entre 50-85% e 22 c€/kWhe para uma participação solar menor que 50% (GSE 2008; Fernández-García et al. 2010). O decreto italiano não apenas é flexível com relação à quantidade de hibridização, mas também determina que deva ser instalado um BUS mínimo, de potência igual a 1,5 kWh¹⁶/m² de campo

¹⁴ Entrada medida em energia primária

¹⁵ Fração da produção anual de eletricidade que deve ser produzida com fonte solar.

¹⁶ kWh térmico.

solar (GSE 2008; Fernández-García et al. 2010). Adicionalmente na Itália, se a planta solar for integrada com outra fonte renovável (por exemplo, biomassa), a planta híbrida recebe um Certificado Verde pela eletricidade produzida com fontes de energia renovável, segundo o Mecanismo de Certificados Verdes, na faixa de 18-22 c€/kWhe (Fernández-García et al. 2010).

De forma similar à Itália, na Argélia o Decreto Executivo N. 04-92 do 25/03/2004 incentiva as fontes renováveis, incluindo as termelétricas solares com hibridização a GN. Assim, é estabelecido um prêmio sobre o preço de venda da eletricidade segundo a participação solar, desde 200% da tarifa prêmio para uma participação solar maior a 25%, até o 100% da tarifa prêmio para uma participação solar entre 5-10% (MEM-Algerienne 2004). Em Israel, as regulações permitem até 30% de *back-up* com combustível fóssil (Fernández-García et al. 2010).

É crucial definir claramente a metodologia para determinar a máxima quantidade de hibridização permitida, neste caso, estabelecendo se o Brasil regulamentará este critério segundo a energia primária anual contida no combustível de *back-up* (como nos Estados Unidos), ou de acordo com a energia elétrica anual produzida com o sistema de *back-up* (como na Espanha), ou conforme um sistema de medição próprio.

De forma similar ao dimensionamento do TES, o tamanho do BUS também deve ser otimizado levando em consideração o seu propósito: a) geração elétrica; b) fins operativos – por exemplo, evitar o congelamento do fluido térmico dentro da tubulação e dos sais fundidos nos tanques de armazenamento. O BUS também deve ser otimizado segundo a regulação do país, o preço e disponibilidade do combustível de *back-up* e a operação do sistema segundo a carga (por exemplo, eficiência operando com carga parcial). A seção 2.4 explica com maiores detalhes a questão da hibridização de usinas CSP.

Existem duas configurações para a operação de um sistema de hibridização: o modo de operação de mínimo nível de *back-up* e o modo de operação suplementar. No modo de operação de mínimo nível de *back-up*, a FH define a quantidade de hibridização como uma função do calor gerado no campo solar (e do armazenamento de energia térmica, se for o caso), para cada hora, e da capacidade nominal da turbina. No modo de operação de mínimo nível de *back-up*, o sistema de hibridização ativa-se quando o calor gerado no campo solar não é suficiente para operar a turbina à

plena carga. Se a turbina operar à plena carga somente com o calor gerado no campo solar, o sistema de *back-up* não liga. Por exemplo, para um FH de 0,75, a caldeira de *back-up* ativa-se sempre que o calor gerado no campo solar for inferior a 75% da capacidade nominal do bloco de potência. Por sua vez, o regime de operação suplementar adota um sistema de *back-up* de capacidade máxima constante, que opera de forma permanente para atender, na caldeira suplementar, o mínimo do calor requerido pela turbina a vapor. Neste regime, o tamanho do sistema do *back-up* é definido pelo produto da FH e da capacidade nominal do bloco de potência. Maiores detalhes em NREL (2014).

A Figura 6 apresenta uma configuração com caldeira de *back-up*, mas sem sistema de armazenamento de energia térmica.

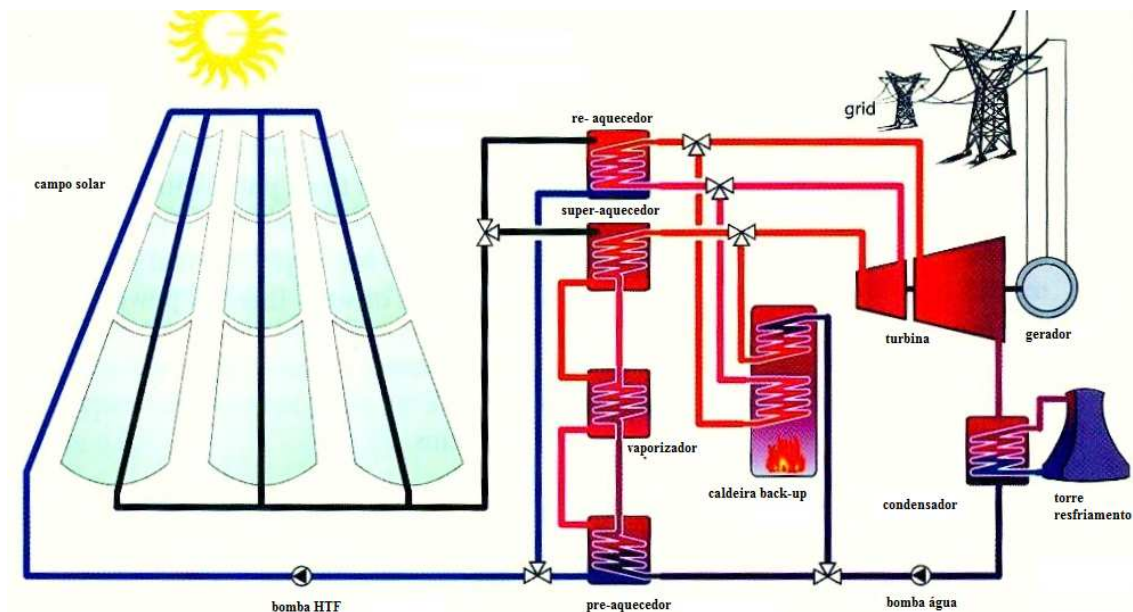


Figura 6. Sistema solar de geração de eletricidade com caldeira auxiliar (BUS)

Fonte: DGS (2005), traduzido do inglês.

No caso da hibridização com gás (GN, biometano ou gás produto da gaseificação de biomassa), as plantas têm um tempo de resposta rápido com relação à mudança da quantidade de energia demandada. O uso de GN fornece flexibilidade para atender rapidamente variações na carga. Neste caso o modo de operação pode ser de “mínimo nível de *back-up*”. Por outro lado, também seria possível contar com plantas CSP hibridizadas com biomassa sólida (combustão em caldeira a biomassa), que devido a sua menor flexibilidade, numa visão mais conservadora, entende-se que

podem operar no modo de “operação suplementar”. De forma similar, é possível hibridizar usinas térmicas existentes (de carvão, resíduos sólidos, bagaço de cana de açúcar e geotermia) instalando um campo solar junto à usina térmica (Burin et al. 2016; Corona et al. 2015; Peterseim et al. 2012, 2013; Zhao, P. et al. 2015). Esta é uma das formas de re-potenciar usinas existentes, para incrementar sua eficiência de conversão de energia e diminuir custos de operação.

Alguns trabalhos apresentam esta estratégia conservadora para o despacho de usinas CSP hibridizadas com biomassa sólida, com o objetivo de assegurar uma operação eficiente da caldeira a biomassa, próxima a sua potência nominal (Pérez e Olmo 2011; Peterseim et al. 2014; Soria et al. 2015a; Srinivas e Reddy 2014).

Assim, uma turbina a vapor pode operar a média carga durante a noite, sem nenhuma redução importante de eficiência (Peterseim et al. 2014). Por outro lado, Coelho et al. (2012) modelaram diversas estratégias flexíveis de despacho de usinas CSP hibridizadas com biomassa. Estes autores destacaram o importante papel do TES para balancear as variações do recurso solar, e ressaltaram a necessidade de mais pesquisa para melhorar a flexibilidade e a eficiência das caldeiras para biomassa sólida. Estes autores sugeriram ainda que uma melhor caldeira a biomassa é necessária, caracterizada por baixa inércia térmica, que possa ligar e desligar rapidamente para enfrentar as variações do recurso solar e também para operar a média carga durante a noite.

Recentemente Thrän et al. (2015) apresentaram uma revisão sobre o estado da arte das tecnologias melhoradas para o aproveitamento da biomassa sólida. Estes autores mostraram que, atualmente na Alemanha, 30% das termelétricas que produzem vapor a partir da combustão da biomassa sólida fornecem flexibilidade ao sistema elétrico, enquanto os 11% estão em processo de preparação para fazê-lo, instalando sistemas de controle e automação adicionais. Estas plantas oferecem também alguns serviços ancilares ao sistema elétrico alemão: controle positivo e negativo de potência. Assim, caldeiras flexíveis para biomassa sólida estão sendo desenvolvidas e em pesquisa. Neste sentido, usinas CSP hibridizadas com biomassa sólida poderão operar com alta flexibilidade, especialmente quando estas têm TES para fornecer despachabilidade e firmeza (Coelho et al. 2012; Servert et al. 2016; Thrän et al. 2015).

Este trabalho de tese usará as duas abordagens para modelar o despacho de usinas CSP hibridizadas com biomassa. O Capítulo 3 aborda o problema usando uma estratégia operativa de “operação suplementar”, enquanto o Capítulo 5 testa a operação seguindo a estratégia de mínimo nível de *back-up*, assumindo que no longo-prazo caldeiras flexíveis para biomassa sólida estarão disponíveis comercialmente.

2.6 Bloco de potência

O bloco de potência numa usina CSP tem características similares às de uma usina termelétrica convencional. Especificamente, uma planta CSP de cilindro parabólico ou de torre solar, de características similares as que operam atualmente no mundo com ciclo Rankine, operará com um bloco de potência baseado em turbina a vapor idêntica àquela usada numa termelétrica convencional, por exemplo, à turbina de uma usina a carvão. De fato, a familiaridade com esta tecnologia é também uma das vantagens que a indústria CSP possui. Todos os componentes usados no bloco de potência têm maturidade comercial e sua manufatura, instalação e operação são dominados plenamente, também no Brasil.

Para algumas das novas configurações CSP, que ainda estão em fase de pesquisa, espera-se desenvolver algumas inovações tecnológicas no bloco de potência. Por exemplo, espera-se que usinas de ciclo Rankine possam operar com turbinas supercríticas. Outros ciclos de potência como o Brayton, Stirling e ciclos combinados (Rankine mais Brayton, sobretudo) estão também em pesquisa. Existe grande expectativa sobre o uso de ciclo Brayton em usinas CSP de receptor central (capazes de atingir maiores razões de concentração solar, portanto maiores temperaturas de operação) usando ar como fluido de transferência de calor e também como fluido de trabalho. Embora existam projetos pilotos em operação testando esta configuração (usina Jülich), trata-se de uma tecnologia com potencial no médio e longo prazos. Em Israel e na Espanha (Plataforma Solar de Almería) existem plantas demonstrativas de torre solar que usam ciclo Brayton, onde biogás ou gás sintético, produto da gasificação da biomassa, são usados como combustível secundário (de *back-up*) (Aora 2015; PSA 2015).

Atualmente, usinas CSP de cilindro parabólico ou de torre solar operando comercialmente usam majoritariamente ciclos Rankine. Recentemente, várias usinas operando em ciclo combinado ISCC também entraram em operação comercial (neste

caso, trata-se de plantas cujo vapor gerado com a fração solar contribui ao vapor do ciclo Rankine).

Plantas demonstrativas CSP que usam Ciclo Rankine Orgânico (ORC) também despertam grande interesse ao redor do mundo pelo fato de poderem operar em zonas de relativamente baixa irradiação DNI, num ciclo termodinâmico com temperaturas relativamente baixas, com instalações modulares de fácil instalação e que podem operar com relativamente boa flexibilidade para lidar com variações da DNI e da carga. Alguns exemplos são: o projeto piloto Ottana, de 1,2 MW, em construção na cidade de Sardenha-Itália, que consiste em CSP (refletores lineares Fresnel) com TES usando ORC, como uma opção flexível de geração distribuída (Demontis et al. 2016). Outra aplicação inovadora consiste no uso de CSP (cilindro parabólico) e ORC para repotenciar usinas existentes de cogeração a biomassa na Europa Central (Sterrer et al. 2014), ou configurações similares para tri-geração para prédios (Desideri et al. 2015). No Brasil, a Universidade Federal de Itajuba (UNIFEI) tem um sistema de ORC de 5 kW com concentradores cilíndrico parabólicos (CPFL 2016).

A energia mecânica gerada por turbinas é transformada em energia elétrica usando geradores. O gerador elétrico é uma tecnologia disponível no mercado nacional e internacional. Não existem especificidades para geradores instalados em usinas CSP: trata-se do mesmo tipo de equipamento usado numa termelétrica convencional.

2.7 Melhor tecnologia disponível (MTD)

As melhores tecnologias disponíveis (MTD) para usinas CSP serão analisadas nesta seção. A Tabela 5 apresenta a consolidação da potência CSP no mundo até junho 2016, segundo o status: anunciado, em planejamento, em espera, em desenvolvimento, em construção, em operação. Segundo a classificação do CSP TODAY (2016) o status “anunciado” engloba as menções de interesse em desenvolver plantas CSP que a imprensa publica, mas das quais não existe evidência de progresso. Projetos “em planejamento” são aqueles que já têm estudos de factibilidade ou pré-factibilidade. A categoria “em espera” é usada para projetos suspensos temporariamente por algum imprevisto. Projetos “em desenvolvimento” incluem aqueles empreendimentos à procura de financiamento, licenças e construtores. Atividades como preparação do terreno, construção de caminhos de acesso já são indícios de que o projeto está em etapa de construção. Existe uma etapa de

comissionamento, nela realizam-se todos os testes prévios à conexão da usina ao grid. Neste trabalho os projetos em etapa de comissionamento são contabilizados entre os projetos “em construção”. Finalmente, os projetos “em operação” são aqueles que já fornecem eletricidade para à rede.

Segundo CSP TODAY (2016), até junho de 2016 registraram-se 121 projetos CSP em operação com uma potência nominal total de 4.918 MW, que está concentrada em poucos países. A Espanha e os Estados Unidos são responsáveis por 47% e 38% da potência CSP em operação no mundo, respectivamente. As razões do sucesso do desenvolvimento da tecnologia CSP nestes países estão atreladas a políticas específicas de incentivo, como mostram Fernández-García et al. (2010), REN21 (2016) e Soria (2011). No cenário internacional também destacam-se China, África do Sul, Marrocos, Índia, Chile, Israel e Arábia Saudita, com mercados CSP em rápido crescimento.

Tabela 5. Potência CSP no mundo até junho de 2016

Potência nominal (MW)						
Países	Operação	Construção + Comissionamento*	Desenvol- vimento	Em espera	Em planejamento	Anunciado
África Sul	200	200	300		3.650	1.115
Alemanha	2					
Arábia Saudita		93			180	
Argélia	25				7	510
Argentina			110	20		
Austrália	5	52		434	365	20
Brasil			4		2	50
Canadá	1					
Chile	10	110	370	170	105	1.075
China	5	439	684	143	1.545	2.012
Chipre				50	50	
Dinamarca	1	17				
Egito	20		250	130	100	
EAU	0				1.200	
Espanha	2.305					
Estados Unidos	1.892			2.956		0
França	2	12	9			
Grécia			50	75		
Índia	235	28	10	30	380	50
Irão			17			
Israel	6	121	123		180	10
Itália	8	1	237		127	
Jordão				1		
Quênia						20
Kuwait		50	60			
Líbano					3	50
Marrocos	183	351			400	
México		12				
Namíbia			22		50	
Omã	7	1.021				
Portugal				8		
Qatar	1					
Tailândia	5					
Tunísia			50	100		2.005
Turquia	5					
Zimbábue			120			
Total	4.918	2.507	2.416	4.117	8.344	6.917

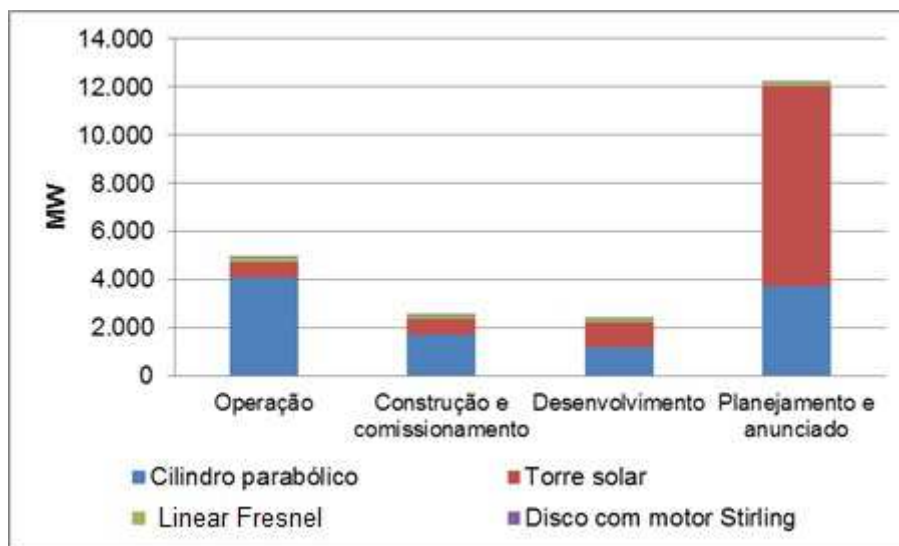
Nota: * Em etapa de comissionamento estão duas usinas: 6 MW na Austrália e 1 MW na China.

Fonte: Elaboração própria, baseado em dados de CSP TODAY (2016).

Conforme os dados de CSP TODAY (2016), até junho 2016, 83% da potência em operação era baseada na tecnologia de cilindro parabólico, e apenas o 13% correspondia à de torre solar. A tecnologia de cilindro parabólico foi a mais usada para a instalação das usinas CSP operando atualmente no mundo, ela está presente em 96% e 71% da potência instalada na Espanha e nos Estados Unidos, respectivamente.

Na mesma data, registraram-se também 32 projetos CSP em construção/comissionamento, somando uma potência nominal total de 2.507 MW. A tecnologia de cilindro parabólico continua sendo importante nestas novas usinas, 69% da potência a entrar em operação no médio prazo está baseada nesta tecnologia.

A tecnologia de torre solar ganha maior importância no longo prazo. A possibilidade de operar a maiores temperaturas, incrementando assim a eficiência do ciclo termodinâmico e diminuindo os custos nivelados da energia, são razões importantes para acreditar no desenvolvimento desta tecnologia no longo prazo. Isto é evidente ao analisar o tipo de tecnologia CSP a ser usado nas plantas em estado de desenvolvimento, planejamento (incluindo também projetos anunciados), onde a participação da torre solar é de 44% e 68% respectivamente (CSP TODAY 2016). Vide Figura 7. Segundo a mesma fonte, atualmente a capacidade total de usinas do tipo torre solar em estado de desenvolvimento, planejamento e anunciado soma 9,4 GW.



Nota: A categoria de anunciados/em planejamento não considera 3 GW para os quais ainda não foi definido a tecnologia a ser utilizada

Figura 7. Participação do tipo de tecnologia CSP nos projetos em operação, construção e comissionamento, desenvolvimento, planejados e anunciados

Fonte: Elaboração própria, baseado em CSP TODAY (2016)

O fato de que as usinas de cilindro parabólico sejam atualmente as mais difundidas no mundo pode ser explicado como uma decorrência de que esta tecnologia foi a primeira a ser implementada no mundo, no complexo solar SEGS, na Califórnia na década de 80 (Py et al. 2013). A Tabela 6 apresenta o estado da arte no mundo com relação ao tamanho e configuração de novas usinas CSP de cilindro parabólico e sua capacidade de TES.

Como mostra a Tabela 6, a tendência em tecnologia de cilindro parabólico é a instalação de usinas de capacidades maiores que 50 MW (tamanho limitado pela regulação para as usinas instaladas na Espanha até 2012) e sistemas de armazenamento de energia térmica de capacidade considerável (3h -12 h). O armazenamento de energia térmica por 6h – 7,5h já é hoje um fato para usinas de cilindro parabólico. Isto as permite atingir fatores de capacidade da ordem de 36 - 41% (IEA 2014a).

A Tabela 7 apresenta o estado da arte no mundo com relação ao tamanho e configuração das principais usinas CSP de torre solar e sua capacidade de TES.

Tabela 6. Principais projetos CSP de cilindro parabólico -junho de 2016.

Projeto	País	Cap. (MW)	TES (h)	Estado
Ilanga	África do Sul	100	4,5	Desenvolvimento
Ilanga II ¹⁷	África do Sul	150	4,5	Planejamento
KaXu Solar One	África do Sul	100	3	Operação
Xina Solar One	África do Sul	100	5	Construção
Bokpoort	África do Sul	55	9,3	Operação
Kathu	África do Sul	100	4,5	Construção
Enerstar María Elena ISCC	Chile	170	12	Em espera
Pedro de Valdivia 1 (Phase I)	Chile	90	2,6	Anunciado
Pedro de Valdivia 2 (Phase I)	Chile	90	2,6	Anunciado
Pedro de Valdivia 3 (Phase II)	Chile	90	2,6	Anunciado
Pedro de Valdivia 4 (Phase II)	Chile	90	2,6	Anunciado
Inner Mongolia	China	550	n.d.	Anunciado
Ningxia ISCC	China	100	n.d.	Em espera
Sichuan Abazhou	China	100	n.d.	Anunciado
Hebei Enfa Zhangjiakou	China	100	n.d.	Desenvolvimento
Rayspower	China	100	n.d.	Planejamento
Urat Middle Banner	China	100	n.d.	Desenvolvimento
Kom Ombo	Egito	100	4-6	Em espera
Shams 1	EAU	100	0	Operação
Mojave Solar Project	Estados Unidos	280	0	Operação
Genesis Solar 1	Estados Unidos	125	0	Operação
Genesis Solar 2	Estados Unidos	125	0	Operação
Fort Irwin	Estados Unidos	500	n.d.	Em espera
Solana	Estados Unidos	280	6	Operação
Hyder Valley 1	Estados Unidos	200	n.d.	Em espera
Kingman	Estados Unidos	200	4-6	Em espera
Diwakar	Índia	100	4	Planejamento
KVK Energy Ventures	Índia	100	4	Planejamento
Guajarat Solar One	Índia	28	9	Construção
Godawari Green Energy	Índia	50	0	Operação
Megha	Índia	50	0	Operação
Abhijeet	Índia	50	0	Construção
Ashalim Plot A	Israel	110	4,5	Desenvolvimento
Shneur	Israel	120	n.d.	Planejamento
Noor I	Marrocos	160	3	Operação
Noor II	Marrocos	200	5	Construção
Airlight Energy Ait Baha	Marrocos	3	12	Operação

Nota: n.d. significa que a informação não está disponível.

Fonte: CSP TODAY 2016, CSP WORLD 2014, CSPplaza 2015; Enerstar 2014, NREL 2016 e Philibert 2014

¹⁷ África do Sul planeja também as usinas Ilanga 3, Ilanga 4, Ilanga 5, com similares características.

Tabela 7. Principais projetos de torre solar no mundo até junho de 2016

Nome da planta	País	Cap (MW)	TES (h)	Meio de armazenamento de energia térmica	Fluido de transfer. de calor	Estado
Khi Solar One	África do Sul	50	2	Água	Água	Operação
Redstone	África do Sul	100	12	Sais fundidos	Sais fundidos	Desenvolv.
Jülich	Alemanha	1,5	1,5	Cerâmica	Ar	Operação
Jemalong	Austrália	1,1	3	Sais fundidos	Sais fundidos	Construção
Lake Cargelligo	Austrália	3	n.d.	Grafite	Água	Operação
Sundrop	Austrália	1,5	0	Não	Água	Construção
Atacama-1	Chile	110	17,5	Sais fundidos	Sais fundidos	Construção
Copiapó	Chile	260	14	Sais fundidos	Sais fundidos	Desenvolv.
Beijing Badaling	China	1,5	1	n.d.	n.d.	Operação
Dahan -Yanqing	China	1	1	Água/óleo	Água	Operação
Golmund	China	200	15	Sais fundidos	Sais fundidos	Construção
Qinghai Delingha	China	270	3,5	Sais fundidos	Água	Desenvolv.
Supcon	China	50	2,5	Sais fundidos	Sais fundidos	Construção
Gemasolar	Espanha	19,9	15	Sais fundidos	Sais fundidos	Operação
PS10	Espanha	11	1	Água	Água	Operação
PS20	Espanha	20	1	Água	Água	Operação
Crescent dunes	E.U.A	110	10	Sais fundidos	Sais fundidos	Operação
Crossroad	E.U.A	150	10	Sais fundidos	n.d.	Planejamen.
Ivanpah facility	E.U.A.	377	0	Não	Água	Operação
Palen	E.U.A.	500	0	Não	Água	Desenvolv.
Rice solar	E.U.A.	150	n.d.	Sais fundidos	Sais fundidos	Desenvolv.
Sierra SunTower	E.U.A.	5	0	Não	Água	Operação
Themis	França	1,4	1	Sais fundidos	Sais fundidos	Operação
ACME Bikaner	Índia	2,5	0	Não	Água	Operação
Ashalim Plot B	Israel	121	0	Não	Água	Construção
Noor III	Marrocos	150	8	Sais fundidos	Sais fundidos	Construção
Greenway Mersin	Turquia	1,4	1	Sais fundidos	Água	Operação

Nota: TES: armazenamento de energia térmica medido em horas operando a plena carga; n.d.: não disponível.

Fonte: Elaboração própria a partir de Behar et al. (2013), CSP TODAY (2016) e NREL (2016)

Como mostra a Tabela 7, a tendência em tecnologia de torre solar é a instalação de usinas de capacidades maiores que 50 MW, atingindo cada vez tamanhos maiores. A maior usina de torre solar registrada, ainda em desenvolvimento, chegará a 500 MW (provavelmente usando várias torres modulares). O armazenamento de energia térmica por 3h – 18h já é hoje um fato para usinas de torre solar. O meio de armazenamento de energia térmica mais usado atualmente é baseado em sais fundidos, embora várias plantas em operação usem também vapor de água. Em

usinas de torre solar o sistema mais usado de transferência de calor, para transferir o calor entre o TES e o gerador de vapor, é o sistema direto de dois tanques. Os fluidos de transferência de calor mais utilizados nas torres em operação são água e sais fundidos, como mostra a Tabela 7.

Sendo assim, as duas tecnologias, de cilindro parabólico e de torre solar, são consideradas na categoria de MTD para o desenvolvimento de CSP no Brasil.

Dada a tendência de mercado e os custos de investimento, as análises de oportunidade de negócio relacionadas à tecnologia CSP no Brasil, para o curto e médio prazo, focam na tecnologia de cilindro parabólico, usando BUS e/ou TES, como visto no resto do mundo. Contudo, como será apresentado na seção 2.10, no Brasil já existem também projetos em desenvolvimento com tecnologia de torre solar para geração de calor de processo, adaptada à realidade do país (GREEN/USP 2015; Solinova 2015). Assim, as duas tecnologias podem ter um importante papel no Brasil, dependendo da aplicação.

A escolha da tecnologia vai depender não só do custo e maturidade tecnológica, mas também do objetivo perseguido: geração elétrica, fornecimento de vapor para calor de processo a determinada temperatura e estado de saturação, refrigeração, cogeração ou trigerção (Malagueta 2013; Milani 2016; Soria 2011). Adicionalmente a geografia (DNI, latitude, temperatura ambiente, disponibilidade de água, inclinação, etc.) vai ser determinante para escolher uma ou outra tecnologia para regiões específicas do Brasil.

Há pouca informação disponível com relação ao tamanho (capacidade) do BUS das usinas CSP existentes no mundo. Assim, não é possível indicar qual é o padrão de MTD com relação ao BUS e seu uso. Geralmente informa-se unicamente qual é o combustível de *back-up* usado, qual é a produção elétrica ou térmica anual usando o combustível de *back-up*, mas, de fato, é difícil achar informação com relação a sua capacidade nominal e estratégia operativa.

Ressalta-se a existência de duas plantas CSP, em operação, hibridizadas com biocombustíveis. A primeira, denominada Termosolar Borges, que é uma planta de cilindro parabólico com capacidade de 22 MW, instalada na Espanha, hibridizada através de uma caldeira de biomassa sólida e uma pequena caldeira a GN, que opera

desde 2012 (Cot et al. 2010). A segunda, é conhecida como planta Aora, localizada em Israel, e replicada na Plataforma Solar Almería – Espanha, que utiliza a tecnologia de torre solar, tem capacidade de 100 kW e utiliza biogás, ou gás gerado como resultado da gaseificação de biomassa, como combustível de *back-up* em turbinas de ciclo Brayton (Aora 2015).

Neste ponto é válido destacar uma peculiaridade do Brasil que faz com que exista uma opção de MTD diferente daquelas usadas internacionalmente, especialmente com relação ao BUS. Como será visto no Capítulo 3, a maior parte do potencial brasileiro para CSP se encontra na região do semiárido nordestino que apresenta a maior DNI anual, e esta região também possui grande potencial de biomassa de boa qualidade e baixo custo, o que permitiria o desenvolvimento de um tipo de planta CSP híbrida a biomassa, sustentável e barata (Soria et al. 2015a). Assim, é possível que plantas híbridas com CSP e biomassa sejam viáveis no Brasil, como será mostrado por Soria et al. (2015a) no Capítulo 3. Esta ideia é relativamente nova no Brasil. A ideia mais próxima refere-se ao uso de casca de côco para hibridizar uma usina CSP de cilindro parabólico no Nordeste, segundo o planejamento do projeto Coremas (Rio Alto Energía 2013). Adicionalmente, a empresa Braxenergy promove uma planta CSP padrão de 30 MW, baseada na tecnologia de cilindro parabólico, resfriamento úmido e hibridização com biomassa (Braxenergy 2012). Entretanto, nenhum dos projetos propostos por Rio Alto Energy e Braxenergy têm sido contratados. De fato, a informação técnica disponível sobre esses projetos é praticamente inexistente. Mais detalhes na subseção 2.10.

2.8 Custos das MTD para usinas CSP

Desenvolve-se aqui uma análise de custos da tecnologia CSP para o curto e o médio prazo no Brasil. Dado que a tecnologia de cilindro parabólico e a de torre solar são as mais usadas atualmente no mundo, os custos serão apresentados só para estas duas opções.

2.8.1 Custos diretos de capital

Os custos de investimento para plantas CSP dependem da tecnologia/configuração usada e sua maturidade, da irradiação DNI e do fator de capacidade, que por sua vez depende do tamanho do TES e do campo solar, refletido pelo múltiplo solar. O custo

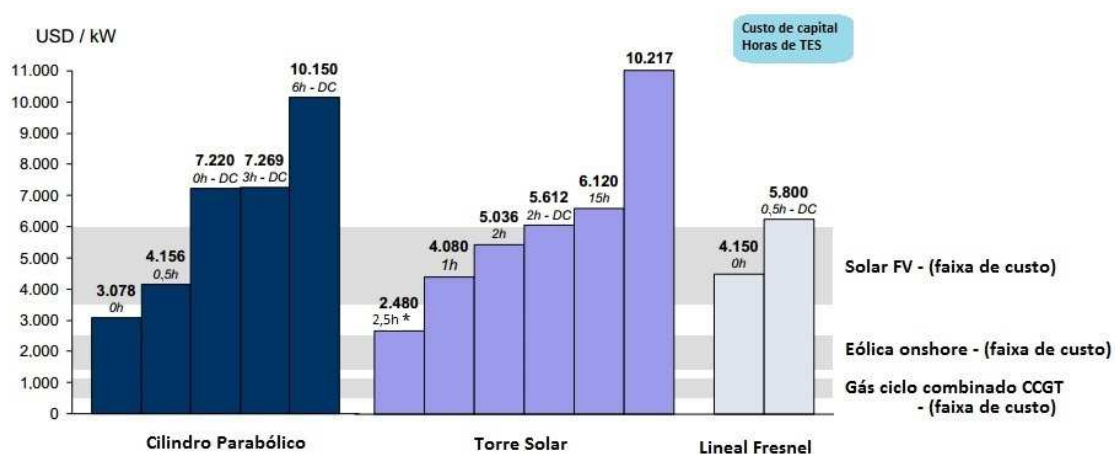
de investimento também depende da quantidade e tipo de hibridização, custo da terra, mão de obra, etc.

Os custos de capital apresentados na literatura devem ser analisados com cuidado antes de compará-los entre si. Os custos fornecidos pela agência de Administração da Informação Energética dos Estados Unidos (EIA) incluem fatores de contingência, mas não incluem multiplicadores regionais, efeitos do aprendizado tecnológico, nem os custos financeiros (*total overnight cost*) (EIA 2015). A Agência Internacional de Energia considera o custo de capital overnight, sem considerar os custos de financiamento, que apenas são considerados para calcular o LCOE (IEA 2014a, 2014b). O Instituto Americano de Pesquisa de Energia Elétrica (EPRI) diferencia os dados de custo em duas categorias: custos totais *overnight* e capital total requerido, que já inclui também os custos de financiamento (EPRI 2013). Platzer e Dinter (2016) estimaram os custos de capital usando a informação disponível sobre o CAPEX (*capital expenditure*) e potência instalada de 50 projetos de cilindro parabólico operando na Espanha, usando dados de CSP Today. O Instituto de Energia SBC, filial da Schlumberger, reportou dados de custo calculados como o custo total do projeto dividido para a potência instalada (SBC 2013), usando informação de *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF), da base de dados de projetos CSP de NREL/SolarPaces e do relatório de custos CSP da IEA-Energias Renováveis (IRENA). A publicação sobre custos CSP de IRENA considera os custos totais do projeto instalado, que inclui os custos de financiamento (IRENA 2012a). Assim, é necessário ter cuidado com a análise dos valores apresentados na sequência, entendendo que são valores representativos para cada tecnologia. Uma análise mais detalhada dos custos unitários de projetos CSP de cilindro parabólico e de torre solar é apresentada na seção 2.8.3.

Diversas publicações da IEA indicam que o estado da arte de plantas CSP se caracteriza por custos de capital entre 4 USD/W e 8 USD/W (IEA 2014a, 2014b). O EPRI estimou em 2013 que o custo de investimento de usinas CSP em 2015 variaria entre 4,05 USD/W e 7,55 USD/W (EPRI 2013). Embora estas duas instituições não indicaram a que tecnologia CSP fazem referência, entende-se que na sua maioria refere-se a tecnologia de cilindro parabólico por ser a mais madura comercialmente.

Segundo Platzer e Dinter (2016), em 2015, o custo de capital de usinas CSP de cilindro parabólico, sem TES, variou entre 2,7 e 3,1 USD/W; e com TES de 7,5 h variou entre 4,7 e 5,4 USD/W.

O instituto SBC reportou em 2013 que o custo de capital de usinas CSP de cilindro parabólico variou entre 3,1 e 10,1 USD/W em função do tamanho do TES e do tipo de sistema de resfriamento (SBC 2013). Segundo a mesma fonte, o custo de capital para usinas de torre solar variou entre 2,5 e 10,2 USD/W, também em função dos pontos antes identificados. Finalmente, o custo de capital do sistema linear Fresnel variou entre 4,1 e 5,8 USD/W. O estudo de SBC (2013) mostrou a existência de um sobrecusto em plantas CSP que usam sistemas de resfriamento a seco (*dry cooling*¹⁸). Ver Figura 8.



Nota: DC: *dry cooling*. *: Usina Supcon Solar, em construção na China, 50 MW.

Figura 8. Custo de capital de usinas CSP em função da tecnologia e tamanho de TES

Fonte: SBC (2013), traduzida do inglês

O custo de capital para usinas de torre solar mostra-se ainda maior aos de cilindro parabólico. A agência EIA estimou um custo de capital para torre solar de 100 MW sem TES, de 4,1 USD/W (EIA 2015).

Os custos mencionados correspondem a valores médios calculados em função da informação disponível das usinas em operação ao redor do mundo. Por exemplo, a usina Solana, de 280 MW, TES de 6h, foi terminada em 2013 com um custo aproximado de 7,6 USD/W; e a usina Genesis, de 250 MW, sem TES, foi terminada

¹⁸ Além de um custo de capital maior, este sistema de resfriamento acarreta uma penalidade energética de até 7%.

em 2014 com um custo aproximado de 5,0 USD/W (IEA 2015). O importante é notar que estes custos entram na faixa de custos mencionada anteriormente.

Sobre a redução de custos para o futuro, de fato, segundo vários autores como Sargen & Lundy LLC Consulting Group (2003), Arvizu et al. (2011), The World Bank (1999), Viebahn et al. (2008), Lovegrove et al. (2011), IEA (2008), IEA (2010), Richter et al. (2009), McCrone et al. (2011), Balagopal et al. (2010), a tecnologia CSP tende a atingir competitividade econômica, por várias razões: a) aprendizado tecnológico com elevada razão de progresso técnico; b) aproveitamento do conhecimento adquirido em outras tecnologias com maturidade comercial; e c) economia de escala devida, sobretudo, à produção massiva de componentes específicos da indústria CSP (por exemplo, espelhos côncavos para plantas de cilindro parabólico). Tudo isso deve acontecer motivado por políticas para desenvolver as energias renováveis e a CSP em particular, no longo prazo e em escala mundial. A Figura 9 apresenta uma perspectiva de redução de custos da tecnologia CSP considerando os fatores mencionados, num dos cenários de incentivo às tecnologias de energia renovável (hi-Ren scenario) da Agência Internacional de Energia (IEA 2014a). Embora a referência não diferencie entre cilindro parabólico e torre solar, é importante visualizar a perspectiva de queda de custo até 2050.

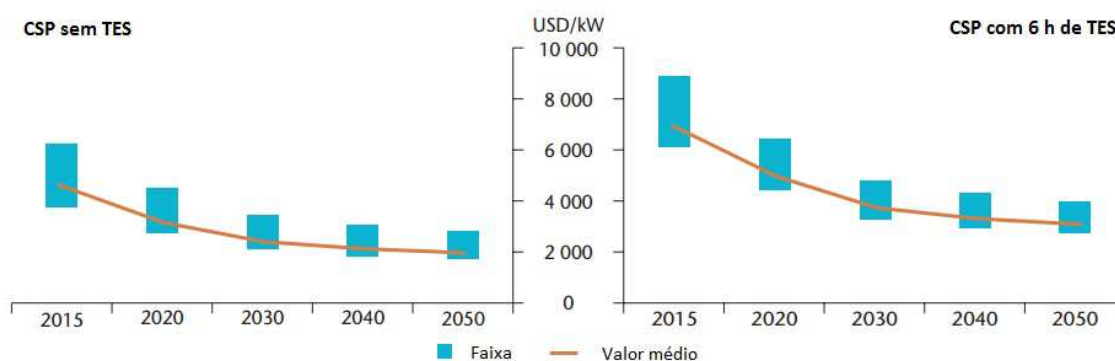


Figura 9. Redução do custo de capital de usinas CSP
Fonte: IEA (2014a), traduzida do inglês

Segundo o estudo de EPRI (2013) o custo de usinas CSP em 2025 poderia variar entre 3,7 e 6,8 USD/W.

2.8.2 Custos de operação e manutenção (O&M)

Os custos de O&M para uma planta CSP de cilindro parabólico incluem operação da planta, consumo de combustível no caso de hibridização, consumo de água de resfriamento, consumo de água de alimentação ao ciclo termodinâmico, consumo de água para limpeza dos espelhos e manutenção do campo solar – substituição de concentradores e receptores que quebram (IEA 2014a; SBC 2013).

Enquanto uma planta típica de 50 MW de cilindro parabólico requer aproximadamente 30 operários para a operação da usina e 10 para a manutenção do campo solar, uma usina de 300 MW requer aproximadamente o mesmo número de operários para a operação de usina e de 20 a 30 pessoas para a manutenção do campo solar (IEA 2014a). O custo da mão de obra é muito relativo ao país onde o projeto é desenvolvido. Por exemplo, o custo de mão de obra representa o 45% dos custos de O&M nos Estados Unidos, enquanto que na África do Sul isto representa só 23% (SBC 2013).

O custo total de O&M de usinas CSP de 50 MW operando na Espanha foi estimado em 50 USD/MWh (IEA 2014a).

Outra forma usual de apresentar o custo de O&M é o dividindo em custos fixos e variáveis. Por exemplo, a EIA (2015) assume um custo fixo de 67,23 USD/kW/ano e um custo variável nulo. Por outro lado, o SBC (2013) indica que o custo fixo de O&M representa aproximadamente 90% do custo total de O&M, e que um valor típico em usinas de cilindro parabólico é 70 USD/kW/ano, enquanto que para usinas de torre solar é de 65 USD/kW/ano. O custo variável foi estimado em 0,003 USD/kWh pela mesma fonte. A Figura 10 apresenta o custo de O&M, fixo e variável, para cilindro parabólico e torre solar, em função da capacidade do TES. Estes custos não consideram as usinas CSP híbridas e devem ser considerados só como valores referenciais.

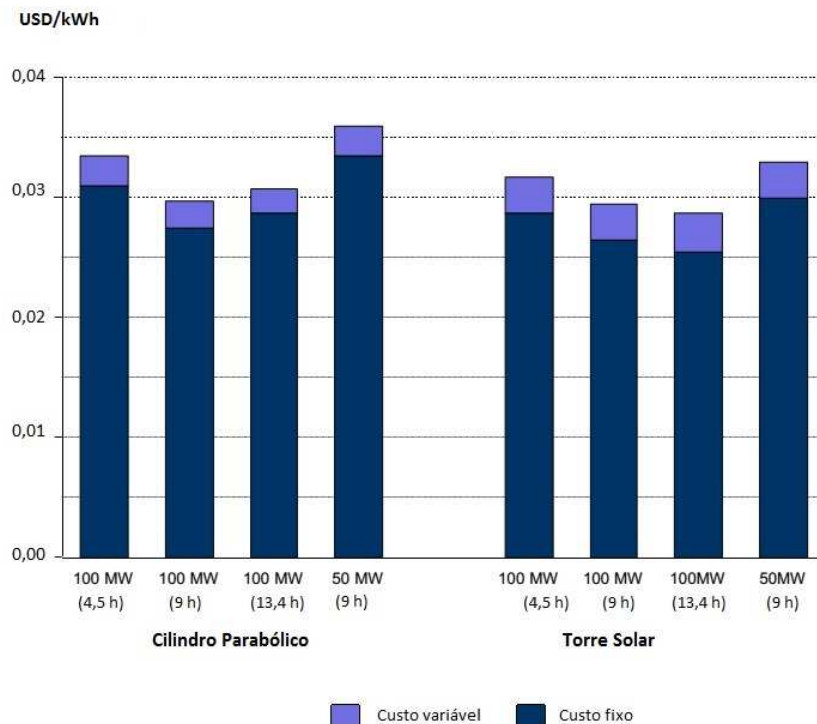


Figura 10. Custo de operação e manutenção de usinas CSP
Fonte: IRENA (2012a), traduzido do inglês

Se o tamanho das usinas aumentar, o custo de O&M pode diminuir, inclusive chegando à metade do valor para usinas de grande capacidade operando em lugares de alta irradiação solar DNI.

Para Purohit et al. (2010), os custos de O&M para plantas CSP podem ser estimados como 2% do total do custo total de capital.

2.8.3 Repartição de custos em projetos CSP

Diversos autores no Brasil, como Burgi (2013), Lodi (2011), Malagueta (2013), Soria (2011) e Soria et al. (2015a), têm usado de forma permanente o simulador de plantas solares *System Advisor Model* (SAM), para modelar plantas CSP de cilindro parabólico, enquanto Milani (2014) o usou para modelar torre solar.

O modelo SAM foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). O SAM apresenta custos de capital (diretos e indiretos) e custos de operação e manutenção (fixos e variáveis) para plantas CSP entendidas como representativas nos Estados Unidos. Os valores de SAM versão 2011, para cilindro parabólico, são

baseados no estudo de custos de uma planta de referência de 100 MWe com resfriamento úmido, desenvolvido pelo grupo consultor *Worley Parsons* e também com base em discussões mantidas com empresários e industriais (NREL 2011). Os custos da versão SAM 2014 estão fortemente baseados no estudo de Turchi (2010).

A Tabela 8 apresenta a evolução dos custos do SAM, desde a versão 2011 até a versão de 2014. A análise mais importante deve ser feita sobre os custos da tecnologia. Basicamente, constata-se que houve uma queda de custo para o campo solar e para os fluidos de transferência de calor. O somatório dos itens “bloco de potência” e “balanço de planta” permaneceu igual. O custo do terreno e da melhoria do terreno, adequados para os Estados Unidos, devem ser atualizados para a realidade brasileira¹⁹.

¹⁹ Isto será apresentado com mais detalhe no Capítulo 3, quando se simula uma planta CSP de 30 MWe hibridizada com biomassa de Juruema-preta que operaria na região nordeste do Brasil.

Tabela 8. Evolução de custos no modelo SAM para cilindro parabólico

		SAM 2011.6.30	SAM 2014.1.14
Custos diretos de capital			
Melhorias do terreno	USD/m ²	25	30
Campo solar	USD/m ²	295	270
Sistema com fluido térmico de alta temperatura	USD/m ²	90	80
Armazenamento de energia térmica	USD/kWh	80	80
Back-up fóssil	USD/kWe	0	0
Bloco de potência	USD/kWe	940	830
Balanço da planta	USD/kWe	0	110
Contingências	%	7	7
Custos indiretos de capital			
EPC e custos próprios	% sobre o total de custos diretos	11%	11%
Terreno	% sobre o total de custos diretos	2%	1,3%
Imposto sobre vendas	% sobre o 80% do total de custos diretos	5%	5%
Custos de operação e manutenção			
Custo anual fixo	USD/ano	0	0
Custo fixo por capacidade	USD/kW/ ano	70	65
Custo variável por geração	USD/MWh	3	4
Custo do combustível	USD/MMBTU	0	0

Fonte: Elaboração própria, baseado em NREL (2011, 2014)

Usando esta configuração típica de custos, proposta pelo NREL no seu modelo SAM, é possível apreciar o peso de cada item no total de custo de um projeto de cilindro parabólico na Figura 11.

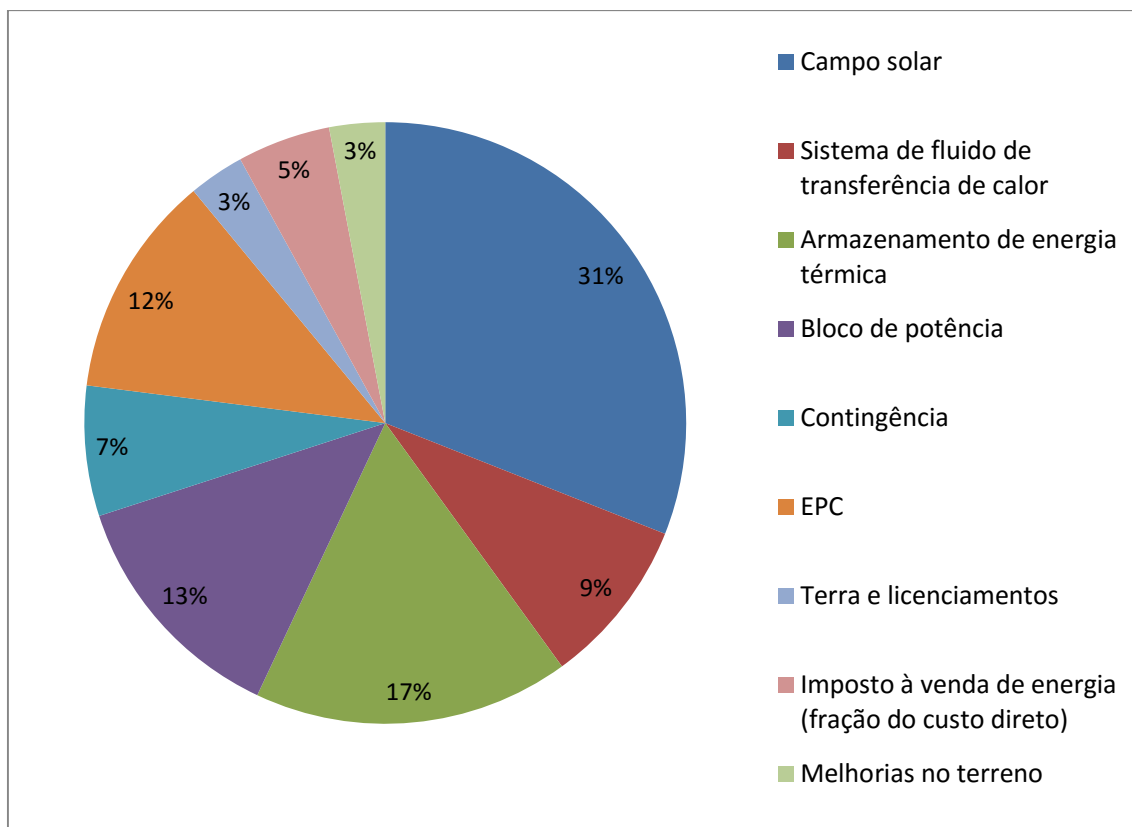


Figura 11. Distribuição de custos numa planta CSP de cilindro parabólico de referência
Fonte: NREL (2010)

Do mesmo jeito, esta repartição de custos pode ser feita para o caso de usinas de torre solar. A Tabela 9 mostra os custos do SAM versão 2014 para a torre solar, enquanto a Figura 12 mostra a distribuição dos custos de uma torre solar de referência.

Tabela 9. Custos de torre solar no modelo SAM v. 2014

Custos diretos de capital		
Melhorias do terreno	USD/m ²	15
Campo solar	USD/m ²	180
Armazenamento de energia térmica	USD/kWh	27
<i>Back-up</i> fóssil	USD/kWe	0
Bloco de potência	USD/kWe	1.200
Balanço da planta	USD/kWe	350
Contingências	%	7
Custos indiretos de capital		
EPC e custos próprios	% sobre o total de custos diretos	11%
Custo total do Terreno	% sobre o total de custos diretos	3,05%
Imposto sobre vendas	% sobre o 80% do total de custos diretos	5%
Custos de operação e manutenção		
Custo anual fixo	USD/ano	0
Custo fixo por capacidade	USD/kW/ ano	65
Custo variável por geração	USD/MWh	4
Custo do combustível	USD/MMBTU	0

Fonte: Elaboração própria baseado em NREL (2014)

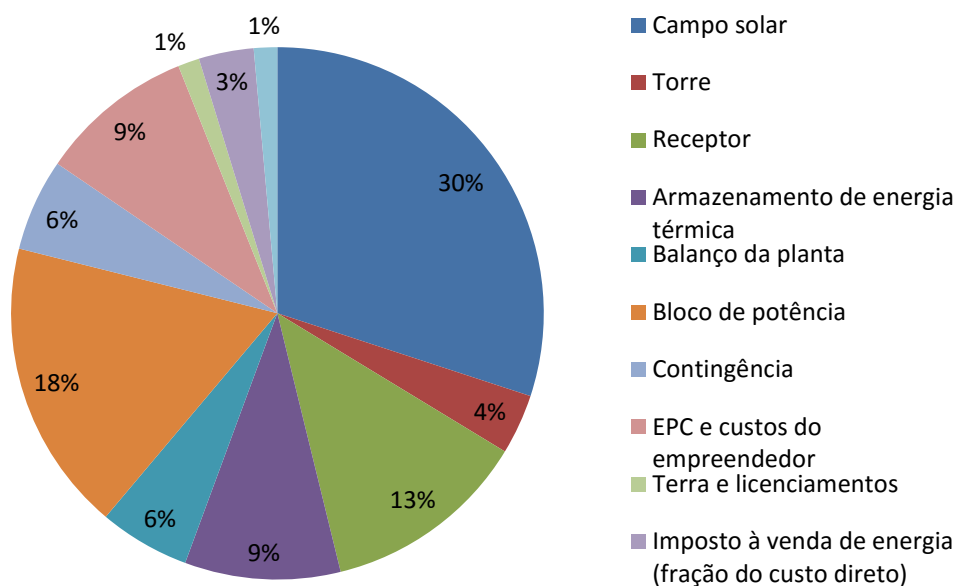


Figura 12. Distribuição de custos numa planta CSP de torre solar de referência
Fonte: NREL (2014)

2.8.4 Custo nivelado da energia (LCOE) – média mundial

O custo nivelado da energia produzida (LCOE) com CSP, nos países onde existem usinas instaladas, além de variar segundo o custo de capital (que dependem da tecnologia usada, configuração e tamanho dos sistemas de TES e BUS), e os custos de O&M, varia também de acordo com a forma do financiamento (taxa de desconto considerada, aversão ao risco, etc.) e incentivos; e varia também segundo o desempenho da usina ao longo do ano (influenciado diretamente pela irradiação solar DNI e a configuração/estratégia operativa da usina). Embora o uso de TES incremente o custo de capital, devido ao aumento no fator de capacidade da usina, o LCOE diminui.

Segundo o panorama descrito por IEA (2014a), usinas CSP na Espanha, das quais cerca de 40% tinham TES de 7h, beneficiaram-se de uma política de tarifas preferenciais (*feed-in-tariffs*) que pagava aproximadamente 0,40 USD/kWh. Acordos recentes de compra de energia (*power purchase agreement* -PPA) em países com alta irradiação solar DNI têm indicado valores muito menores do que os pagos na

Espanha. Por exemplo, o PPA assinado em 2012 para a venda de eletricidade gerada pela usina Noor 1 no Marrocos (cilindro parabólico, 160 MW, 3h TES) indica 0,19 USD/kWh. Outras usinas CSP nos Estados Unidos também assinaram em 2013 PPAs a 0,19 USD/kWh (incluindo os custos do financiamento).

SBC (2013) analisou projetos CSP ao redor do mundo em operação e contratados com data de entrada em operação até 2015, e verificou que o LCOE de usinas de cilindro parabólico varia entre 0,14 e 0,30 USD/kWh e o LCOE de usinas de torre solar varia entre 0,16 e 0,27 USD/kWh.

Alguns estudos calculam que projetos contratados em 2015 têm um LCOE menor. Por exemplo, a IEA (2015) usando uma taxa de desconto de 8% ao ano, estimou que em 2015 o LCOE de novos projetos CSP sem TES variaria entre 0,13 e 0,28 USD/kWh, e com TES de 6h variaria entre 0,19 e 0,27 USD/kWh. Neste mesmo ano, segundo a previsão do EPRI (2013), usando uma taxa de desconto de 5% ao ano, o LCOE de cilindro parabólico variaria entre 0,16 e 0,18 USD/kWh.

Existem grandes expectativas de redução de LCOE no longo prazo devido aos efeitos de economias de escala (maiores usinas), diminuição dos custos dos componentes (produção em série e melhores materiais), melhores processos produtivos e tecnologia para transferência de calor. Em 2011 o IPCC anunciava, de forma otimista, uma expectativa de redução de LCOE de aproximadamente 55% até 2025 (IPCC 2011). Este cenário, assim como outros cenários de incentivo às energias renováveis (Hi-Ren e 2DS) da Agência Internacional de Energia, não tem se materializado: nos últimos cinco anos o mundo instalou menos capacidade CSP do que esperado com custos ainda elevados (IEA 2014b). De toda forma, as expectativas continuam positivas, diversos centros de estudo estimam que em 2025 o LCOE atinja aproximadamente 0,10 USD/kWh (taxa de desconto de 8% ao ano) (IEA 2014b) ou 0,15 USD/kWh (taxa de desconto de 5% ao ano) segundo o EPRI (2013).

2.9 Cadeia de valor da tecnologia CSP e modelos de negócio

Braun *et al.* (2011) e Gereffi *et al.* (2008) estudaram especificamente a cadeia de valor na indústria de CSP. Estes autores identificam basicamente seis elos nesta cadeia de valor, como é mostrado na Figura 13. A primeira etapa considera a manufatura e a montagem dos componentes das usinas CSP. Nesta fase produzem-se os coletores

solares, o sistema de TES, o sistema de BUS, o gerador de vapor, o fluido de armazenamento de energia térmica, etc. Na sequência, a etapa de desenvolvimento do projeto considera as subetapas de planejamento, licenciamento, escolha do lugar apropriado, aquisição imobiliária, etc. Depois, a etapa de financiamento é importante antes de se iniciar a fase de construção da usina CSP. Uma vez que a usina foi construída considera-se também o comissionamento da usina como um elo a mais da cadeia de valor: nesta etapa os testes preliminares são feitos antes de conectar a usina ao sistema interligado nacional (SIN). Finalmente, quando a usina funciona normalmente, a operação e manutenção (O&M) é entendida como a última fase da cadeia de valor da indústria CSP.

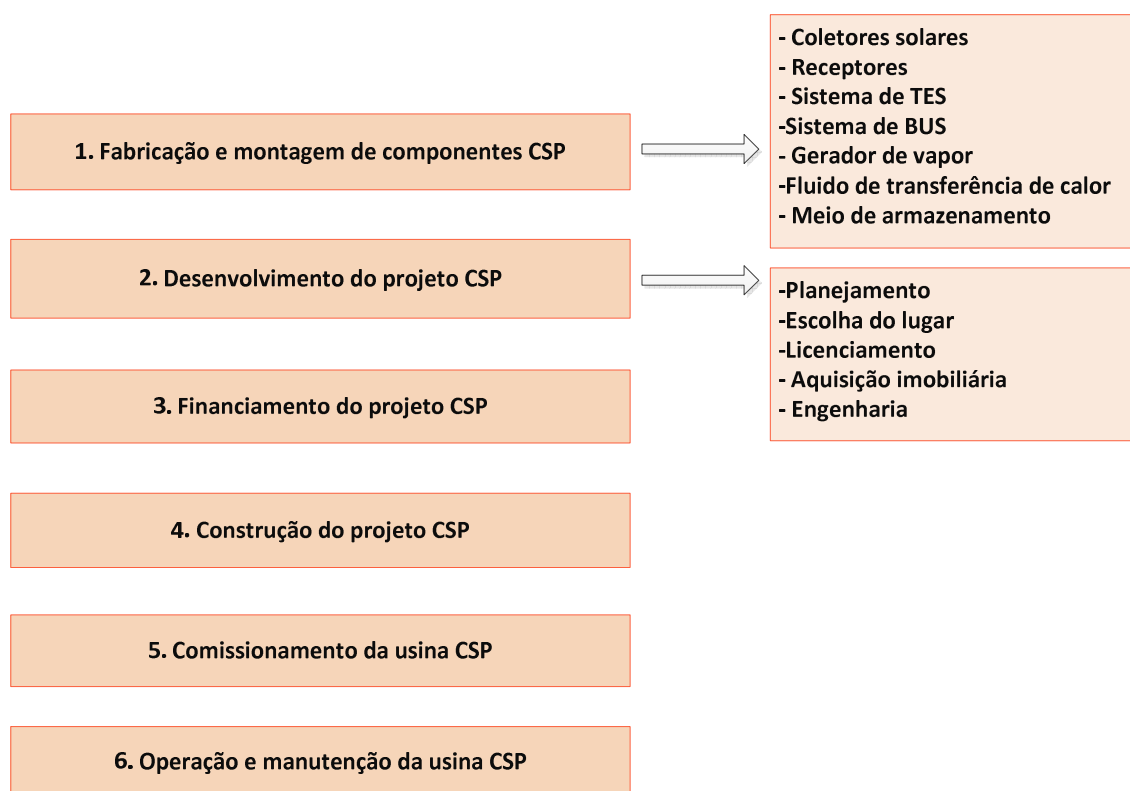


Figura 13. Etapas da cadeia produtiva da indústria CSP
Fonte: Elaboração própria

Gereffi *et al.* (2008), à diferença de Braun *et al.* (2011), consideraram na análise o segmento de pesquisa e desenvolvimento (P&D) para CSP. Este seria um elo adicional na cadeia de valor onde os centros de pesquisa, universidades e setor privado têm uma participação importante.

Gereffi *et al.* (2008) desenvolveram uma análise mais específica da cadeia de valor da indústria CSP nos Estados Unidos. Identificaram cinco elos importantes na cadeia de valor: produção de materiais, fabricação dos componentes da tecnologia de uma usina CSP, desenvolvimento do projeto, operação da usina, uso final da eletricidade gerada. Ver Figura 14.

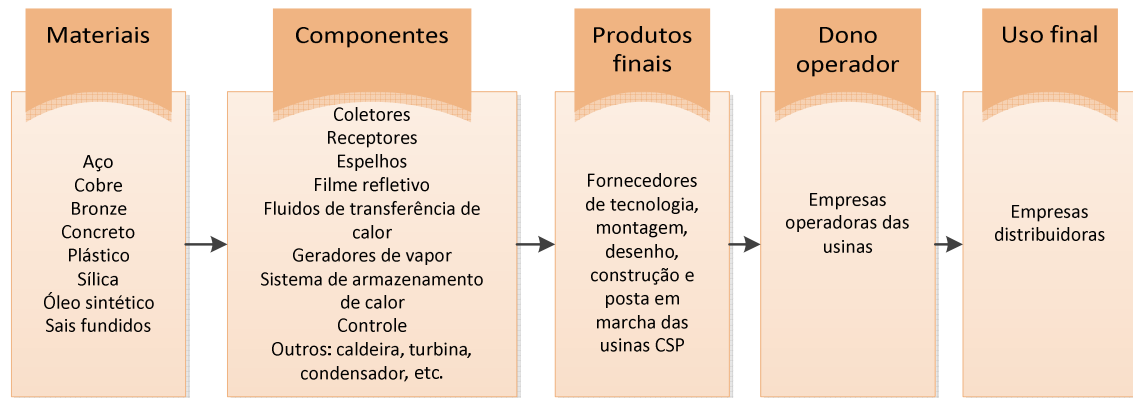


Figura 14. Elos da cadeia de valor da indústria CSP
Fonte: Elaboração própria, baseado em Gereffi et al. (2008)

Nesta sequência, o segmento industrial que desenvolve os materiais usados para a fabricação dos componentes da usina CSP coloca-se como o primeiro elo da cadeia de valor. A fabricação propriamente dita dos componentes (coletores, espelhos, helióstatos, geradores de vapor, sistemas de armazenamento de energia térmica, etc.) é a segunda etapa importante da cadeia. A Figura 15 ilustra o fluxo de materiais específicos para a fabricação dos componentes da tecnologia CSP, indicando adicionalmente os países com maior presença no setor.

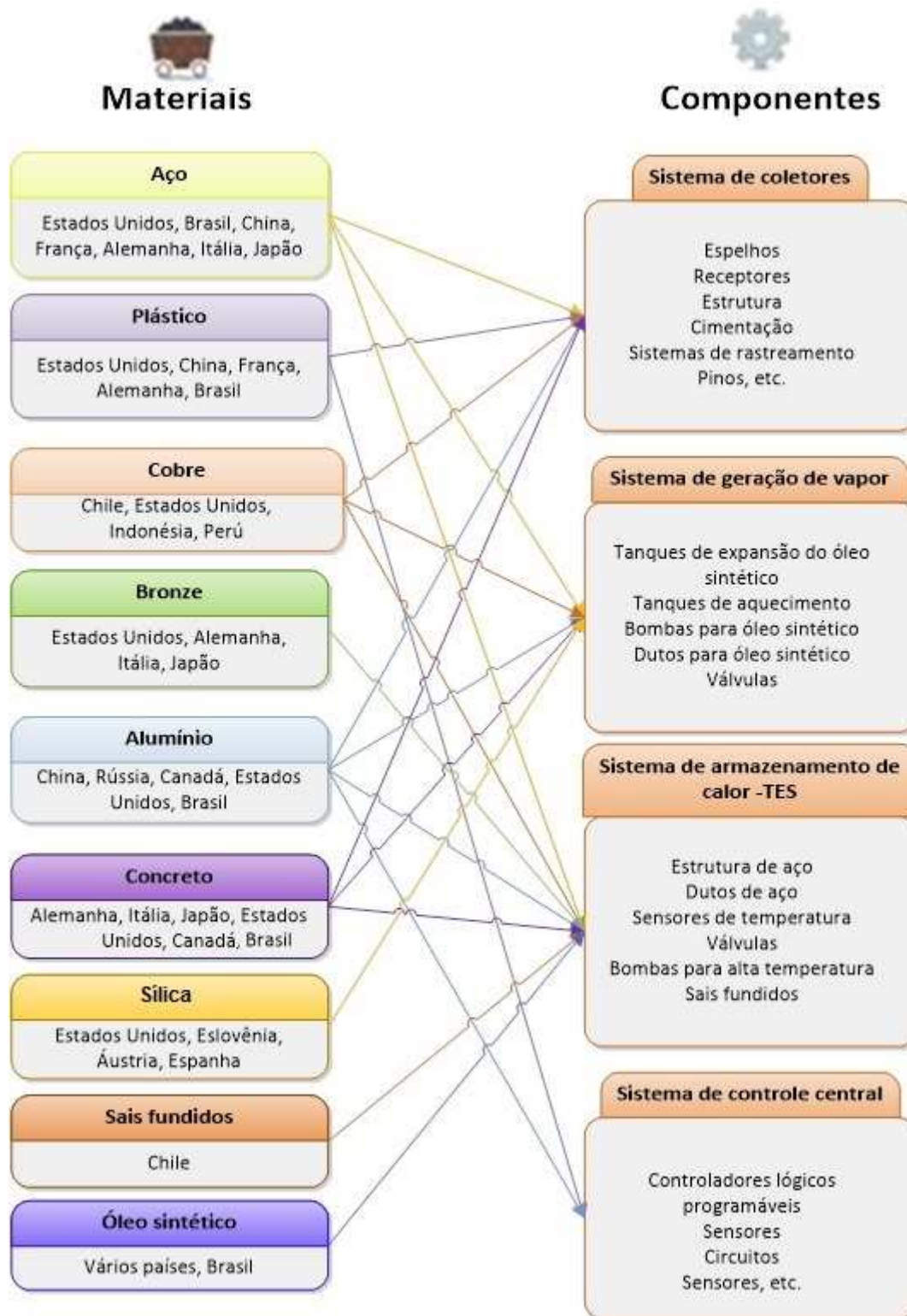


Figura 15. Produção de materiais e componentes para a tecnologia CSP, e principais países fabricantes
Fonte: Elaboração própria, baseado em Gereffi et al. (2008)

Numa análise mais detalhada da cadeia de valor CSP é possível identificar quem são os participantes mais importantes em cada segmento, e inclusive quais são as empresas presentes ao longo da cadeia toda: ou seja, empresas integradas verticalmente. Por exemplo, Braun *et al.* (2011) identificaram que entre trinta e duas empresas do ramo, apenas a firma Solar Millenium está presente em cinco dos seis segmentos da cadeia. Por sua vez, outras quatro empresas estão presentes em quatro segmentos da cadeia. Por outro lado, quase 60% das empresas focam em apenas um segmento da cadeia de valor, por exemplo só na fabricação de componentes.

Entre as trinta e duas empresas analisadas por Braun *et al.* (2011), quatorze têm dedicação exclusiva à tecnologia CSP. Isto reflete bem a imaturidade desta tecnologia, o que obriga a que as empresas tenham que diversificar seu portfólio de atividades à procura de um retorno apropriado. Isto também explica o porquê de pequenas empresas que só focam em CSP terem sido compradas por empresas maiores cujo portfólio de negócios é mais diversificado. Braun *et al.* (2011) indicam que é crescente a criação de pequenas empresas para desenvolver tecnologia CSP, sendo que 40% delas estão ativas em mais do que num segmento da cadeia de valor.

Outro ponto a ressaltar é que, entre as empresas que participam na indústria CSP, no segmento de fabricação de componentes, poucas são as que produzem componentes chave: a maior parte delas oferece componentes mais genéricos que servem também para outros projetos energéticos (por exemplo, termelétricas convencionais) como turbinas de vapor, tubulação, caldeiras de vapor, válvulas, bombas de água, etc. Esta é, aliás, uma vantagem da tecnologia CSP, que pode gerar importantes economias de escopo na fase industrial, com consequente redução de custos.

O financiamento é o segmento da cadeia de valor na indústria CSP no qual participam menos atores. Entretanto, crescentemente novas firmas aparecem para financiar “capital de risco”.

Ressalta-se que nesta indústria também estão presentes grandes multinacionais que fornecem diversos equipamentos para múltiplas indústrias/tecnologias, este é o caso da Siemens, General Electric e MAN Ferrostaal. Em 2009 constatou-se que Siemens comprou a firma israelita Solel/Luz (produtora de coletores de cilindro parabólico) e comprou também 20% das ações da firma italiana Archimede Solar Energy (produtor de receptores tubulares). Outro exemplo é a empresa MAN Ferrostaal, que em 2009

comprou 45% das ações da *Solar Power Group* (firma que produz coletores planos Fresnel), e que no mesmo ano fez um *joint venture* com a *Solar Millenium* nos Estados Unidos. Este tipo de consolidações é crescente no setor segundo Braun et al. (2011).

Na sequência, detalham-se quais são os principais atores em com relação à produção de materiais e fabricação de componentes da tecnologia.

Fernández-García *et al.* (2010) relatam a evolução dos primeiros coletores solares de cilindro parabólico, desde seu início com as primeiras tentativas em 1870 de John Ericsson na Suécia, passando depois pelas experiências de Wilhelm Maier e de Adolf Remshardt em 1907 na Alemanha e pelos protótipos do Frank Shuman que aconteceram nos Estados Unidos entre 1906 -1911. Os mesmos autores relatam a evolução dos primeiros coletores solares de cilindro parabólico nos Estados Unidos, entre os que ressaltam os desenvolvidos por o Laboratório Nacional de Sandia, a *Honeywell International Inc.* e a *Westinghouse* na década de 70. Os primeiros coletores desenvolvidos foram feitos usando madeira *plywood*, fibra de vidro, alumínio anodizado e superfícies de vidro prateadas pelo reverso.

Na década de 1980 surgiram algumas marcas que brigaram por entrar no mercado, entre elas Acurex Solar Corp (modelos Acurex 3001 e Acurex 3011), Suntec Systems Corp. (modelos IV e 360), Solar Kinetics Corp. (modelos T-700 e T-800), General Electric Co., Honeywell Inc. e Jacobs Del. Corp. Fernández-García *et al.* (2010) fazem uma comparação dos valores para as principais características técnicas destes coletores de cilindro parabólico.

No fim da década de 1980 a Europa também começou a desenvolver coletores solares de cilindro parabólico. Em Munique – Alemanha, onde a empresa *Maschinenfabrik Augsburg – Numberg* (MAN) desenvolveu dois modelos de coletores (com seguimento num eixo e com seguimento em dois eixos).

Várias empresas produzem coletores solares, na mais diversa gama de dimensões e materiais. A Tabela 10 apresenta, até março 2014, quais são as empresas que oferecem coletores solares, evidenciando que as maiores empresas no ramo estão concentradas fundamentalmente em cinco países: Alemanha, Espanha, Estados Unidos, Índia e China.

Tabela 10. Provedores de coletores solares

Empresa	Origem
Flagsol	Alemanha
Mithras Holding GmbH & Co. KG	Alemanha
SBP	Alemanha
Siemens	Alemanha
Naanovo	Canada
Shenzhen Weizhen Solar Energy Products Co. Ltd.	China
Abengoa Solar	Espanha
Acciona	Espanha
Iberdrola	Espanha
Samca	Espanha
Sener	Espanha
Alcoa	Estados Unidos
Gossamer Space Frames	Estados Unidos
Skyfuel	Estados Unidos
Sopogy	Estados Unidos
Kenergy	Índia
Maharishi Solar Technology Ltd.	Índia
Mevawatt Solutions FVt. Ltd.	Índia
Photon Energy Systems Ltd.	Índia
SharperSun	Índia
Taylormade Solar Solutions FVt. Ltd.	Índia
Thermax	Índia
Ultra Conserve FVt. Ltd.	Índia
SolarKraft	Marrocos

Fonte: Elaboração própria, baseado em CSP TODAY (2014)

Existem também empresas que não desenvolvem por completo todos os componentes de um coletor solar, ou seja, não são empresas integradas verticalmente. Há algumas, por exemplo, que especializam sua produção em algum dos componentes de uma planta CSP. Na sequência, a Tabela 11 apresenta as empresas que produzem heliostatos, espelhos e superfícies refletoras; a Tabela 12 mostra as indústrias que produzem receptores de tubo; a Tabela 13 indica as companhias que produzem receptores centrais; na Tabela 14 apresentam-se as empresas que fabricam fluidos de transferência de calor; e, finalmente na Tabela 15 aparecem empresas que produzem sistemas e materiais para armazenamento de energia térmica.

Tabela 11. Helióstatos, espelhos e superfícies refletoras

Empresa	Origem
Flabeg Solar	Alemanha
SCHOTT Solar CSP GmbH	Alemanha
Tough Trough (M) (H)	Alemanha
Naanovo	Canadá
Beijing TeraSolar Photothermal Technologies Co. Ltd.	China
Dalian Gerat Ocean New Energy Development Co. Ltd.	China
Damin Glass (M) (H)	China
NBS Glass	China
Rayspower	China
Mulk Enpar Renewable Energy	Emirados Árabes Unidos
Abengoa	Espanha
Rioglass Solar	Espanha
Sener	Espanha
3M Global Headquarters	Estados Unidos
eSolar	Estados Unidos
Gossaner Innovations	Estados Unidos
Guardian	Estados Unidos
Parker-Hannefin	Estados Unidos
Pratt Whitney	Estados Unidos
Reflectec	Estados Unidos
Skyfuel	Estados Unidos
Sopogy	Estados Unidos
Glaston	Finlândia
Areva Solar	França
Saint-Gobainn Solar	França
Solar Euromed	França
Thermosol Glass (a Cargo Motors Enterprise)	Índia
Solaflect Energy	Inglaterra
Ronda Reflex	Itália
Shin-Marunouchi Bldg.	Japão
Taiwan Glass Industry Corporation	Taiwan

Fonte: Elaboração própria, baseado em CSP TODAY (2014)

Tabela 12. Receptores de tubo

Empresa	Origem
BaySolar AG Management	Alemanha
SCHOTT Solar CSP GmbH	Alemanha
Siemens	Alemanha
Beijing Tianruixing Solar Thermal Technology	China
Huayuan New Energy	China
Huiyin Group	China
Lanzhou Dachen Technology Co. Ltd.	China
Linuo Group Holdings Co. Ltd.	China
Royal Tech CSP Limited	China
Sunda	China
Sopogy	Estados Unidos
Airier Nature Pvt. Ltd.	Índia
Empereal – KGDS	Índia
Archimede Solar Energy S.r.l.	Itália

Fonte: Elaboração própria, baseado em CSP TODAY (2014)

Tabela 13. Receptores centrais

Empresa	Origem
Sener	Espanha
B&W	Estados Unidos
eSolar	Estados Unidos
Pratt Whitney	Estados Unidos
Riley Power	Estados Unidos
Victory Energy Operations, LLC	Estados Unidos
Saint- Gobain	França

Fonte: Elaboração própria, baseado em CSP TODAY (2014)

Tabela 14. Fluidos de transferência de calor

Empresa	Origem
Heat 11 Solar GmbH & Co. KG	Alemanha
Lanxess AG	Alemanha
Shangai Long Star Chemical Co. Ltd.	China
Shenshen Enersoon Science & Technology Co. Ltd.	China
Dow	Estados Unidos
Halotechnics, Inc.	Estados Unidos
Radco Industries	Estados Unidos
Solutia Inc.	Estados Unidos
HUB Chemical Limited Co., Ltd.	Inglaterra
ENEA	Itália
Alfa Laval Corporate AB	Suécia

Fonte: Elaboração própria, baseado em CSP TODAY (2014)

Tabela 15. Armazenamento de energia térmica

Empresa	Origem
SQM	Chile
BASF	Estados Unidos
Haifa Chemicals	Israel
Yara International ASA	Noruega

Fonte: Elaboração própria, baseado em CSP TODAY (2014)

2.10 Estado da tecnologia CSP no Brasil

Na sequência apresenta-se o estado da arte sobre o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil, e quais são os projetos CSP anunciados e em planejamento no país.

Embora a tese foque no uso da concentração solar (CSP) para geração centralizada de eletricidade, devido à falta de desenvolvimento desta tecnologia no Brasil esta seção apresenta não só o detalhe dos projetos CSP para geração elétrica no país, mas também os projetos que usam a técnica de concentração solar para produção de vapor de processo ou para co-geração.

Projeto piloto CSP de 1 MW com cilindro parabólico em Petrolina: Em 2010 o MCTI e o MME assinaram um acordo para a construção de uma plataforma de pesquisa CSP no semiárido brasileiro. Numa etapa inicial não terá TES. Segundo Vieira (2012a, 2012b), funcionário do Departamento de Tecnologias Especiais do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), o custo total da usina é de 28,3 milhões de reais. Em 2012 a FINEP confirmou o financiamento de 18 milhões de reais. O projeto é executado

pelo CEPEL e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) (Vieira 2012a; 2012b). A instituição co-executora é a Universidade Federal do Pernambuco (UFPE). Intervém também a Secretaria de Ciência, Tecnologia e Inovação de Pernambuco (CECTI-PE) que financiará 5 milhões de reais. O restante do financiamento é contrapartida não financeira do CEPEL e UFPE. A elaboração do projeto básico foi feita pela empresa espanhola *Solar Technology Advisors* (STA), “*spin-off*” da CIEMAT.

Projeto de duas plantas CSP de torre solar em Pirassununga, São Paulo, e em Caiçara do Rio do Vento, Rio Grande do Norte: Parte do projeto é financiado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) e parceiros industriais. É coordenado pelo grupo de pesquisa GREEN da Universidade de São Paulo (USP), e executado em parceria com o Centro Aeroespacial Alemão (DLR), Elektro Eletricidade e Serviços S/A e a Empresa Solinova Inovação Tecnológica e Empresarial Ltda, spin-off da USP. O fluido térmico de trabalho será o ar, portanto uma microturbina será usada. Cada planta de 100 kWe gerará eletricidade e calor de processo requerido por atividades agroindustriais de laticínio e matadouro. Numa primeira etapa não haverá armazenamento térmico. Um sistema de back-up que utiliza caldeiras movidas a biodiesel será usado também. A previsão é que as unidades entrem em operação em dezembro de 2016. Dados segundo GREEN/USP (2015) e Solinova (2015).

Laboratório Solar Térmico da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI): Implementado como resultado do projeto de pesquisa P&D da ANEEL (Projeto DE0041 financiado pela CPFL²⁰ durante o período 2011- 2014) – “Sistema Híbrido Solar/Biomassa –SHSB” (CPFL 2016). O laboratório dispõe dos seguintes equipamentos: dois concentradores de disco parabólico com motor Stirling de 1 kW cada um; um sistema ORC de 5 kW com concentradores cilíndrico parabólicos; e, um sistema gaseificador de biomassa acoplado a um motor de 6 kW.

Laboratório no CEFET-MG: Desde 2002 uma parceria entre a CEMIG e o CEFET-MG investe em P&D em CSP e em 2008 foi concluída uma planta experimental de cilindro-parabólico que foi doada ao CEFET-MG (CEFET-MG, 2008 e CEFET-MG, 2012).

Usina Coremas: Esta planta CSP de cilindro parabólico e hibridizada com biomassa residual foi anunciada em 2011 no Município de Coremas, no Estado da Paraíba.

²⁰ Companhia Piratininga de Força e Luz, Companhia Paulista de Força e Luz e Rio Grande Energia

Segundo a Rio Alto Energia (2013) a potência a instalar equivale a 50 MW, sendo que pretendem-se usar restos de coco para hibridizar a usina CSP, representando aproximadamente 18 MW. Ainda não foram divulgados detalhes técnicos com relação à configuração e forma de operação da planta. O projeto é desenvolvido pela empresa Rio Alto Energia, com sede em São Paulo, que tem informado o apoio da Siemens para a construção do campo solar, e o apoio da empresa espanhola Abantia para a hibridização com biomassa residual. As autoridades do Estado e o representante da empresa Rio Alto Energia assinaram em 11/11/2011 o Protocolo de Intenções para a instalação desta usina (Prefeitura Municipal de Coremas 2011). Os investimentos previstos são de 325 - 350 milhões de reais. A construção planejada para dar início em 2013 ainda não aconteceu. A empresa de engenharia paulista Braxenergy participou do projeto.

Planta no Vale do Açu para cogeração (eletricidade e calor): Esta planta estará localizada do lado da Termelétrica Termoaçu, no Rio Grande do Norte, de propriedade da Petrobrás. Além de eletricidade a planta produzirá calor que será usado para os processos de tratamento e separação de óleo. A usina é projetada com a tecnologia de torre solar, com uma capacidade de 3 MW. O projeto será realizado em parceria com o Centro de Tecnologias do Gás e Energia renovável (CTGAS-ER), a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

Projetos de usinas de concentração solar de cilindro parabólico e *back-up* com biomassa da empresa Braxenergy. A empresa paulista de engenharia Braxenergy indica que uma de suas linhas de trabalho é a concentração solar, mostrando experiência na elaboração de projetos CSP no Brasil e na África do Sul (Braxenergy 2012). A empresa não apresenta detalhes técnicos sobre a planta padrão, que é proposta para todos os casos. Segundo a informação da empresa, a planta padrão é de 30 MWe e está baseada na tecnologia de cilindro parabólico, resfriamento úmido com torre de resfriamento, hibridizada com uma caldeira de biomassa, que gerará eletricidade com um fator de capacidade aproximado de 54,2% (operando 13 horas por dia). A empresa apresenta 31 projetos CSP para geração elétrica no Brasil, somando uma capacidade total de 920 MW. Esta capacidade está distribuída nos estados de Bahia (540 MW), Paraíba (180 MW), Ceará (120 MW), Piauí (60 MW) e Minas Gerais (20 MW). O lugar preliminar para cada projeto tem sido definido pela Braxenergy. O estado de cada projeto é desconhecido, assim como mais detalhes

sobre a origem e manejo da biomassa. Nenhum dos projetos propostos têm sido contratado até a presente data.

Projeto de concentração solar Pirelli para geração de calor de processo: Consiste da implantação de uma linha de geração direta de vapor para uso industrial durante a fabricação de pneus na Pirelli²¹. O campo solar terá uma superfície espelhada de aproximadamente 2.400 m² dentro da área da fábrica, na Feira de Santana, Bahia. A potência de pico do equipamento poderá chegar a 1,4 MWt. Participaram da realização do projeto o Politécnico de Milão, universidade parceira da Pirelli em pesquisa e que será responsável pelos estudos preliminares do projeto, e o Grupo Angelantoni, que fornecerá a tecnologia CSP desenvolvida na Itália. Os acordos de colaboração com o Ministério Italiano do Meio Ambiente, a Agência Italiana de Comércio Exterior e a organização Brasileira Fórum das Américas garantirão o monitoramento da realização do projeto (Pirelli 2013).

Projeto de concentração solar Kraft Food para geração de calor de processo: Este projeto consiste em um sistema de concentradores solares que entrega calor para os processos de cozinha, limpeza, secagem e pasteurização de sucos de fruta, biscoitos e balas. O sistema usa coletores de cilindro parabólico para aquecer água pressurizada até uma temperatura de 110 °C. O campo solar tem uma área de abertura total de 633 m² (Bohorquez 2013). A instalação opera desde 2012 em Recife.

Como este texto indicou, existem perspectivas de desenvolvimento de plantas CSP no caso brasileiro, com ênfase em diferentes estratégias, a partir dos exemplos internacionais.

Avanços em pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D&I):

A pesquisa na área de CSP é relativamente nova. Poucos estudos têm sido desenvolvidos nas universidades e centros de pesquisa do Brasil. Alguns recomendados são: o artigo “Modelagem de uma Planta de Geração Heliotérmica de Eletricidade, localizada no Semi-Árido Nordeste Brasileiro” (Guimarães et al. 2010); o “Plano Nacional de Desenvolvimento das Tecnologias Solar Térmica de Médias e

²¹ Neste caso, usam-se coletores solares para geração de vapor de qualidade, mas não se utiliza este vapor para geração elétrica. Logo, não se trata exatamente de um projeto CSP, como os analisados neste documento.

Altas Temperaturas” (Fraidenraich et al. 2009); e recentemente, a modelagem para a integração de tecnologias CSP com usinas de cogeração que usam bagaço de cana de açúcar, desenvolvido por um grupo de estudo na Universidade de Santa Catarina (Burin et al. 2015, 2016)

Em 2014 a Cooperação Alemã para o Desenvolvimento (GIZ) iniciou o projeto de “Novas Parcerias –iNoPa” cujo objetivo era formar uma rede entre instituições brasileiras e alemãs que desenvolvem a tecnologia CSP. Algumas das universidades brasileiras que participam do projeto são a USP, UFPE, COPPE, UBa, UNIFEI, USC, UFS. A exceção da COPPE, que estuda o CSP como parte da matriz energética brasileira, as demais universidades desenvolvem modelos e protótipos de componentes de tecnologia CSP.

O Programa de Planejamento Energético (PPE) da COPPE/UFRJ é um dos polos que desenvolvem pesquisa sobre a integração de CSP no sistema elétrico brasileiro com a orientação dos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo. Alguns destes trabalhos são: Lodi (2011), que avaliou as perspectivas para a geração elétrica com CSP no Brasil; Malagueta (2013) e Soria (2011) que analisaram cenários de expansão do sistema elétrico brasileiro com alta participação de energia solar CSP, seus impactos e análise das políticas requeridas. Burgi (2013) avaliou o potencial técnico e econômico da energia solar CSP (cilindros parabólicos e torre solar) no Brasil. Malagueta (2013) avaliou alternativas para aproveitamento de geração elétrica CSP no Brasil a partir de plantas de cilindro-parabólico hibridizadas com GN; assim como também avaliou configurações idôneas para trigerção (eletricidade, calor e frio) operando no Nordeste do país. Milani (2016) avaliou as tecnologias de concentração solar, com diversas configurações possíveis, e a hibridização usando gás produzido a partir da gaseificação da biomassa. É importante destacar que o Brasil já tem experiência com a gaseificação da biomassa e seu uso em turbinas a gás, por exemplo, com o projeto WBP-SIGAME (Horta 1995). Uma síntese do desenvolvimento da tecnologia de gaseificação de biomassa e uso do gás em turbinas a gás no Brasil é apresentada por Henriques (2009).

O Capítulo 2 apresentou o estado da arte da tecnologia CSP e destacou as MTD no mundo. No Brasil, há alguns projetos anunciados e várias mostras de interesse do setor industrial e academia para desenvolver esta tecnologia. O Governo começa também a mostrar interesse nesta tecnologia. Mas, o fato é que a tecnologia ainda não

começou a ser desenvolvida plenamente no Brasil devido a várias barreiras. Este trabalho contribui na identificação destas barreiras e propõe alternativas para superá-las. Os Capítulos apresentados na sequência identificam, discutem e propõem soluções para superar estes obstáculos, seguindo o fluxograma apresentado na Figura 2.

Capítulo 3 – Tecnologia CSP competitiva no Brasil

A seção 3.1 apresenta brevemente qual é o potencial técnico e econômico da tecnologia CSP no Brasil. Como será visto, este potencial é elevado e não representa uma restrição para a aplicação desta tecnologia no país.

Seguindo o fluxograma apresentado na Figura 2, a seção 3.2 busca responder à primeira das três questões levantadas, sobre a existência de um arranjo tecnológico CSP competitivo no sistema energético e elétrico do Brasil. Para responder esta questão, tecnologias CSP que são maduras e comerciais mundialmente foram modeladas numa ferramenta de planejamento energético integrado que calcula a expansão ótima de longo prazo do setor energético e elétrico do país. Para isto, dados sobre a construção e operação desta tecnologia foram adaptados ou estimados para a realidade do país.

Depois de ter avaliado o papel destas tecnologias no sistema energético e elétrico do Brasil, e considerando as vantagens competitivas do país, a seção 3.3 propõe uma configuração para usinas CSP diferente da seguida por outros países que usam esta opção para gerar eletricidade. Usinas heliotérmicas hibridizadas com biomassa permitiriam ao Brasil seguir um caminho de desenvolvimento da tecnologia CSP adequado à realidade do país, que representa uma oportunidade para a entrada antecipada desta tecnologia na matriz elétrica.

A seção 3.2 está baseada em uma publicação científica na qual o autor desta Tese participou como coautor: Malagueta et al. (2014), incluída no Anexo A2. A seção 3.3 está baseada na publicação científica de Soria et al. (2015a), apresentada no Anexo A3.

3.1 Potencial técnico da tecnologia CSP no Brasil

Usando modelos espaciais com ferramentas GIS²², é possível restringir inicialmente a superfície do país com um mínimo de irradiação DNI, para depois incrementar outras restrições do uso da terra ao modelo, que permitam delimitar de forma mais real a superfície com potencial técnico CSP do território. Segundo Clifton e Boruff (2010), NREL (2005) e Ummel (2010a, 2010b), os critérios a se levar em consideração para estabelecer as restrições do modelo espacial são: a) irradiação direta normal (DNI); b) requerimentos de superfície mínima de terra; c) disponibilidade de água; d) declividade do terreno; e) presença de áreas naturais protegidas, parques nacionais, reservas indígenas, sítios arqueológicos, etc.; f) corpos de água e glaciares; g) uso atual do solo; h) proximidade às subestações elétricas, linhas de transmissão e centros de carga; i) proximidade às estradas e vias de acesso; e, j) outras restrições

Internacionalmente considera-se que o valor mínimo de irradiação DNI para viabilizar economicamente projetos CSP de geração elétrica, usando tecnologias maduras e comerciais, é acima de 5,5 – 6,0 kWh/m²/dia (Arvizu et al. 2011; Bloem et al. 2010; IEA 2010; The World Bank 1999; Viebahn et al. 2008). Usando este critério, o mapa apresentado na Figura 16 mostra as superfícies do território brasileiro que têm irradiação DNI maior que 6,0 kWh/m²/dia. Soria (2011) identificou que o Brasil tem uma superfície de 97.700 km² que cumpre com esta característica, sendo equivalente a 1,15% da área do país. Esta superfície encontra-se distribuída majoritariamente na região NE (71%), e o restante na região CO/SE²³ (29%), como apresenta a Tabela 16.

²² GIS: *Geographic Information Systems*.

²³ As redes de distribuição elétrica do estado de Mato Grosso do Sul pertencem ao subsistema elétrico Sul, mas, dado que o potencial CSP neste estado é pequeno em comparação ao da região NE, este será somado ao do subsistema CO/SE. Assim, ao longo da tese será referido o potencial CSP das regiões NE e CO/SE, entendendo que a região CO/SE abarca os subsistemas de distribuição elétrica S e CO/SE.



Figura 16. Zonas do Brasil com DNI maior a 6,0 kWh/m²/dia
Fonte: SWERA/NREL (2007) e UNEP (2009), elaboração própria usando o Geospatial Toolkit

Tabela 16. Superfície estimada com potencial técnico CSP

Estado	Superfície (km ²)	Fração do total nacional (%)
Bahia	58.674	60
Piauí	11.035	11
Total subsistema Nordeste (NE)	69.709	71
Mato Grosso do Sul	807	1
Total subsistema Sul (S)	807	1
Paraná	1.705	2
São Paulo	20.096	21
Minas Gerais	5.383	6
Total subsistema Cento- Oeste/ Sul-Este (CO/SE)	27.184	28
Total Brasil	97.700	100

Fonte: Soria (2011)

Burgi (2013) quantificou o potencial técnico de tecnologias CSP maduras e comerciais no Brasil que pode ser desenvolvido no curto e médio prazo²⁴. Para isto, utilizou técnicas de geoprocessamento e os critérios²⁵ antes mencionados para excluir áreas inaptas à instalação de plantas CSP. Adicionalmente, simulações de operação de três tipos de plantas CSP no Brasil foram desenvolvidas usando a ferramenta *System Advisor Model* (SAM). O requerimento de área para cada tipo de usina considerada, calculado no SAM, foi também usado como restrição durante a análise de geoprocessamento.

Os resultados de Burgi (2013) mostram que o Brasil tem um potencial técnico em termos de capacidade instalável de 347 GW, 167 GW e 86 GW e, em termos de energia produzida anualmente, de 603 TWh, 538 TWh e 304 TWh, para as tecnologias de cilindro parabólico sem TES, cilindro parabólico com TES de 6h, e, torre solar com TES de 7,5 h, respectivamente. Todas as plantas modeladas consideraram uma capacidade líquida de 100 MWe, resfriamento úmido, uso de óleo sintético como fluido de transferência de calor e uso de sais fundidos como meio de armazenamento de energia térmica. Os resultados completos de Burgi (2013) para as três usinas CSP de referência, por unidades da federação e por subsistema elétrico, são apresentados na Tabela 17.

²⁴ As melhores zonas para o desenvolvimento de tecnologia CSP seriam usadas no curto e médio prazo. Isto não significa que o potencial CSP se esgota. No longo prazo, outras zonas com menor DNI, ou com condições menos idóneas podem ser desenvolvidas. No longo prazo outras tecnologias CSP para o aproveitamento de uma DNI menor podem chegar a ser economicamente competitivas. Por exemplo, tecnologias CSP acopladas a ciclos Rankine orgânico (ORC) (Demontis et al. 2016; Ferrara et al. 2014), ou, concentradores solares com maior relação de concentração, como os discos concentradores com motor Stirling e configurações inovadoras usando torre solar (Zhang et al. 2016, 2013).

²⁵ Os critérios de exclusão de superfícies inaptas para CSP usados por Burgi (2013) são: DNI de 5,5 kWh/m²/dia, declividade do terreno máxima de 3%, exclusão de áreas pertencentes a unidades de conservação, exclusão de áreas de terras indígenas, exclusão de áreas de reservatórios de hidrelétricas, exclusão de áreas urbanas, distância máxima de subestações de 40 km, distância máxima de linhas de transmissão de 200m, distância máxima de rodovias de 10 km, disponibilidade hídrica.

Tabela 17. Potencial técnico da tecnologia CSP no Brasil

Tecnologia	Potencial*	N	NE	SE	CO	S	Brasil
Cilindro parabólico sem TES	GW	5	151	39	48	103	347
	TWh	9	285	62	80	167	603
Cilindro parabólico com TES de 6h	GW	2	79	15	21	50	167
	TWh	7	270	46	64	151	538
Torre solar com TES de 7,5h	GW	1	42	6	9	27	86
	TWh	3	163	21	32	86	304

Nota: *: Potencial apresentado em termos de capacidade instalável (GW) e de geração elétrica (TWh).

Fonte: Burgi (2013), adaptado pelo autor

Os resultados obtidos por Burgi (2013) mostram que o potencial técnico para desenvolvimento CSP para geração elétrica no Brasil, para tecnologias maduras e comerciais, que pode ser desenvolvido no curto e médio prazos, é muito elevado. O potencial disponível é suficientemente alto para não significar uma restrição ao desenvolvimento nacional desta tecnologia; ao contrário, a existência deste potencial ajuda a garantir a criação de um mercado sólido de longo prazo para a indústria CSP-geração elétrica no país.

É importante ressaltar que o potencial para a tecnologia CSP com o objetivo de geração de calor de processo é muito maior do que para aplicações de geração elétrica. Isto acontece devido a que a tecnologia CSP para geração de calor de processo pode ser instalada em zonas de menor irradiação DNI ($< 6 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$), dependendo da temperatura requerida para o processo industrial.

3.2 Competitividade da tecnologia CSP no Brasil

Esta subseção está baseada na publicação científica de Malagueta et al. (2014), incluída no Anexo A2, em cuja elaboração o autor desta Tese também participou.

Diante do grande potencial CSP do nordeste brasileiro, várias pesquisas foram feitas com o objetivo de avaliar a competitividade econômica da eletricidade gerada numa planta CSP frente a outras fontes que compõem a matriz elétrica brasileira; por exemplo, vide Malagueta et al. (2013, 2014).

Atualmente, a contratação de novas usinas, incluindo usinas CSP, para a expansão do setor elétrico brasileiro é realizada através de leilões. Assim, antes de abordar a

análise de competitividade da tecnologia CSP no Brasil em si, é necessário apresentar uma breve explicação do funcionamento do sistema de leilões no Brasil. Segundo o Ministério de Minas e Energia, “os leilões são processos licitatórios realizados com o objetivo de contratar a energia elétrica necessária para assegurar o pleno atendimento da demanda futura no Ambiente de Contratação Regulada – ACR (mercado de distribuidoras)” (MME 2013). Os leilões contratam a energia elétrica baseados fundamentalmente no princípio de mínimo custo da energia (CCEE 2011; Nogueira 2011). A energia contratada a partir deste modelo resulta em aquisições pelo menor preço. Além dos leilões de energia nova (LEN) e leilões de energia de reserva (LER), onde todas as fontes de energia podem competir, existem também os Leilões de Fontes Alternativas (LFA), criados para incentivar a diversificação da matriz elétrica introduzindo fontes renováveis de energia. Entretanto, tecnologias de energia renovável não convencional, como a eólica e a solar FV, têm sido também contratadas em leilões de energia nova e leilões de energia de reserva. Outro tipo de leilão especial é o Leilão de Projeto Estruturante, que é usado para a contratação dos grandes empreendimentos que fazem parte dos planos de expansão de energia do Governo. Os projetos contratados sob este esquema são entendidos pelo Governo como de interesse público, estratégicos e benéficos para a economia nacional. As usinas hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau, e de Belo Monte foram contratadas através de leilões de projeto estruturante. A subseção 6.4 explica como um programa solar CSP de grandes magnitudes poderia ser contratado através de leilões estruturantes, se alinhando com objetivos do programa de aceleração do crescimento do Brasil (PAC). Esta discussão deve ser desenvolvida na cena política.

Excepcionalmente, sob a responsabilidade de um Governo Estadual é possível realizar um Leilão Estadual. Assim, no dia 27 de dezembro de 2013, em licitação promovida pelo governo de Pernambuco, foram negociados 122 MWp de tecnologia solar FV. Este foi o primeiro leilão do país que contratou solar FV. Mais do que garantir a instalação das primeiras seis usinas FV de grande porte no Brasil, o leilão indicou a existência de uma demanda para a fonte solar e estabeleceu um preço mais realista para futuras concorrências.

A Tabela 18, Tabela 19 e Tabela 20 apresentam os preços médios da energia contratada, por leilão e por fonte, no período 2005 – 2016 (atualizado até 08/07/2016). Os preços médios de contratação de energia elétrica apresentados nas tabelas anteriores ilustram o nível de competitividade econômica que a tecnologia CSP

precisa mostrar no Brasil para ser considerada uma opção de geração elétrica comercial e madura. Segundo o enquadramento legal em vigor, usinas CSP poderiam ser contratadas no país sempre e quando o preço da eletricidade gerada fosse competitivo com o preço da energia produzida por outras fontes que compõem a matriz elétrica. Nesse sentido, é importante definir um nível de preço de eletricidade que sirva como referência (ponto de *benchmarking*) e como meta mínima de preço para a eletricidade gerada por usinas CSP.

Tabela 18. Preço médio de contratação por leilão, de 2005 a 2016 (R\$/MWh, a valores constantes)

Fonte	2005	2006		2007					2008			2009		
	1º LEN	2º LEN	3º LEN	1º LFA	4º LEN	5º LEN	1º LPE	2º LPE	1º LER	6º LEN	7º LEN	8º LEN	2º LER	3º LPE
Usina hidrelétrica	169,11	183,31	173,29			177,71	107,32	94,40			128,57			93,57
Pequena usina	152,44	180,03		187,97								179,69		
Eólica													182,79	
Bagaço de cana	189,81	193,75	196,42	193,44					198,89		188,35	180,44		
Capim elefante														
Criadouro avícola				192,86										
Biogás		190,62												
Resíduos de madeira	182,70													
GN	187,30		197,71			177,97								
GNL										168,86	189,65			
Carvão mineral nacional	182,77													
Carvão mineral						174,71					181,85			
Óleo combustível	201,93	193,91	197,71		187,47	180,93				168,59	189,42			
Óleo diesel	203,40	193,90	197,28											
Gás de processo			196,10											
Urânio														
Solar FV														

Fonte: CCEE (2016)

**Tabela 19. Preço médio de contratação por leilão, de 2005 a 2016 (R\$/MWh, a valores constantes) –
continuação da tabela anterior**

Fonte	2010					2011			2012	2013			
	1º CER	10º LEN	2º LFA	3º LER	11º LEN	12º LEN	4º LER	13º LEN	15º LEN	5º LER	16º LEN	17º LEN CER	18 LEN
Usina hidrelétrica		110,00			78,42	114,03		99,59	96,44		110,39		83,49
Pequena usina		184,24	175,55	156,13							127,01		137,3
Eólica			160,16	146,53		111,32	111,28	114,79	90,74	110,51		124,43	119,08
Bagago de cana			164,72	173,58		114,49	111,10	112,54			133,57		133,62
Capim elefante													
Criadouro avícola													
Biogás													
Resíduos de madeira							114,02				136,69		135,49
GN						115,44							
GNL													
Carvão mineral nacional													
Carvão mineral													
Óleo combustível													
Óleo diesel													
Gás de processo													
Urânio	183,11												
Solar FV													

Fonte: CCEE (2016)

**Tabela 20. Preço médio de contratação por leilão, de 2005 a 2016 (R\$/MWh, a valores constantes) –
continuação da tabela anterior**

	2013		2014				2015					2016
	12 LEE	Leilão. Estadual PE	13 LEE	19 LEN	6 LER	20 LEN	3 LFA	21 LEN	22 LEN	7 LER	8 LER	23 LEN
Usina hidrelétrica	182,57		270,72	121,0				154,99				
Pequena usina hidrelétrica						161,97		204,9	204,98			175,8
Eólica				130,05	142,31	136,04	177,47		181,09		203,45	
Bagaço de cana	190,0					201,58	210,33	275,25	210,73			225,02
Capim elefante												
Criadouro avícola												
Biogás												251,00
Resíduos de madeira			260,8			207,11		272,01	212,00			239,59
GN	191,6		262,0			205,5		279,0	214,25			258,00
GNL												
Carvão mineral nacional						201,98						
Carvão mineral importado												
Óleo combustível												
Óleo diesel												
Gás de processo												
Urânio												
Solar FV		228,63			215,53					301,79	297,75	

Fonte: CCEE (2016)

Em junho de 2013 a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou seu documento intitulado “Expansão da geração – Empreendimentos Heliotérmicos”. Naquele documento constam todas as diretrizes para a inscrição de plantas CSP nos leilões de energia (EPE-MME 2014a). Desde então foram cadastrados entre 7 e 9 projetos CSP por leilão (EPE 2013a, 2013b, 2014a). Conquanto a tecnologia CSP tenha apresentado oito projetos cadastrados para participar do leilão de novembro de 2014, com uma potência total de 240 MW (EPE 2014a), nenhum projeto CSP venceu (EPE 2014b). Isto pode ser entendido como uma indicação da falta de competitividade econômica dos projetos cadastrados.

As principais vantagens da tecnologia CSP, como gerar energia firme a qualquer hora do dia, fornecer serviços ancilares ao sistema elétrico nacional e gerar eletricidade sem emitir GEE, não são valorizadas segundo as regras dos atuais leilões, que apenas buscam o mínimo custo da energia. Em conclusão, até a atualidade nenhum projeto CSP tem se mostrado competitivo no Brasil.

Frente à realidade descrita, que caracteriza um cenário base ou tendencial, uma pergunta que se coloca é: quando/se a tecnologia CSP mostrará competitividade econômica frente a outras opções de expansão da matriz elétrica do país? Outra questão seria: quais são as medidas que poderiam ser tomadas para melhorar a competitividade econômica desta tecnologia no longo prazo, permitindo sua penetração na matriz elétrica do país?

Para responder a estas perguntas é necessário modelar a expansão de longo prazo do setor elétrico e energético do Brasil considerando dois cenários: base e alternativo. A publicação científica de Malagueta et al. (2014), incluída no Anexo A2, apresenta a metodologia usada e descreve os cenários e resultados. Os autores modelaram plantas CSP de referência operando no Brasil e avaliaram a competitividade da tecnologia no longo prazo (horizonte até 2040) no sistema elétrico do país. Adicionalmente, os autores verificaram o impacto causado por uma penetração de CSP, forçada e de grande escala, no sistema elétrico brasileiro no longo prazo.

A operação de quatro tipos de plantas CSP de cilindro parabólico foi simulada em duas localidades do Brasil usando a ferramenta *System Advisor Model* (SAM). As duas

localidades escolhidas foram Bom Jesus de Lapa (BJL), no estado de Bahia, região Nordeste; e, Campo Grande (CG), capital de Mato Grosso do Sul, na região Centro-Oeste. As quatro tecnologias CSP de referência que foram modeladas são:

-Planta CSP simples: Esta usina não tem TES nem BUS. Usa resfriamento úmido. A única fonte de calor é o campo solar de cilindro parabólico por onde circula óleo sintético. Usando trocadores de calor num circuito de geração de vapor indireto, a energia térmica transportada pelo óleo sintético troca calor para vaporizar água, e, finalmente, este vapor alimenta uma turbina. Esta planta não pode oferecer energia firme e possui baixa despachabilidade. Por razões de modelagem, uma simplificação importante foi feita: desconsiderou-se um pequeno sistema de *back-up* que este tipo de usinas têm por razões unicamente de segurança operacional, e não para geração elétrica.

- Planta CSP com BUS: Adicional às características da planta simples esta usina tem sistema de *back-up* ou hibridização. As usinas operando em BJL seguem o padrão mundial e usam caldeiras a GN, operando a 100bar com eficiência nominal de 85,7%. Entretanto, as usinas operando em CG usam bagaço de cana de açúcar como combustível, que alimenta caldeiras que operam a 80 bar com uma eficiência nominal de 65%. A motivação para usar este combustível foi a disponibilidade de bagaço de cana de açúcar ainda sem uso na região Centro-Oeste. A estratégia operativa desta usina, nas duas cidades, foi de “operação suplementar” (ver seção 2.5). O limite de hibridização definido para este exercício foi de 25%, sendo isto o volume permanente de vapor, gerado na caldeira, que é alimentado à turbina (a turbina opera a 25% da potência nominal).

- Planta CSP com TES: Adicional às características da planta simples esta usina tem um sistema de armazenamento de energia térmica com 6h de capacidade. O meio de armazenamento é o de sais fundidos.

- Planta CSP avançada: Esta usina tem um sistema de TES de 12h de capacidade. Usa resfriamento úmido. Usa uma tecnologia inovadora, atualmente testada em projetos piloto, que consiste no uso de sais fundidos como fluido de transferência de calor e também como meio de armazenamento de energia térmica. Considerou-se que esta usina poderia estar disponível no Brasil num nível comercial a partir de 2030 e

unicamente no cenário alternativo (explicado na sequência). Considerou-se também redução de custos que poderia acontecer em função de economias de escala, desenvolvimento de novos materiais, produção em série e implementação de processos de maior eficiência.

Os principais resultados do desempenho destas quatro plantas CSP de referência calculados no SAM são: custo de investimento, custo de O&M, geração elétrica horária (útil para caracterizar a sazonalidade da geração), geração elétrica anual e o fator de capacidade. A Tabela 21 apresenta o LCOE da eletricidade produzida nas usinas CSP referenciais. Em geral, este LCOE é maior aos LCOEs descritos na subseção 2.8.4 devido fundamentalmente a: i) maiores custos de contingência considerados para modelar usinas CSP no Brasil; ii) a irradiação DNI no Brasil é menor.

Tabela 21. LCOE da eletricidade produzida em usinas modeladas, ano 2013 – cenário alternativo

	Tecnologia CSP			
	Simples	Com BUS	Com TES 6h	Avançada (TES 12h) *
LCOE em BJL, (ctv. USD/kWh)	30,60	21,60	30,85	19,45
LCOE em CG, (ctv. USD/kWh)	39,06	19,72	38,54	30,01

Nota:* Disponível a partir de 2030

Estes resultados foram usados para caracterizar de forma mais estilizada e simples as quatro tecnologias CSP que poderiam operar em outros lugares do país. Assim, os sistemas simulados em BJL foram usados como sistemas referenciais com potencial na região Nordeste, enquanto os sistemas modelados em CG foram usados como referência nos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo e Paraná (regiões Sudeste e Centro-Oeste). Portanto, a análise apresentará resultados conservadores da competitividade da tecnologia CSP no Brasil dado que os valores médios anuais de irradiação DNI de BJL e CG estão próximos ao limite inferior da faixa de DNI da região semi-árida do Nordeste e da zona de alta DNI no Mato Grosso do Sul, respectivamente.

Estas quatro usinas, representadas simplificadaamente usando os resultados do SAM, foram introduzidas no modelo MESSAGE-Brasil. MESSAGE-Brasil é um modelo integrado de otimização da expansão do setor energético e elétrico do Brasil. A Figura

17 apresenta a interação entre as ferramentas SAM e MESSAGE no escopo deste estudo.

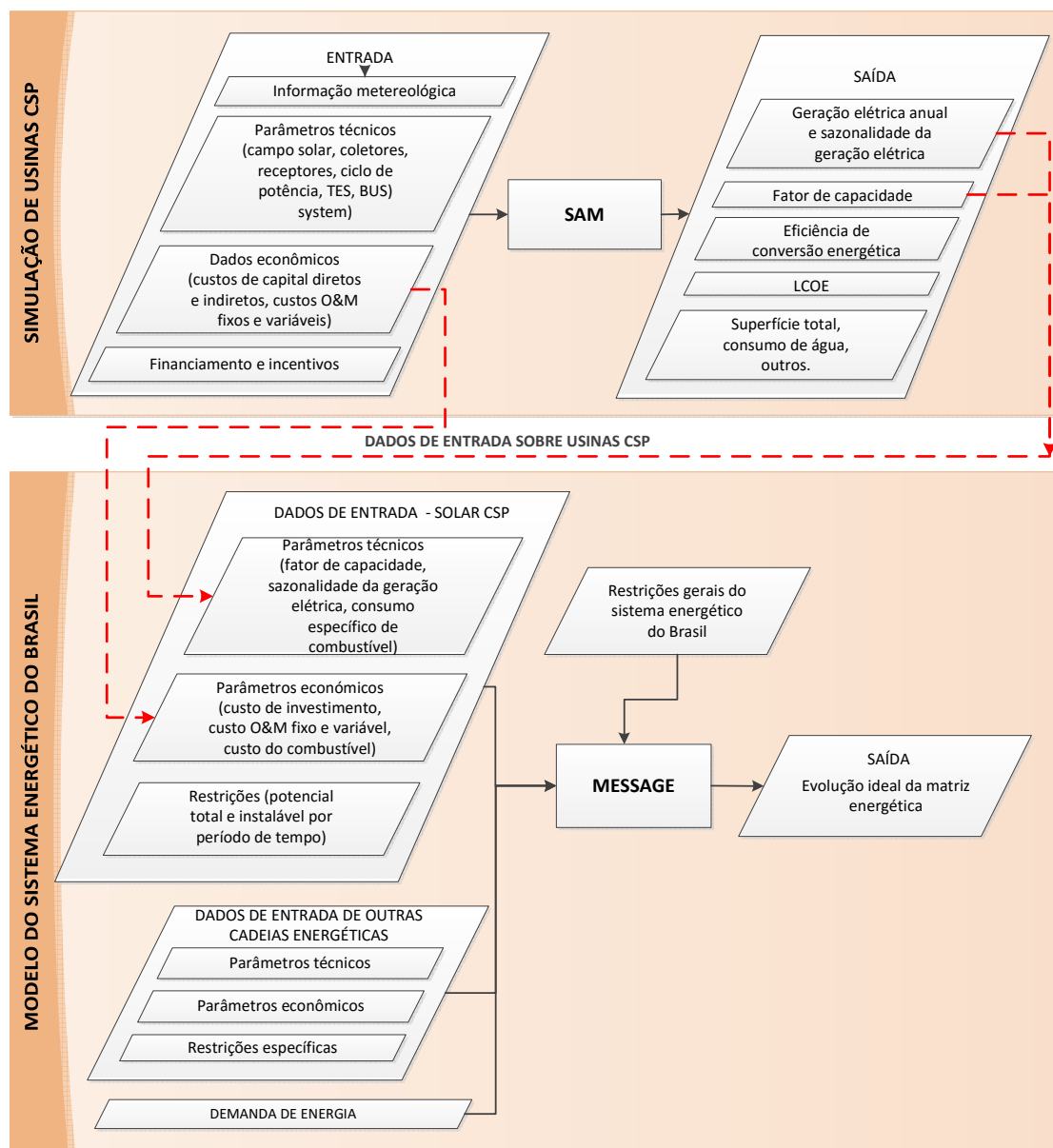


Figura 17. Dados de entrada e saída das ferramentas SAM e MESSAGE

Uma descrição da ferramenta MESSAGE e da sua aplicação MESSAGE-Brasil são apresentadas no Anexo A6 e Anexo A7. O Anexo A7 cita os estudos realizados desde 2003 com MESSAGE-Brasil e sua evolução, ganhando robustez ao longo do tempo, através do seu uso em vários estudos. Os trabalhos realizados no escopo desta Tese

também contribuíram para incorporar várias tecnológicas CSP ao modelo MESSAGE-Brasil.

Como parte dos trabalhos realizados que sustentam esta Tese, a publicação de Soria et al. (2015b), disponível no Anexo A6, apresenta uma caracterização completa e recente do modelo MESSAGE e da aplicação MESSAGE-Brasil, elaborada a partir de um estudo de debilidades, ameaças, fortalezas e oportunidades (DAFO)²⁶ de vários modelos de planejamento energético. Este estudo comparou o modelo MESSAGE, e sua aplicação MESSAGE-Brasil, com os modelos TIMES e REMIX-CEM, e com suas aplicações ao Brasil, respectivamente.

Tendo como dado de entrada (calculada exógenamente) a projeção de demanda elétrica, o modelo integrado de otimização aloca os recursos necessários e escolhe as tecnologias para atender a demanda segundo o critério de mínimo custo total, cumprindo com as restrições estabelecidas.

A estrutura do MESSAGE-Brasil usada para este estudo tem algumas particularidades, incluindo uma caracterização detalhada da sazonalidade e da variação diária da geração elétrica produzida por tecnologias renováveis (CSP, FV, eólica, hidrelétrica), e a incorporação do efeito do aprendizado tecnológico sobre o custo de capital das tecnologias emergentes²⁷ (CSP, FV, e inclusive²⁸ da eólica).

²⁶ Em inglês: SWOT *analyses* (*strengths, weaknesses, opportunities, threats*)

²⁷ Entende-se por tecnologia emergente, ou nova, a todo tipo de inovação técnica, representando progresso, tendo como finalidade atingir um nível competitivo ou comercial. Segundo Fouquet e Pearson (2012), o aprendizado tecnológico e economias de escala são fundamentais para que novas tecnologias atinjam um nível competitivo. No setor energético isto é traduzido como preços competitivos por serviços energéticos. A disponibilidade de recursos e o apoio do governo são frequentemente fatores-chaves para empurrar a aceitação das novas tecnologias na sociedade. Adicionalmente, fatores essenciais para permitir transições tecnológicas no setor energia são: custo da tecnologia, acesso ao capital e termos do financiamento. Recentemente não importa só o que o lado da oferta possa fazer, mas também o que é possível fazer pelo lado da demanda, que começa a valorar outros fatores não econômicos associados às novas tecnologias e exige conhecer não só as vantagens mas também os problemas associados. Isto, de certa forma, é influenciado pela conjuntura do momento. Segundo Kajikawa et al. (2008) uma forma de tomar decisões sobre em que tecnologia investir é analisando o número de publicações e citações em artigos científicos relacionados a cada tecnologia emergente.

²⁸ Atualmente a geração eólica onshore no Brasil tem maturidade comercial e demonstra competitividade econômica inclusive frente a tecnologias convencionais de geração elétrica.

A versão de MESSAGE-Brasil usada considera três regiões: i) subsistema S1, que agrupa as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste; ii) subsistema S2, que agrupa as regiões Nordeste e uma parte da região Norte; e, iii) o subsistema R, que agrupa a pequenos subsistemas isolados para eletrificação na região norte (Amazônia). Assim, projeções de demanda elétrica foram fornecidas para as três regiões consideradas. Usinas solares CSP foram candidatas nas regiões S1 e S2 para a expansão do setor elétrico. No subsistema R não há potencial para desenvolver projetos CSP.

Os períodos do modelo são de cinco anos, cada ano é dividido em quatro partes (similar a estações climáticas), e cada dia típico é representado com cinco intervalos. Consequentemente, a sazonalidade da geração CSP, FV, eólica e hidrelétrica foi caracterizada nesta resolução temporal usando os resultados do SAM. Esta resolução temporal mostrou-se suficiente para os objetivos do exercício, embora, como será visto no Capítulo 3, existem limitações associadas à modelagem de ERV usando resoluções temporais de larga duração (blocos de tempo de várias horas ou mais), que distorcem os resultados sobre seu potencial e penetração nos sistemas elétricos.

Todos os projetos de geração elétrica já contratados, em construção e em operação foram considerados para estabelecer a restrição de capacidade mínima instalada por tecnologia. De igual forma, a capacidade de transmissão existente e planejada entre regiões foi considerada.

O estudo considerou dois possíveis cenários no horizonte analisado (2040): o cenário base ou tendencial, e o cenário alternativo. Um dos principais desafios para o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil está no financiamento do elevado investimento inicial, o que é classificado pelos bancos como de alto risco. Para superar esta barreira, no cenário alternativo incorporam-se incentivos financeiros (linhas de crédito específicas para CSP) e fiscais para esta tecnologia. O cenário alternativo também considera o desenvolvimento de um programa solar que instala gradualmente a partir de 2020 um total de 7,2 GW de tecnologia CSP até 2040. O cenário alternativo considera que esta capacidade seria contratada através de leilões específicos agendados exclusivamente para usinas CSP. O objetivo desta política seria facilitar a introdução da tecnologia CSP para geração elétrica na matriz energética nacional.

Embora o uso comercial da geração eólica é bastante recente no Brasil, talvez atualmente esta tecnologia não deva ser mais considerada como uma tecnologia emergente.

Usando as restrições de capacidade mínima que o modelo permite, a instalação de capacidade CSP foi forçada no cenário alternativo, começando com 800 MW em 2020 e atingindo uma capacidade total acumulada CSP de 7,2 GW em 2040. A capacidade instalada foi distribuída entre as quatro tecnologias CSP de referência, e entre as regiões S1 e S2. A distribuição regional foi definida segundo o potencial CSP técnico de cada região, enquanto que a distribuição entre as tecnologias considera a maturidade tecnológica de cada opção. Considerou-se que as usinas híbridas seriam as primeiras em ser usadas no Brasil, e a tecnologia avançada a última a penetrar, a partir de 2030.

Resulta importante destacar que o modelo MESSAGE-Brasil considera como opções de expansão do setor elétrico termelétricas convencionais (ciclo aberto com GN, ciclo combinado com GN, nuclear, bagaço de cana de açúcar, carvão, motores de combustão, etc.), usinas hidrelétricas (pequenas, médias e grandes) e tecnologias não convencionais de aproveitamento de energia renovável, como a eólica, solar FV, CSP, biogás, etc. Numa ótica de decisão por mínimo custo total, a tecnologia CSP fará parte da matriz elétrica unicamente quando for uma opção econômica frente às outras tecnologias disponíveis.

Os resultados obtidos no MESSAGE-Brasil indicaram que a expansão de mínimo custo do sistema elétrico brasileiro deve se basear fundamentalmente em usinas hidrelétricas e plantas termelétricas alimentadas por GN e bagaço de cana de açúcar. Assim, num cenário base as tecnologias CSP de referência não seriam escolhidas. No cenário alternativo a capacidade eólica não variou, mas a geração eólica sim (parques eólicos com maiores fatores de capacidade foram instalados).

Foi verificado que mesmo simulando plantas CSP em cenários alternativos onde incentivos para CSP, melhores tecnologias e menores custos são considerados, a eletricidade que plantas CSP referenciais poderiam produzir seria sempre mais cara do que a oferecida por outras alternativas tradicionais de geração de eletricidade, e inclusive seria maior ao de usinas eólicas e FV.

Este resultado é corroborado²⁹ pelos resultados de LCOE das usinas CSP modeladas (Ver Tabela 21), que inclusive no cenário alternativo variam entre 19,72 - 30,85 ctv. USD/kWh (432 – 675 R\$/MWh³⁰). Estes valores sempre são superiores aos preços médios de contratação de eletricidade dos últimos leilões (em comparação a todas as tecnologias), que são apresentados na Tabela 18, Tabela 19 e Tabela 20.

Entretanto, num cenário alternativo, onde usinas CSP são instaladas por decisão política, sem importar que não sejam opções custo efetivas, verificou-se que as primeiras usinas solares CSP introduzidas em 2020 substituiriam a usinas termelétricas alimentadas por GN (em comparação ao cenário base), e a partir de 2030, substituiriam também usinas hidrelétricas. Os resultados mostraram que o sobrecusto, em comparação ao cenário base, associado à execução do programa solar considerado no cenário alternativo, seria de 144 bilhões de dólares. É claro que dado o elevado custo este cenário é improvável.

Contudo, com o intuito de procurar alternativas tecnológicas que permitam a inserção da tecnologia CSP no Brasil e dado que os menores custos atuais são para arranjos com hibridização, outras configurações de BUS e combustíveis têm sido exploradas. Por exemplo, Malagueta et al. (2012) analisaram a hibridização a GN de usinas CSP na bacia do Rio São Francisco –Bahia. A consideração feita foi que, no médio prazo, os recursos de GN desta região poderiam ser explorados, disponibilizando gás a baixo custo. Malagueta et al. (2012) simularam uma usina CSP de cilindro parabólico de 100 MWe hibridizada com GN, configurada para operação em regime de “mínimo nível de *back-up*”, incorporando caldeira auxiliar com fração de hibridização de 25%³¹, e os resultados mostraram um LCOE de 21,60 ctv. USD/kWh. Embora este LCOE seja mais atrativo, este ainda é alto em comparação a outras tecnologias de geração elétrica.

²⁹ Uma metodologia comum para avaliar a viabilidade econômica de usinas CSP é simular plantas referenciais e comparar seus LCOE com os valores oferecidos no Brasil em leilões de energia alternativa por produtores de eletricidade a partir de outras fontes renováveis (como a eólica, biomassa e PCH).

³⁰ Conversão feita usando uma taxa de câmbio de 1 USD = 2,19 Reais, valor médio em 2013, quando o estudo foi realizado.

³¹ 25% representa o volume permanente de vapor, gerado na caldeira, que é alimentado à turbina.

Ademais, Malagueta (2013) analisou plantas CSP híbridas com ciclo combinado (ISCC) de 100MWe no Nordeste. Se for cogitada uma planta ISCC a GN com participação de energia solar CSP, apenas responsável por 25% da produção de energia elétrica total da planta, o LCOE se aproxima da ordem de grandeza dos leilões (Ver Tabela 22 e comparar com os preços apresentados na Tabela 18, Tabela 19 e Tabela 20). Neste caso, a energia de uma planta CSP-ISCC dependendo do custo do GN poderia ser ofertada entre 8,15 – 10,99 ctv. USD/kWh (179- 242 R\$/MWh, considerando o dólar a 2,2 reais). Estes preços já mostram mais competitividade.

Tabela 22. Plantas híbridas ISCC de 100 MWe para diferentes custos do GN

Custo do GN [USD/MMBTU]	3,00	5,00	8,00
Produção [GWh/ano]	860	860	860
LCOE [ctv. USD/kWh]	8,15	9,27	10,99
Parcela da produção anual			
proveniente do sol	25%	25%	25%
proveniente do GN	75%	75%	75%

Fonte: Malagueta (2013)

Como estes custos são menores que os de plantas CSP de cilindro parabólico com ciclo Rankine modeladas como referência, Malagueta (2013) sugere que a configuração CSP-ISCC a GN é uma opção para ser instalada no Brasil de modo gradativo. Entretanto, uma maior participação de GN na hibridização de usinas CSP, mesmo que conseguindo antecipar a entrada desta tecnologia no Brasil, contradiz uma das próprias razões de ser das fontes de energia renovável: a não emissão de GEE. Ademais, é grande a incerteza³² ao redor da real disponibilidade de GN, e seu custo, nas zonas de alta irradiação DNI no Nordeste (interior da Bahia e Piauí). Os projetos anunciados para exploração GN na região Nordeste não têm avançado no ritmo esperado. Outra barreira está relacionada à infraestrutura e logística inexistente para o transporte de GN na região.

³² Após a Sétima Rodada de Licitações em 2005, e a Décima Rodada de Licitações em 2008, a Agência Nacional de Petróleo e Gás (ANP) não tem concedido novos blocos na Bacia Sedimentar do São Francisco. Todos os blocos concedidos continuam em fase de exploração, ainda não se reportou produção (ANP 2015). O tamanho da reserva é desconhecido (Câmara dos Deputados 2011; Duarte 2011).

Em conclusão, num cenário base onde a política energética, o marco regulatório e as condições financeiras continuam iguais, as tecnologias CSP de referência, com alta participação de fonte solar na produção de vapor total entregue ao bloco de potência, ainda não seriam opções de mínimo custo para a expansão do setor elétrico brasileiro até 2040. Assim, usinas comerciais CSP não seriam contratadas no Brasil, a menos que exista uma política que garanta sua penetração no mercado, como por exemplo, os leilões específicos para CSP considerados no cenário alternativo.

3.3 Modelos competitivos para projetos CSP no Brasil

Esta subseção está baseada na publicação científica de Soria et al. (2015a), incluída no Anexo A2.

Como foi apresentado no Capítulo 2, não existe algum projeto comercial CSP contratado no Brasil para se tomar o custo da sua eletricidade como referência para a análise de competitividade econômica desta tecnologia. Assim, é necessário definir um preço de eletricidade de referência (ponto de *benchmarking*), que determine o nível mínimo de preço de energia na qual projetos CSP começariam a mostrar competitividade econômica no mercado elétrico brasileiro. A forma mais simples de determinar este preço de referência é tomando o preço da eletricidade produzida por uma tecnologia emergente, que use energia renovável não convencional, e que apresente um potencial importante no Brasil. Dito de outra forma, o CSP deve se mostrar competitivo frente a opções marginais de expansão.

Uma tecnologia que se aproxima desta descrição é a solar FV. Em 2011, a capacidade instalada FV no Brasil era mínima, de aproximadamente 31,5 MWp. Esta capacidade era o resultado da instalação de sistemas FV pequenos, a maior parte em sistemas isolados, que tinham por objetivo a eletrificação rural (30 MWp); e só 1,5 MWp em sistemas centralizados, contratados no marco de projetos de P&D ao redor do país (ABINEE 2012). Usinas centralizadas fotovoltaicas foram contratadas comercialmente no Brasil pela primeira vez em 2013, no leilão estadual de Pernambuco (122 MWp). Desde 2014 várias usinas FV centralizadas têm sido contratadas em diversos leilões

de energia de reserva³³ (6_LER em 2014, 7_LER e 8_LER em 2015), totalizando uma capacidade de 2.653 MWp, que será instalada progressivamente até 2018 ao longo do país (CCEE 2016). A Tabela 20 amostra a evolução dos preços³⁴ de contratação da eletricidade produzida com fonte solar FV, evidenciando que esta energia foi contratada a preços superiores à média paga a outras fontes convencionais, inclusive maior ao preço pago a fontes renováveis como a eólica. Em conclusão, a opção solar FV pode ser considerada, ainda hoje, como uma tecnologia emergente no Brasil.

É importante destacar que a referência³⁵ não é a tecnologia solar FV como tal, mas é o preço de sua eletricidade. Usando esta comparação é possível estabelecer uma meta realista de preço para a eletricidade gerada em plantas CSP, sendo esta igual ou menor ao preço inicial com o qual a primeira licitação para FV abriu no país. Este é precisamente o valor que define a disponibilidade a pagar da sociedade brasileira por ter fonte solar FV na matriz elétrica. Nesse sentido, tomou-se como referência o leilão estadual de Pernambuco, destinado a consumidores industriais, onde o preço inicial com o qual a licitação abriu foi de 11,40 ctv. USD/kWh (250 R\$/MWh)³⁶, e o preço médio de contratação foi de 10,44 ctv. USD/kWh (228,63 R\$/MWh), apresentando um deságio de 8,55% em relação ao preço inicial (SRHE 2013).

Neste estudo, assumir-se-á que um valor na ordem de grandeza do obtido no leilão antes descrito seria aceitável para a remuneração da receita requerida por uma planta CSP no Brasil. Assim, o preço referencial que a eletricidade produzida em usinas CSP

³³ Também é discutível o propósito de contratar energia elétrica produzida por usinas FV e eólicas num leilão de reserva, onde o objetivo deveria ser a procura por tecnologias que realmente garantam a entrega da energia firme estimada no contrato. Por definição as usinas de ERV não poderiam assegurar uma quantidade de energia firme, sua produção é função do recurso eólico e irradiação global (durante o dia). Este não é o caso da tecnologia CSP, com BUS e/ou TES, que realmente poderia assegurar energia firme a qualquer hora do dia.

³⁴ Estes preços variam entre 10,44 ctv. USD/kWh (Leilão Estadual de Pernambuco) e 9,15 ctv. USD/kWh (7LER em 2015, usando um valor de conversão de 1USD = 3,3 Reais). Esta aparente redução de preço, usando como moeda o dólar americano, explica-se, em parte, pela desvalorização do Real frente ao Dólar.

³⁵ Ressalta-se que a referência de comparação não é a tecnologia solar FV. A comparação entre FV e CSP não seria justa uma vez que usinas CSP não só geram eletricidade durante o dia, mas elas são capazes de fornecer energia firme a qualquer hora do dia, com alta despachabilidade e flexibilidade. Adicionalmente, usinas CSP podem fornecer serviços ancilares ao sistema elétrico nacional, a diferença de usinas FV. O objetivo não é comparar as duas tecnologias solares, elas tem diferentes papéis no sistema elétrico. Cada tecnologia solar tem seu mercado.

³⁶ Foi usada um valor médio de câmbio do segundo semestre de 2013 de 1 USD = 2,19 Reais

deve atingir para que estas se mostrem competitivas no Brasil foi estimado em 11,40 ctv. USD/kWh.

Portanto, para que a tecnologia CSP seja escolhida como uma opção para a expansão do setor elétrico brasileiro, sua eletricidade deve custar igual ou menos que 11,40 ctv. USD/kWh. Assim, o desafio é, considerando as especificidades do Brasil, achar qual é a tecnologia e configuração de usina CSP que poderia diminuir o custo da energia elétrica produzida, até atingir o custo de *benchmark*, e sob que condicionantes isto seria possível? Esta pergunta tem uma resposta, justificada em detalhe na publicação científica de Soria et al. (2015a), incluída no Anexo A2. Os autores mostram como no médio prazo no Brasil é possível desenvolver usinas CSP alternativas que gerem eletricidade com um LCOE competitivo, capazes de ganhar um leilão de energia renovável, inclusive baixo às atuais regras contratuais estabelecidas pelo mecanismo de leilão. Isto ainda não ocorreu porque as configurações de usina CSP anteriormente avaliadas não eram economicamente viáveis no Brasil. Esta Tese apresenta uma configuração de usina CSP, que no médio prazo pode ser economicamente viável.

O fato de o potencial brasileiro estar associado a regiões semiáridas com maior disponibilidade de água e biomassa, do que o percebido em outras regiões com potencial CSP no mundo, que normalmente instalam usinas CSP em regiões desérticas, onde a biomassa não é uma opção real para hibridização (Arvizu et al. 2011; Trieb et al. 2014; Viebahn et al. 2011), abre a possibilidade para que o Brasil possa seguir um caminho de desenvolvimento da tecnologia CSP diferente, aproveitando das características únicas que o favorecem. A proposta de Soria et al. (2015a) é exatamente mostrar que esta vantagem comparativa brasileira indica um caminho específico para o país em relação à alternativa energética CSP.

A região Nordeste, por um lado, concentra a maior parte do potencial CSP do país, e, por outro lado, a região pode disponibilizar biomassa de boa qualidade e baixo custo que pode ser usada para a hibridização de usinas CSP. Esta subseção analisa a opção de usinas CSP hibridizadas com biomassa local, especificamente a base de madeira de jurema-preta, disponível na região nordeste do Brasil. Esta ideia ganha força devido às peculiaridades do semiárido nordestino, onde existem ecossistemas

como a caatinga e o cerrado que, se manejados apropriadamente, podem disponibilizar grandes quantidades de biomassa.

Esta subseção da Tese detalhará a possibilidade de usar biomassa de jurema-preta devido ao acesso a dados reais sobre esta cultura fornecidos por fazendeiros da região nordestina (Ver Anexo 3 para maiores detalhes). Dados sobre as propriedades físicas da madeira de jurema-preta, produtividade e manejo da floresta de jurema-preta e seu preço no mercado foram fornecidos pela Fazenda União, localizada no interior do estado da Bahia (Fazenda União 2013). Entretanto, além da jurema-preta outras culturas próprias da caatinga podem ser usadas também para este objetivo.

A espécie *Mimosa tenuiflora*, comumente chamada como jurema-preta, está presente em extensas superfícies da região semiárida do Nordeste devido a sua rápida regeneração natural e a sua capacidade de adaptação ao ecossistema da caatinga (Bakke et al. 2006; Cavalcante et al. 2013). Adicionalmente, vastas áreas degradadas na caatinga podem ser recuperadas com esta espécie nativa (Azevêdo et al. 2012; Figueiredo et al. 2012; Tavares 2012). Avaliações preliminares da quantidade de biomassa de jurema-preta têm sido feitas usando equações alométricas e índice de vegetação, assim como usando imagens de satélite e sensoriamento remoto junto a ferramentas GIS, para áreas específicas de Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco e Ceará (Aráujo et al. 2004; Cavalcante et al. 2013; Bakke 2005; Lima et al. 2014). Embora a quantidade de biomassa de jurema-preta (e de outras culturas adequadas para este propósito) tenha sido avaliada para algumas regiões dos estados mencionados, não existe ainda uma avaliação geral da quantidade desta biomassa no Nordeste, nem de seu potencial energético. Aprofundar esta pesquisa faz parte das recomendações para trabalhos futuros.

Os departamentos de Engenharia Florestal, Agronomia, Uso do solo, Botânica e Recursos Naturais de diversas universidades da região Nordeste têm estudado a jurema-preta, e outras culturas da região, em profundidade. As universidades que mais estudos têm feito sobre isto são: Universidade de Viçosa, Universidade Federal de Campina Grande, Universidade Federal da Paraíba, Universidade Federal de Pernambuco, Universidade Federal do Espírito Santo, Universidade Federal Rural do Semiárido, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Universidade Federal de

Lavras, Universidade de Brasília, Universidade Estadual de Feira de Santana, assim como a Associação Plantas do Nordeste (PNE). A Tabela 23 resume as publicações científicas que caracterizam a jurema-preta. A Tabela 24 mostra as publicações que falam sobre a regeneração natural da jurema-preta e da sua capacidade de adaptação ao ecossistema da caatinga. Finalmente, a Tabela 25 resume as publicações com estimativas de quantidade de biomassa de jurema-preta e potencial energético.

Tabela 23. Propriedades de espécies da caatinga (por exemplo, jurema-preta)

Título da publicação	Cita
Qualidade dos taninos de jurema-preta para a produção de adesivo tanino formaldeído	Azevêdo et al. (2015)
Estudo da decomposição térmica da madeira de oito espécies da região do Seridó, Rio Grande do Norte.	Carneiro et al. (2013)
Avaliação dos plantios de jurema-preta da empresa Carbomil Química em Limoneiro do Norte – Ceará	PNE (2008)
Produção de forragem e qualidade da "jurema-preta" espinhosa e sem espinhos.	Bakke et al. (2007)
Impacto da água e cloreto de sódio sobre a germinação das sementes de <i>Mimosa tenuiflora</i> .	Bakke et al. (2006)
Estrutura anatômica da madeira e qualidade do carvão de <i>Mimosa tenuiflora</i> .	Oliveira et al. (2006)
Variação na estrutura da madeira de quatro espécies da caatinga nordestina e seu potencial para o desenvolvimento sustentável	Silva (2006)
Características anatômicas, químicas e térmicas da madeira de três espécies de maior ocorrência no semi-árido nordestino	Oliveira (2003)

Tabela 24. Regeneração natural de espécies da caatinga (por exemplo, jurema-preta) e a sua capacidade de adaptação ao ecossistema

Título da publicação	Cita
Regeneração de espécies arbóreas e fauna do solo em diferentes ambientes do semiárido da Paraíba.	Ribeiro (2013)
Crescimento de plântulas de jurema preta (<i>Mimosa tenuiflora</i> (Wild) Poiret) em solos de áreas degradadas da caatinga.	Azevêdo et al. (2012)
Revegetação de áreas degradadas da Caatinga.	Figueiredo et al. (2012)
Recuperação de áreas degradadas da Caatinga com as espécies nativas jurema preta (<i>Mimosa tenuiflora</i>) com e sem acúleos e favela com e sem espinhos.	Tavares (2012)
Reintrodução de espécies nativas em áreas degradadas na caatinga e sua relação com os atributos do solo	Pereira (2011)
Crescimento inicial de três espécies arbóreas nativas em áreas degradadas da caatinga	Araújo (2010)
Estimativa de biomassa de árvores em áreas de regeneração de vegetação tropical seca no nordeste do Brasil	Sampaio et al. (2010)
Produção in-situ de forragens de <i>Mimosa tenuiflora</i> sob poda na floresta tropical caatinga nativa seca no Brasil	Bakke et al. (2009)
Regeneração natural da jurema preta em área sob pastejo de bovinos	Bakke et al. (2006)

Tabela 25. Avaliação da quantidade de biomassa de espécies típicas na caatinga (por exemplo, jurema-preta) e seu potencial energético

Título da publicação	Cita
Estimativa de biomassa lenhosa da caatinga com uso de equações alométricas e índice de vegetação	Lima et al. (2014)
Potencial energético da madeira de espécies oriundas de plano de manejo florestal no Estado do Rio Grande do Norte	Cavalcante et al. (2013)
Potencial de acumulação de fitomassa e composição bromatológica da jurema-preta na região Semi-árida da Paraíba	Bakke (2005)
Estimativa da produção de biomassa de um povoamento de jurema-preta (<i>Mimosa tenuiflora</i>) (Wild) com cinco anos de idade	Aráujo et al. (2004)
Eco-regiões - Propostas para o bioma caatinga	Velloso et al. (2002)

Esta extensa revisão bibliográfica mostra que a espécie de jurema-preta está bem caracterizada, seu uso e potencial para recuperar zonas degradadas do semi-árido nordestino tem sido amplamente estudado por universidades brasileiras. Assim, a ideia de usar este recurso para hibridizar usinas CSP não é algo impossível. Pelo contrário, atualmente algumas fazendas da região nordestina usam esta madeira para produzir carvão vegetal de alta qualidade. A Tabela 26, apresenta as principais características da madeira de jurema-preta:

Tabela 26: Propriedades físicas, produtividade, e dados de custo da madeira de jurema-preta.

	Parâmetro	Valor
Propriedades físicas	Densidade	0,9 g/cm ³ (t/m ³)
	Poder calorífico inferior (PCI)	4.885 kcal/kg
		20,45 MJ/kg
Produtividade e manejo	Disponibilidade em volume	77 m ³ /hectare
	Disponibilidade em massa	69,3 t/hectare
	Ciclo de extração	7 - 9 anos
	Capacidade de manejo (corte seletivo)	600 hectare/ano
Preço da madeira na porta da usina CSP	Preço por volume	9 USD/m ³
	Preço por energia	0,51 USD/MMBTU

Fonte: Soria et al. (2015a)

A atual remuneração que os produtores de jurema-preta recebem do negócio do carvão vegetal por a madeira de jurema-preta vendida serviu como base para estabelecer um preço realista para este recurso, para seu uso como combustível de *back-up* em usinas CSP-BIO. Como explica Soria et al. (2015a), definiu-se um preço igual ao triplo do que atualmente os produtores percebem, o que poderia motivá-los para fornecer sua madeira para os proprietários de usinas CSP. Considerou-se um preço de madeira de jurema-preta de 9 USD/m³ (ou 51 ctv. USD/ MMBTU). Este valor foi determinado em função de conversações com o representante legal da Fazenda União, que já maneja a floresta de jurema-preta para produção de madeira, usada para a produção de carvão vegetal. Em função destas conversações, estimou-se que um preço três vezes superior ao atual preço de mercado seria suficiente para que os produtores de madeira local se involucrem nesta nova atividade económica, fornecendo madeira às usinas CSP instaladas na região. A Tabela 27 apresenta uma comparação do custo da madeira de jurema-preta com outros combustíveis (preços referenciais em 2010).

Tabela 27. Comparação do custo dos combustíveis, valores referenciais em 2010

Combustível	US\$/ GJ	USD/MMBTU
GN ^a	7,61	8,02
Carvão nacional ^a	1,77	1,87
Carvão importado ^a	3,30	3,48
Nuclear ^b	2,20	2,32
Bagaço cana de açúcar ^a	1,39	1,47
Biomassa (eucaliptos) ^c	1,86	1,96
Biomassa (jurema-preta) ^d	0,48	0,51
GNL importado ^a	13,31	14,04
Fuel oil (preço internacional) ^e	15,17	16,00
Diesel (preço internacional) ^e	20,85	22,00

Fontes:

^a Soares et al. (2012)

^b Cabrera-Palmer et al. (2008), Deutch et al. (2009) e NEA/IEA (2010)

^c Hoffmann et al. (2012)

^d Soria et al. (2015a)

^e Viebahn et al. (2011)

Por outro lado, a ideia de usar sistemas de *back-up* baseados em caldeiras a biomassa para hibridizar usinas CSP é respaldada pela experiência da indústria brasileira, capaz de fornecer todos os componentes necessários para plantas de geração alimentadas por biomassa. Esta estratégia permitiria elevar o grau de conteúdo nacional numa planta CSP no Brasil, beneficiando diretamente ao setor industrial brasileiro. A indústria brasileira fabrica caldeiras, bombas, válvulas, turbinas à vapor, dutos, estrutura metálica, condensadores, etc. que são requeridos também por usinas CSP. O capítulo 5, subseção 5.3, avaliará qualitativamente as possibilidades da indústria brasileira para se integrar à cadeia produtiva CSP.

Soria et al. (2015a) usaram o modelo SAM para dimensionar uma usina CSP de cilindro parabólico, de 30 MWe, resfriamento úmido, sem TES, usando um BUS baseado em uma caldeira alimentada por madeira de jurema-preta que opera em modo suplementar (100 bar e 75% de eficiência) para fornecer uma quantidade determinada de vapor à turbina, atingindo uma eficiência de conversão energética total de 38%. O modo de operação suplementar certamente representa uma estratégia conservadora em termos de flexibilidade e despachabilidade, em comparação ao modo de mínimo nível de *back-up*, que assegura maior flexibilidade à usina.

Pérez e Olmo (2011), Peterseim et al. (2014), Soria et al. (2015a) e Srinivas e Reddy (2014) também consideraram estratégias conservadoras de operação e despacho para usinas CSP hibridizadas com biomassa sólida, assegurando uma operação eficiente da caldeira durante o tempo todo, operando com uma capacidade próxima à capacidade nominal. Desta forma a turbina a vapor pode operar com carga parcial durante a noite sem sofrer redução importante na sua eficiência (Peterseim et al. 2014). Este modo de operação pode ser implementado já no curto e médio prazo, mas no longo prazo novas caldeiras e sistemas de controle e automação permitirão operar caldeiras a biomassa sólida em modo de operação de mínimo nível de *back-up* (Thrän et al. 2015). Esta perspectiva é apresentada com detalhe no Capítulo 4, seção 4.2.

O tamanho da usina modelada justifica-se em função da legislação que estava vigente no Brasil até 8 de dezembro de 2015, que garantia incentivos econômicos ao desenvolvimento de energias renováveis para projetos na faixa máxima de até 30 MWe. Tal legislação se justificava para o caso das tecnologias de ERV, como a eólica e a solar FV, uma vez que a integração destas na rede pode causar problemas de estabilidade³⁷ elétrica ao sistema. Mas, tal justificativa não é válida para plantas CSP, que, ao contrário, podem prestar serviços ancilares ao sistema e ser, por eles, remunerados. Não há restrições técnicas para instalar usinas CSP maiores³⁸. A Lei 13.203 de 8 de dezembro de 2015 atualizou a legislação brasileira (Governo do Brasil 2015), contemplando incentivos similares para usinas de energia renovável de até 300 MW de capacidade que poderiam, então, se beneficiar de economias de escala e inovação tecnológica.

As restrições fundamentais do dimensionamento foram: i) o LCOE da energia gerada deve ser menor ou igual que 11,40 ctv. USD/kWh (ponto de benchmark, determinado em função dos critérios apresentados no início desta subseção); ii) A maior parte da

³⁷ Inclusive este entendimento deve ser revisto a luz dos avanços da eletrônica de potência implementados em usinas eólicas e FV que tem minimizado vários impactos causados ao sistema elétrico. Vários estudos estão em andamento para entender qual é o limite de penetração das ERV nos sistema elétrico do Brasil. Os impactos na rede de transmissão e distribuição associados a conexão ao grid de usinas eólicas e FV podem ser locais ou sistêmicos (balanceamento oferta-demanda e reserva de potência). Os impactos locais não dependem unicamente do tamanho da usina, mas também da distribuição geográfica das diversas usinas no grid. Assim, recomenda-se reformular na regulação o limite de tamanho máximo que uma usina de ERV pode ter.

³⁸ Por exemplo, na Espanha a tendência de tamanho em usinas CSP em operação é 50 MW. Este pode ser o tamanho máximo segundo regulação vigente.

geração anual de eletricidade, ou um mínimo de 51%, deve ser produzida com fonte solar, ou seja, a partir do vapor gerado no campo solar. Assim, só o 49% da geração elétrica anual pode ser produzida com o vapor gerado na caldeira de *back-up*. É importante ressaltar que esta restrição de fração de hibridização máxima (uso de biomassa) foi definida como uma primeira proposição, que procura avaliar preliminarmente a viabilidade técnica e econômica de usinas CSP hibridizadas com biomassa. O limite máximo de uso de biomassa em usinas CSP deve ser definido pela política energética, entendendo que o objetivo do seu uso é diminuir o LCOE para que a penetração da tecnologia CSP possa acontecer no médio prazo. Embora a operação da caldeira alimentada por biomassa possa ser entendida como livre de emissões de GEE, a restrição foi imposta devido aos objetivos do estudo, que busca incentivar o uso da energia solar em usinas CSP. Assim, pretende-se desenhar usinas solares hibridizadas com biomassa, e não o contrário.

Uma vez apontadas as restrições as ferramentas de otimização e parametrização do modelo SAM permitiram dimensionar a usina CSP hibridizada com biomassa. A missão foi achar a combinação ideal de MS e FH³⁹ com biomassa (BFF, do inglês *biomass fill fraction*), sujeita ao cumprimento das duas restrições estabelecidas. Os detalhes sobre a configuração, operação e custos desta usina CSP hibridizada com biomassa são apresentados por Soria et al. (2015a), publicação disponível no Anexo A3.

Os resultados de Soria et al. (2015a) mostram que é possível ter uma usina CSP de 30 MWe, com resfriamento úmido, hibridizada com jurema-preta, operando na região nordeste do Brasil, que produza eletricidade ao longo do ano majoritariamente a partir da energia solar e com um LCOE menor que o valor de benchmarking (11,4 ctv. USD/kWh). Isto é possível com uma usina de MS igual 1,2 e um FH igual a 30%, o que resulta em um LCOE de 11,31 ctv. USD/kWh. Esta usina geraria 139 GWh/ano de eletricidade, com um fator de capacidade de 51,4%. Os resultados completos apresentam-se na Tabela 28.

³⁹ A fração de hibridização com biomassa, ou BFF, do inglês *biomass fill fraction* representa nesta publicação a fração da potência nominal da turbina que pode operar com o vapor produzido na caldeira a biomassa.

Tabela 28. Resultados da simulação individual para MS=1.2 e FH = 30%

Parâmetro	Valor
Produção de eletricidade	139,3 GWh/ano
Contribuição solar	53,6%
Contribuição jurema-preta	46,4%
LCOE real	11,31 ctv. USD/kWh
Fator de capacidade	51,4%
Uso anual de água	565 x 10 ³ m ³
Energia térmica anual produzida na caldeira	185 GWh _{th} /ano (666 TJ / ano)
Área da usina	83,7 hectare (0,84 km ²)
Área requerida para manejo forestal	5.014 hectare (50 km ²)
Área total do projeto	5,098 hectare (51 km ²)

Fonte: Soria et al. (2015a)

Adicionalmente, Soria et al. (2015a) mostram que existe um potencial de mercado estimado em 38 GW, distribuído em áreas ao redor de 17 subestações elétricas. Considerando que uma usina CSP hibridizada com biomassa, de 30 MWe, pode ser construída em até 5 anos (considerando o manejo da floresta), é evidente que há um potencial de mercado gigante na região Nordeste (só considerando as áreas ao redor das 17 subestações).

É importante ressaltar a importância do manejo sustentável da floresta energética (respeitando o ciclo médio de extração da espécie de jurema-preta de aproximadamente 8 anos) para evitar impactos ambientais na região nordeste.

Esta Tese também destaca os benefícios de combinar o recurso solar com biomassa numa usina CSP híbrida em comparação a uma usina termelétrica a 100% biomassa. Simulações adicionais mostraram que uma planta termelétrica de 30 MW alimentada unicamente por biomassa de jurema-preta necessitará uma área de aproximadamente 110 km². Esta área é o dobro da área requerida para a planta CSP híbrida com jurema-preta da mesma capacidade. Embora o LCOE de planta que queima unicamente biomassa é de aproximadamente 3,7 cent. USD/kWh, o fato de que esta planta use uma maior superfície de terra valiosa, e o fato de que a “indústria de biomassa” já está bem estabelecida no Brasil, são razões fortes para não focar unicamente nesta possibilidade. Por estas razões esta Tese defende a hibridização de usinas CSP com biomassa local.

Em resumo, com a tecnologia vigente os menores custos ocorrem com a hibridização da planta CSP usando madeira local, por exemplo de madeira de jurema-preta.

Da mesma forma como na região Nordeste existem elevada irradiação DNI e alta disponibilidade de madeira (por exemplo, madeira de jurema-preta), nas regiões Sudeste e Centro-Oeste também existem lugares que reúnem as duas características. Burin et al. (2015, 2016) também calcularam um LCOE mais competitivo para usinas de cogeração no setor sucroalcooleiro alimentadas por bagaço de cana de açúcar que são hibridizadas com CSP usando um campo solar baseado em cilindros parabólicos e torre solar. O LCOE mais competitivo achado foi 0,22 ctv. USD/kWh, com torre solar, operando próximo a Campo Grande (DNI de 1.502 kWh/m²/ano durante os meses de safra). Este resultado é ainda conservador, considerando o baixo DNI do lugar. Burin et al. (2015, 2016) concluem que, para o Brasil, a combinação de energia solar e biomassa pode ser a chave para que a tecnologia CSP seja economicamente competitiva e forneça energia firme ao sistema elétrico.

Esta competitividade de usinas CSP hibridizadas com biomassa acontece fundamentalmente porque o preço da biomassa é muito mais baixo que o de outros combustíveis tradicionais.

A primeira pergunta definida no roteiro da Figura 2 foi respondida neste Capítulo. Soria et al. (2015a) mostraram que a hibridização com biomassa local em usinas de cilindro parabólico operando na região semi-árida do Nordeste é uma alternativa que permitiria ao Brasil desenvolver a tecnologia CSP sem seguir o caminho tradicional usado por outros países. O país tem a oportunidade de desenvolver uma tecnologia que oferece eletricidade livre de emissões de GEE, que forneça energia firme com plantas de alta despachabilidade e alto fator de capacidade. Qualquer biomassa disponível, de boa qualidade e baixo custo, que permita reduzir o LCOE da eletricidade gerada com usinas CSP, pode ser utilizada na hibridização destas usinas, com o fim estratégico de acelerar a penetração da tecnologia no Brasil.

Seguindo o fluxograma da Figura 2, as questões que ainda faltam ser respondidas são tratadas nos próximos capítulos.

Capítulo 4 – Modelagem de CSP no sistema elétrico e energético do Brasil

No capítulo anterior foram discutidas as regras do atual sistema de leilão de energia que contrata energia nova unicamente levando em consideração o critério de mínimo custo da energia, sem valorar a flexibilidade de usinas CSP para fornecer ao sistema elétrico energia firme e serviços ancilares a qualquer momento do dia, nem a possibilidade de produzir eletricidade sem emissões de GEE. Verificou-se que no cenário base as usinas CSP de referência não são competitivas economicamente até 2040. Num cenário alternativo, onde a política energética estimula um programa solar CSP que contrata usinas heliotérmicas em leilões específicos, verificou-se que o sobre custo, em comparação ao cenário base, é elevado. Este sobre custo poderia ser menor se o valor de outros benefícios técnicos relacionados à operação da tecnologia CSP no sistema elétrico do Brasil fosse considerado. Finalmente, mostrou-se que uma alternativa para o desenvolvimento de CSP no Brasil seria usinas hibridizadas com biomassa.

Uma limitação importante que impede a atualização das regras do atual sistema de leilão, de forma que valore não só o custo da eletricidade, mas também os diversos benefícios que a tecnologia CSP oferece ao sistema elétrico brasileiro, é a falta de estudos específicos. Na literatura existem poucos estudos preocupados em entender qual é o papel da tecnologia CSP na operação e na expansão do sistema elétrico brasileiro. No capítulo anterior foi apresentado o estudo de Malagueta et al. (2013, 2014), que usou o modelo de otimização da expansão MESSAGE-Brasil, sem considerar aspectos detalhados de operação. Castro (2015) usou o modelo PLEXOS para otimizar o despacho do sistema elétrico do Brasil em 2022 considerando a matriz elétrica de acordo com o plano oficial de expansão de energia e forçando, nesse ano, a operação de capacidades CSP no sistema elétrico. Mas não há nenhum estudo abrangente que modele detalhadamente a expansão e operação de usinas CSP no Brasil, que permita entender qual é o papel que esta tecnologia poderia ter no sistema elétrico brasileiro no longo prazo.

Uma das razões que explica esta limitação (falta de estudos detalhados) é de ordem metodológica/ferramental. A abordagem metodológica de estudos anteriores resulta

insuficiente e limitada para responder com profundidade aos questionamentos levantados. As instituições governamentais que planejam o sistema energético, assim como os diversos centros de pesquisa no Brasil, não usam modelos de planejamento energético capazes de representar apropriadamente a operação de usinas CSP no sistema elétrico brasileiro, tanto durante as etapas de planejamento da expansão, quanto da operação. Este é precisamente o segundo tema que caracteriza a situação de partida ou problema inicial, de acordo com o apresentado na Figura 2.

A subseção 4.1 apresenta a dificuldade em se modelar um sistema elétrico como o brasileiro, com participação dominante da fonte hidrelétrica e progressivamente maior participação de tecnologias de energia renovável variável (ERV), complicações que somam-se à própria dificuldade para modelar a operação ótima dos sistemas de TES e BUS das usinas CSP. Esta Tese pretende preencher esta lacuna, apresentando os benefícios e impactos diretos ao setor elétrico, advindos da inserção da tecnologia CSP na matriz elétrica do Brasil. Para tal, duas abordagens metodológicas são exploradas nas subseções 4.2 e 4.3, respectivamente: i) ligando modelos de otimização da expansão do sistema energético e do subsetor elétrico com um modelo detalhado de otimização para a operação do setor elétrico; e ii) usando um modelo detalhado de otimização da expansão do setor elétrico que considere paralelamente também restrições operativas durante o cálculo da expansão, assim como durante a otimização do despacho.

O objetivo deste capítulo não é comparar as duas abordagens metodológicas, mas sim discutir o papel da tecnologia CSP na operação e na expansão do sistema energético e elétrico do Brasil, conforme duas abordagens. Uma modelagem apropriada da operação de usinas CSP em sistemas elétricos específicos é um desafio ao redor do mundo (Denholm et al. 2013; Hidalgo González et al. 2015; Hirth et al. 2015; e Ueckerdt et al. 2015), que também é válido para o Brasil. Esta Tese busca superar este desafio.

4.1 Desafios para o setor elétrico do Brasil: Alta penetração de ERV e CSP, e uma proposta de modelagem

Esta subseção está baseada na publicação científica de Soria et al. (2015b), incluída no Anexo A6.

Embora as energias renováveis – a hidrelétrica em particular – forneçam a maior parte da eletricidade consumida no Brasil, o potencial remanescente hidrelétrico no país está limitado devido a restrições ambientais e sociais (Schaeffer et al. 2013). Consequentemente, os combustíveis fósseis, especialmente o carvão e o GN, deverão desempenhar um papel importante no sistema elétrico brasileiro (Lucena et al. (2016)6; Nogueira et al. 2014). Instalar usinas eólicas e solares FV no Brasil é uma alternativa para o fornecimento de eletricidade, permitindo atender a demanda crescente e reduzir as emissões de GEE. O Nordeste do Brasil é a região do país onde a maior parte de usinas de ERV tem sido instalada, devido ao alto potencial para energia eólica e solar FV na região. O desafio para o Brasil, como também para outros países que perseguem altas penetrações de geração eólica e solar FV nos seus sistemas elétricos (GEA 2012), é como fornecer eletricidade de forma segura, confiável, a custos acessíveis e com mínimas emissões de GEE, proporcionando ao sistema a flexibilidade requerida que permita integrar grandes quantidades de ERV.

A implementação em grande escala de geração centralizada e distribuída a partir de fontes de ERV poderia ameaçar a adequação (investimento em geração e flexibilidade) e confiabilidade dos sistemas elétricos tanto no nível de sub-regiões elétricas quanto no nível de todo o sistema elétrico (Drouineau et al. 2014, 2015; Ma et al. 2013; Silva et al. 2014). Ambos níveis de impacto podem ser estudados desde as perspectivas de curto prazo ou longo prazo. Alguns dos impactos locais (bastante relacionados aos sistemas de distribuição) acontecem sobre o controle de tensão, corrente de curto circuito, distorção harmônica e cintilação (*flicker*) (Böttger et al. 2015; Olsson e Sjöstedt 2004; Rather et al. 2013; Soares et al. 2012; Welsch et al. 2014). Os impactos de caráter sistêmico incluem o desbalanço entre carga e geração, geração de potência reativa, e controle de frequência reduzida (Holtinen 2008; Holtinen et al. 2013a, 2013b; Soares et al. 2012; Soder et al. 2007). Desenvolvimentos recentes em eletrônica de potência têm ajudado a reduzir os impactos locais e sistêmicos

associados à penetração em grande escala da geração elétrica de fontes de ERV (Gonzalez-Longatt et al. 2012; Liu et al. 2014; Rather et al. 2014), embora isto represente um custo adicional (Baker et al. 2013; Weiss e Tsuchida 2015). Entretanto, o desbalançamento entre carga e geração ainda é um problema sério que merece uma modelagem apropriada. Para lidar com este problema, os sistemas elétricos necessitarão ter a suficiente flexibilidade para manter o balanço entre geração e carga o tempo todo (serviço de resposta de frequência), e serviços de reserva operativa, a custos razoáveis, em diversas escalas temporais (Ma et al. 2013; Silva 2010). Os modelos de planejamento energético devem ser capazes de responder aos novos desafios apresentados para entregar um sistema elétrico que opere com segurança e confiabilidade, integrando a geração elétrica de ERV a custos razoáveis. Segundo Bertsch et al. (2014), a flexibilidade é um co-produto de um adequado planejamento, e não deve ser uma restrição a priori do planejamento, nem um investimento adicional para compensar problemas operativos. Dai a importância de uma modelagem adequada destes sistemas.

Convencionalmente, a flexibilidade para atingir a carga em curtos períodos de tempo é fornecida por geradores síncronos operando a carga parcial, e por plantas de partida rápida, como por exemplo por turbinas de combustão em ciclo aberto (OCGT⁴⁰), motores de combustão interna (ICE⁴¹) e por plantas hidrelétricas (especialmente aquelas que operam com reservatório). Um ponto de vista moderno sobre as fontes de flexibilidade considera não só a geração flexível, mas também uma demanda flexível, armazenamento flexível de energia em grande escala, fortalecimento das interconexões com países vizinhos, expansão e fortalecimento do sistema de transmissão nacional, aquecimento distrital flexível e bombas de calor flexíveis (de Boer et al. 2014; Martinsson et al. 2014; Mata et al. 2013; McKenna et al. 2013; Stanojevic et al. 2009; Zhao, H. et al. 2015; Zhao, P. et al. 2015). Sistemas de armazenamento de energia permitem usinas geradoras ou o operador do sistema elétrico nacional escolher o melhor momento para alimentar eletricidade de origem renovável ao sistema elétrico. Os sistemas de armazenamento de energia em grande escala podem melhorar a qualidade da eletricidade e a confiabilidade do sistema

⁴⁰ OCGT: do inglês, “*open cycle gas turbine*”

⁴¹ ICE: do inglês “*internal combustion engine*”

elétrico, reduzindo a necessidade de ampliar a capacidade de transmissão e reduzindo custos de operação no horário pico (Soares et al. 2012).

Uma das tecnologias que se destaca como alternativa para fornecer flexibilidade adicional aos sistemas elétricos, especialmente para regiões com alta irradiação DNI, é a tecnologia CSP para geração elétrica usando os sistemas de TES e BUS (Arvizu et al. 2011; IEA 2014a, 2014f; Lovegrove et al. 2011; Trieb et al. 2014). As ferramentas de planejamento do setor elétrico, tanto da expansão quanto da operação, devem ser capazes de modelar adequadamente esta tecnologia.

A abordagem tradicional (metodologias, procedimentos, padrões e ferramentas) para o planejamento de expansão da capacidade no Brasil é baseada unicamente no critério de mínimo custo total, que é calculado por ferramentas de limitadas capacidades para modelar de forma apropriada a penetração em grande escala das ERV e CSP. As ferramentas tradicionais de planejamento da expansão da geração elétrica não consideram restrições detalhadas da operação de cada usina, nem usam resoluções espaciais e temporais detalhadas. Enquanto as ERV eram marginais no sistema elétrico do Brasil, a variabilidade desta produção elétrica era uma situação contornável para a abordagem tradicional de modelagem. Entretanto, à medida que a penetração das ERV cresça, a variabilidade e incerteza começará a representar maiores desafios para o operador do sistema elétrico nacional (ONS) e para os órgãos reguladores. Daí a importância de uma modelagem apropriada para as ERV e CSP.

Sob a abordagem usual do planejamento, a ferramenta de otimização da expansão tradicionalmente usada no sistema elétrico do Brasil (NEWAVE⁴²) calcula o plano de expansão de plantas elétricas de médio prazo considerando uma representação detalhada de usinas hidrelétricas (incluindo a modelagem de reservatórios de água e as regras de operação em cascata), uma caracterização razoável das plantas termelétricas, e uma modelagem simplificada das fontes de ERV. Neste contexto, usinas CSP seriam modeladas do mesmo jeito que as tecnologias de ERV, ignorando o fato de que esta tecnologia pode fornecer energia firme a qualquer hora do dia e alta despachabilidade para atender a demanda elétrica. Na sequência, as ferramentas usadas para o planejamento da operação do sistema elétrico, de curto prazo e diária

⁴² NEWAVE planeja um horizonte temporal de cinco anos usando blocos de tempo de uma semana de duração.

(DECOMP⁴³ e DESSEM⁴⁴), calculam a programação ótima de operação que permita atender a carga residual⁴⁵ através do despacho de usinas tradicionais (plantas hidrelétricas e termelétricas). Esta abordagem demanda iteração entre os resultados dos modelos de expansão de médio prazo e os de operação de curto prazo até atingir estreita convergência entre os resultados.

O objetivo deste capítulo não é a análise detalhada da formulação matemática dos modelos usados tradicionalmente para o planejamento energético oficial. Pelo contrário, à luz dos problemas técnicos apresentados, o objetivo do capítulo é avaliar abordagens metodológicas alternativas que permitirão melhorar a representação das ERV e CSP nas ferramentas em uso. Ressalta-se que esta Tese não sugere a substituição dos modelos em uso no curto prazo. Pelo contrário, no curto prazo as abordagens metodológicas estudadas poderiam ser implementadas paralelamente à abordagem tradicional de planejamento. No longo prazo, se as restrições das ferramentas em uso persistirem, a substituição destas ferramentas pode ser viável.

4.2 Abordagens metodológicas para modelar alta penetração de ERV e participação de CSP em sistemas elétricos

Esta subseção está baseada na publicação científica de Soria et al. (2015b), incluída no Anexo A6.

Com o objetivo de enfrentar o desafio de modelar adequadamente os sistemas elétricos com alta penetração de ERV, um extenso número de ferramentas de planejamento energético de longo prazo consideraram também algumas equações de aspectos operativos (reserva operativa de potência, restrições dinâmicas e programação detalhada de paradas para manutenção) que tradicionalmente são ignorados pelos modelos de planejamento (Hirth 2015; Palmintier e Webster 2011). Entretanto, algumas experiências revelam que não existe a ferramenta de

⁴³ DECOMP planeja um horizonte temporal de um mês usando blocos de tempo de uma semana.

⁴⁴ DESSEM planeja um horizonte temporal de um a quatro dias usando blocos de tempo de 30 minutos.

⁴⁵ A carga líquida (Silva 2010), também conhecida como carga residual (Bertsch et al. 2014) é calculada subtraindo a geração média das ERVs (e, as vezes também a energia não consumida devido a medidas de eficiência energética) da carga total do sistema.

planejamento energético perfeita, que considere todas as variáveis do problema, garantido ao mesmo tempo precisão nos resultados e baixo esforço computacional (Connolly et al. 2010; Hidalgo et al. 2015; Silva 2010).

Para reduzir o esforço computacional, ferramentas de planejamento energético de longo prazo usualmente são aplicadas de forma simplificada para modelar o problema, considerando baixa resolução temporal, restrições operativas simples da operação do sistema elétrico e de cada usina, baixa resolução espacial/geográfica e uma representação grosseira do sistema de transmissão. Estudos prévios indicam que estas simplificações têm um impacto significativo sobre os resultados, que se mostram afastados da realidade para casos onde os sistemas elétricos têm alta penetração de ERV (Hirth 2015; Palmintier 2014; Palmintier e Webster 2011; Poncelet et al. 2014). Por esta razão, para que os resultados dos modelos de expansão e os resultados de modelos de operação fiquem mais próximos, diversos modelos e metodologias têm sido desenvolvidos, sempre dando importância ao custo computacional, nível de complexidade e custo de atualização e manutenção das ferramentas. Por exemplo, alguns esforços têm sido feitos para: incrementar a resolução temporal nos modelos de expansão (Pina et al. 2011), para incrementar o nível de detalhes técnico e econômico das plantas geradoras (Hirth 2015; Palmintier e Webster 2011; Poncelet et al. 2014), para melhorar a resolução temporal e a representação do sistema de transmissão (Fichter et. al 2014a).

A literatura diferencia duas metodologias para incorporar mais detalhes (parâmetros mencionados acima) à modelagem da expansão de setores elétricos que enfrentam alta penetração de ERV: i) acoplamento entre modelos, e ii) integração direta (Hidalgo et al. 2015).

O método de acoplamento de modelos baseia-se na criação de vínculos suaves (*soft-link*⁴⁶) entre uma ferramenta para o planejamento da expansão do sistema

⁴⁶ Uma conexão suave, ou “*soft link*”, entre ferramentas de planejamento energético significa que duas ou mais ferramentas são usadas durante o processo de planejamento energético de forma individual, ou seja, estas ferramentas não estão associadas de forma automática (*hard link*) usando algum código (script, macro, etc). Pelo contrário, cada ferramenta roda individualmente. A conexão está no uso dos resultados de um modelo (brutos ou processados) como dados de entrada para o próximo modelo. A conexão também implica *feed-back* e iteração entre os modelos.

elétrico e uma ferramenta com restrições detalhadas para o planejamento da operação do sistema elétrico (Hidalgo et al. 2015). Este tipo de acoplamento pode diminuir o esforço computacional (Hidalgo et al. 2015), mas demanda da manipulação de dois tipos de ferramentas, o que exige eventualmente diferentes habilidades na equipe de trabalho. Devido a que as metodologias são diferentes, correlações entre as variáveis de cada modelo pode acrescentar a incerteza dos resultados finais. Isto levanta a necessidade de especificar que resultados do modelo de operação serão considerados no modelo de expansão como dados de entrada, e como esta informação seria retro alimentada desde o modelo de expansão ao modelo de operação. Esta abordagem iterativa tem a limitante de que a convergência pode não ser atingida e que resultados ótimos não podem ser garantidos (Hidalgo et al. 2015). Entretanto, até agora, o acoplamento entre modelos parece ser a melhor abordagem e a opção preferida para tratar o tema de flexibilidade em sistemas de potência com alta penetração de geração de ERV (Heinrichs et al. 2014; Hidalgo et al. 2015; Fahl et al. 2010; Rosen et al. 2007; Kiviluoma et al. 2014).

Diversos trabalhos que usam o método de acoplamento de modelos têm mostrado efetividade para tratar o problema. Por exemplo, Deane et al. (2012) combinaram o modelo de planejamento energético TIMES com o modelo de sistemas elétricos PLEXOS para melhorar o entendimento sobre sistemas energéticos com alta penetração de energia eólica. Sullivan et al. (2013) desenvolveram equações de reserva de potência e requerimentos de flexibilidade no modelo MESSAGE usando informação gerada num modelo de despacho do setor elétrico desenvolvido por NREL. Durante a revisão bibliográfica não foi possível determinar algum estudo que acople um modelo de expansão com um modelo de operação do setor elétrico que seja capaz de modelar apropriadamente a tecnologia CSP para entender sua flexibilidade

O método de integração direta busca integrar mais restrições operativas das plantas geradoras e mais variáveis do problema numa única ferramenta de planejamento da expansão do setor elétrico (Hirth 2015; Palmintier 2014; Palmintier e Webster 2011; Poncelet et al. 2014). No contexto de sistemas com alta penetração de ERV, foi demonstrado que as restrições operativas mais importantes que devem ser consideradas na ferramenta de expansão da geração elétrica são aquelas de requerimentos de reserva operativa e a programação das paradas para manutenção

(Palmintier 2014; Palmintier e Webster 2011; Poncelet et al. 2014). O impacto das restrições dinâmicas (restrições de rampeamento, tempo mínimo de atividade e repouso) parecem ser as de menor importância (Palmintier 2014). Adicionalmente, alguns estudos determinaram que o relaxamento de variáveis inteiras, como uma forma de reduzir o esforço computacional, parece ter pouco impacto sobre os resultados (Palmintier 2014). Entretanto, é difícil generalizar as conclusões dos estudos citados; estudos específicos devem ser feitos para cada sistema elétrico. Geralmente modelos de planejamento que seguem o método de integração direta demonstram elevado custo computacional.

Idealmente, um modelo integrado do sistema energético que faz análise de longo prazo é bem adequado para desenvolver o papel de modelo central na abordagem de acoplamento entre modelos. Neste contexto, o acoplamento entre um modelo integrado, que considera todo o sistema energético, e modelos específicos para um subsetor energético parece ser a abordagem dominante para a análise de temas de flexibilidade.

Um ponto que distingue a tecnologia CSP é o TES. Logo, otimizar os componentes da usina CSP para uma operação ótima significa otimizar a geração elétrica e o armazenamento de energia térmica. Estas características específicas da tecnologia devem ser apropriadamente modeladas.

Na sequência, a subseção 4.3 apresenta um estudo de caso usando a metodologia de acoplamento de modelos, enquanto a subseção 4.4 usa a metodologia de integração direta.

4.3 Modelagem de CSP no Brasil usando uma combinação de modelos de expansão e operação do sistema elétrico

Esta subseção está baseada na publicação científica de Soria et al. (2016), apresentada no Anexo A4. Esta publicação é um dos produtos do projeto “Ferramentas para CSP” no âmbito do Programa Inovação para Nova Parcerias (i-NoPa) financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), a Cooperação Técnica Alemã (GIZ) e o Serviço de Intercâmbio Acadêmico da Alemanha (DAAD). As instituições participantes do projeto foram: a Universidade

Federal do Rio de Janeiro (UFRJ/COPPE) – Programa de Planejamento Energético; o Centro Aeroespacial Alemão (DLR) – Instituto de Termodinâmica Aplicada; e, a Universidade de Stuttgart, Alemanha – Instituto do Uso Racional da Energia e Eficiência Energética (IER).

O objetivo desta seção é apresentar os benefícios da metodologia de acoplamento de modelos de expansão e de operação do setor elétrico, para entender de melhor forma qual é o papel da tecnologia CSP no sistema elétrico brasileiro no longo prazo (até 2050), e para entender as capacidades da tecnologia CSP para fornecer uma fonte adicional de flexibilidade ao sistema elétrico. Para atingir o objetivo um estudo de caso que modela a expansão de longo prazo do setor energético e elétrico do Brasil foi desenvolvido. O estudo acoplou (*soft link*) três aplicações de modelos de planejamento energético: MESSAGE-Brasil, TIMES-TIPS-B e REMIX-CEM-B. Parte da motivação desta subseção deriva da visão de que uma análise mais profunda pode ser um ganho ao se beneficiar das vantagens de vários modelos em lugar de tentar incorporar todas as características desejáveis num único modelo.

A ferramenta MESSAGE-Brasil é um modelo integrado⁴⁷ de planejamento energético que otimiza a expansão de longo prazo do setor energético Brasileiro. Este modelo foi desenvolvido pelo CENERGIA/PPE/COPPE. Informação detalhada sobre a origem do modelo e seu uso para modelar o setor energético do Brasil é apresentada no Anexo A7. A aplicação do modelo TIMES (*The Integrated MARKAL EFOM System*) denominada TIMES-TIPS-B (*TIMES Power System Model for Brazil*), foi desenvolvida pelo IER da Universidade de Stuttgart, com o objetivo de modelar a expansão de longo prazo do setor elétrico do Brasil. Finalmente, a aplicação do modelo REMIX-CEM (*Renewable Energy Mix - Capacity Expansion Model*), denominada REMIX-CEM-B, foi desenvolvida pelo DLR. No escopo⁴⁸ do projeto i-NoPa o REMIX-CEM-B foi usado

⁴⁷ Um modelo integrado considera o conjunto das cadeias produtivas energéticas e todas as interações ao longo da cadeia de transformação da energia, desde energia primária até energia final, e às vezes até energia útil. Entende-se que o setor energia inclui a subseções como o elétrico, óleo e gás, biocombustíveis, transporte, indústria, etc.

⁴⁸ O uso do REMIX-CEM como otimizador do despacho de um conjunto de usinas é um dos usos da ferramenta REMIX-CEM, que originariamente foi desenvolvida para otimizar a expansão de longo prazo de sistemas elétricos respeitando restrições operativas detalhadas (de cada usina e do sistema elétrico) (Fichter 2015; Fichter et al. 2014). Adicionalmente o REMIX-CEM também é capaz de otimizar a configuração de plantas CSP candidatas (tamanho do campo solar, TES, BUS) paralelamente ao processo de otimização de expansão de capacidade. O dimensionamento das usinas CSP candidatas é feito em função das

apenas como uma ferramenta otimizadora do despacho de um grupo de usinas (previamente calculadas pelos modelos de expansão) operando na região Nordeste. Adicionalmente, o REMIX-CEM-B também foi usado para simular a operação de usinas CSP padrão (a exceção da usina CSP hibridizada com biomassa) usando altas resoluções espaciais e temporais.

Em resumo, a expansão de capacidade de geração elétrica foi calculada pelo modelo MESSAGE-Brasil e pelo modelo TIMES-TIPS-B (em diversos cenários de mitigação de GEE). Os resultados de mínimo custo do cenário mais ambicioso para a tecnologia CSP (2DS_GEN) alimentaram o modelo REMIX-CEM-B, que otimizou o despacho de um grupo de usinas de capacidade equivalente à calculada nos modelos de expansão. Assim, foi possível verificar se a matriz elétrica calculada pelos modelos de expansão era viável tecnicamente; ou seja, se podia operar para atender a demanda cumprindo com as múltiplas restrições operativas do sistema elétrico.

O modelo REMIX-CEM-B modela de forma determinística a geração horária das usinas de ERV segundo o recurso associado a cada *hot-spot*. Para integrar adequadamente esta quantidade de energia o modelo REMIX-CEM-B considera equações de reserva de capacidade operativa (*spinning reserve*) para reserva secundária e terciária. De toda forma, o modelo também considera equações que permitem o vertimento de ERV (*curtailment*).

Na sequência, a Figura 18 apresenta o algoritmo seguido para realizar o acoplamento dos modelos mencionados.

necessidades de todo o sistema energético. A subseção 4.4 usará todas as capacidades do modelo REMIX-CEM para otimizar a expansão do setor elétrico, considerando restrições detalhadas da operação das plantas geradoras e do sistema elétrico; e, também para otimizar a configuração das usinas CSP escolhidas durante a expansão.

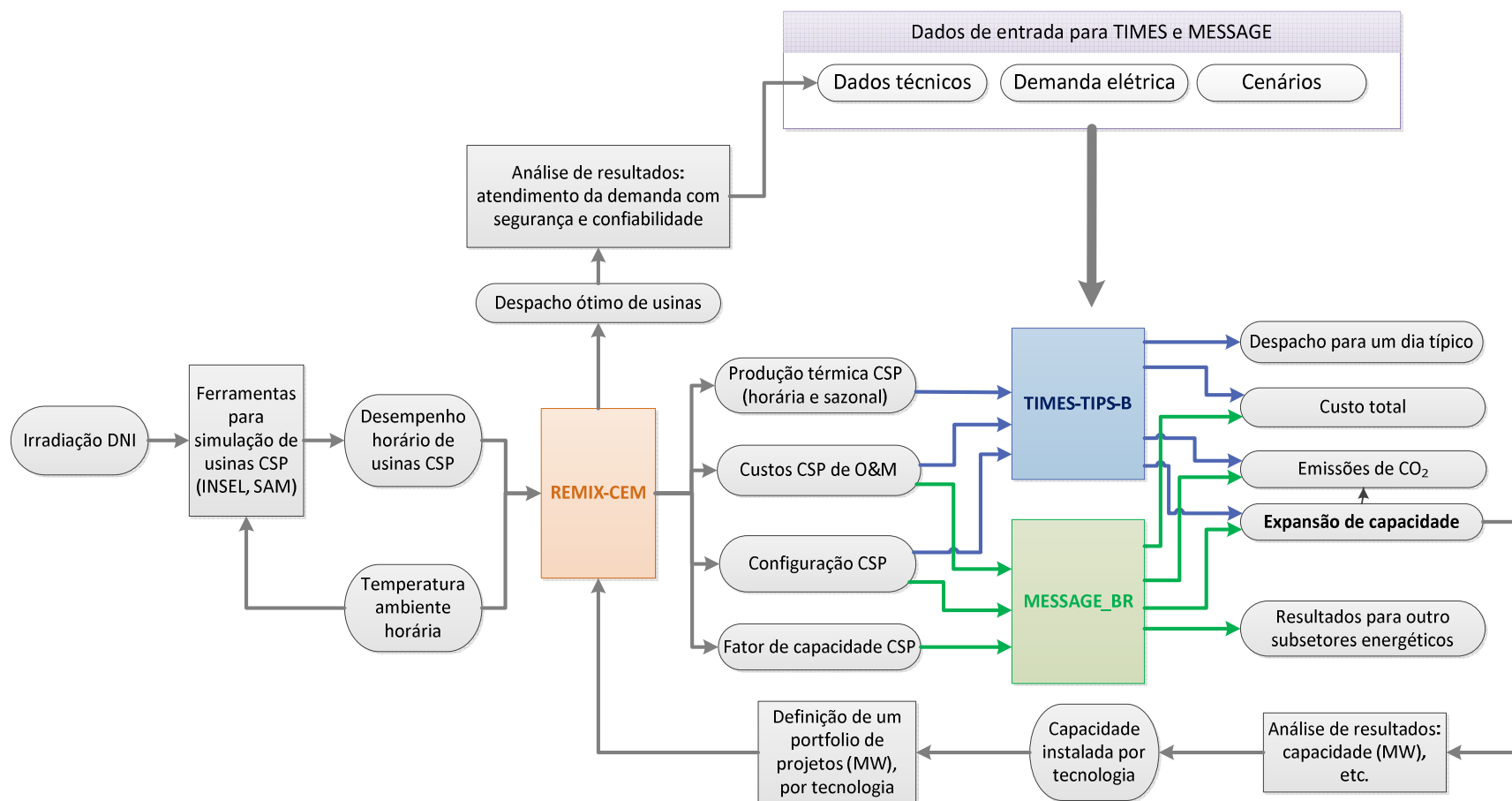


Figura 18. Interações entre os modelos REMIX-CEM-B, TIMES-TIPS-B e MESSAGE-Brasil

As ferramentas usadas, e suas aplicações, diferem entre si em termos de abordagem, definição setorial, resolução espacial/geográfica, resolução temporal, opções tecnológicas disponíveis, restrições operativas, etc. No escopo do projeto i-NoPa uma comparação transversal dos três modelos, e de suas aplicações ao Brasil, foi realizada usando a técnica de análise de fraquezas, ameaças, pontos fortes e oportunidades (análise DAFO) aplicada a cada modelo. A caracterização completa destas ferramentas é apresentada por Soria et al. (2015b), disponível no Anexo A6.

Neste estudo de caso, REMIX-CEM foi usado em primeira instância para simular a operação de plantas padrão⁴⁹ CSP instaladas na região Nordeste do Brasil. A operação de três configurações CSP diferentes, com TES e BUS, foi simulada usando o REMIX-CEM. No escopo do i-NoPa, considerou-se que estas usinas padrão, que têm instalado uma caldeira para *back-up* alimentada por combustível fóssil, operam unicamente⁵⁰ usando o calor gerado no campo solar. Adicionalmente baseado nas conclusões de Soria et al. (2015a), uma usina CSP hibridizada com biomassa foi também considerada como candidata. A operação da usina CSP-BIO foi simulada no modelo SAM. A Tabela 29 apresenta a configuração das quatro usinas CSP referenciais, que usam resfriamento úmido, e a Tabela 30 indica os custos de capital e de operação e manutenção considerados para modelar as usinas CSP referenciais.

⁴⁹ Consideraram-se usinas CSP de cilindro parabólico, usando óleo sintético no campo solar e sais fundidos como meio de armazenamento de energia térmica.

⁵⁰ Embora as usinas tenham sistema de BUS (caldeira a GN), através de uma restrição foi indicado que estas podem operar só com o calor gerado no campo solar; ou seja, não podem usar a caldeira para fins de geração elétrica, apenas para fins de segurança operacional da usina em certos momentos do ano. Trata-se de uma restrição operativa, para diminuir emissões de GEE. O custo do BUS está considerado no custo de capital da usina. Na realidade, em situações emergenciais, estas usinas poderiam operar com o BUS a 100% da capacidade nominal da usina.

Tabela 29. Características técnicas das plantas CSP modeladas

Especificações técnicas	CSP-4hTES	CSP-8hTES	CSP-12hTES	CSP-BIO*
Capacidade nominal da turbina (MW)	150	150	150	33
Múltiplo solar	1,6	1,9	2,2	1,2
TES (horas a plena carga)	4	8	12	0
Capacidade do BUS (% da capacidade nominal)	100	100	100	30 ⁺
Combustível de <i>back-up</i>	Fóssil	Fóssil	Fóssil	Biomassa
Participação máxima do BUS na geração anual (%)	0	0	0	49
Superfície total (km ²)	4,1	4,9	5,5	0,84 ^a
Eficiência nominal da turbina a plena carga (%)	39,3	39,3	39,3	37,0
Produção elétrica anual (GWh)	413	491	554	139
Fator de capacidade (%)	31,5	37,4	42,2	51,4

Notas: ^a A área total do projeto, incluindo o cultivo, é igual a 51 km² (Soria et al. 2015a). CSP-BIO: usina CSP e BUS com caldeira alimentada a biomassa.* Definido no modelo SAM por Soria et al. (2015a), a diferença das outras usinas CSP, que foram modeladas no REMix-CEM-B. ⁺ Esta capacidade opera em modo suplementar (energia firme).

Tabela 30. Custos considerados para modelar as usinas CSP referenciais

Opções CSP modeladas	Custo de investimento (US\$/kW)		Custo O&M variável (US\$/MWh)		Custo O&M fixo (US\$/kW/ano)	
	2010	2050	2010	2050	2010	2050
Solar CSP-4hTES	5.208	3.315	-	-	85	54
Solar CSP-8hTES	6.312	3.912	-	-	103	64
Solar CSP-12hTES	7.254	4.422	-	-	118	72
Solar CSP-BIO	5.856	3.641	5,0	5,0	65	65

Nota: Custos fornecidos por DLR no escopo do projeto iNoPa, exceto os custos de CSP-BIO fornecidos por Soria et al. (2015a).

Assim, um total de quatro tipos de plantas CSP foi modelado nos modelos de expansão como opções candidatas (alternativas de investimento). Portanto, informações calculadas por REMIX-CEM sobre a geração elétrica anual e sazonal de usinas CSP, e sobre o despacho horário das plantas CSP de referência, foram encaminhadas aos modelos de otimização da expansão MESSAGE-Brasil e TIMES-TIPS-B. A

As publicações de Soria et al. (2015b) e Soria et al. (2016), incluídas no Anexo A6 e Anexo A4, detalham a configuração e dados de cada modelo, por exemplo: resolução espacial, resolução temporal, tecnologias consideradas, níveis energéticos, etc. O Anexo A8 apresenta os custos de capital, operação e manutenção (O&M), eficiências

de conversão de energia e tamanhos típicos das plantas de geração elétrica consideradas como opções de investimento, por tecnologia. É importante ressaltar que todos os três modelos usaram a mesma base de dados (tecnologias, custos de capital, custos de O&M, eficiência de conversão da energia, tempo de vida útil, taxa de retorno, etc), baseada fundamentalmente nos dados incluídos no modelo MESSAGE-Brasil. No escopo do i-NoPa, esta base de dados foi atualizada em parceria com DLR e IER. Dados econômicos específicos sobre a tecnologia CSP foi fornecida pelo DLR. Assim, as três ferramentas usaram dados compatíveis. A resolução geográfica e temporal, embora não tenha sido igual em todos os modelos, foi facilmente compatibilizada. Por exemplo, a expansão de capacidade na região Nordeste, requerida para o REMIX-CEM-B, foi calculada a partir dos resultados para a região S2 (o Anexo A7 apresenta uma descrição das regiões do MESSAGE-Brasil) do modelo MESSAGE-Brasil usando como relação o consumo de eletricidade por estado.

Seis cenários e sete sensibilidades foram analisadas como produto da combinação de diversas restrições: ambientais, capacidade instalada mínima para CSP, geração mínima para CSP e de disponibilidade de tecnologias chave, como a captura e armazenamento de carbono (CCS). Nos cenários de capacidade e geração mínima CSP, a distribuição de tecnologias CSP que permitiria atingir a meta estabelecida, por período, foi decisão do modelo. As restrições ambientais, que buscam indiretamente limitar as emissões de GEE, foram definidas usando um valor de CO₂ que foi aplicado a todos os GEE, com valores que dependem de cenários de aquecimento global (6°C, 4°C e 2°C), segundo IEA (2014b). O cenário base foi identificado como aquele que conduziria ao maior incremento de temperatura no longo prazo (6DS).

Os resultados dos dois modelos de expansão concordam que, sob os custos assumidos e segundo o critério de expansão por mínimo custo, a expansão do sistema elétrico no cenário base seria crescentemente baseada em carvão, especialmente após 2030, quando nenhuma usina hidrelétrica nova seria instalada. Em cenários de mitigação exigentes (4DS e 2DS), plantas de carvão equipadas com CCS ainda desempenhariam um importante papel no setor elétrico, bem como usinas hidrelétricas e de ERV, especialmente eólica. No cenário base nenhum dos modelos de expansão mostrou as usinas CSP candidatas como uma opção de mínimo custo até 2050.

Os resultados das sensibilidades rodadas mostram que as usinas CSP candidatas seriam uma opção de mínimo custo para a expansão do sistema elétrico em cenários de mitigação exigentes e com características específicas. Por exemplo, o MESSAGE-Brasil mostrou que isto aconteceria em 2040 no cenário “2DS_w/o CCS_CSP BIO” , ou seja, com um preço de CO₂ alto (140 USD/t CO₂), quando CCS não está disponível como uma opção e quando as usinas CSP usam biomassa local para sua hibridização. Isto acontece devido ao baixo custo da madeira local, particularmente da madeira de jurema-preta, usada para hibridizar usinas CSP-BIO. Neste cenário a capacidade de CSP-BIO cresce 17 GW entre 2040 e 2050. Também no cenário 2DS_CAP a tecnologia tradicional CSP_4hTES foi uma opção de mínimo custo em 2050. De forma similar, o TIMES-TIPS-B mostrou que para o caso de usinas CSP tradicionais isto aconteceria em 2050 no cenário 4DS, ou seja, com um preço de CO₂ sobre 60 USD/tCO₂.

Com relação ao impacto de uma política de preço de CO₂ sobre o custo médio da eletricidade no longo prazo, resultados do MESSAGE-Brasil indicaram que no cenário mais exigente (2DS) o custo médio seria 3% maior do que o custo da eletricidade em 2010.

As tecnologias CSP usadas nos cenários com restrições de capacidade CSP mínima e geração CSP mínima variaram em função do cenário. Por exemplo, no cenário 2DS_GEN, que impôs uma restrição de geração, o modelo MESSAGE-Brasil escolheu instalar até 2030 usinas CSP com 4h de TES, e depois disso, até 2050, instalar usinas CSP com 8h de TES. Esta distribuição se explica por uma redução de custos de capital no longo prazo para os sistemas de TES e porque a usina de 8h de TES gera mais eletricidade. Esta combinação de usinas permite atender a demanda elétrica com o menor custo total da expansão do sistema energético. Entretanto, no cenário 2DS_CAP que define uma restrição de capacidade CSP mínima, só a tecnologia CSP_4hTES foi escolhida. De fato, Soria et al. (2016) mostraram que é mais eficiente (menor custo) incentivar um programa solar baseado em metas de geração elétrica, do que em capacidade instalada (para uma capacidade total equivalente).

Curiosamente, foi verificado que a diferença de custos entre cenários não é tão grande. De fato, ferramentas de otimização sempre escolhem soluções de canto,e,

portanto, comprometem a expansão da tecnologia CSP no Brasil, embora esta expansão aconteça a baixos custos adicionais enquanto fornecem benefícios ao sistema elétrico. A diferença percentual entre os cenários (com igual valor de carbono) é mínima (Ver Figura 19), por exemplo, resultados da modelagem integrada do MESSAGE-Brasil mostram que os cenários energéticos 6DS_CAP e 6DS_GEN são 0,31% e 0,19% mais caros do que o cenário base (6DS).

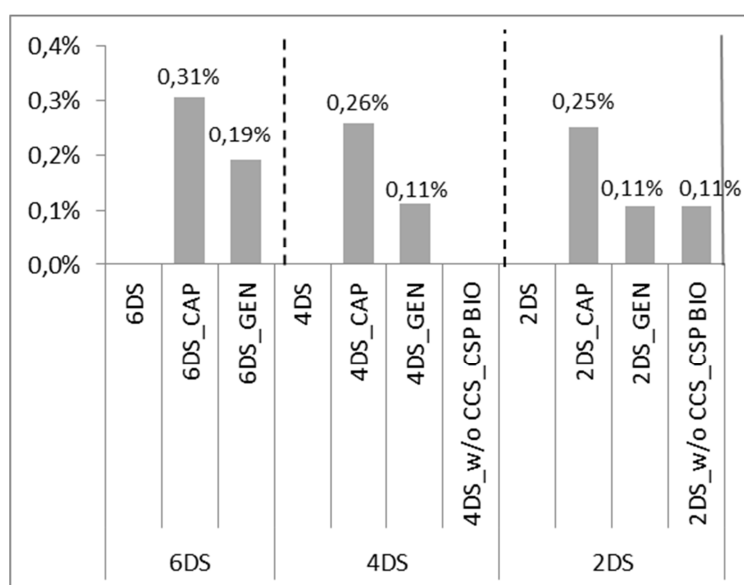


Figura 19. Diferença relativa do custo entre cenários que considerem um mesmo valor de carbono, em comparação ao cenário sem valor de carbono.

Outro objetivo fundamental deste exercício usando acoplamento entre modelos de expansão e operação do setor elétrico era verificar se a demanda elétrica do Nordeste poderia ser atendida com os resultados de expansão ótima calculados pelos modelos de expansão. Devido à variedade de tecnologias CSP escolhidas no cenário 2DS_GEN, calculado unicamente pelo modelo MESSAGE-Brasil, os resultados deste cenário, para a região Nordeste, foram escolhidos para alimentar o REMIX-CEM-B. Dado que o MESSAGE-Brasil modela tecnologias e o REMIX-CEM-B modela usinas, definiu-se um número de usinas por tecnologia, cuja capacidade total seja equivalente às capacidades calculadas pelo MESSAGE-Brasil. Assim, o REMIX-CEM-B otimizou o despacho desse grupo de usinas para verificar se é possível atender a demanda elétrica e cumprir restrições de segurança operativa do sistema elétrico. Além de verificar a viabilidade operativa destes resultados, o principal propósito desta etapa da

modelagem foi entender qual é o papel da tecnologia CSP no despacho horário na região Nordeste, onde a maior parte da geração ERV tem lugar. REMIX-CEM-B restringiu o uso do BUS alimentado por biomassa a um máximo de 20% da geração elétrica anual com o objetivo de maximizar a geração elétrica a partir da fonte solar (incluindo a energia térmica armazenada no sistema de TES), fornecendo energia firme e flexibilidade. As seguintes figuras (Figura 20, Figura 21, Figura 22 e Figura 23) apresentam o despacho ótimo na região Nordeste calculado por REMIX-CEM-B usando o plano de expansão calculado por MESSAGE-Brasil para semanas típicas no verão e no inverno, em 2030 e 2050.

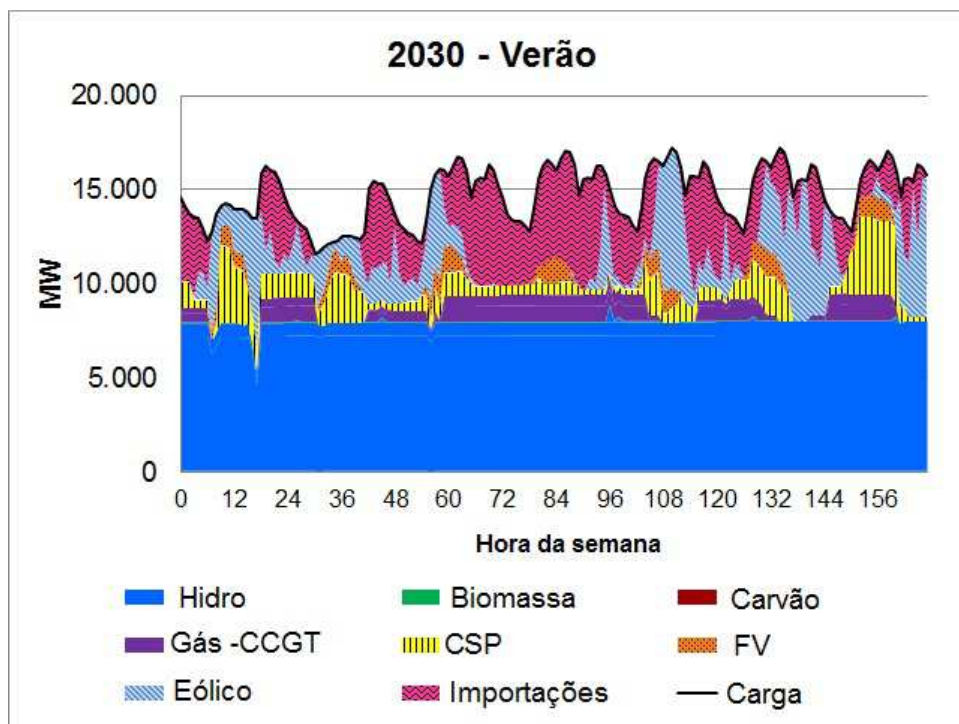


Figura 20. Despacho típico na região Nordeste – cenário 2DS_GEN em 2030 – semana de verão

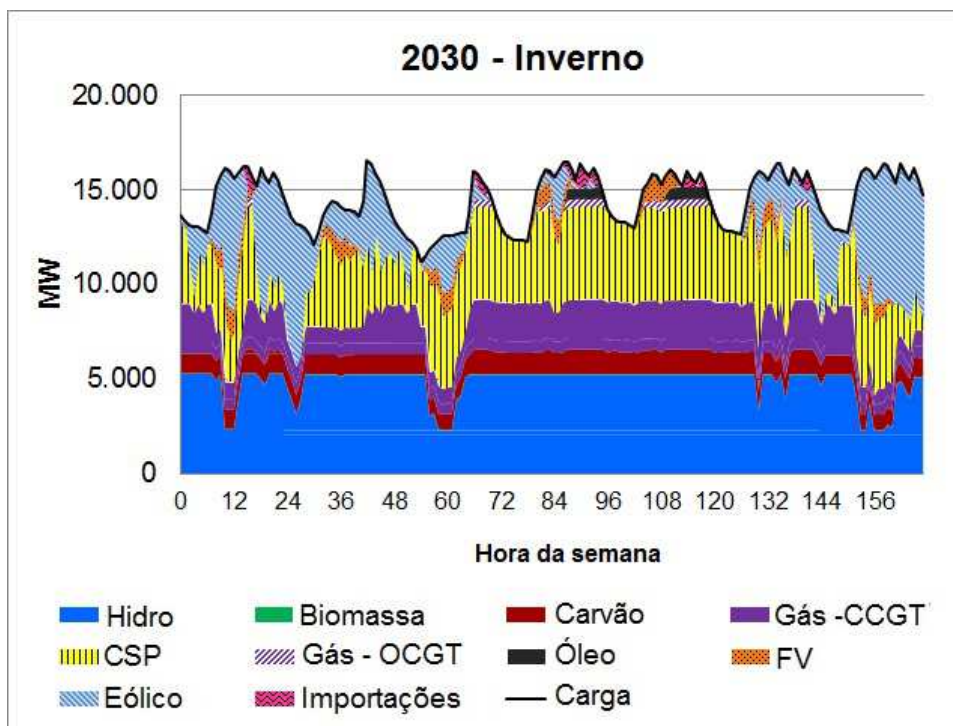
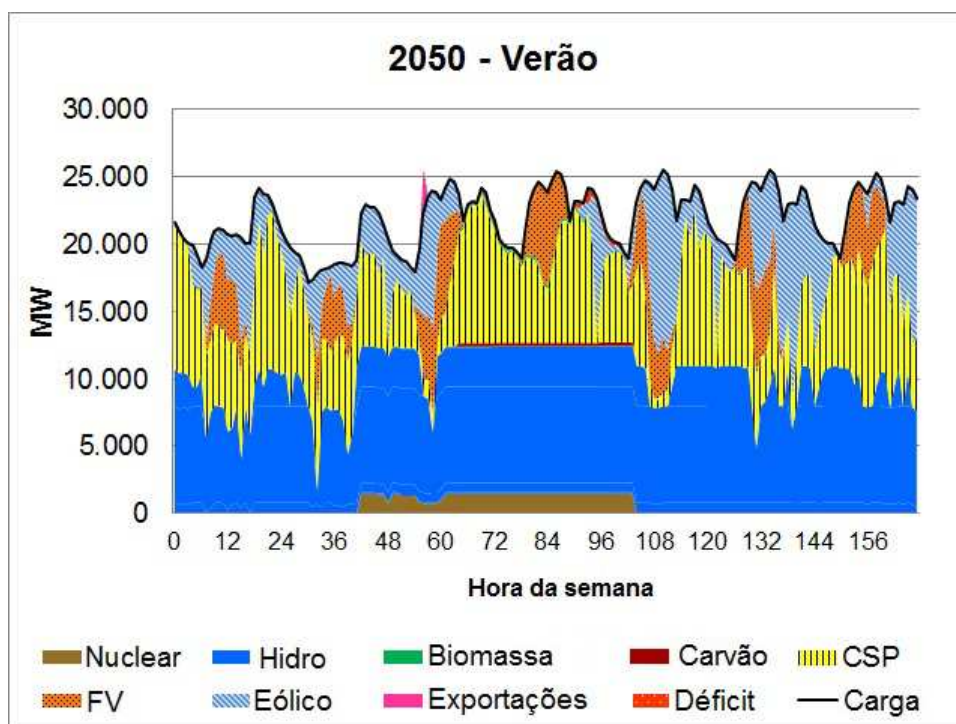


Figura 21. Despacho típico na região Nordeste – cenário 2DS_GEN em 2030 – semana de inverno



Nota: A tecnologia nuclear tem um grau limitado de flexibilidade. Embora na realidade pode não ser operada com esta flexibilidade por questões econômicas.

Figura 22. Despacho típico na região Nordeste – cenário 2DS_GEN em 2050 – semana de verão

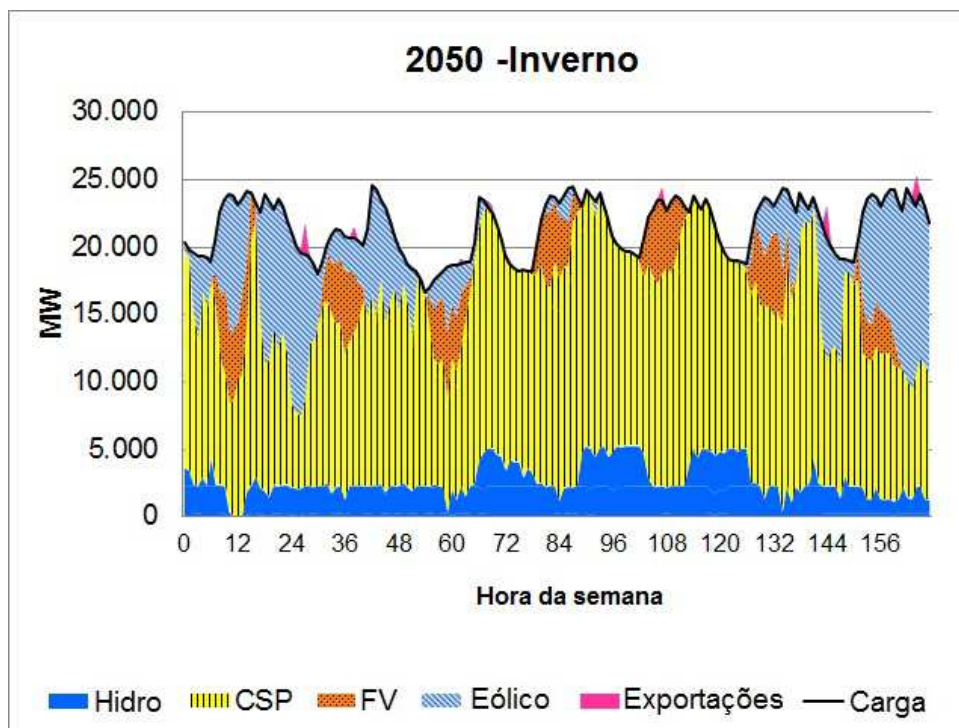


Figura 23. Despacho típico na região Nordeste – cenário 2DS_GEN em 2050 – semana de inverno

Curiosamente, a complementariedade entre a geração eólica e o despacho CSP é evidente, particularmente durante os dias de inverno, enquanto no verão as hidrelétricas operam majoritariamente na base, sendo complementadas pela geração de termelétricas a carvão e GN, além das importações. Em 2050, as plantas CSP praticamente eliminam a necessidade de importações e o despacho de termelétricas alimentadas por combustíveis fósseis. O despacho de usinas CSP mostrou-se altamente complementar à geração eólica e solar FV. Adicionalmente, verificou-se que as usinas CSP ofereceram flexibilidade adicional ao sistema elétrico do Nordeste, especialmente durante o inverno e após 2030. Os resultados de REMIX-CEM mostraram diversas complementariedades positivas entre CSP e as outras tecnologias de geração do sistema elétrico.

Graças ao acoplamento entre as ferramentas MESSAGE-Brasil e REMIX-CEM-B, foi possível detectar algumas horas de déficit nos últimos períodos do horizonte. Por exemplo, a semana de verão em 2050 (Ver Figura 22) apresenta algumas horas com déficit. Isto significa que a matriz elétrica calculada por Message-Brasil para 2050 não

conseguiria atender a demanda. Este é um importante resultado do modelo de operação, que obriga a tomar medidas corretivas e rodar novamente o modelo de expansão. Esta interação entre modelos deve realizar-se várias vezes até os resultados convergirem, garantido a viabilidade operativa do plano de expansão.

Em conclusão, MESSAGE, TIMES e REMIX-CEM, acoplados, são ferramentas que permitem melhorar a modelagem da expansão do sistema elétrico do Brasil, que enfrenta uma crescente penetração de ERV. Estas ferramentas fornecem resultados que permitem entender melhor as oportunidades que a tecnologia CSP oferece ao sistema elétrico e ao sistema energético do Brasil. Esta abordagem metodológica não só permitiu melhorar a representação das ERV, mas também provou ser útil para entender qual é o papel da tecnologia CSP no Brasil.

A hibridização de usinas CSP com biomassa de baixo custo é uma opção técnica e economicamente viável para o país, que permitiria reduzir o LCOE da eletricidade gerada por plantas CSP. A estratégia de usar usinas CSP hibridizadas com biomassa permitiria adiantar a entrada desta tecnologia na matriz elétrica do país.

Algumas das limitações da abordagem de acoplamento de modelos são: a difícil iteração entre os modelos de expansão e o modelo de despacho; e, a falta de resolução espacial e temporal nos modelos de expansão para modelar adequadamente a integração de eletricidade produzida por fontes de ERV, fato que altera os resultados de plano de expansão.

4.4 Modelagem de CSP no Brasil usando um modelo de expansão do sistema elétrico que usa critérios de operação

Esta subseção está baseada num estudo de caso realizado junto ao DLR-Stuttgart, considerado no plano de trabalho aprovado pela CAPES, para ser realizado durante o período da bolsa de “Doutorado sandwich”. O estudo realizado na Alemanha entre julho e dezembro de 2014, foi submetido à revista científica Energy em julho 2016. Atualmente encontra-se em fase de revisão.

Metodologia

Nesta subseção, o REMIX-CEM, um modelo determinístico formulado com programação linear inteira mixta (MILP), foi usado com os mesmos⁵¹ objetivos para o qual foi desenvolvido originariamente por Fichter (2016) e Scholz (2012), no Centro Aeroespacial Alemão (DLR): a otimização da expansão de capacidade do setor elétrico de longo prazo, considerando paralelamente restrições operativas detalhadas para o despacho ótimo de cada usina que compõe o parque gerador (mínimo nível de geração, custo de início, eficiência a carga parcial, custos de rampeamento, tempo mínimo de atividade e inatividade) e do sistema elétrico (balanço de energia, adequação do sistema, reserva operativa). A função objetivo do modelo é a minimização do valor presente líquido do total de custos do sistema ao longo do horizonte de planejamento.

Uma descrição completa do modelo REMIX-CEM, assim como também uma comparação desta ferramenta com relação a outros modelos usados durante o planejamento energético é apresentada no Anexo A6, que contém a publicação de Soria et al. (2015b). Recomenda-se também pesquisar nas referências originais que apresentam o desenvolvimento modelo REMIX-CEM: Fichter (2016) e Scholz (2012).

Assim, pode se entender que o modelo REMIX-CEM segue uma abordagem de “integração direta”, pois implementa diretamente sobre o modelo de otimização da expansão de longo prazo do setor elétrico um conjunto de restrições operativas que são tipicamente incluídas em modelos de despacho de curto prazo.

Dado que o REMIX-CEM foi inicialmente desenvolvido para modelar os sistemas elétricos dos países localizados no norte da África, onde a oferta elétrica é fornecida basicamente a partir da operação de usinas termelétricas, a modelagem de termelétricas convencionais é bem detalhada. A modelagem de ERV e CSP também é detalhada para entender seu papel no longo prazo. Entretanto, os módulos que permitem modelar a operação de usinas hidrelétricas são simples e ainda oferecem limitadas opções para a modelagem da operação de cada usina hidrelétrica. Embora

⁵¹ Na subseção anterior, o modelo REMIX-CEM foi usado apenas como um otimizador do despacho de um grupo de usinas. Entretanto, nesta seção o modelo será usado para otimizar a expansão de longo prazo do setor elétrico, enquanto paralelamente cumpre também com restrições operativas de cada usina e do sistema elétrico.

no escopo desta Tese alguns esforços foram feitos para melhorar a modelagem da operação de usinas hidrelétricas, o modelo REMIX-CEM ainda não consegue representar a complexidade da operação do sistema hidrelétrico brasileiro, sem incorporar todas as restrições da operação de cada usina. Assim, os resultados apresentados na sequência são uma primeira aproximação para entender o papel da tecnologia CSP na região Nordeste. Futuros estudos devem aprimorar a modelagem da operação hidrelétrica no modelo REMIX-CEM, incorporando todas as restrições de flexibilidade para a operação de cada usina e de todo o sistema elétrico.

O modelo REMIX-CEM permite modelar a expansão ótima de longo prazo de ERV e CSP de melhor forma do que outras ferramentas tradicionais usadas para o planejamento energético do setor elétrico porque usa alta resolução espacial e temporal, e porque considera restrições operativas detalhadas, especialmente para as termelétricas e para as usinas CSP durante a otimização da expansão de capacidade de longo prazo.

REMIX-CEM não só tem a capacidade de otimizar a expansão do sistema elétrico e o despacho de um conjunto de plantas de geração elétrica, mas também é capaz de otimizar a configuração de plantas CSP candidatas (tamanho do campo solar, TES, BUS) e sua estratégia de despacho paralelamente ao processo de otimização de expansão de capacidade. O dimensionamento das usinas CSP candidatas é feito endogenamente em função das necessidades de todo o sistema energético, para que o parque gerador atenda a demanda com custos mínimos e cumprindo com as restrições operativas. Este dimensionamento, a partir de um olhar sistêmico, tem uma visão diferente daquele realizado com o modelo SAM, baseado na lógica do investidor privado que busca a competitividade econômica de forma isolada, sem se preocupar com as necessidades do sistema elétrico. Assim, o REMIX-CEM permite entender da melhor forma as complementariedades entre a tecnologia CSP (com TES e BUS) e as outras opções de geração elétrica.

Para realizar a otimização simultânea da expansão de capacidade de usinas convencionais, de geradores baseados em ERV e de plantas CSP, o modelo usa a

carga total⁵² cronológica em resolução horária e séries horárias de recurso solar (irradiação direta -DNI e global –GHI) e eólico (velocidade do vento).

A resolução intra e inter anual do modelo é flexível. O usuário pode dividir o ano em vários períodos de tempo. Dado que a definição de número de períodos de tempo no ano influencia diretamente sobre o esforço computacional para resolver o problema de otimização, um *trade-off* entre precisão da representação temporal intra-anual e a rastreabilidade do problema de otimização é evidente. O horizonte de planejamento inter-anual também pode ser dividido em vários períodos de tempo com durações definidas pelo usuário. Para cada período só um ano representativo é usado, assumindo que os custos e o comportamento do sistema são constantes ao longo do período.

O objetivo desta subseção é usar o modelo REMIX-CEM (expansão+operação) para entender da melhor forma possível qual é o papel da tecnologia CSP no sistema elétrico do Nordeste do Brasil no longo prazo (até 2050). A Tabela 31 apresenta as principais características da aplicação do REMIX-CEM para modelar o sistema elétrico da região Nordeste do Brasil (REMIX-CEM-B).

⁵² Ao contrário da “carga residual”, também chamada “carga líquida”, a carga total considera também a geração média das usinas não simuladas individualmente (UNSI), ou seja, a geração das usinas não despachadas centralizadamente. Dada a dificuldade e a falta de dados para modelar as UNSI de forma detalhada, usa-se uma geração média estimada em função da capacidade instalada e de fatores mensais de capacidade, por tecnologia. As tecnologias consideradas como UNSI no Brasil são as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), usinas a biomassa, geradores eólicos e solares FV. Entretanto, neste estudo a geração eólica e solar FV será modelada individualmente, portanto, esta geração elétrica não está incluída na geração estimada das UNSI.

Tabela 31. Características principais do REMIX-CEM-B

Crítérios/Parâmetros	Caraterísticas
Metodologia	Programação linear inteira mista (MILP)
Escopo setorial	Setor elétrico
Representação da tecnologia CSP	Módulos usando coletores de cilindro parabólico, resfriamento úmido, permitindo a otimização da configuração (campo solar, TES, BUS)
Mudança tecnológica	Curvas de aprendizado exógenas
Armazenamento TES	Múltiplas opções para TES; reservatórios em hidrelétricas;
Resolução temporal	Resolução horária. Quatro estações, uma semana por estação com 168 blocos de tempo.
Horizonte temporal	2025 – 2050
Anos chave	Cada 5 anos
Restrições do usuário/opções de política	A participação máxima na energia elétrica produzida no ano a partir do BUS com biomassa em plantas CSP é 49%. Este estudo modela plantas CSP hibridizadas com biomassa, e não o contrário.
Cobertura geográfica	2 regiões: Nordeste e externa, vários “ <i>hot-spots</i> ” ⁵³ para energia solar (CSP e FV) e eólica.
Operação do Sistema elétrico	Balanco de eletricidade e capacidade, incluindo a otimização do despacho.
Restrições para o despacho horário de termelétricas convencionais.	Custo de início, nível mínimo de geração, eficiência a carga parcial, tempo mínimo de atividade e inatividade.

Dados para modelar a região Nordeste do Brasil no REMIX-CEM-B

O Nordeste do Brasil é a região do país onde a maior parte de usinas de ERV tem sido instalada, devido ao alto potencial para energia eólica e solar FV. A integração de ERV nesta região ainda não tem mostrado impactos negativos significativos. Entretanto, estes impactos se tornarão mais relevantes conforme a proporção de geradores elétricos a partir de ERV cresça no sistema elétrico do Nordeste e este torne-se cada vez menos flexível, especialmente considerando a baixa flexibilidade das tecnologias tradicionais usadas aí. Uma vez que a região Nordeste concentra a maior parte das usinas geradoras a partir de ERV no Brasil, e que possui 70% do potencial CSP do Brasil, este estudo de caso foca em entender qual é o papel da tecnologia CSP no sistema elétrico do Nordeste do país.

A curva de carga do sistema elétrico Nordeste baseou-se em dados oficiais de 2013 fornecidos pela ONS em resolução horária (Ver Figura 24) (ONS 2014a). Como este registro contabiliza só a carga residual atendida por usinas de geração centralizada (usinas modeladas individualmente) (ANEEL 2014; CCEE 2014; ONS 2014b), uma

⁵³ Denominam-se “*hot-spots*” lugares representativos para geração elétrica a partir de fontes de energia renovável. Cada *hot-spot* está associado a um nó no modelo.

estimativa horária da produção elétrica de usinas não simuladas individualmente (UNSI) foi adicionada à carga residual para obter a carga total (Ver Figura 24). A geração das UNSI atualmente não é modelada detalhadamente ou contabilizada pelas ferramentas oficiais de planejamento energético, NEWAVE e DECOMP (ANEEL 2011a). Tradicionalmente, as UNSI no Brasil, que eram definidas como “pequenas unidades”, incluem pequenas centrais hidrelétricas (PCH), termelétricas (UTE) alimentadas com biomassa, parques eólicos, geração distribuída (GD) solar FV e usinas centralizadas solar FV. A produção elétrica das UNSI no Nordeste foi estimada multiplicando sua capacidade instalada por um fator de capacidade médio mensal, seguindo as recomendações da Resolução Normativa da ANEEL REN 440 (ANEEL 2011, ANEEL 2011a) (Ver Tabela 32).

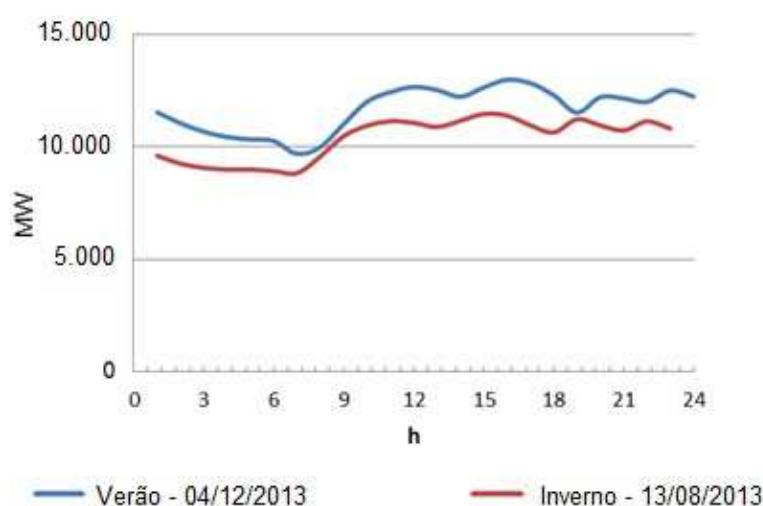


Figura 24. Carga total da região Nordeste em 2013
Fonte: Elaboração própria baseado em ONS (2014a)

Tabela 32. Fator de capacidade médio mensal para PCHs e termelétricas alimentadas por biomassa no sistema elétrico Nordeste.

	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dec.
PCH (%)	37	34	39	44	38	39	39	38	32	31	36	41
UTE a biomassa (%)	22	20	14	6	7	7	8	9	13	23	25	24

Fonte: ANEEL (2011), ANEEL (2011a)

A demanda elétrica futura do sistema elétrico Nordeste foi exogenamente calculada aplicando taxas de crescimento anual da demanda elétrica nacional (Ver Tabela 33), sobre o valor verificado de demanda elétrica total em 2013, igual a 84 TWh⁵⁴ EPE (2014c), o que representa 15% da demanda nacional nesse ano EPE (2014d). Segundo esta projeção, a demanda elétrica do Nordeste em 2050 será de aproximadamente 190 TWh. A projeção de demanda elétrica está de acordo com o crescimento populacional estimado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística IBGE (2010a) e pelos dados de PIB de acordo com a publicação “*World Energy Outlook*” IEA (2014c). Uma descrição completa da metodologia para estimar o vetor de demanda elétrica pode ser encontrada em Nogueira et al. (2014) e Soares et al. (2012).

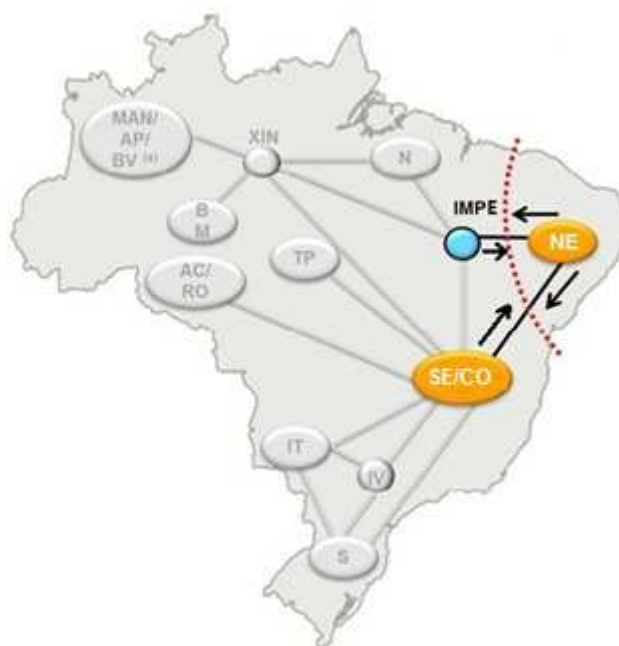
Tabela 33. Taxa de crescimento da demanda elétrica nacional

	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	2030 - 2035	2035 - 2040	2040 - 2045	2045 - 2050
Taxa de crescimento da demanda elétrica nacional (%)	2,8	2,6	2,5	2,4	2,4	2,2	2,0

Fonte: Soria et al. (2016)

O Sistema de transmissão brasileiro estende-se ao longo do país conectando os sistemas elétricos de todas as regiões do Brasil. O sistema Nordeste troca energia (importações e exportações) com os sistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste (Ver Figura 25). O sistema elétrico do Nordeste foi modelado como um único nó no qual a carga total, a geração local e as importações/exportações são contabilizadas em resolução horária, para cada semana representativa, em cada estação. As capacidades de transmissão entre nós foram definidas segundo o plano oficial de expansão PDE 2023 (EPE-MME 2014), amostrado na Tabela 34.

⁵⁴ Incluindo auto produção no setor industrial.



Nota: Principais nós no sistema elétrico brasileiro são NE: Nordeste; SE/ CO: Sudeste/ Centro-Oeste; IMPE: Imperatriz ; N: Norte; XIN: Xingó; TP: Tapajós; BM: Belo Monte; MAN/AP/BV: Manaus/Amapá/Boa Vista; AC/RO: Acre/Rondônia; IT: Itaipu; IV: Ivaiporã; S: Sul

Figura 25. Fronteira do sistema da região Nordeste – importações e exportações

Fonte: EPE-MME (2014b)

Tabela 34. Capacidades de transmissão entre nós do sistema elétrico do Brasil (MW)

De - para	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
NE - IMPE	3.341	4.026	4.026	5.526	5.526	5.526	7.526	7.526
IMPE - NE	3.894	8.310	8.310	9.810	9.810	9.810	11.810	11.810
SE/CO - NE	1.000	918	918	2.418	2.418	2.418	4.418	4.418
NE - SE/CO	600	2.208	2.208	3.708	3.708	3.708	5.708	5.708

Note: As capacidades de transmissão até 2023 foram definidas segundo EPE - MME (2014), enquanto as capacidades de transmissão para os seguintes anos, no cenário base, foram definidas considerando taxas de expansão verificadas nos anos anteriores (MW adicionais cada período de cinco anos). NE: Nordeste; IMPE: Subestação elétrica Imperatriz; SE: Sudeste; CO: Centro-Oeste.

Históricamente o sistema elétrico do Nordeste teve uma dependência importante das importações de eletricidade. Durante o período 2007 – 2014, o Nordeste importou, em média, um valor anual de 6,3 TWh da região Norte e 7,4 TWh das regiões Sudeste/Centro-Oeste ONS (2014c), o que representa 8,5% e 10,7% da sua demanda total, respectivamente. Tradicionalmente estes valores mensais e as participações

variaram basicamente devido ao regime hidrológico anual ao longo do país, o que impactou na forma como o sistema hidro-térmico foi operado. A proporção média de eletricidade líquida importada sobre a carga total teve uma sazonalidade bem definida durante o período 2007 – 2014, como amostra a Figura 26. Este estudo simplificou a modelagem das importações de eletricidade, que são usadas para atingir a carga do Nordeste, aplicando uma abordagem determinística que considera que as proporções de importações mensais permanecem fixas durante todo o período da análise. Os preços das importações, por região (Ver Figura 27), foram considerados iguais à média mensal do custo marginal de operação (CMO) de cada subsistema elétrico no período 2007 – 2014 (CCEE 2014c; EPE-MME 2014b; ONS 2013a).

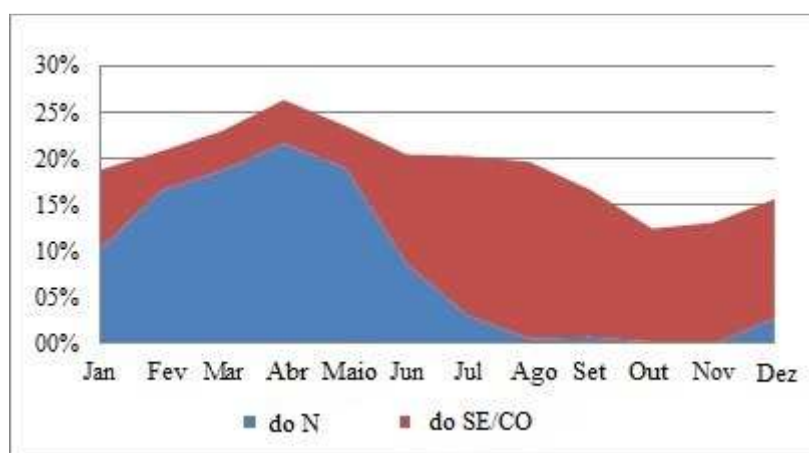


Figura 26. Participação das importações líquidas do Nordeste sobre a carga total do Nordeste (média de 2007 – 2014).
Fonte: Elaboração própria baseado em CCEE (2014c), EPE-MME (2014b) e ONS (2013a)

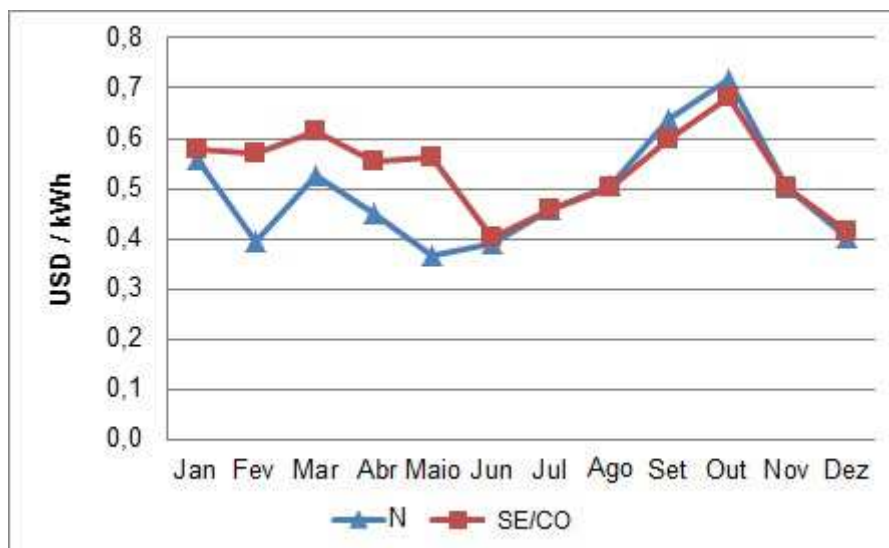


Figura 27. Média do custo marginal de operação (CMO) nos subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste no período 2003- 2014
Fonte: CCEE (2014c), EPE-MME (2014b) e ONS (2013a)

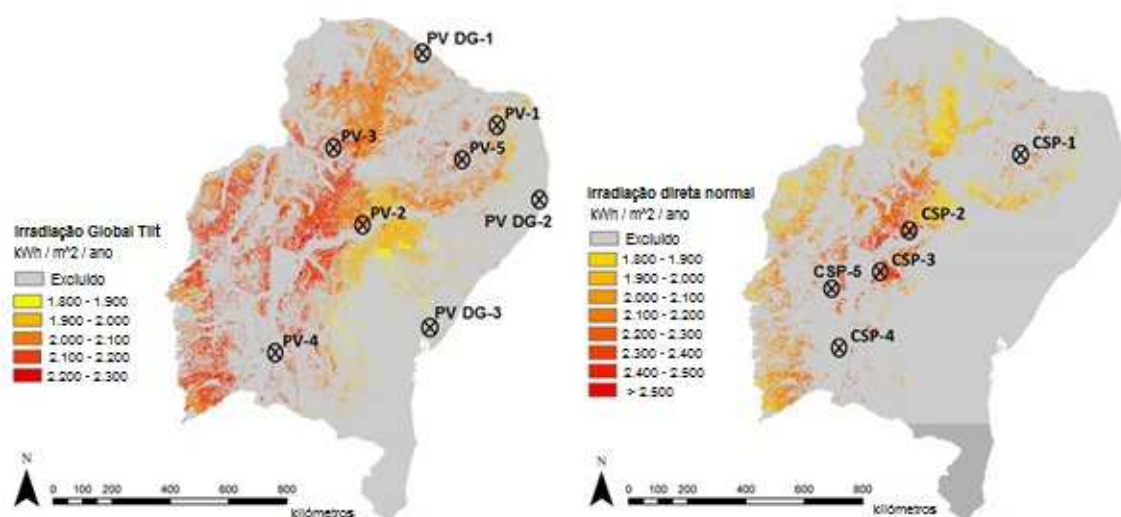
Para modelar as fontes de energia renovável alguns “*hot-spots*” foram definidos em regiões de alto potencial, enquanto que para modelar as usinas termelétricas três “*hot-spots*” foram definidos sobre os principais centros de carga da região. O perfil de produção elétrica de cada tecnologia depende do perfil da informação específica (recurso solar, eólico, etc.), que varia segundo o “*hot-spot*” ao longo da região. Por exemplo, o perfil da geração elétrica de parques eólicos depende da velocidade do vento horária associada ao “*hot-spot*”, no qual esses parques eólicos foram agregados. De forma similar, os perfis de produção elétrica de solar FV e CSP, hidro e termelétricas convencionais estão associados a séries horárias de GHI, DNI, vazão e temperatura ambiente, respectivamente.

Os “*hot-spots*” FV e CSP foram identificados por Fuchs (2014) usando uma análise de geoprocessamento que considerou lugares disponíveis, distância de linhas de transmissão e disponibilidade do recurso solar (GHI e DNI, respectivamente). Os “*hot-spots*” para geração distribuída com solar FV foram localizados nas principais cidades. A Figura 28 identifica os “*hot-spots*” solares. Baseado em informação⁵⁵ do satélite Meteosat-7, séries horárias de DNI e GHI para CSP e FV na região Nordeste do Brasil

⁵⁵ Imagens tiradas cada meia hora pelo satélite Meteosat-7 permitiram construir a série horária de DNI e GHI. As imagens correspondem aos anos 2001, 2002 e 2003. Escolheu-se o ano que apresenta DNI anual mais próximo à média do DNI dos três anos.

foram geradas pelo serviço SOLEMI (*Solar Energy Mining*) dirigido pelo DLR Fuchs (2014). A disponibilidade anual do recurso nos “*hot-spots*” identificados é apresentada na Tabela 35. A ferramenta INSEL foi usada para calcular séries horárias normalizadas de geração elétrica a partir de sistemas FV centralizados, localizados próximos aos “*hot-spots*” FV definidos. No caso de CSP, INSEL foi usado para calcular a geração térmica horária normalizada de um campo solar de múltiplo solar MS1 de uma planta CSP de cilindro parabólico de 1 MW Moser (2015). Estas séries horárias serviram como dados de entrada para o modelo REMIX-CEM-B.

Consideraram-se os resultados de Soria et al. (2015a) sobre a disponibilidade de madeira de jurema-preta, uma biomassa local de baixo-custo na região semi-árida do Nordeste, para hibridizar plantas CSP. Este estudo restringiu a disponibilidade de biomassa local aos *hot-spots* CSP-2, CSP-3 e CSP-5, que são regiões próximas a extensas plantações de jurema-preta.



Nota: PV: fotovoltaico –FV; DG: geração distribuída – GD. O mapa indica a região do subsistema elétrico Nordeste, que é igual a região política Nordeste menos o estado de Maranhão.

Figura 28. *Hot-spots* FV e CSP na região Nordeste
Fonte: DLR (2014)

Tabela 35. Valores anuais médios da disponibilidade do recurso solar e capacidade instalada mínima por *hot-spot* solar em 2025.

<i>Hot-spot</i>	Município	Estado	Recurso [kWh/m ² /ano]	Tipo	Cap. FV Mín. em 2025 [MW]
CSP-1	Coremas	Paraíba	2.337	DNI	-
CSP-2	Casa Nova	Bahia	2.439	DNI	-
CSP-3	Xique-Xique	Bahia	2.474	DNI	-
CSP-4	Bom Jesus da Lapa	Bahia	2.350	DNI	-
CSP-5	Barra*	Bahia	2.318	DNI	-
FV-1	Cerro Corá	Rio Grande do Norte	2.235	GHI	91
FV-2	Casa Nova	Bahia	2.249	GHI	-
FV-3	Santana do Piauí	Piauí	2.288	GHI	1
FV-4	Bom Jesus da Lapa	Bahia	2.318	GHI	403
FV-5	Coremas	Paraíba	2.404	GHI	152
FV GD-1	Fortaleza	Ceará	2.010	GHI	1
FV GD-2	Recife	Pernambuco	1.980	GHI	1
FV GD-3	Salvador	Bahia	1.926	GHI	3

Nota: * Este *hot-spot* está localizado em Fazenda União, segundo dados de Soria et al. (2015a).

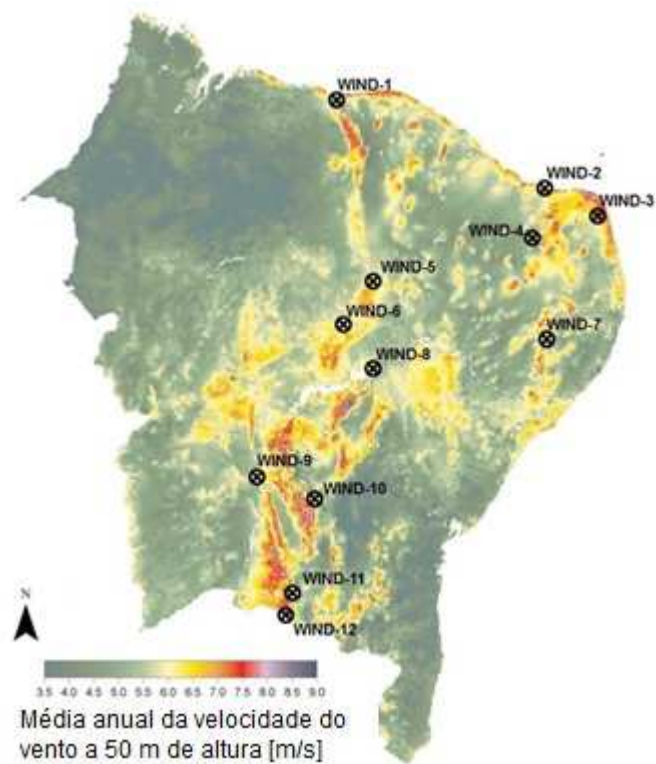
Dados de DNI e GHI para *hot-spots* CSP e FV são valores anuais médios do período 2001 – 2003 fornecidos por DLR (2014). Dados de GHI para os *hot-spots* FV GD foram tomados de SWERA/NREL (2007). A capacidade mínima instalada considera todas as plantas existentes e contratadas até dezembro 2014.

Fonte: Informação do recurso solar segundo DLR (2014) e SWERA/NREL (2007). Capacidade mínima instalada segundo ANEEL (2014, 2015), CCEE (2014, 2015), ANEEL (2015a), CCEE (2015), EPE (2014b), ONS (2014b).

Este estudo considerou que usinas CSP que têm hibridização com biomassa sólida e sistema de TES, estariam disponíveis desde 2025 e poderiam operar em modo “operação com mínimo nível de *back-up*”, ou seja, de forma flexível. Recentemente Thrän et al. (2015) apresentaram uma revisão do estado da arte de tecnologias melhoradas para combustão de biomassa sólida. Thrän et al. (2015) mostraram que atualmente, na Alemanha, cerca de 30% das termelétricas com ciclo Rankine alimentadas por biomassa sólida fornecem flexibilidade ao sistema elétrico, enquanto cerca de 11% destas estão se preparando para fazê-lo através da instalação de sistemas adicionais de controle e automação. Estas plantas oferecem controle de potência ativa e reativa. Assim, caldeiras avançadas de biomassa sólida estão em contínuo desenvolvimento (não só equipamentos, mas também sistemas de controle). Desta forma, as usinas CSP-BIO flexíveis não estão longe de virar uma realidade, com mais razão se sistemas de TES fossem também instalados para fornecer despachabilidade e energia firme (Coelho et al. 2012, Servert et al. 2016, Thrän et al. 2015). Coelho et al. (2012) modelaram usinas CSP de torre solar, com TES e BUS

baseado em caldeiras a biomassa sólida, e avaliaram diversas estratégias de despacho flexível e de controle. Os autores perceberam a importância do sistema de TES para enfrentar as variações da irradiação DNI.

Os “*hot-spots*” para geração eólica foram identificados levando em consideração a velocidade média, proximidade a parques eólicos existentes e contratados e a proximidade a subestações elétricas. Os “*hot-spots*” associados a geração eólica são apresentados pela Figura 29. A disponibilidade anual de recurso em cada “*hot-spot*” é apresentada na Tabela 36. Devido à falta de dados de medições horárias de velocidade de vento nos lugares especificados, dados horários de velocidade de vento a 10 m de altura foram tomados de Meteonorm (2014) para cada “*hot-spot*”; depois estes foram estimados para 50 m de altura, seguindo a metodologia de Quaschnig (2011). Adicionalmente, a velocidade de vento foi calibrada para os lugares especificados, a 50 m de altura, segundo o Atlas Eólico do Brasil CEPEL (2001). Finalmente, a velocidade do vento foi estimada para 70 m de altura, onde uma turbina eólica genérica de 2,3 MW opera. As séries horárias de geração elétrica em cada “*hot-spot*” foram calculadas e fornecidas ao REMIX-CEM-B como séries horárias normalizadas (para cada 1 MW instalado).



Nota: WIND: *hot-spot* eólico

Figura 29. *Hot-spots* de geração eólica na região Nordeste
Fonte: Mapa adaptado de CEPEL (2001), *hot-spots* eólicos estão
localizados sobre estações meteorológicas segundo informação do
Meteonorm (2014).

Tabela 36. Valores anuais médios da disponibilidade do recurso eólico e capacidade instalada mínima por “hot-spot” eólico em 2025.

<i>Hot-spot</i>	Município	Estado	Recurso a 70 m [m/s]	Cap. Inst. Mín. Eólica em 2025 [MW]
EÓLICO-1	Parnaíba	Piauí	8,4	1.947
EÓLICO-2	Macau	Rio Grande do Norte	8,2	1.723
EÓLICO-3	Ceará-Mirim	Rio Grande do Norte	8,2	2.426
EÓLICO-4	Florânia	Rio Grande do Norte	9,0	487
EÓLICO-5	Campos Sales	Ceará	7,3	480
EÓLICO-6	Paulistana	Piauí	7,2	741
EÓLICO-7	Garanhuns	Pernambuco	7,3	791
EÓLICO-8	Petrolina	Pernambuco	7,2	761
EÓLICO-9	Barra	Bahia	7,2	418
EÓLICO-10	Morro do Chapéu	Bahia	6,8	1.342
EÓLICO-11	Caetité	Bahia	8,6	812
EÓLICO-12	Espinosa	Minas Gerais	8,6	694

Nota: Capacidade instalada mínima considera todos os parques eólicos existentes e contratados até Dezembro 2014.

Fonte: Velocidade do vento a 10m de altura segundo dados do Meteonorm (2014), que foram escalados até 70m de altura. Capacidade instalada mínima segundo ANEEL (2014, 2015), CCEE (2014, 2015), ANEEL (2015a), CCEE (2015) EPE (2014b), ONS (2014b).

Até final de 2014⁵⁶ a capacidade instalada de geração eólica no Nordeste era 5,4 GW e a perspectiva, considerando todos os parques eólicos contratados em leilões regulares até o fim de 2014, era de instalar pelo menos 7,2 GW adicionais até 2019 (ANEEL 2015a, CCEE 2015, EPE 2014b). Embora a capacidade instalada de solar FV na região Nordeste até dezembro 2014 fosse desprezível (4,6 MWp) e a maior parte estivesse associada a GD, esta tecnologia mostra uma perspectiva de expansão no longo prazo no país. Leilões⁵⁷ realizados no Brasil até fim de 2014 contrataram uma capacidade total de 646 MWp de usinas centralizadas solar FV no subsistema Nordeste para começar a operação em 2016 e 2017 (ANEEL 2015a, CCEE 2015, EPE 2014b). As Tabela 35 e Tabela 36 indicam a capacidade instalada mínima até 2025 de usinas solar FV e eólica (considerando todos os leilões até o fim de 2014), por *hot-spot*, respectivamente. A instalação de uma importante capacidade de solar FV para geração distribuída (GD) é também esperada no médio e longo prazos. Em 2015 (até fim de novembro), uma capacidade adicional de 937 MW em usinas eólicas e 1,243

⁵⁶ Dado que a modelagem deste estudo foi desenvolvida entre Dezembro 2014 e Março 2015, a base de dados considerada inclui todas as plantas geradoras contratadas até 10 de dezembro de 2014.

⁵⁷ O leilão solar do Estado de Pernambuco, realizado em Dezembro 2013, contratou 122 MWp de solar FV centralizado para operar desde 2017. O leilão 6_LER, realizado em Outubro 2014, contratou para o sistema Nordeste um total de 524 MWp para operar desde 2017.

MWp de geração centralizada FV foram contratados em leilões regulares CCEE (2016). Infelizmente, estes últimos leilões aconteceram após a rodada do REMIX-CEM-B, e como tal estes valores não puderam ser incorporados nas restrições de capacidade mínima instalada usadas para rodar o modelo. Entretanto, os resultados não foram impactados significativamente devido a que as capacidades instaladas de eólica e solar FV em 2025 serão muito maiores do que a restrição mínima.

A capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes e candidatas, modeladas individualmente, na região Nordeste do Brasil foi definida segundo a ONS (2013b, 2013c, 2013a) e EPE-MME (2014b). Cinco “*hot-spots*” foram definidos para agregar a capacidade hidrelétrica (Ver Figura 30 e Tabela 37). Segundo os critérios da ONS (2013b, 2013c, 2013a), as usinas hidrelétricas modeladas individualmente foram classificadas segundo o modo de operação em usinas com reservatório de água e usinas a fio de água. Usando dados de 2009 apresentados por Andrade (2012), a produção elétrica anual foi definida para plantas a fio de água, enquanto a capacidade de armazenamento de água das usinas com reservatório foi definida como igual à produção média anual. Com estas restrições o modelo assegura que as plantas hidrelétricas produzirão a quantidade de eletricidade verificada no histórico (abordagem determinista). A modelagem das usinas hidrelétricas no Nordeste foi simplificada⁵⁸ para prestar mais atenção à modelagem de energias renováveis não convencionais, enquanto desempenhos razoáveis das plantas hidrelétricas foram considerados. A cada *hot-spot* definido para hidrelétrica uma série horária de vazão média foi associada para considerar a sazonalidade do regime hidrológico entre sub bacias. Esta foi estimada através do valor médio diário de vazão de longo prazo (1931 a 2012) usando dados de ONS (2014d) (Vide Figura 31).

⁵⁸ É um desafio para futuros trabalhos o desenvolvimento de um modelo REMIX-CEM-B que considere uma modelagem mais detalhada da operação hidrelétrica no Brasil, considerando a operação em cascata e uso ótimo da água armazenada em reservatórios. Um desafio maior é fazer o indicado no nível nacional.



Nota: HY: *Hot-spots* para geração hidrelétrica. Marcas azuis representam usinas existentes (EX) e marcas amarelas representam opções de investimento (OI). Triângulos e círculos representam o modo de operação: reservatório (RES), ou fio de água (FIO), respectivamente. Ainda não foi definido o modo de operação das opções de investimento, assim considerou-se que operariam como fio de água.

Figura 30. *Hot-spots* de geração hidrelétrica segundo a sub bacia onde operam usinas existentes no sistema elétrico do Nordeste
Fonte: ANEEL- SIGEL (2014), Google Earth (2013).

Tabela 37. Plantas hidrelétricas modeladas individualmente no sistema elétrico do Nordeste

Usina hidrelétrica	Sub bacia	Hot-spot	Cap. [MW]	Geração elétrica média [TWh/ano]	Estado	Tipo
Boa Esperança	Parnaíba	HY-1	237	1,38	EX	RES
Cachoeira	Parnaíba	HY-1	63	0,36	OI	FIO
Castelhano	Parnaíba	HY-1	64	0,36	OI	FIO
Estreito	Parnaíba	HY-1	56	0,32	OI	FIO
Ribeiro	Parnaíba	HY-1	113	0,64	OI	FIO
Gonçalves						
Uruçuí	Parnaíba	HY-1	134	0,76	OI	FIO
Itapebi	Jequitinhonha	HY-2	450	1,96	EX	FIO
Pedra do Cavalo	Paraguaçu	HY-3	160	0,62	EX	RES
Sobradinho	São Francisco e Jacaré	HY-4	1.050	4,26	EX	RES
Riacho seco	São Francisco e Moxotó	HY-4	276	1,33	OI	FIO
Itaparica	São Francisco e Moxotó	HY-5	1.500	7,93	EX	RES
Comp. PAF-MOX	São Francisco e Moxotó	HY-5	4.283	17,20	EX	FIO
Xingó	São Francisco e Moxotó	HY-5	3.162	19,10	EX	FIO

Nota: EX: usinas existentes; OI: opções de investimento mencionadas no plano de expansão PDE 2022 segundo EPE-MME (2013). RES: usinas hidrelétricas com reservatório; FIO: usinas hidrelétricas a fio de água. Geração elétrica média das plantas existentes segundo Andrade (2012) e estimções próprias para plantas candidatas usando fatores de capacidade médios de acordo com o rio. Devido a falta de informação sobre o modo de operação das novas usinas, considerou-se que todas as usinas OI operarão como FIO.

Fonte: Elaboração própria baseado em ONS (2013b, 2013c, 2013a)

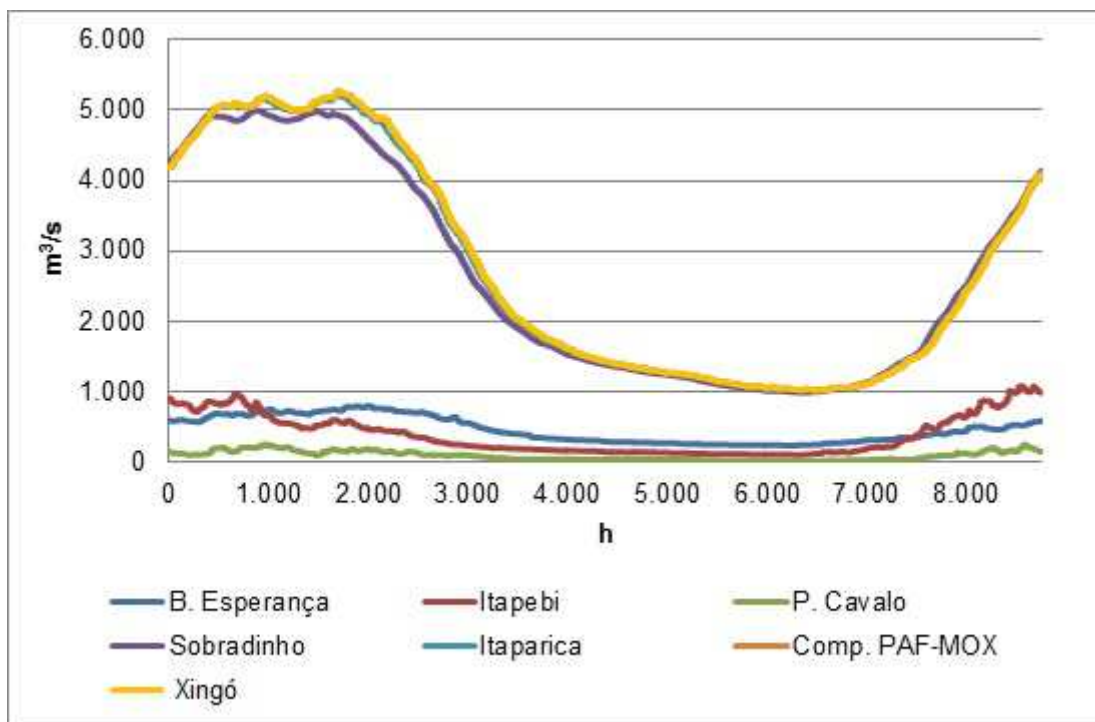


Figura 31. Vazão natural média de longo prazo (1931 – 2012) por usina
Fonte: ONS (2014d)

A capacidade instalada de termelétricas (UTE) existentes e contratadas (até dezembro 2014⁵⁹) alimentadas por combustíveis fósseis no Nordeste do Brasil foi definida segundo a ONS (2013b, 2013c, 2013a) e EPE-MME (2014b). A capacidade instalada foi distribuída por “*hot-spot*” segundo sua proximidade. Três “*hot-spots*” foram definidos sobre os principais centros de carga onde as termelétricas estavam concentradas (Ver Figura 32 e Tabela 38). Usinas termelétricas individualizadas foram consideradas para a otimização da expansão de longo prazo calculada por REMIX-CEM-B No sistema elétrico Nordeste. Uma série horária de temperatura ambiente é associada a cada *hot-spot* definido para UTEs, com o objetivo de considerar a influência da temperatura ambiente sobre a eficiência do ciclo de potência, sistema de resfriamento e outros sistemas auxiliares. O preço referencial usado para cada combustível é apresentado na Tabela 27.

⁵⁹ O leilão 22_LEN realizado em 2015 contratou uma usina termelétrica nova para a região Nordeste. Trata-se da usina Prosperidade I, de 28 MW, de ciclo aberto a GN (OCGT). Este contrato recente não foi considerado na rodada do REMIX-CEM-B.

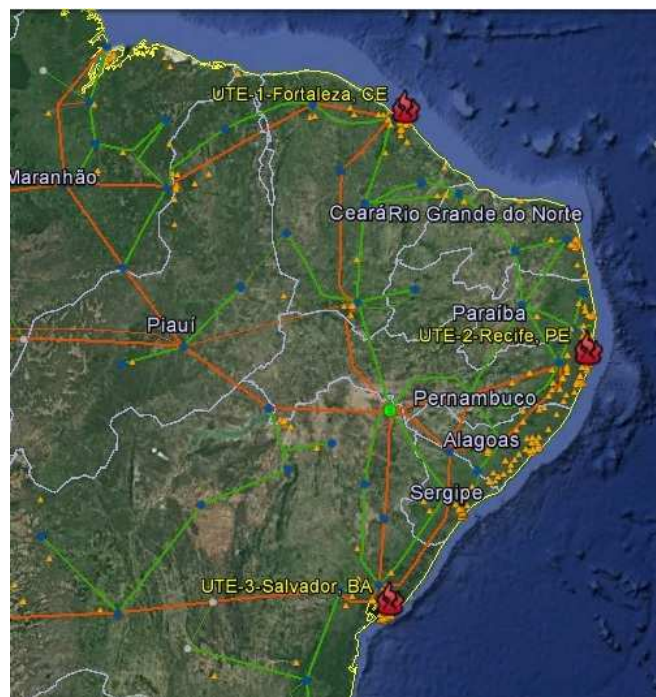


Figura 32. *Hot-spots* para termelétricas na região Nordeste e linhas de transmissão
Fonte: ANEEL- SIGEL (2014), Google Earth (2013).

Tabela 38. Plantas termelétricas modeladas individualmente no sistema elétrico Nordeste

Usina	Estado	Hot-spot	Cap. (MW)	Tecnologia	Combustível	Sistema resfri.	Início operação
Termopernambuco	PE	UTE-2	533	CCGT	GN	SWC	2004
Termofortaleza	CE	UTE-1	347	CCGT	GN	OTC	2004
Novo Tempo	PE	UTE-2	1.238	CCGT	GNL_imp	OTC	2019
Fafen Cogen	BA	UTE-3	138	CCGT-CHP	GN	OTC	2001
Termobahia	BA	UTE-3	186	CCGT-CHP	GN	OTC	2003
Termoaçu	RN	UTE-2	323	CCGT-CHP	GN	OTC	2008
Camaçari	BA	UTE-3	347	OCGT	GN/Diesel	WCT	2004
Termoceaná	CE	UTE-1	220	OCGT	GN	WCT	2002
Porto do Pecém I	CE	UTE-1	720	TV	Carvão_imp	WCT	2012
Porto do Pecém II	CE	UTE-1	360	TV	Carvão_imp	WCT	2013
Pernambuco III	PE	UTE-2	201	MCI	Óleo comb.	-	2013
Camaçari MI	BA	UTE-3	152	MCI	Óleo comb.	-	2010
Camaçari PI	BA	UTE-3	150	MCI	Óleo comb.	-	2010
Suape II	PE	UTE-2	381	MCI	Óleo comb.	-	2013
Termonordeste	PB	UTE-2	171	MCI	Óleo/Diese	-	2011
Termoparaíba	PB	UTE-2	171	MCI	Óleo/Diese	-	2011
Campina Grande	PB	UTE-2	169	MCI	Óleo/Diese	-	2010
Fortaleza	CE	UTE-1	168	MCI	Óleo/Diese	-	2010
Termomanaus	PE	UTE-2	143	MCI	Diesel	-	2009
Candeias Global I	BA	UTE-3	149	MCI	Óleo	-	2010
Candeias Global II	BA	UTE-3	149	MCI	Óleo	-	2010
Petrolina	PE	UTE-2	136	MCI	Óleo	-	2009
Pau Ferro	PE	UTE-2	94	MCI	Diesel	-	2009
Termopotiguar III	RN	UTE-2	66	MCI	Diesel	-	2009
Termopotiguar	RN	UTE-2	53	MCI	Diesel	-	2009
Termocabo	PE	UTE-2	50	MCI	Óleo	-	2010
Bahia I	BA	UTE-3	32	MCI	Óleo	-	2002
Aracati	CE	UTE-1	12	MCI	Diesel	-	2008
Baturité	CE	UTE-1	12	MCI	Diesel	-	2008
Caucaia	CE	UTE-1	15	MCI	Diesel	-	2008
Crato	CE	UTE-1	13	MCI	Diesel	-	2008
Enguia Pecém	CE	UTE-1	15	MCI	Diesel	-	2010
Iguatu	CE	UTE-1	15	MCI	Diesel	-	2008
Juazeiro do Norte	CE	UTE-1	15	MCI	Diesel	-	2008
Altos	PI	UTE-2	13	MCI	Diesel	-	2008
Campo Maior	PI	UTE-2	13	MCI	Diesel	-	2008
Marambaia	PI	UTE-2	13	MCI	Diesel	-	2008
Nazária	PI	UTE-2	13	MCI	Diesel	-	2008
Pilar	BA	UTE-3	102	MCI	Diesel	-	2014

Nota: UTE: Usina termelétrica; CCGT: ciclo combinado com turbina a GN; OCGT: ciclo aberto com turbina a GN; CHP: Co-geração de calor e eletricidade; TV: Turbina a vapor; MCI: Motor de combustão interna; GNL: Gás Natural Liquefeito; Imp: Importado; Óleo comb.: óleo combustível; SWC: resfriamento com água do mar; OTC: resfriamento em uma passada; WTC: torre de resfriamento úmida.

Fonte: Elaboração própria segundo ANEEL (2014), Arroyo (2012), CCEE (2014b), e ONS (2013b, 2013c, 2013a).

Por outro lado, o atual sistema elétrico da região Nordeste do Brasil é caracterizado por sua baixa flexibilidade devido à alta penetração de plantas geradoras inflexíveis, como por exemplo as termelétricas alimentadas por carvão e os ciclos combinados a GN (CCGT), incluindo co-geração de eletricidade e calor (CHP) (ver Tabela 38). Adicionalmente, as usinas hidrelétricas no Nordeste têm baixa capacidade para armazenar água nos seus reservatórios (Ver Tabela 37), o que também cria dificuldades⁶⁰ para a integração de grandes quantidades de geração a partir de fontes de ERV. No longo prazo, espera-se que o subsistema Nordeste crescentemente dependa de plantas geradoras inflexíveis, devido à construção de plantas hidrelétricas a fio de água e à possibilidades de construir termelétricas alimentadas por carvão (EPE-MME 2007, 2013). Adicionalmente, até bem recente houve algumas discussões sobre a possibilidade de construir plantas nucleares no Nordeste, diminuindo a flexibilidade do sistema. Entretanto, esta possibilidade não foi considerada no plano oficial de expansão até 2022 (EPE-MME 2013). Assim, no Brasil a participação de ERV na matriz elétrica está rapidamente incrementando, o que pode desencadear problemas no sistema elétrico, especialmente sobre a resposta de frequência e a reserva de potência operativa.

O Anexo A8 apresenta os custos de capital, operação e manutenção (O&M), eficiências de conversão de energia e tamanhos típicos das plantas de geração elétrica consideradas como opções de investimento, por tecnologia.

Análise de sensibilidade

Quatro análises de sensibilidade foram realizadas para verificar os impactos de variações em dados de entrada estratégicos. A primeira análise de sensibilidade está relacionada ao custo da madeira local disponível para hibridizar usinas CSP, particularmente refere-se ao custo da madeira de jurema-preta como foi apresentado por Soria et al. (2015a). Uma análise de sensibilidade com o custo de 0,58 USD/GJ para jurema-preta foi considerada, que corresponde a um custo 20% maior do que o assumido no cenário base. A segunda análise de sensibilidade está relacionada ao custo do investimento da tecnologia solar FV no Brasil, que é mais baixo do que no

⁶⁰ Estas dificuldades podem ser discutíveis porque, em resolução horária, as plantas hidrelétricas com pequenos reservatórios ainda poderiam variar sua produção elétrica, se tiverem várias turbinas.

cenário base. Assim, esta análise de sensibilidade considerou um custo de investimento internacional para sistemas FV centralizados baseado em IEA (2014d), começando com 1.390 USD/kW em 2025 e convergendo a 815 USD/kW em 2050. Neste cenário um preço menor para os sistemas FV no Brasil é justificado devido à possibilidade de que o país desenvolva um mercado com um ambiente mais competitivo, que reduza taxas e impostos. Dado que os custos da tecnologia FV estão diminuindo rapidamente, uma das recomendações de trabalhos futuros é atualizar este cenário de custos FV. Outra análise de sensibilidade foi realizada para estudar os impactos de uma maior capacidade de transmissão entre a região Nordeste e as regiões vizinhas, que em certas horas poderia ser usada para incrementar instantaneamente as importações e exportações. Assim, nesta sensibilidade, removeram-se as restrições de transmissão entre regiões após 2025, mantendo os custos marginais de operação das demais regiões. Finalmente, a última análise de sensibilidade varia a quantidade de importações da região Nordeste. As maiores participações (relação importações/oferta_total) mensais das importações do Norte, e do Sudeste/Centro-Oeste (ONS 2014c), para atender a demanda, entre 2008 e 2014, foram tomadas para representar um cenário de mais importações. Uma limitação importante do atual modelo REMIX-CEM-B é a modelagem de uma única região do sistema elétrico, o que dificulta o entendimento da interação entre esta região e as outras. Assim, outra recomendação para trabalhos futuros é o aprimoramento do modelo para representar todo o sistema elétrico nacional.

Tabela 39. Cenários de sensibilidade modelados no REMIX-NE

Sensibilidade	Nome	Descrição
Custo da biomassa	BIO	Custo da biomassa é 20% mais alto do que no cenário base. O custo na análise de sensibilidade é 0,58 USD/GJ.
Custo de FV	FV	O custo de investimento de sistemas centralizados FV é mais baixo do que no cenário base. Preços internacionais foram considerados segundo IEA (2014d), começando com 1,390 USD/kW em 2025 chegando a 815 USD/kW em 2050.
Capacidade transmissão	TRA	Capacidades de transmissão ilimitadas nas linhas Nordeste - Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste - Norte foram consideradas após 2025.
Participação de importações	IMP	Uma participação mais alta de importações do Norte e Sudeste/Centro-Oeste pode atender a demanda elétrica no Nordeste. Foram usados os valores mensais mais altos do período 2008 – 2014.

Tabela 40. Participação das importações considerado para a análise do cenário de sensibilidade

Importações NE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Do N (%)	19	30	33	31	32	16	9	2	5	2	0	9
Do SE/CO (%)	33	9	8	7	9	28	35	32	23	24	24	23

Resultados e discussão

A Figura 33 apresenta a evolução de longo prazo da matriz elétrica do Nordeste do Brasil no cenário base. A Figura 34 apresenta a evolução do cenário base em termos de geração elétrica.

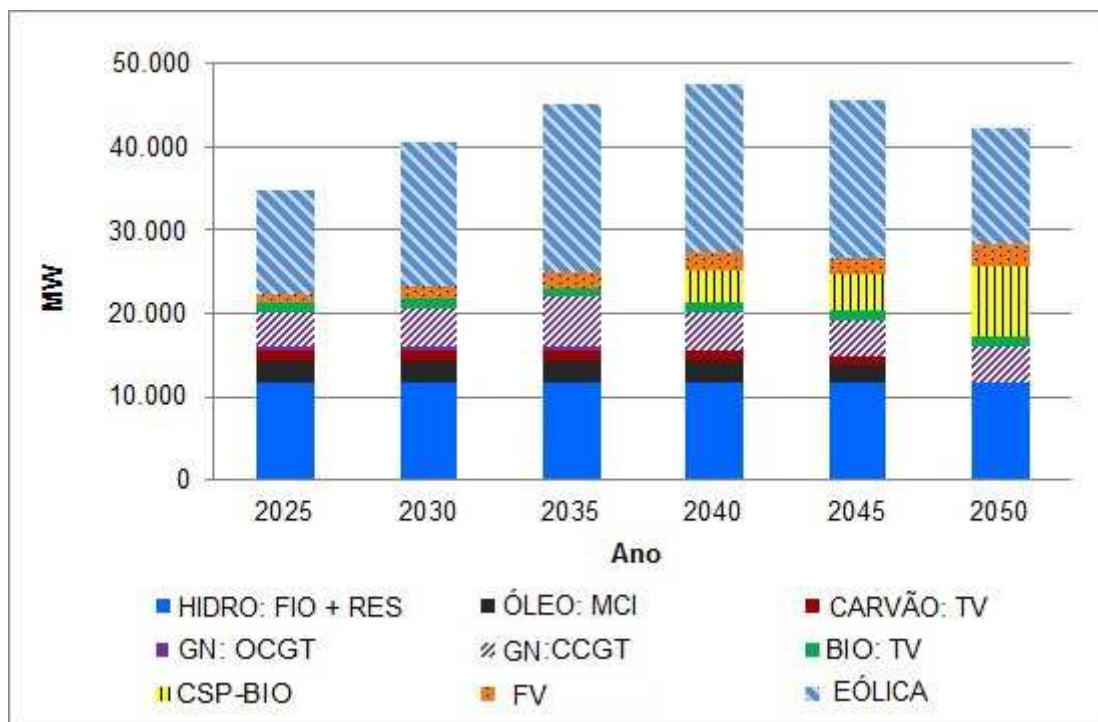


Figura 33. Evolução da capacidade elétrica no Nordeste do Brasil no cenário base

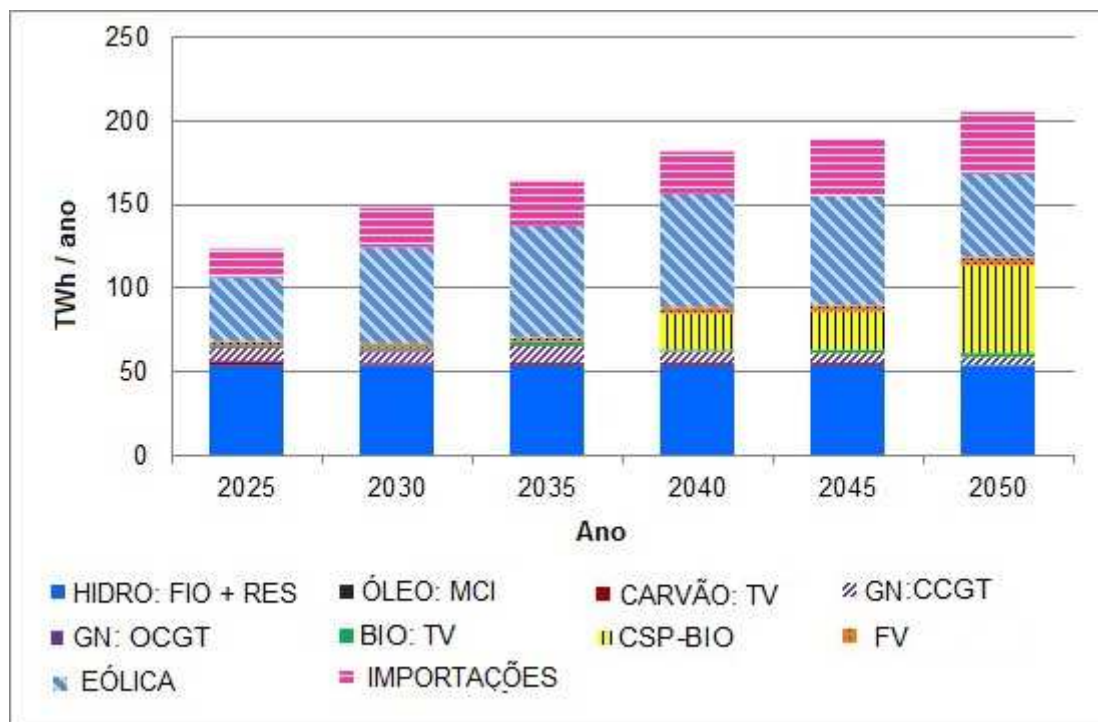


Figura 34. Geração elétrica no Nordeste do Brasil – cenário base

No cenário base as importações de eletricidade permanecem importantes, fornecendo entre 13% a 18% da demanda elétrica do Nordeste no período de análise. Dado que o potencial hidrelétrico remanescente do Brasil está localizado fora da região Nordeste, a capacidade hidrelétrica na região Nordeste permanece constante. Em termos de produção elétrica, a matriz é caracterizada por uma alta participação da geração hidrelétrica, embora esta decresça no longo prazo de 44% em 2025 até 26% em 2050. Grupos geradores a diesel e usinas alimentadas por carvão (carvão importado de elevado custo – Ver Tabela 27) são progressivamente retiradas até 2050 (por idade, e não são renovadas), permitindo que as tecnologias de energia renovável aumentem sua participação. A produção elétrica dos parques eólicos cresce rapidamente na região, atingindo um máximo de 20 GW em 2035. A produção elétrica anual de CCGT atinge seu máximo em 2035, compensando a variabilidade da geração eólica em algumas horas. No cenário base a tecnologia solar FV expande principalmente devido à GD, enquanto a geração centralizada não expande significativamente devido ao seu custo de capital no Brasil, que é ainda muito alto. Plantas solares CSP hibridizadas com biomassa (CSP-BIO) tornam-se uma opção de mínimo custo no Brasil a partir de 2040, quando 3,8 GW são instalados, atingindo 8,4 GW em 2050. CSP-BIO fornece

uma quantidade importante de eletricidade no longo prazo, 22 TWh/ano no primeiro ano de operação e 53 TWh/ano em 2050. Em 2050 a produção de CSP-BIO poderia fornecer aproximadamente a mesma quantidade de eletricidade que a tecnologia eólica ou a hidrelétrica no Nordeste. Dado que a tecnologia CSP-BIO cresce rapidamente após 2040, oferecendo energia firme e flexibilidade ao sistema elétrico Nordeste para compensar as variações da geração eólica, a tecnologia CCGT reduz sua participação, diminuindo a capacidade instalada de 5,8 GW em 2035 a 4,3 GW em 2050 (usinas velhas são retiradas e não renovadas).

Estes resultados além de demonstrar o grande potencial da tecnologia CSP-BIO desde 2040 na região Nordeste, indicam a necessidade de estudos mais profundos sobre a expansão do seu parque gerador, que em caso de que não seja baseada em usinas CSP-BIO, estes devem procurar a melhor opção para esta expansão.

Embora o modelo REMIX-CEM-B possa escolher entre diversos combustíveis para alimentar o BUS de usinas CSP, biomassa local foi sempre escolhida como o combustível de hibridização devido ao seu baixo custo.

Os resultados indicam que no cenário base, a partir de 2040, 3,8 GW de CSP-BIO seriam instalados, atingindo 8,4 GW em 2050. Estes resultados apontam a necessidade de avaliar a superfície de floresta energética que deveria ser manejada em cada etapa do desenvolvimento da tecnologia. Considerando os resultados da simulação de uma usina CSP-BIO de 30 MW (Ver Tabela 28) hibridizada com madeira de jurema-preta, que é uma das culturas com maior presença na caatinga, o requerimento de área de floresta que permitiria fornecer a madeira necessária para a expansão CSP-BIO é de aproximadamente 6.460 km² em 2040, atingindo aproximadamente 14.280 km² em 2050. É importante indicar que o ecossistema de caatinga tem uma superfície de 850.000 km², e que o estado da Bahia tem uma superfície de 564.733 km², sendo assim, a superfície de floresta energética a ser manejada em 2040 representa menos do que 1% da superfície da caatinga, e menos do que 1,2% da superfície do estado de Bahia. Ressalta-se que esta é uma primeira abordagem da necessidade de terra com floresta energética no Nordeste, que deve ser aprimorada em estudos futuros.

A Figura 35 apresenta os resultados das análises de sensibilidade realizadas, em termos de capacidade instalada, em comparação ao cenário base. De forma similar, a Figura 36 apresenta uma comparação da participação da geração de cada tecnologia para atender a demanda, em comparação ao cenário base. É importante ressaltar que há exportação de energia para as outras regiões durante todo o período, como é apresentado por exemplo durante uma semana de despacho em 2040, na Figura 38.

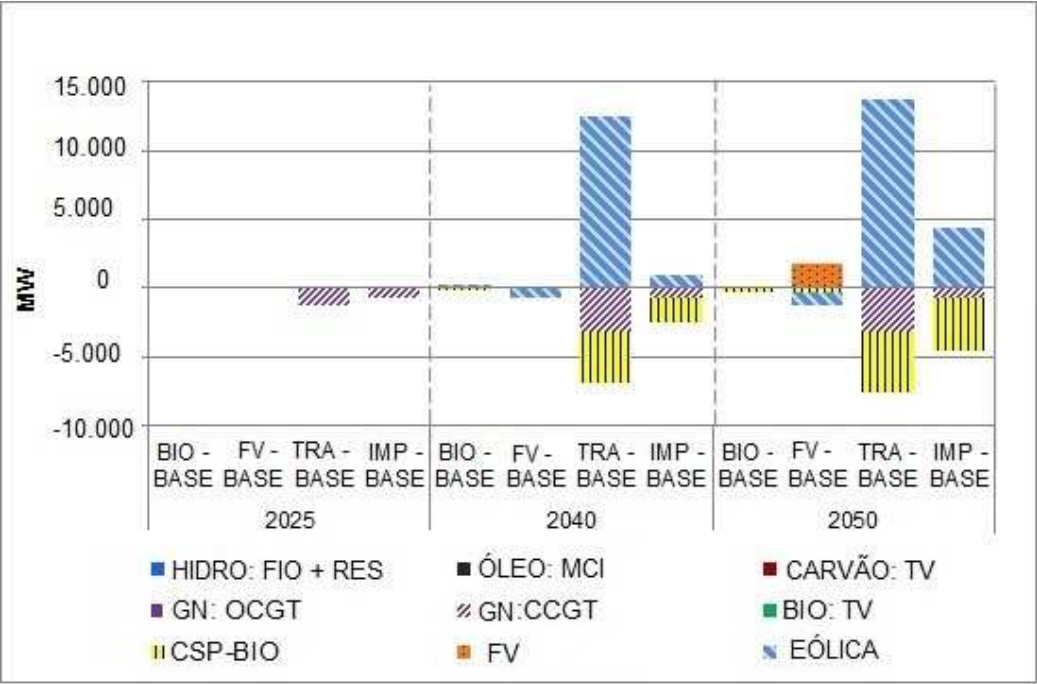


Figura 35. Comparação da capacidade instalada entre as sensibilidades e o cenário base

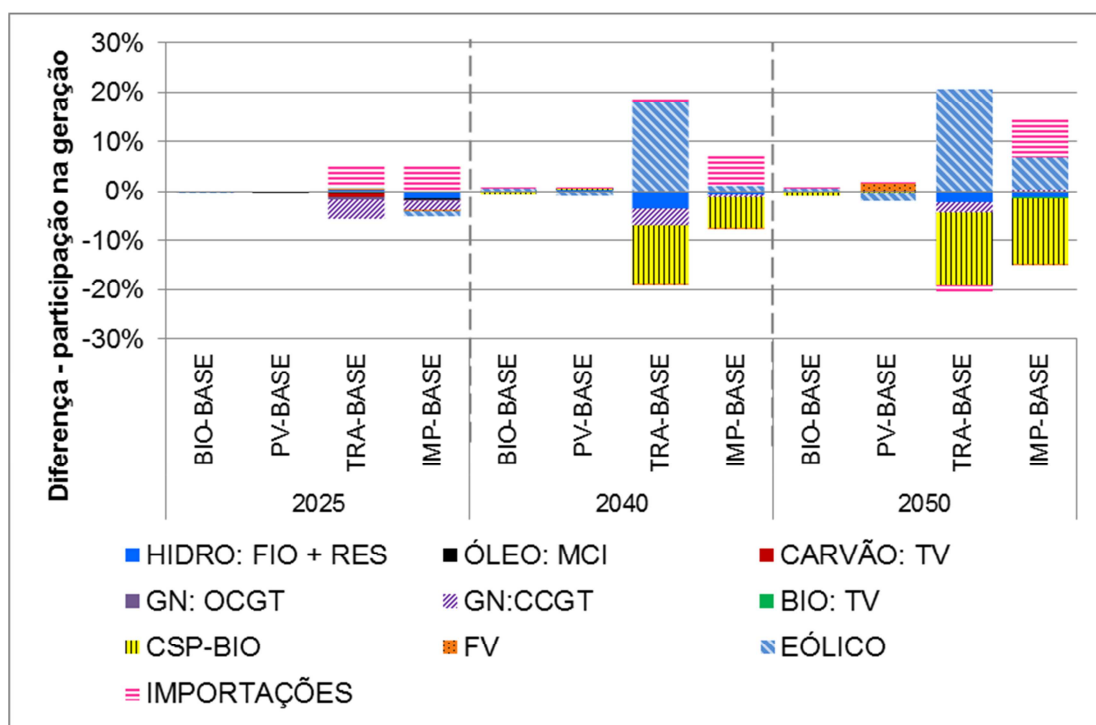


Figura 36. Comparação da participação de cada geração de cada tecnologia para atender a demanda entre as sensibilidades e o cenário base.

Os resultados indicam que o impacto devido ao incremento de 20% no custo da biomassa, que seria usada para hibridizar usinas CSP (cenário BIO), seria desprezível sobre a expansão de longo prazo desta tecnologia. Os resultados do cenário FV indicam que um custo mais baixo na tecnologia FV só incentivará a instalação de sistemas FV centralizados em 2050, substituindo⁶¹ capacidade eólica e CSP, em comparação ao cenário base. Entretanto, cenários internacionais recentes sobre o preço de sistemas FV apresentam-se bastante promissores (IEA 2015, 2016). Portanto, futuros estudos deverão considerar estas novas perspectivas de preço dos sistemas FV. Adicionalmente, num cenário de ilimitada capacidade de transmissão entre regiões (cenário TRA), a geração eólica no Nordeste aumentaria significativamente a partir de 2040, substituindo energia produzida por CCGT e CSP,

⁶¹ No cenário FV, devido à metodologia de perfect foresight do modelo, dado que em 2050 entrarão em operação 1,8GW de solar FV, desde 2035 o modelo evita a instalação de certa capacidade eólica (677 MW em 2040), de tal forma que a geração FV seja custo eficiente em 2050 e não se veja impedida por uma geração eólica, que também é uma fonte de ERV. Em termos de energia, no cenário FV, em 2040, a geração eólica deixa de atender 1% da demanda, sendo reemplazada por geração de usinas existentes (CCGT, CSP-BIO) e importações.

em comparação ao cenário base. Este resultado é explicado pelo ótimo potencial eólico do Nordeste e por seu baixo LCOE. Por esta razão, o modelo maximizou as exportações de eletricidade a partir de geração eólica para as regiões vizinhas. Finalmente, num cenário com alta participação de importações de regiões vizinhas, basicamente a partir de plantas hidrelétricas operando no Norte (entre dezembro e junho) e nas regiões Sudeste/Centro-Oeste (entre junho e novembro), a capacidade eólica aumenta no Nordeste, substituindo parcialmente CCGT e CSP, em comparação ao cenário base. Isto é explicado pelo fato de que a variabilidade do vento no sistema elétrico do Nordeste pode ser compensada por importações flexíveis.

A Figura 37 ilustra a evolução da participação das diversas tecnologias na geração elétrica do cenário base e nos cenários de sensibilidade. Em todos os cenários a participação da geração hidrelétrica decresce no longo prazo de 44% em 2025 a 26% em 2050. No médio prazo usinas hidrelétricas com grandes reservatórios fornecem a flexibilidade requerida para integrar grandes quantidades de energia elétrica a partir de fonte eólica e solar FV. No longo prazo, em 2040, na ausência de novas usinas hidrelétricas o sistema elétrico requerirá de fontes adicionais de flexibilidade, basicamente fornecidas por CSP-BIO e por importações através de extensos sistemas de transmissão que unem o Nordeste com as regiões vizinhas. CSP-BIO fornece grandes quantidades de eletricidade em todos os cenários, inclusive quando uma virtual capacidade ilimitada de transmissão entre regiões vizinhas é assumida (cenário TRA). No cenário TRA, devido a facilidade de exportar eletricidade produzida por geradores eólicos, uma sobre capacidade de energia eólica foi instalada. Nesta situação, ainda que em quantidades menores, CSP-BIO ainda joga um papel importante como fornecedor de flexibilidade ao sistema elétrico. Adicionalmente, embora o cenário FV incentive a tecnologia FV, o CSP ainda apresenta um papel importante, o que demonstra que as duas tecnologias solares podem se complementar bem.

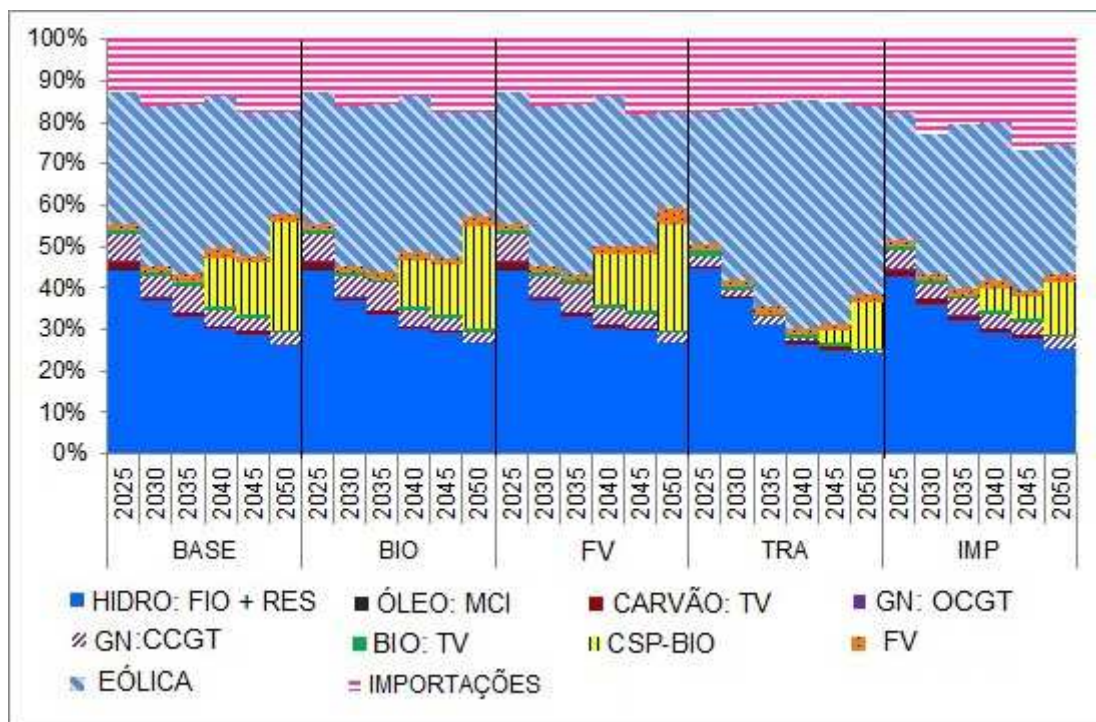


Figura 37. Evolução da matriz de geração elétrica por cenário

Um dos principais resultados derivados do REMIX-CEM-B é o despacho ótimo de um grupo de plantas geradoras escolhidas durante a otimização da expansão de longo prazo do sistema elétrico.

Neste caso, os resultados de expansão do cenário BIO foram escolhidos para ilustrar o despacho ótimo do parque gerador, porque apresentam, de uma forma mais conservadora (biomassa mais cara), qual papel usinas CSP-BIO podem vir a ter no Nordeste do Brasil.

É importante ressaltar que devido as limitações da ferramenta REMIX-CEM para modelar a operação das usinas hidrelétricas, os resultados apresentados na sequência são uma primeira aproximação. Estudos futuros devem aprimorar a modelagem da operação hidrelétrica (operação em cascata e otimização do uso de água nos reservatórios) na ferramenta REMIX-CEM para representar adequadamente a operação do complexo sistema elétrico brasileiro. Nesta subseção a modelagem das usinas hidrelétricas não considerou restrições detalhadas de flexibilidade, por

exemplo, não foi considerada a geração mínima das usinas hidrelétricas instaladas no Rio São Francisco.

A Figura 38 apresenta o despacho ótimo das plantas elétricas escolhidas durante a expansão ótima do sistema elétrico, agregadas por tecnologia, durante três dias consecutivos, numa semana típica de outono, em 2040, para o cenário BIO. Na semana típica modelada, os parques eólicos geram grandes quantidades de eletricidade durante a tarde. Por exemplo, na tarde do segundo dia, 16 GW estão operando. Neste momento, para evitar o vertimento da geração eólica (*curtailment*), o sistema elétrico do Nordeste exporta grandes quantidades de eletricidade às regiões vizinhas. Para balancear esta repentina e massiva geração eólica, plantas hidrelétricas com reservatório não foram despachadas e o número de usinas CSP-BIO operando foi reduzido. Devido a bons rampeamentos (para cima e para baixo) das usinas CSP-BIO (especialmente quando a energia térmica é fornecida pelo sistema TES), é possível fornecer flexibilidade adicional ao sistema elétrico do Nordeste para maximizar o uso da energia eólica e exportar a diferença para as regiões vizinhas, sem haver vertimento.

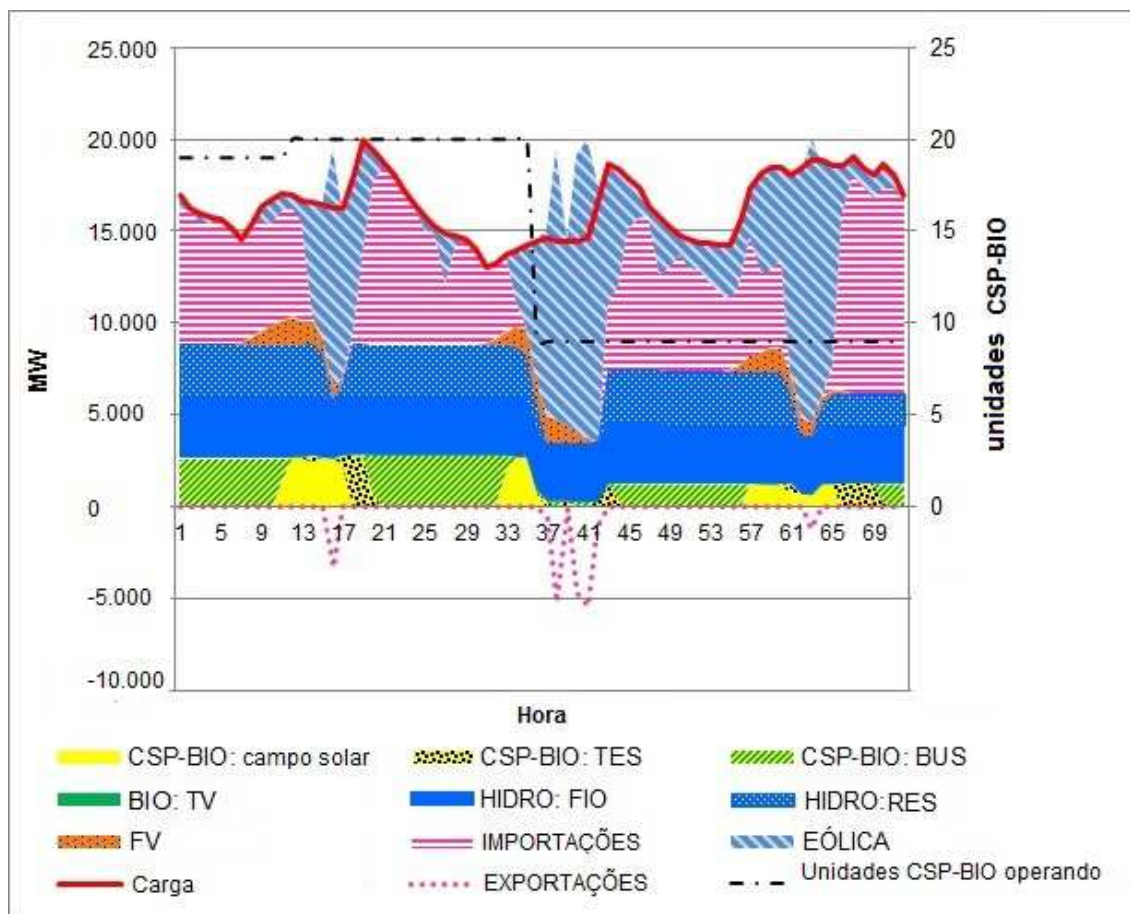


Figura 38. Despacho típico do sistema elétrico do Nordeste no outono de 2040 - cenário BIO

A fonte de energia térmica usada para operar o bloco de potência de usinas CSP-BIO é apresentada na Figura 39, que ilustra o papel que a tecnologia CSP tem no sistema elétrico. Por exemplo: i) durante a noite e primeiras horas do dia, eletricidade é produzida usando o calor gerado pelo BUS, alimentado por biomassa; ii) durante a manhã e início da tarde, eletricidade é produzida diretamente usando o vapor gerado no campo solar; iii) depois do pôr do sol, durante algumas horas, eletricidade é produzida usando o calor armazenado ao longo do dia no sistema de TES. É importante ressaltar que a operação e o despacho de plantas CSP-BIO (uso do calor gerado pelo campo solar, BUS e TES) foi otimizado levando em consideração a operação ótima de todo o sistema elétrico, em cada bloco de tempo.

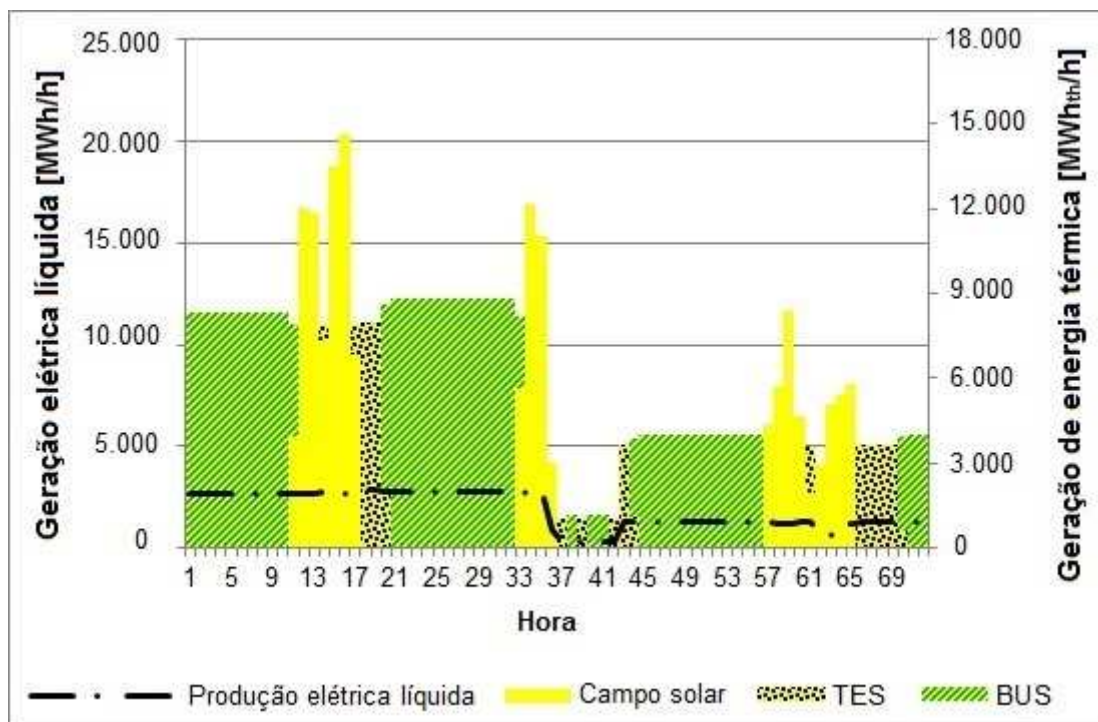


Figura 39. Geração térmica e geração elétrica líquida em plantas CSP-BIO, outono de 2040, cenário BIO.

A evolução dos principais parâmetros do dimensionamento de plantas CSP-BIO é apresentada na Tabela 41. Estes valores foram otimizados de acordo às necessidades de todo o sistema elétrico em cada bloco de tempo. A necessidade por maior capacidade de armazenamento de energia térmica aumenta no longo prazo. Em 2040, plantas CSP-BIO requerem um TES de 2,0h, enquanto em 2050 esta necessidade aumenta, precisando de um TES de 3,6h. Para armazenar esta quantidade adicional de energia térmica o tamanho do campo solar também aumenta proporcionalmente para fornecer a energia térmica requerida.

Tabela 41. Evolução das principais características de plantas CSP-BIO no cenário BIO

Parâmetro	Ano		
	2040	2045	2050
Múltiplo solar	1,48	1,64	1,78
TES [horas a plena carga]	2,00	2,72	3,61
BUS [% da potência nominal da turbina]	89	65	67
Fator de capacidade [%]	65	71	78
Produção elétrica anual a partir do calor fornecido pela caldeira a biomassa [%]	49	49	49
LCOE [ctv. USD/kWh]	8,0	7,4	7,1

Nota: A produção elétrica anual a partir do calor fornecido pela caldeira a biomassa foi limitada a 49% como uma primeira aproximação ao problema. Este valor deve ser determinado na política, com o objetivo de diminuir o LCOE da usina CSP e acelerar a penetração da tecnologia no Brasil. Outros valores devem ser estudados.

A hibridização de plantas CSP com biomassa local, por exemplo de de jurema-preta, (CSP-BIO) faz das plantas CSP uma opção economicamente viável para o sistema elétrico no Nordeste do Brasil. De fato, CSP-BIO contribui para regularizar o desequilíbrio que resulta da expansão em larga escala de parques eólicos e solares FV junto a usinas convencionais inflexíveis. CSP-BIO é capaz de aumentar a resposta de frequência e serviços de reserva de potência operativa no sistema elétrico, como foi mostrado através da sua operação flexível durante horas com grandes variações de produção eólica e FV, da mesma forma como durante períodos de alta demanda.

Assim, plantas CSP-BIO são capazes de fornecer a flexibilidade adicional requerida para integrar grandes quantidades de ERV, assegurando a confiabilidade e a adequação que o sistema elétrico precisa. CSP-BIO pode também fornecer energia firme a qualquer momento. Este estudo demonstra que é possível se esperar o uso de CSP-BIO no Brasil para gerar eletricidade de uma forma custo-efetiva a partir de 2040.

O uso de ferramentas de expansão de capacidade de longo prazo que consideram restrições operativas detalhadas, alta resolução temporal e espacial e uma modelagem específica para usinas CSP, como o REMIX-CEM-B, mostra-se ser uma abordagem apropriada para entender o papel que a tecnologia CSP pode ter nos sistemas elétricos. O REMIX-CEM-B otimiza a expansão e a operação ao mesmo tempo, superando alguns desafios técnicos associados com a penetração em grande escala de ERV e CSP. O REMIX-CEM-B permitiu uma reavaliação completa do

planejamento da expansão de longo prazo e da operação na região Nordeste do Brasil, mostrando que a tecnologia CSP-BIO pode ter um papel importante no longo prazo para fornecer a flexibilidade adicional que este sistema elétrico pode necessitar. À diferença de outros estudos de planejamento que forçam a expansão de certa quantidade de CSP, usando o REMIX-CEM-B este estudo mostrou que CSP pode ser uma opção de mínimo custo em 2040. Com efeito, esta ferramenta é capaz de capturar a flexibilidade de plantas CSP-BIO durante a operação, sendo este critério também considerado para a otimização da expansão de longo prazo.

Na modelagem realizada, a alta flexibilidade das usinas CSP-BIO foi conseguida devido ao uso do vapor gerado pelo BUS, alimentado por biomassa, mas também pelo uso da energia térmica armazenada no TES e pela energia térmica produzida no campo solar.

Contudo, este estudo tem algumas limitações: i) modelar só a região Nordeste do Brasil (assumindo cenários de capacidade de transmissão e cenários de importações/exportações de/para outras regiões); e ii) considerar condições hidrológicas médias e séries horárias de recursos solar e eólico de forma determinista. Apesar das limitações indicadas, os resultados sobre o papel da tecnologia CSP no sistema elétrico do Nordeste são válidos e deveriam ser considerados para os próximos estudos oficiais de planejamento energético no Brasil. Pesquisa adicional é necessária para entender o papel da tecnologia em nível nacional e sob condições hidrológicas críticas, assim como também a avaliação de outras possibilidades de hibridização de usinas CSP usando biomassa.

4.5 Considerações do capítulo

A subseção 4.3 apresentou um estudo de expansão do sistema elétrico do Brasil usando a abordagem de acoplamento de modelos. Para este fim, modelos de expansão otimizaram a expansão de longo prazo do setor elétrico e energético, e a viabilidade técnica de operar o sistema elétrico do Nordeste usando o plano de expansão previamente calculado pelos modelos de expansão foi verificada num modelo de otimização do despacho. Por outro lado, a subseção 4.4 usou a abordagem de integração direta para modelar a expansão do sistema elétrico do Nordeste usando

uma ferramenta que combina critérios detalhados de operação enquanto roda a otimização da expansão.

Os resultados mostraram que as duas abordagens têm potencial para contribuir com o planejamento do setor elétrico no Brasil, especialmente para modelar com mais detalhes as ERV e CSP. A flexibilidade que o sistema elétrico precisa é um co-produto das modelagens aqui apresentadas. Enquanto com a primeira abordagem as usinas CSP-BIO mostraram-se uma opção de mínimo custo somente sob rigorosos cenários de mitigação de GEE (valores de carbono elevados) e sob indisponibilidade da tecnologia CCS, usando a segunda abordagem as usinas CSP-BIO mostraram ser opções de mínimo custo no cenário base (sem valores de carbono) já a partir de 2040. Embora existam algumas limitações em ambas as abordagens, a explicação para esta diferença está fundamentalmente no fato de que a segunda abordagem capturou a real flexibilidade operativa das usinas CSP-BIO. Sob a segunda abordagem, a tecnologia CSP-BIO não só fornece eletricidade para atender a demanda, mas oferece energia firme, flexibilidade para a adequada operação do sistema elétrico, complementariedade com as fontes eólica e solar FV e reserva de potência operativa.

Finalmente, o uso da abordagem de “integração direta” evita a complexa iteração entre ferramentas de planejamento considerada na abordagem de acoplamento de modelos. Entretanto, deve-se considerar o “*trade-off*” existente entre precisão e esforço computacional.

Capítulo 5 – Co-benefícios associados ao desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil

O benefício mais claro e direto que os atores do planejamento energético do Brasil e a sociedade percebem como produto do desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil é a geração de eletricidade a partir de uma fonte renovável, e como tal sem emissão de GEE. A eletricidade gerada com usinas heliotérmicas contribuirá para atender a crescente demanda e, por sua vez, evitará a instalação de usinas termelétricas convencionais alimentadas por combustíveis fósseis. Entretanto, outros benefícios, diretos e indiretos, estão também associados ao desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. O objetivo desta seção é apresentar estes co-benefícios sob uma perspectiva industrial, sócio-econômica e ambiental. A subseção 5.1 avalia as competências da indústria brasileira para se adaptar e inovar com fins de participar da cadeia de valor CSP no Brasil. Mostram-se as potencialidades da indústria brasileira para se posicionar como uma líder regional e mundial neste segmento, além de desenvolver conhecimento e gerar emprego e renda no Brasil. A subseção 5.2 apresenta, qualitativa e quantitativamente, as oportunidades de geração de emprego e renda em regiões menos desenvolvidas do país associadas ao desenvolvimento de um programa solar CSP. Finalmente, a subseção 5.3 avalia os co-benefícios ambientais, indo além do potencial de mitigação de emissões de GEE, considerando o ciclo de vida de todas as tecnologias que integram a matriz elétrica do Brasil. Assim, é possível entender os impactos ambientais associados à expansão do setor elétrico até 2050 sob um cenário tendencial, que não considera os impactos ambientais sob uma perspectiva de ciclo de vida de cada tecnologia de geração elétrica. A subseção 5.3 também ressalta cuidados para evitar problemas ambientais associados ao desenvolvimento de projetos CSP.

5.1 Perspectiva industrial

A seção 2.9 mostrou quais são os elos da cadeia de valor da indústria CSP em nível mundial. Esta subseção apresenta as possibilidades que a indústria brasileira tem para se adaptar e participar desta indústria no Brasil. Como esta Tese explica, o potencial para desenvolver CSP no Brasil é muito grande e pode acontecer no médio prazo, especialmente se a alternativa de usinas CSP hibridizadas com biomassa for

considerada como uma opção real para a expansão do setor elétrico do país. Mas, além de explorar as oportunidades do mercado local, a indústria brasileira tem potencial para se tornar um fornecedor de tecnologia CSP inovadora na região da América Latina, e inclusive mundial. Existem grandes oportunidades de inovação nos componentes da tecnologia CSP, especialmente para melhorar e baratear os sistemas de TES e BUS.

Dentro da região sul-americana, o Chile é o país que mais tem evoluído no desenvolvimento desta tecnologia. No Chile existem 10 MW em operação, 110 MW em construção, 370 MW em desenvolvimento e mais do que 1 GW em projetos anunciados (CSP TODAY 2016). Isto se deve em parte ao fantástico recurso solar que a zona norte do Chile (Deserto de Atacama) apresenta, onde o DNI médio anual atinge 8 kWh/m²/dia (Cáceres et al. 2013; Larraín e Escobar 2012), mas também deve-se ao conjunto de políticas que tem incentivado o desenvolvimento das energias renováveis não convencionais e a promoção da indústria local (Herman 2013). Outro fator importante é o alto custo de oportunidade da energia em projetos no norte do país. A indústria chilena de CSP tem feito importantes esforços para desenvolver tecnologia própria na área de armazenamento de energia térmica, para aproveitar as grandes reservas de sais (nitratos) que o país possui (Herman 2013; Parrado et al. 2016). A empresa chilena SQM é um dos maiores fornecedores do mundo de sais fundidos para TES em usinas CSP (SQM 2016). Assim, o caso chileno ilustra que a indústria brasileira poderia ter um mercado importante na região, aproveitando-se das vantagens competitivas que o Brasil já tem.

A Comissão para o Desenvolvimento Econômico da América Latina (CEPAL) indica que Chile, Brasil e México são países latinoamericanos com condições adequadas para desenvolver a tecnologia CSP (Bernardelli 2010). Devido ao alto recurso solar DNI que o Peru e Bolívia recebem, estes dois países também têm condições para desenvolver usinas CSP.

O Brasil participa da indústria CSP única e indiretamente em parte no primeiro elo da cadeia de valor, sendo fornecedor de matéria prima bruta para diversas indústrias no mundo, por exemplo sendo um dos maiores exportadores de ferro e aço. O Brasil ainda não fabrica nenhum componente específico da tecnologia CSP, como: coletores,

receptores, meios de armazenamento de energia térmica, sistema de controle e sistemas automação de usinas CSP. Contudo, o Brasil produz localmente outros elementos que não são específicos para CSP e que também são comumente usados para a instalação de termelétricas convencionais. Este é o caso de turbinas a vapor, trocadores de calor, tanques de aço, bombas, tubulação, caldeiras de *back-up* a combustível fóssil ou biomassa, válvulas, fluidos de transferência de calor, etc. No Brasil há indústrias que poderiam facilmente se adaptar para produzir alguns dos elementos específicos da tecnologia CSP.

A experiência que a indústria brasileira já tem na manufatura de equipamentos e na construção de infraestrutura para o setor energia será muito importante para que os projetos heliotérmicos cumpram as regras de índice de nacionalização (conteúdo local) estabelecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento do Brasil (BNDES) necessárias para o financiamento de projetos energéticos no país (eólicos e solar FV), com o objetivo de incentivar o desenvolvimento industrial e a geração de empregos, além da diversificação da matriz energética nacional (BNDES 2013; Hashimura 2012).

O BNDES financia empreendimentos de geração elétrica a partir de energia renovável que cumpram com as exigências de índice de conteúdo local. Em 2012, o BNDES aprovou uma metodologia específica para credenciamento e apuração do índice de conteúdo local para aerogeradores, estabelecendo metas físicas, divididas em etapas, que deverão ser cumpridas pelos fabricantes de acordo com um cronograma previamente estabelecido, contendo metas⁶² até 2016 (BNDES 2012). A metodologia aprovada tem por objetivo aumentar gradativamente o conteúdo local dos aerogeradores, por meio da fabricação no país de componentes com alto conteúdo tecnológico e o uso intensivo de mão de obra (BNDES 2013). De forma similar, inspirado na metodologia estabelecida para o credenciamento de aerogeradores, em 2014 o BNDES criou regras específicas para o credenciamento e financiamento de equipamentos fotovoltaicos (BNDES 2014a). A metodologia exige a nacionalização progressiva de componentes (itens eletivos e obrigatórios) e processos produtivos

⁶² As metas indicam os elementos do aerogerador que devem ser produzidos, montados, testados, etc. no Brasil. A meta mínima de conteúdo local para aerogeradores entregues até 01/01/2016 é de 60% em torres (da quantidade dos forjados de procedência nacional) e 60% em pás (em peso), além de outras exigências para a montagem de outros componentes no país (BNDES 2012).

específicos ao longo do período de implementação do plano, contendo metas⁶³ até 2020 (BNDES 2014b). Além de elevar a participação máxima do BNDES no apoio aos empreendimentos fotovoltaicos proporcionalmente ao número de processos industriais e componentes incorporados no país, a metodologia permitirá ao Brasil o desenvolvimento de uma cadeia industrial para fabricação de componentes fotovoltaicos, atualmente inexistente. Outros benefícios são o incentivo à fabricação de componentes e equipamentos de alto teor tecnológico no país e a atração de novos investimentos nacionais e estrangeiros em território brasileiro para o fornecimento de insumos e componentes em qualquer etapa do processo produtivo.

Remann (2015), que fez uma análise sobre as perspectivas da indústria brasileira na cadeia industrial CSP, afirma que o Brasil tem capacidade de atingir um índice de nacionalização na indústria CSP de 40% no curto prazo, e que no longo prazo um índice de 70% é possível. O índice de conteúdo local da indústria CSP na Espanha é também de 70%. Assim, não é impossível atingir este patamar no logo prazo. Isto não seria difícil considerando que o Brasil tem longa experiência com usinas termelétricas, desenvolve processos industriais avançados e investe em P&D. Oliveira (2012) realizou o estudo de mapeamento de competências para desenvolver energia heliotérmica no Brasil, financiado pela Agência de Cooperação Técnica Alemã no Brasil (GIZ). Oliveira (2012) listou uma série de empresas operando no Brasil (nacionais e internacionais com filial no país) que poderiam participar da cadeia industrial CSP, embora nenhuma delas tenha experiência demonstrada específica com projetos CSP no Brasil.

O objetivo desta subseção é mostrar que a indústria do Brasil tem possibilidade de se adaptar e inovar para produzir localmente componentes específicos de plantas CSP e para criar conhecimento adaptado à realidade brasileira, necessários para a implantação de usinas heliotérmicas.

Na sequência explicam-se quais são as indústrias que poderiam facilmente se integrar à cadeia industrial CSP no Brasil, o que permitirá atingir um índice de nacionalização significativo, justificando o acesso a linhas de financiamento específicas via BNDES.

⁶³ A meta mínima para o índice de nacionalização de sistemas fotovoltaicos entregues em janeiro 2020, de célula de silício cristalino, é de 76% (em função dos itens nacionalizados) (BNDES 2014b).

Indústria de manufatura de maquinaria para o setor de energia

O Brasil produz localmente elementos não específicos da tecnologia CSP que também são requeridos por outras instalações energéticas e industriais. Este é o caso dos componentes usados tipicamente numa termelétrica convencional: turbina a vapor, trocadores de calor, tanques de aço, bombas, tubulação, caldeiras de *back-up* a combustível fóssil ou biomassa, válvulas, etc.

O setor elétrico brasileiro tem décadas de experiência com biomassa devido ao uso de bagaço de cana de açúcar para produção elétrica (Ely 2009; Scaramucci et al. 2006) e também ao aproveitamento de resíduos da indústria de papel e celulose. Para atingir esse objetivo uma importante indústria de manufatura de maquinaria e serviços tem sido desenvolvida. Por exemplo, atualmente o Brasil produz localmente 100% dos componentes de plantas termelétricas a biomassa; ou seja, produzem-se nacionalmente caldeiras avançadas para biomassa, queimadores, turbinas a vapor (Rankine), tubulação, válvulas, geradores elétricos, acessórios, e inclusive as obras civis necessárias (ABDI 2012).

Para o desenvolvimento de uma indústria CSP, a indústria nacional já é capaz de fornecer equipamentos e engenharia, que estão associados à parte do bloco de potência e ao sistema de *back-up* alimentado por biomassa (pre-tratamento, caldeiras, queimadores, etc.) (ABDI 2012; Pereira et al. 2014; Soria et al. 2015a).

Ademais, o desenvolvimento de cogeração, termelétricas a combustíveis fósseis e da indústria pesada ligada à exploração e refino de petróleo possibilitou o desenvolvimento local de fornecedores de outros componentes usados numa usina CSP: reservatórios de água e condensado; trocadores de calor, sistemas de armazenamento de combustível; bombas hidráulicas; desaeradores, geradores de eletricidade; condensadores e torres de resfriamento; tubulações de vapor e de água, componentes elétricos, sistemas de controle/automação e sistemas de comunicação (Pereira et al. 2014).

Empresas transnacionais que fornecem produtos e serviços para o setor elétrico, e para usinas CSP em particular, também têm filiais no Brasil. Por exemplo, ABB e Siemens podem fornecer serviços para a conexão das usinas CSP ao grid.

Adicionalmente, Oliveira (2012) listou 128 indústrias que fabricam trocadores de calor, e 49 comercializadoras de energia elétrica no Brasil, que poderiam atuar na cadeia industrial CSP.

A Tabela 42 informa quais são as empresas brasileiras capazes de produzir componentes para o bloco de potência de usinas CSP.

Tabela 42. Empresas brasileiras que produzem componentes para o bloco de potência de termelétricas CSP.

Empresa	Produtos	Página web
HPB Engenharia e Equipamentos Ltda.	- Caldeiras para bagaço: sistemas de combustão em leito fluidizado borbulhante e leito fluidizado circulante de diversos tipos. - Representação da marca Babcock and Wilcox Company, para as áreas de óleo e gás, carvão e resíduos florestais.	www.hpb.com.br
Sermatec Indústria e Montagens Ltda.	- Difusores para processamento de bagaço de cana de açúcar. - Caldeiras: leito fluidizado circulante, aquatubulares, leito fluidizado borbulhante, fogotubulares. - Trocadores de calor, vasos, outros.	www.sermatec.com.br
CBC Indústrias Pesadas S/A	- Caldeiras: convencional, leito fluidizado circulante, aquatubulares, leito fluidizado borbulhante, fogotubulares, para biomassa e combustíveis convencionais. - Trocadores de calor, torre de resfriamento, vaso, etc.	www.cbcsa.com.br
Dedini Indústrias de Base	- Caldeiras de diversos tipos. - Torres de resfriamento. - Trocadores de calor, tanques, etc.	www.codistil.com.br
Delp Engenharia Mecânica Ltda. Equipalcool Sistemas Ltda.	- Torres, trocadores de calor, tanques, etc. - Caldeiras de diversos tipos para vários tipos de biomassa e resíduos.	www.delp.com.br www.equipalcool.com.br
José Luz Limana Mecânica Benecke Irmãos & Cia Ltda.	- Caldeiras a bagaço de cana, tanques, etc. - Caldeiras de diversos tipos, geradores elétricos a vapor com pistão.	www.limana.com.br www.benecke.com.br
Caldema Equipamentos Industriais Ltda. Texas Turbinas a Vapor Ltda.	- Caldeiras de diversos tipos. - Turbinas de vapor de um estágio e multi estágio, de ação e reação, de condensação e contrapressão, de diversos modelos.	www.caldema.com.br www.texas.com.br
TGM Turbinas Indústria e Comércio Ltda.	- Turbinas de vapor, de ação e reação, de condensação e contrapressão, de diversos modelos. - Acoplamentos, redutores de velocidade, etc.	www.grupotgm.com.br
NG Metalúrgica Ltda.	- Turbinas a vapor, de um estágio e multi estágio. - Redutores de velocidade, etc.	www.ngmetalurgica.com.br
Turbimaq Turbinas e Máquinas	- Turbinas a vapor, de um estágio e multi estágio	www.turbimaq.com.br
Engecrol Indústria e Comércio de Equipamentos Ltda.	Turbinas de vapor, de ação e reação, de condensação e contrapressão, de diversos modelos.	www.engecrol.com.br
Siemens (planta em Jundiaí -SP)	Turbinas a vapor, série SST. Internacionalmente, estas turbinas têm sido adaptadas para usinas CSP em operação.	www.energy.siemens.com/br
ABB	- Geradores elétricos, transformadores, sistemas de proteção, etc.	http://new.abb.com/br
KSM	- Bombas para usinas e válvulas de alta pressão. A filial no Brasil está localizada em São Paulo	www.ksb.com/ksb-br-pt

Fonte: Elaboração própria, baseado em ABDI (2012) e SEBRAE (2015)

Indústria química

No segmento da indústria química brasileira há empresas que poderiam produzir sais fundidos para o armazenamento de energia térmica. Por exemplo, no estado de São Paulo existem algumas plantas industriais que já produzem sais fundidos, embora esta produção seja direcionada a aplicações não energéticas e ocorra em baixa quantidade. Assim, dado que a composição dos sais fundidos produzidos no Brasil é a mesma (inclusive com alto grau de pureza), estas empresas poderiam também desenvolver sais fundidos para a tecnologia CSP, e integrar esta nova indústria no Brasil.

O nitrato de sódio (NSO) é produzido por duas empresas no Brasil: Quirios Produtos Químicos, que produz NSO (substância pura) em forma de grânulos ou pó; e Jaraguá, que produz NSO como solução 1% em água. A empresa BASF internacional produz também este componente, mas não foi possível verificar se esta produção acontece também na filial do Brasil. O NSO é usado no Brasil para a fabricação de cerâmicas, pólvora, explosivos, fogos de artifício, vidros, adesivos, aditivos para tintas, reagentes fotográficos e fabricação de produtos de limpeza. Outras finalidades de uso do NSO são o tratamento de esgoto e água contaminada, e na indústria metalúrgica - em banhos de têmpera.

O nitrato de cálcio é produzido no Brasil por duas empresas: a Quirios Produtos Químicos, como substância pura diluída em água - solução 52% (Quirios 2015); e a Resimapi Produtos Químicos, como sólido, seco granulado (Resimapi 2015).

O nitrato de potássio (NPT) é produzido no Brasil unicamente pela empresa Jaraguá, como uma solução com menos de 10% de água e pureza de 99,6%. No Brasil as aplicações industriais do NPT são: sais para tratamento térmico, pólvoras, estopim, fogos de artifício, cristais, vidros especiais, e na indústria cerâmica.

A Tabela 43 apresenta uma lista de empresas que produzem compostos de nitrato de sódio, nitrato de potássio e nitrato de cálcio no Brasil. Estas três companhias são brasileiras e estão localizadas no estado de São Paulo. A empresa Resimapi tem filiais no Rio Grande do Sul e Paraná, e a empresa Jaraguá tem filial em Minas Gerais.

No escopo desta Tese não foi encontrada nenhuma empresa que produza comercialmente nitrato de lítio para usos industriais. Só existem empresas que produzem sais de lítio do ácido carbônico (carbonato de lítio) para aplicações farmacêuticas (antidepressivos).

Tabela 43. Empresas químicas brasileiras aptas a produzir sais fundidos para TES.

Empresa	Nitrato de sódio (NaNO ₃)	Nitrato de potássio (KNO ₃)	Nitrato de cálcio Ca(NO ₃) ₂	Página web
Quirios	x		x	www.quirios.com.br
Jaraguá	x	x		www.jaragua.com.br
Resimapi			x	www.resimapi.com.br
Basf	x			www.basf.com

Fonte: Elaboração própria, baseado em ABIQUIM (2015)

Existem também empresas que produzem sais para aplicações industriais de tratamento térmico, mas não está claro se estas produzem os produtos químicos primários ou produzem os sais nas concentrações adequadas para cada aplicação a partir dos produtos químicos primários. Este é o caso da empresa Durferrit do Brasil, localizada também em São Paulo (Durferrit 2015).

Deve-se ainda verificar qual é a real escala de produção de nitrato de sódio, nitrato de potássio e nitrato de cálcio no Brasil. Estes produtos são geralmente vendidos em embalagens de 25 kg, mas uma escala industrial CSP demandaria certamente volumes maiores.

Outro fato importante é que a indústria química brasileira em 2010 era a sétima de maior porte no mundo (ABIQUIM 2015). A ABIQUIM congrega indústrias químicas de pequeno, médio e grande porte, das quais várias produzem compostos químicos baseados em sódio, potássio, cálcio e lítio (carbonatos, sulfatos, fosfatos, clorato, hidróxidos, etc.). De fato, como foi mostrado na Tabela 43, são poucas as companhias que produzem nitratos, mas nada impede que outras indústrias do ramo possam incluir esta nova cadeia industrial.

Existem também empresas químicas brasileiras que já produzem em escala comercial alguns componentes usados para fluidos de transferência de calor (Tabela 44).

Tabela 44. Empresas no Brasil aptas a produzir fluidos para transferência de calor

Empresa	Linha de produção	Página web
Petrobras	Lubrificantes industriais, solventes, derivados de petróleo, etc. Produz Lubrax Utile OT®: fluido de transferência de calor para aquecimento indireto, 180C – 300C.	www.petrobras.com.br
Chemtura	Lubrificantes, refrigerantes, aditivos de combustível, uretanos, retardante de chamas, produtos brominados, etc.	www.chemtura.com.br
Eastman (Divisão Solutia)	Therminol ®, fluidos de transferência de calor, etc.	www.eastman.com
Dow Chemical Company	Dowtherm ®, fluidos de transferência de calor, etc.	www.dow.com/brasil
Pizzani Química Industrial	Paratherm ®, fluidos de transferência de calor, etc.	www.fluidotermico.com.br
Durferrit do Brasil Química	Effge ASD ®, fluidos de transferência de calor, etc.	www.durferrit.com.br
Basf	Lubrificantes, aditivos de refinaria, etc.	www.basf.com
3M	Lubrificantes, resinas, etc.	www.3m.com.br/
Alkallis	Óleos sintéticos, lubrificantes, óleos térmicos, etc.	www.alkallisbrasil.com.br/
Fuchs do Brasil	Fluidos de transferência de calor, óleos, etc	www.fuchsbr.com.br/
Polychem	Polytherm®, fluidos de transferência de calor, etc	http://polychem.com.br/

Fonte: Elaboração própria, baseado em ABIQUIM (2015)

Adicionalmente, Oliveira (2012) listou 23 produtores de lubrificantes que poderiam também produzir fluidos para transferência de calor para a indústria CSP.

Indústria de manufatura de vidro e espelhos

Atualmente, seis empresas, representadas pela Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro (ABIVIDRO), abastecem o mercado de vidros planos no Brasil: AGC, Cebrace, Guardian, e Vivix na produção de vidro *float*, e Saint-Gobain Glass e União Brasileira de Vidros (UBV) na fabricação de vidro impresso.

Pereira et al. (2014) pesquisaram a situação da indústria manufatureira de vidro no Brasil e escreveram que (citação textual, página 17):

“A indústria de vidros planos tipo float está bem estabelecida, com produção local por parte dos maiores fabricantes internacionais, além da recente construção da unidade fabril do único fabricante de capital nacional, a CBVP, que, aliás, é também a primeira a ser instalada na região Nordeste, em Pernambuco. As outras empresas que possuem produção de vidros planos tipo “float” no Brasil são a CEBRACE, uma joint-venture da Saint Gobain (França) e NSG (Japão), a norte-americana Guardian e a também japonesa AGC, esta ainda em fase final de implantação na cidade de Guaratinguetá (SP).”

Pereira et al. (2014) também pesquisaram na Associação Brasileira dos Distribuidores e Processadores de Vidros Planos ABRAVIDRO sobre a capacidade de produção de vidros planos no Brasil. A ABRAVIDRO informou que, em 2012, esta capacidade era de 5.400 t/dia, dos quais 44,1% eram vidro comum, 33,6% vidro temperado, 8,2% laminado para fins automotivos, 7,3% espelho, 6,4% curvo e tampo, e 0,3% insulado. A ABRAVIDRO ainda informou que 40% do consumo de espelhos no Brasil foram abastecidos com produtos importados.

Finalmente, Pereira et al. (2014) informam que (citação textual, página 112):

“..., também estão estabelecidos no Brasil empresas ligadas aos maiores fornecedores de espelhos para utilização CSP, como a Saint Gobain, a Flabeg, que possui uma unidade para abastecer o setor automotivo, e a AGC.”

A Tabela 45 apresenta um maior detalhe sobre as indústrias que produzem vidro e espelho em escala industrial no Brasil.

Tabela 45. Empresas que produzem no Brasil vidro e espelhos em escala industrial

Empresa	Produção	Página web
VIVIX: Companhia Brasileira de Vidros Planos – CBVP - Grupo Cornélio Brennand	-Vidros planos incolores, coloridos, pintados, laminados e espelhos. -Linha de produção: L.E.M. TM (<i>Low Energy Melter</i>). Capacidade: 900 t/dia. -Unidade de beneficiamento de sílica, feldspato, dolomita e calcário, localizada em Pedras de Fogo, na Paraíba. Capacidade: 800 mil t/ano	www.vivixvidrosplanos.com.br
CBVA - Companhia Brasileira de Vidros Automotivos – Grupo Cornélio Brennand	- Fábrica em fase de planejamento, para produzir vidro automotivo, com uma capacidade produtiva: 25 mil t/ano. Unidade a ser instalada em Goiana, PE	
CEBRACE	Vidros de proteção solar, vidro autolimpante, vidros baixo-emissivos, vidro de segurança (laminado), vidro antirreflexo, vidro extra claro, vidro plano (float), vidros para decoração e espelhos. -Capacidade de produção de 3.600 mil t/dia, -Cinco unidades fabris: três em Jacareí (SP), uma em Caçapava (SP) e uma unidade em Barra Velha (SC). Anunciaram uma nova unidade em Camaçari (BA).	www.cebrace.com.br
Guardian Brasil	-Espelho, vidro extra claro, Anti-reflexo, etc. -Duas unidades fabris: Porto Real/RJ (600 t/dia de vidro) e Tatui/SP (830 t dia de vidros).	www.guardianbrasil.com.br
AGC Vidros do Brasil	-Vidros para fins arquitetônicos. Espelhos para concentração de energia solar, painéis fotovoltaicos e painéis termo solares. Vidro automotivo. -Capacidade: 600 t/dia de vidros flotados. -Planta em Guaratinguetá/SP	www.agcbrasil.com
Saint-Gobain Glass	-Guaratinguetá (SP). -Vidro plano impresso para aplicações civis e arquitetônicas, com texturizações decorativas - Planta em São Vicente, SP. Capacidade: 100 t/dia de vidros impressos.	www.br.saint-gobain-glass.com
União Brasileira de Vidros (UBV)	- Vidros planos impresso para esquadrias, vidros para box e engenharia, vidros para móveis. -Capacidade: 240 t/ dia - Localizada em Jardim Guanabara, SP.	www.vidrosubv.com.br
Flabeg Brasil Ltda.	-Vidro plano, vidro automotivo, vidro curvo, recobrimentos especiais, vidro	www.flabeg.com

Vidros Belém	para coletores solares parabólicos, etc.	www.vidrosbelem.com.br
	-Uma unidade em Indaiatuba –SP, para vidro automotivo. Vidro plano, vidro curvo, vidro laminado, vidro refletivo, vidro blindado, etc. Localizado em RJ.	

Fonte: Elaboração própria, baseado em ABRAVIDRO (2015)

Gazzo et al. 2011 informaram, usando dados de Ernst & Young e Fraunhofer, que uma linha de manufatura de vidro para aplicações CSP seria viável caso houvesse a demanda correspondente ao suprimento anual equivalente a 400 MW de capacidade solar CSP que use espelhos planos, e 250 MW que use espelhos parabólicos. Uma usina de referência de 50 MW requer aproximadamente 6.000 toneladas de vidro, no total.

Indústria metálica: tubos e estruturas de aço

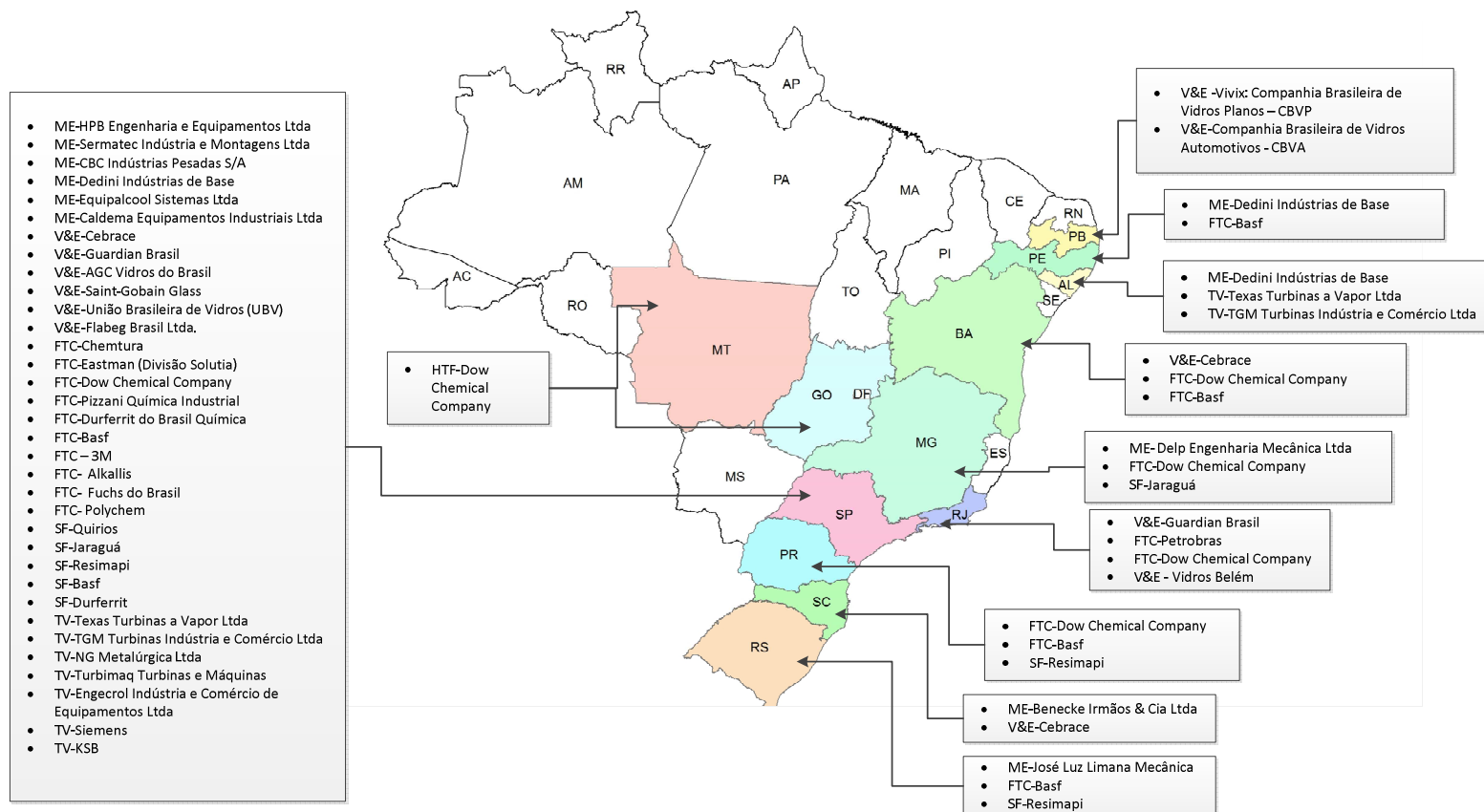
A indústria brasileira de tubos e estruturas de aço é uma das mais importantes do país e apresenta uma capacidade ociosa de produção, de tal forma que este segmento não seria uma limitante para o desenvolvimento de uma cadeia produtiva na indústria CSP. Algumas estatísticas, levantadas por Pereira et al. (2014), que corroboram esta assertiva, são:

“- Segundo World Steel Association (2012) em 2011, Brasil produziu 35,2 milhões de toneladas de aço bruto, colocando-se como 9º maior produtor mundial, e 7º maior exportador

- Segundo a Associação Brasileira da Construção Metálica – ABCEM (2012), em 2011, a produção foi de 1,2 milhões de toneladas de estruturas, frente a uma capacidade de 1,5 milhões de toneladas, mostrando uma capacidade ociosa de 20%.

- Segundo a Associação Brasileira da Indústria de Tubos e Acessórios de Metal (ABITAM), em 2011, a produção de tubos de aço foi de 2,13 milhões de toneladas, mostrando uma capacidade ociosa de 35%.”

A apresenta a localização das principais indústrias brasileiras que poderiam se integrar à cadeia de valor da indústria CSP. Uma concentração maior de indústrias está presente na região Sudeste e Sul.



Nota: ME: Maquinária para o setor energia como: caldeira a biomassa, trocadores de calor, tubulação, tanques, etc.; TV: Turbina a vapor, válvulas, bombas, etc.; V&E: Vidro e espelho; SF: Sais fundidos; FTC: Fluido de transferência de calor.

Figura 40. Distribuição das companhias que podem integrar a cadeia produtiva CSP
Fonte: Elaboração própria

Adicionalmente, Oliveira (2012), no seu informe sobre as competências da indústria brasileira para CSP, listou também 11 empresas no ramo de estruturas metálicas, 6 empresas que podem desenvolver mecanismos com sistemas de controle e automação e *software*, 20 empresas que manufaturam tubulação, 4 empresas especialistas em fundações, além de diversas empresas de engenharia, projetistas e construção (EPC). Algumas empresas internacionais do ramo de EPC, com experiência na tecnologia CSP, têm filiais no Brasil, o que facilitaria o início de suas atividades neste novo segmento de mercado no país. Por exemplo, no país existem representações das empresas Abengoa, Alstom, Siemens, CH2M hill, General Electric, ABB, Areva, entre outras.

Assim, fica demonstrado que o Brasil tem capacidade industrial e conhecimento suficiente para participar desta nova cadeia industrial, com grandes perspectivas de sucesso, tanto no país, como na região latino-americana. Como foi explicado, o CSP é considerado uma tecnologia crítica para o Brasil (Nogueira et al. 2016). Basicamente isto significa que se a indústria brasileira decide desenvolver localmente a tecnologia CSP no curto e médio prazos, o Brasil ainda poderia se tornar um dos países chave nesta indústria em nível regional e mesmo mundial.

5.2 Perspectiva sócio-econômica

Esta subseção está baseada na publicação científica de Soria et al. (2015a), incluída no Anexo A3. O Capítulo 2 apresentou em detalhe uma configuração de usina CSP que poderia adiantar a penetração desta tecnologia no Brasil. Usinas CSP de cilindro parabólico hibridizadas com biomassa local (CSP-BIO) poderiam produzir eletricidade a um custo LCOE competitivo no mercado elétrico brasileiro. A implementação desta tecnologia aconteceria na região Nordeste devido às características específicas da região.

A região Nordeste é uma das regiões menos desenvolvidas do Brasil e está à procura de opções de geração de emprego e renda que permitam elevar a qualidade de vida da população.

A região semiárida do Brasil tem uma extensão total de 982.563,3 km². Dessa área, a Região Nordeste concentra em torno de 89,5%. Esta região caracteriza-se por um alto

índice de aridez (índice de Thorntwaite) e por um alto risco de seca (superior a 60%) (IBGE 2010b). Como reflexo das condições climáticas dominantes de semi-aridez, as condições hídricas são insuficientes para sustentar rios caudalosos que se mantenham perenes nos longos períodos de ausência de precipitações (constitui-se exceção o rio São Francisco) (IBGE 2010b). As condições climáticas não têm sido as mais favoráveis para a região Nordeste, fazendo com que a região tenha maior dificuldade em superar os problemas econômicos que apresenta. A região Nordeste, juntamente com a região Norte, concentra as maiores proporções de pessoas que vivem com até ¼ de salário mínimo per capita, e apresenta altas taxas de desemprego (IBGE (2015a). “Este comportamento reflete, em larga medida, as históricas desigualdades regionais produzidas ao longo do processo de desenvolvimento brasileiro, tanto em termos de condições de vida quanto de crescimento econômico” (IBGE (2015a). A taxa mais alta de desemprego no Brasil, durante o primeiro trimestre de 2016, foi a da região Nordeste, que apresentou 12,8%, enquanto que o rendimento médio (1.323 R\$) ficou abaixo da média do Brasil (IBGE 2016). A Figura 41 apresenta quais são as principais atividades econômicas dos habitantes da região Nordeste que têm alguma ocupação, evidenciando que 21% da população trabalha no comércio, e que 16% da população dedica-se à agricultura, pecuária, produção florestal e pesca.

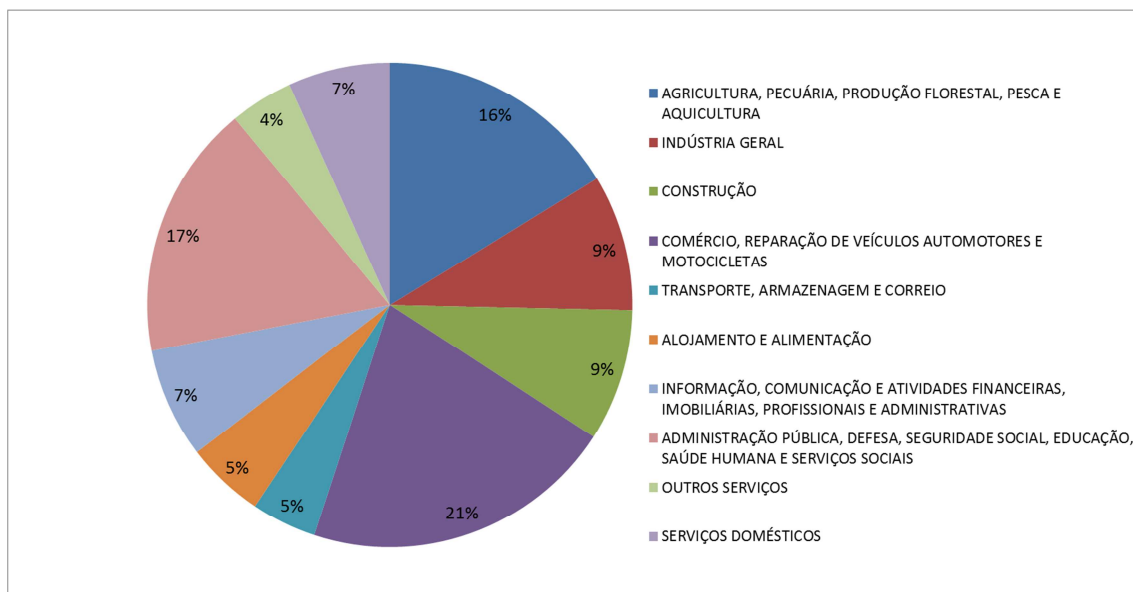


Figura 41. Atividade econômica da população com ocupação no Nordeste
Fonte: IBGE (2016)

A região Nordeste possui características específicas que devem ser aproveitadas em benefício da população. Por um lado a região concentra 70% do potencial técnico para CSP, e por outro lado a região semiárida nordestina possui o ecossistema da caatinga que, se manejado sustentavelmente, poderia fornecer grandes quantidades de madeira de boa qualidade e de baixo custo para ser usada como combustível de hibridização em usinas CSP. Soria et al. (2015a) pesquisaram sobre a disponibilidade de jurema-preta para este fim, mas a caatinga fornece também outras espécies que poderiam ser usadas e seu uso deve ser ainda estudado (Ver Tabela 25).

As características mencionadas sugerem a possibilidade de desenvolver no Brasil uma indústria CSP capaz de fornecer componentes específicos a baixo custo sob o amparo de um Programa Solar CSP na região Nordeste, com os co-benefícios da geração de emprego local (direto, indireto e induzido) e renda. O objetivo desta subseção é quantificar estes co-benefícios. O exercício foi realizado considerando unicamente o estado da Bahia, onde estão localizados 85% do potencial técnico de CSP na região Nordeste (Ver Tabela 16 e Tabela 17). Adicionalmente, no estado da Bahia já existe uma indústria desenvolvida de vidro e espelho, e de fluidos térmicos (Ver Figura 40).

O interior da região Nordeste tem limitada acessibilidade devido ao mau estado de suas vias. Isto pode dificultar o transporte dos componentes CSP de que as usinas precisarão, encarecendo os projetos. Esta é uma razão a mais para incentivar o desenvolvimento de uma indústria local, que produza os componentes em lugares estratégicos próximos ao lugar de instalação, para assim reduzir os custos. Aliás, interessantemente a empresa canadense Naanovo manifestou interesse em instalar fábricas temporárias ou permanentes no país (dependendo da escala do mercado), para produzir coletores solares Solar Maax a um preço aproximado de 215 USD/m², que estariam disponíveis em 2020 – 2025 (Naanovo 2014). O tamanho do mercado CSP no nordeste brasileiro justificaria a instalação no sítio das fábricas produtoras destes componentes. Estes coletores têm maiores dimensões que os convencionais e oferecem desenhos simples, o que, em detrimento de certa perda na razão de concentração, poderia facilitar a construção *in-situ* e instalação no Brasil. Assim, destaca-se a possibilidade de uma indústria solar se constituir a partir da expansão da alternativa CSP no nordeste brasileiro. Experiências na África do Sul indicam que a manufatura dos componentes em lugares próximos ao lugar de instalação, e a montagem dos componentes *in-situ* (por exemplo, montagem dos espelhos sobre a estrutura do coletor solar) gera reduções importantes de custo para os projetos (Relancio et al. 2016).

O modelo JEDI (*Jobs Economic Development Impact-CSP*) foi usado para avaliar os impactos sócio-econômicos locais associados com a construção de plantas CSP-BIO na região Nordeste do Brasil. Para isto, uma versão específica do JEDI foi usada, o JEDI-CSP.

A ferramenta JEDI foi desenvolvida pelo NREL, nos Estados Unidos (NREL 2013), para demonstrar os benefícios sócio-econômicos⁶⁴ resultantes das etapas de construção e de operação e manutenção (O&M) de um projeto de geração elétrica a partir de fontes de energia renovável lá. Diversos estudos têm usado esta ferramenta

⁶⁴ Os efeitos sócio-econômicos associados ao desenvolvimento de usinas CSP acontecem em vários estágios da cadeia de valor CSP: manufatura de componentes, planejamento do projeto, instalação, conexão ao grid, O&M, descomissionamento. Atividades de O&M acontecem ao longo da vida útil da usina e requerem trabalhadores para inspecionar equipamentos, serviços de reparação, etc. As atividades de descomissionamento acontecem no fim da vida útil da usina e consistem em reciclagem, disposição final, re-venda de componentes, etc. Também, ao longo do tempo, valor adicional pode ser criado em atividades de P&D, educação, serviços financeiros e outros processos complementares.

(Collins et al. 2012; Croucher 2012; Jacobson et al. 2013, 2014; Lira-Barragán et al. 2014; Slattery et al. 2011; Wang et al. 2013). O método está baseado em matrizes Insumo-Produto (I-O, do inglês *Input-Output*) com equilíbrio estático, que permitem medir os impactos diretos, indiretos e induzidos associados ao desenvolvimento de uma usina. Estes impactos são avaliados através da aplicação de multiplicadores (de emprego, renda, produção e valor adicionado), que descrevem as variações no sistema econômico, que resultam da introdução de uma nova atividade econômica (gasto de dinheiro em bens e serviços demandados pelos projetos de geração elétrica) numa região ou país. Dependendo do índice de conteúdo local do projeto CSP, os impactos sócio-econômicos podem ser menores ou maiores.

O modelo JEDI reflete as atividades econômicas nos Estados Unidos (por cada estado), cujos multiplicadores são bem diferentes do que os do estado da Bahia no Brasil. Portanto, para adaptar a ferramenta à realidade brasileira coeficientes multiplicadores regionais que descrevem o fluxo de bens e serviços no estado da Bahia foram usados, seguindo os coeficientes estimados por Guilhoto et al. (2010), que têm como base o ano de 2004⁶⁵. Estes dados são os mais atualizados⁶⁶ disponíveis. Valores médios de salários na região Nordeste foram considerados. Também foram mantidos os índices padrão de conteúdo local que o JEDI traz, com exceção da produção de coletores e receptores, para os quais considerou-se que poderiam ser fabricados in-situ.

Os benefícios criados durante o ciclo de vida de usinas CSP foram classificados em três categorias (Tabela 46): i) benefícios diretos associados com a construção da planta, operação e manutenção (O&M), e descomissionamento; ii) benefícios indiretos relacionados a atividades requeridas durante a construção da planta, por exemplo compra de equipamentos e componentes da usina; iii) efeitos induzidos causados pelo aumento da demanda (por bens e serviços) dos trabalhadores adicionais requeridos para as atividades i) e ii). Os efeitos induzidos resultam do aumento do gasto das

⁶⁵ Estes coeficientes foram convertidos a valores em USD₂₀₁₂ usando um fator deflator do PIB igual a 1,51; calculado com dados do IBGE (2015b) e uma taxa de câmbio média de 2012 de 1 USD = 1,96 BRL, de acordo com o BCB (2015). O ano base do JEDI é 2012.

⁶⁶ Dado que a economia do estado da Bahia possivelmente tem mudado durante o último decênio, é preciso não considerar os valores dos resultados da análise em termos absolutos, mas seu valor relativo e o impacto na economia.

famílias dos trabalhadores envolvidos no desenvolvimento do projeto, assim como também por receitas locais e impactos na cadeia de valor.

Tabela 46. Classificação dos benefícios associados com desenvolvimento de usinas CSP ao longo do ciclo de vida

Classe de benefícios	Atividade	Localização	Duração	Nível de especialização
Diretos	Transporte de materiais, construção da usina, atividades de O&M, atividades auxiliares; decomissionamento.	Local e regional	Permanente e temporário	Alto e médio
Indiretos	Produção de componentes CSP e equipamentos auxiliares, comercialização dos componentes, consultoria, engenharia, atividades de P&D.	Nacional e/ou internacional	Permanente	Alto
Induzidos	Aumento da demanda por bens e serviços (por exemplo, de restaurantes, lojas, serviços públicos, hotéis) por parte dos trabalhadores envolvidos diretamente na construção da usina.	Local	Permanente	Baixo

Para estimar a geração de emprego e renda relacionada à produção de biomassa, o estudo adotou uma abordagem conservadora. Assim, assume-se que nenhum posto de trabalho novo na cadeia de valor da biomassa será gerado como consequência da implementação da indústria local CSP-BIO na Bahia. Por exemplo, atualmente, a madeira de jurema-preta é usada para produzir carvão vegetal, o que já gera empregos nas zonas rurais. Este estudo avalia os impactos econômicos locais associados com a execução de um Programa Solar CSP (um caso hipotético de política energética) que considera a construção de dez usinas CSP-BIO, com uma capacidade individual de 30 MWe, operando no estado da Bahia. Isto somaria 300 MWe, uma capacidade similar à verificada na primeira fase de penetração da tecnologia CSP em outros lugares do mundo, por exemplo na Califórnia durante os anos 80s (NREL 2014b). Adicionalmente, dado que a metodologia está baseada em multiplicadores estáticos da matriz insumo-produto do estado da Bahia, este estudo assumiu que estes multiplicadores poderiam se manter inalterados no curto e médio prazos, período suficiente para instalar os 300 MWe. O tempo médio de construção de uma usina CSP de cilindro parabólico é 2 anos (Mehos et al. 2016). Assim, as dez usinas poderiam ser construídas, por exemplo, por 4 equipes de instaladores trabalhando paralelamente; ou, por uma única equipe, construindo as dez unidades de forma consecutiva. Este trabalho considerou a última abordagem, de tal forma que os

coeficientes multiplicadores não sofram variações⁶⁷ drásticas ao longo da implementação do programa solar CSP.

Dado que o JEDI calcula os impactos sócio-econômicos associados ao desenvolvimento de uma usina, é necessário fazer considerações de ordem logística que expliquem como dez usinas poderiam ser construídas (construção simultânea ou consecutiva). Assim, Soria et al. (2015a) assumiram, para a fase de construção, que uma única equipe de trabalhadores construiria as dez usinas de forma consecutiva, durante os cinco anos de construção. Os mesmos trabalhadores que constroem uma usina de 30 MW, já capacitados e experientes, seriam mobilizados para a construção das próximas unidades de forma planejada. Da mesma forma, para a fase de O&M, considerou-se que dez equipes de trabalhadores seriam necessárias dado que as atividades de operação e manutenção são permanentes ao longo da vida útil de cada usina (aproximadamente 25 anos). Ressalta-se que este cenário constitui uma primeira aproximação para entender o impacto sócio-econômico na Bahia associado ao desenvolvimento de um programa solar CSP.

Os resultados da simulação do JEDI, sujeitos ao cenário logístico assumido, mostraram que os impactos econômicos na Bahia associados ao desenvolvimento hipotético de uma capacidade de 300 MW de CSP-BIO seriam: geração de uma renda anual de aproximadamente 15 milhões de dólares e a geração anual de 760 postos de trabalho (diretos e indiretos), que se repetiriam durante a etapa de construção, de cinco anos (Ver Tabela 46). Durante a etapa de O&M também seriam criados anualmente uma renda de 42 milhões de dólares e mais de 2.100 postos de trabalho novos (Ver Tabela 48).

⁶⁷ Esta é uma limitação deste estudo, que é válido na medida em que constitui uma primeira aproximação ao problema. Na verdade, na medida em que as primeiras usinas sejam construídas, a estrutura econômica da região mudará também progressivamente. Assim, as últimas usinas a ser construídas terão impacto menor na economia, uma vez que os efeitos indiretos e induzidos terão sido desenvolvidos junto com a construção das primeiras usinas. Estes detalhes dinâmicos não foram considerados. Uma matriz I-O é estática por definição, apresentando a estrutura do sistema econômico num ano específico.

Tabela 47. Resumo dos benefícios econômicos e criação de empregos associados à fase de construção de projetos CSP na Bahia, para dez usinas de 30 MW

Benefícios sócio-econômicos	Empregos durante a fase de construção (#)	Emprego anual, por 5 anos (#)	Renda gerada durante a fase de construção (milhões de USD)	Renda gerada anual, por 5 anos (milhões de USD)
• Desenvolvimento do projeto e impacto dos trabalhos no local	805	161	32,67	6,53
• Construção (benefício direto)	560	112	29,50	5,90
• Serviços (benefício indireto)	245	49	3,17	0,63
• Equipamentos e impacto sobre a cadeia de produção	437	87	13,25	2,65
• Benefícios induzidos	2.559	512	28,48	5,70
<u>Sub-total</u>	3.801	760	74,40	14,88

Fonte: Soria et al. (2015a)

Tabela 48. Resumo dos benefícios econômicos e criação de empregos associados à fase de operação de projetos CSP na Bahia, para dez usinas de 30 MW

Benefícios sócio-econômicos	Emprego anual, 1 usina de 30 MW (#)	Emprego anual, 10 usinas de 30 MW (#)	Renda anual, 1 usina de 30 MW (milhões de USD)	Renda anual, 10 usinas de 30 MW (milhões de USD)
• Trabalho no local	27	269	1,81	18,08
• Receita local e cadeia de fornecimento	45	445	0,65	6,53
• Benefícios induzidos	145	1.454	1,71	17,13
<u>Sub-total</u>	217	2.168	4,17	41,74

Fonte: Soria et al. (2015a)

Adicionalmente, a renda gerada pelas atividades diretamente relacionadas à implementação da planta e pelas atividades induzidas desempenha um papel importante na condução da economia regional, devido a que esta contribui aproximadamente com 80% da renda total do programa solar CSP. Em termos de geração de empregos, atividades diretas e indiretas representam aproximadamente 1/3 do total de postos de trabalho gerados, enquanto que as atividades induzidas contribuem significativamente para aumentar as oportunidades de emprego na região. Isto confirma que os benefícios da implementação de unidades CSP na região vão

além das fronteiras da usina, sendo também evidentes em outras atividades econômicas e em serviços associados indiretamente ao desenvolvimento do programa solar CSP. É importante ressaltar que dado que a região semiárida é uma das menos desenvolvidas do Brasil, o impacto mais significativo está associado às atividades que geram renda e, portanto, induzem fontes de emprego. Como foi visto, a principal ocupação na região Nordeste é o comércio. Assim, espera-se que os benefícios econômicos relacionados às atividades induzidas ganhem força com a implementação do programa solar CSP na Bahia.

Além dos benefícios associados com a inovação tecnológica e industrial, a construção de projetos de geração elétrica em zonas rurais promove o desenvolvimento regional e o crescimento econômico. Típicamente, este tipo de projeto melhora a segurança no fornecimento de eletricidade, reforça a infraestrutura rodoviária e gera fontes de renda no setor rural (manejo sustentável da floresta). O potencial de investimento em plantas CSP-BIO pode ajudar a treinar e a fixar no campo uma parte da população economicamente ativa, particularmente na região semiárida, onde as taxas de desemprego e de migração, do campo à cidade, ultrapassam as médias nacionais.

Diferentemente das estimativas de Soria et al. (2015a), que constituem uma primeira aproximação que permita entender os impactos sócio-econômicos do desenvolvimento de um programa CSP-BIO no Brasil, recentemente Couto (2016) fez um estudo profundo sobre os impactos socio-econômicos relacionados ao desenvolvimento de projetos CSP com TES no Brasil. Couto (2016), usando o modelo JEDI, avaliou o impacto da implementação de um programa solar CSP de dez usinas de 30 MW (300 MW no total), de cilindro parabólico com um sistema de armazenamento de energia térmica de 6h (a opção CSP-6hTES, apresentada na seção 3.2 e incluída na publicação científica incluída no Anexo A2), na Bahia e também no resto do Brasil.

Para isto, Couto (2016) calculou multiplicadores de produção, renda e emprego usando uma matriz I-O inter-regional, que captura os fluxos de insumos e produtos entre Bahia e o resto do Brasil, usando preços básicos para o ano 2007. Couto (2016) usou dados desenvolvidos pelo Núcleo de Economia Regional e Urbana da USP (NEREUS), da Universidade de São Paulo (USP). Após ter estimado na matriz I-O os impactos diretos, indiretos e induzidos da uma mudança na demanda final de cada

setor econômico, Couto (2016) calculou multiplicadores específicos, intra e inter-regionais, para os impactos diretos, indiretos e induzidos, em termos de emprego, renda e produção, que poderiam ser usados ao interior do modelo JEDI (adaptou o formato e unidades). Os multiplicadores e o investimento⁶⁸ foram inicialmente calculados em Reais de 2007. Adicionalmente, Couto (2016) considerou quatro cenários de índice de conteúdo local (VerTabela 49), que consideraram o potencial industrial na Bahia, e no resto do Brasil. Índices de conteúdo local para cada componente da usina CSP ou tipo de trabalho requeridos na construção e O&M da usina CSP foram definidos em cada cenário. O cenário 1 considera um alto índice de conteúdo local na Bahia, justificado pela produção de fluidos de transferência de calor e sais fundidos no estado, além de maior produção estadual de materiais de construção e de garantir a produção local de coletores. O cenário 2 considera que a produção de fluidos de transferência de calor e sais fundidos acontecerá no resto do Brasil. O cenário 3 considera que todo o volume de fluidos de transferência de calor e sais fundidos seria importado de outros países. Finalmente, o cenário 4, que é o de menor índice geral de conteúdo local, considera a importação de fluidos de transferência de calor, sais fundidos, equipamentos, trocadores de calor, etc.

Tabela 49. Resumo dos benefícios econômicos e criação de empregos na Bahia e no resto do Brasil

	Cenário 1:		Cenário 2:		Cenário 3		Cenário 4	
	Bahia	Resto do Brasil	Bahia	Resto do Brasil	Bahia	Resto do Brasil	Bahia	Resto do Brasil
Fluidos de transferência de calor e TES	100%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
Materiais de construção	30%	70%	20%	80%	20%	80%	20%	80%
Espelhos	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
Trocadores de calor e equipamentos	0%	30%	0%	30%	0%	30%	0%	0%
Turbinas de vapor e geradores	0%	80%	0%	80%	0%	80%	0%	40%
Bombas, acionamentos e motores	0%	80%	0%	80%	0%	80%	0%	40%
Tratamento de água, estruturas de suporte de metal e tubos	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	70%

Fonte: Couto (2016)

⁶⁸ Os dados de investimento estavam em USD de 2015, por isto foi necessário corrigir o investimento a Reais de 2007. Para este objetivo, o investimento foi deflacionado a dólar americano de 2007, e depois foi usada uma taxa média de câmbio de 2007 de R\$1,95 = 1USD.

Os resultados de Couto (2016), apresentados na Tabela 50, mostraram que o desenvolvimento de um programa solar CSP de 300 MW na Bahia, usando usinas CSP_6hTES, traz importantes benefícios sócio-econômicos para a Bahia e para o resto do Brasil, segundo cada cenário. Este estudo não considerou premissas sobre a logística para a execução do programa solar.

Tabela 50. Resultados dos impactos sócio-econômicos na Bahia e no resto do Brasil de um programa solar CSP de 300 MW de CSP-6hTES, sob quatro cenários de conteúdo local

	Empregos (#)		Renda gerada (milhões de USD)	
	Durante o período de construção	Durante os anos de operação (anual)	Durante o período de construção	Durante os anos de operação (anual)
Cenário 1				
Bahia	9.744	261	691,27	22,74
Resto do Brasil	6.124	13	527,89	0,89
Cenário 2				
Bahia	5.598	261	374,36	22,74
Resto do Brasil	8.238	13	696,67	0,89
Cenário 3				
Bahia	5.598	261	374,36	22,74
Resto do Brasil	6.180	13	531,99	0,89
Cenário 4				
Bahia	5.598	261	374,36	22,74
Resto do Brasil	4.764	13	411,78	0,89

Fonte: Couto (2016)

Os resultados de Couto (2016) não devem ser diretamente comparados com os resultados de Soria et al. (2015a) devido a várias razões explicadas na sequência. Se consideramos o número de empregos gerados durante a fase de construção na Bahia, vemos que Soria et al. (2015a) estimaram 3.800 empregos, enquanto Couto (2016) estimou aproximadamente entre 5.500 e 9.800 empregos, dependendo do cenário. Em termos de renda gerada durante a fase de construção Soria et al. (2015a) calcularam 14,88 milhões de USD por ano, durante 5 anos, o que equivale a 74,4 milhões de USD; e Couto (2016) estimou entre 375 e 691 milhões de USD.

Algumas das razões que explicam as diferenças são:

- Diferentes premissas de tipo logística para executar a implementação do programa solar.
- Tipo de usina considerada: Couto (2016) considerou usinas com 6h de armazenamento de energia térmica, enquanto Soria et al. (2015a) consideraram usinas CSP hibridizadas com biomassa local. As usinas com TES demandam um investimento muito maior.
- As premissas consideradas para o índice de conteúdo local: Couto (2016) considerou, de forma mais otimista, que no médio prazo, a indústria bahiana e indústria brasileira seriam capazes de produzir localmente uma grande parte dos componentes CSP requeridos. Soria et al. (2015a) foram mais conservadores, não consideraram um conteúdo local tão alto, nem o uso de TES nas usinas CSP, e também não consideraram a geração de empregos adicionais associados ao manejo da floresta energética. A fabricação de sais fundidos e sistemas de TES gera um número significativo de postos de trabalho (cenário 1, o mais otimista).
- Multiplicadores de emprego e renda usados: Couto (2016) usou uma matriz I-O mais atualizada, onde os multiplicadores usados são mais altos devido à menor produtividade do trabalho na região Nordeste no último período. Também influenciaram os valores usados para inflacionar/deflacionar os multiplicadores ou o investimento, assim como a taxa de câmbio usada. Finalmente, os multiplicadores específicos de emprego indireto e induzido para Bahia diferem dos multiplicadores estimados usando os dados de Guilhoto et al (2010) e dos padrão do JEDI para estados norte-americanos.
- Linearidade do problema na matriz I-O: Dada a linearidade que sustenta as equações de uma matriz I-O, uma pequena alteração nos multiplicadores, no índice de conteúdo local, ou no valor de investimento dos projetos de geração elétrica alterará em grande medida os resultados. Isto fica evidente quando analisamos os resultados de emprego durante o período de construção, que crescem entre 6 a 10 vezes com pequenas variações nos multiplicadores (comparação feita entre Bahia e Arizona, nos Estados Unidos). Isto acontece devido a que a produtividade do trabalho na Bahia é muito baixa, menor do que a média brasileira, e menor do que a média dos estados americanos. Por outro lado, este efeito não é tão evidente em termos de renda. Isto se

explica porque o salário médio na Bahia é muito menor do que a média brasileira, e menor que a média nos Estados Unidos. Assim, pode crescer muito o emprego na Bahia, mas não cresce tanto a massa salarial. O que acontece é um incremento na mão de obra com salários unitários menores.

Não obstante, os resultados de Soria et al. (2015a) e de Couto (2016) sugerem que a construção de projetos CSP no Brasil, especificamente no estado da Bahia, geraria benefícios importantes, não só em termos de criação de emprego local, mas também em termos de geração de renda na região e no resto do Brasil. Estudos futuros devem avaliar os impactos do desenvolvimento de CSP na economia do país, considerando cenários realistas de índice de conteúdo local e uma matriz I-O mais atualizada. Recomenda-se também a análise dinâmica dos impactos sócio-econômicos relacionados ao desenvolvimento de um programa solar CSP no Brasil de longa duração.

5.3 Perspectiva ambiental

Esta subseção procura apresentar os benefícios e impactos ambientais associados ao desenvolvimento da tecnologia CSP. Em geral, entende-se que as tecnologias de concentração solar CSP causam impactos ambientais mínimos em comparação, especialmente, às termelétricas convencionais (Tsoutsos et al. 2005). Contudo, é evidente que toda ação humana tem um impacto sobre os ecossistemas, incluindo o aproveitamento de energia renovável.

Uma forma frequente de comparar os impactos de diversas fontes de energia é a avaliação do seu ciclo de vida (LCA, do inglês *life cycle assessment*), onde se contabiliza o impacto, por exemplo, da emissão de CO₂, não só durante a etapa de geração de eletricidade, mas também ao longo do ciclo de vida da usina, ou seja, desde a fabricação dos componentes da usina até o uso final e o descomissionamento (dependendo do escopo da análise).

Por exemplo, Zhang et al. (2012) desenvolveram uma análise LCA para a planta piloto CSP “Dahan”⁶⁹, de 1,5 MW de torre solar, na China. Dois resultados importantes foram

⁶⁹ É um projeto experimental de torre solar, com um sistema TES de 1h, usando vapor d’ água como fluido de transferência de calor e como meio de armazenamento de energia térmica num

o fator de emissão de CO₂ durante o ciclo de vida da usina (36,30 gCO₂/kWh) e a relação entre a produção líquida de energia e o consumo total de energia ao longo do ciclo de vida⁷⁰, igual a 6,85. Zhang et al. (2012) prepararam a Tabela 51, para comparar estes fatores com os de outras tecnologias construídas e operando na Itália, segundo dados de Brown e Ulgiati (2002). É importante destacar que a matriz elétrica da China é fortemente baseada em carvão⁷¹. Assim, o uso de eletricidade no processo de manufatura de componentes CSP contribui para aumentar o fator de emissão de CO₂ ao longo do ciclo de vida da usina avaliada. De qualquer forma, neste estudo de LCA, o fator de emissão e a relação energética (produzida/consumida) da tecnologia CSP são muito melhores do que os respectivos valores das outras tecnologias consideradas, embora sua fabricação e construção aconteça na Itália (grid com menor fator de emissão).

Tabela 51. Comparação da análise de ciclo de vida (fator de emissão de CO₂) de tecnologias de geração elétrica

Item	País	Emissão de CO ₂ (g/kWh)	Relação energia produzida/energia consumida
CSP (1,5 MW)	China	36,30	6,85
Eólica (2,5 MW)	Itália	36,15	7,66
Geotérmica (20 MW)	Itália	655,08	20,83
Hidrelétrica (85 MW)	Itália	11,63	23,81
Térmica a gás natural (171 MW)	Itália	759,48	0,36
Térmica a óleo combustível (1.280 MW)	Itália	923,19	0,30
Térmica a carvão (1.280 MW)	Itália	1109,82	0,25

Fonte: Zhang et al. (2012)

Piemonte et al. (2011) desenvolveram uma análise similar para uma planta CSP de cilindro parabólico de 400 kWe, que usa sais fundidos como fluido de transferência de calor e também como meio de armazenamento de energia térmica, e que é hibridizada

sistema de 2 estágios. Usa um BUS alimentado por óleo combustível. Usa um ciclo Rankine, com resfriamento úmido. Opera desde 2012.

⁷⁰ inclusive considerando a energia embutida na fabricação dos componentes, transporte, etc.

⁷¹ Note que isto também deve afetar a análise de ciclo de vida (LCA) da tecnologia CSP na medida em que se usa eletricidade de um sistema elétrico, com um fator de emissão médio associado, para fazer os equipamentos e materiais da planta CSP. No Brasil, espera-se que os indicadores ambientais do LCA para os componentes CSP produzidos no Brasil sejam mais favoráveis do que os indicadores LCA para os equipamentos manufaturados em países com matrizes menos renováveis.

com uma caldeira alimentada por biomassa residual. Esta unidade experimental está localizada na Itália. Piemonte et al. (2011) calcularam o indicador “Ecoindicator 99”, implementando um abordagem orientada à estimativa de danos. Este indicador calcula onze categorias de impacto (ponto intermediário), que depois são agregados⁷² para calcular três macro indicadores de impacto (ponto final): saúde humana, qualidade do ecossistema e uso dos recursos. Os resultados (Figura 42) mostram que esta configuração de planta CSP tem menores índices de impacto ambiental em comparação a usinas termelétricas convencionais (termelétricas a óleo combustível e OCGT), todas construídas e operadas na Itália.

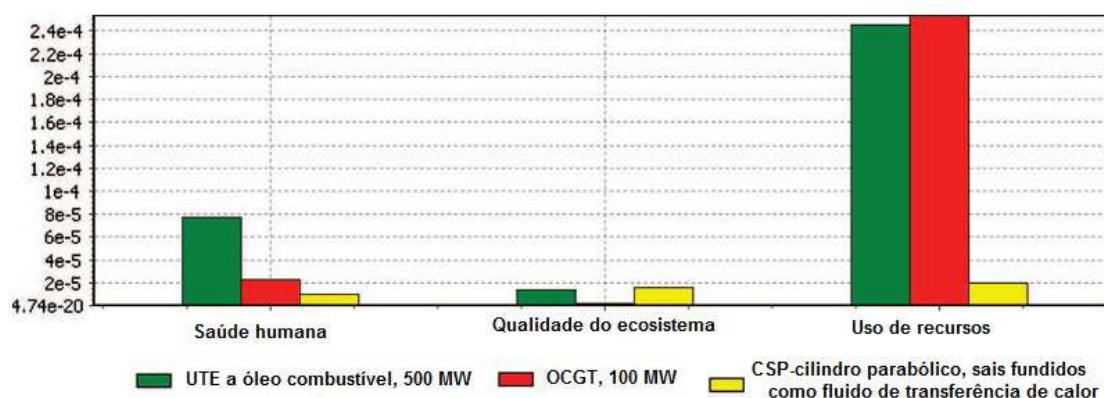


Figura 42. Comparação do impacto ambiental de usinas termelétricas convencionais e CSP.

Fonte: Piemonte et al. (2011)

A Figura 42 claramente mostra que a usina CSP considerada causa menos impacto à saúde humana e usa menos recursos não renováveis, em comparação com as termelétricas convencionais consideradas. O impacto à qualidade do ecossistema é comparável ao de usinas tradicionais, exceto para a planta OCGT, que causa menor impacto do que a CSP. Isto se explica devido ao uso intensivo de aço inoxidável e sais fundidos em usinas CSP, que impacta os indicadores de ecotoxicidade, chuva ácida/eutrofização. Os autores também verificaram que o fator de emissão de CO₂, ao longo do ciclo de vida é muito menor do que o das termelétricas convencionais.

⁷² Calcularam-se onze indicadores de impacto: cancerígeno, afecções respiratórias (orgânicas e inorgânicas), mudança climática, radiações, camada de ozônio, ecotoxicidade, chuva ácida/eutrofização, uso do solo, uso de minerais e combustíveis fósseis. O macro indicador de impacto na saúde humana agrupa as seis primeiras categorias, o macro indicador de impacto na qualidade do sistema agrupa as três categorias seguintes, e finalmente, o macro indicador de impacto sobre o uso de recursos agrupa as últimas duas categorias.

Finalmente, Piemonte et al. (2011) concluem que, conforme um ponto de vista geral, os resultados sugerem que a planta CSP é sempre preferível em comparação a termelétricas convencionais.

Recentemente Corona e San Miguel (2015) realizaram um estudo de ciclo de vida para usinas CSP na Espanha (de cilindro parabólico, 50 MW, usando óleo sintético no campo solar, TES por 7,5h com sais fundidos, e BUS que pode produzir até 12% da eletricidade gerada anualmente). A preocupação dos autores foi analisar os impactos ambientais durante o ciclo de vida associados ao uso de diferentes combustíveis de hibridização. Avaliaram o uso de seis combustíveis: gás natural (uso comum nas usinas espanholas), carvão, óleo combustível, biometano, palha de trigo e *pellets* de madeira residual. Os seis casos foram sempre comparados com a operação usando unicamente o calor gerado no campo solar. De forma similar aos estudos já mencionados, Corona e San Miguel (2015) calcularam índices de impacto orientados ao dano (ponto intermediário) que depois permitiram calcular os três macro indicadores habituais de impacto a: saúde humana, qualidade ambiental e uso de recursos não renováveis. Os resultados, apresentados na Figura 43, indicam, de forma ponderada, a magnitude do impacto ambiental associado ao uso de combustíveis fósseis e renováveis.

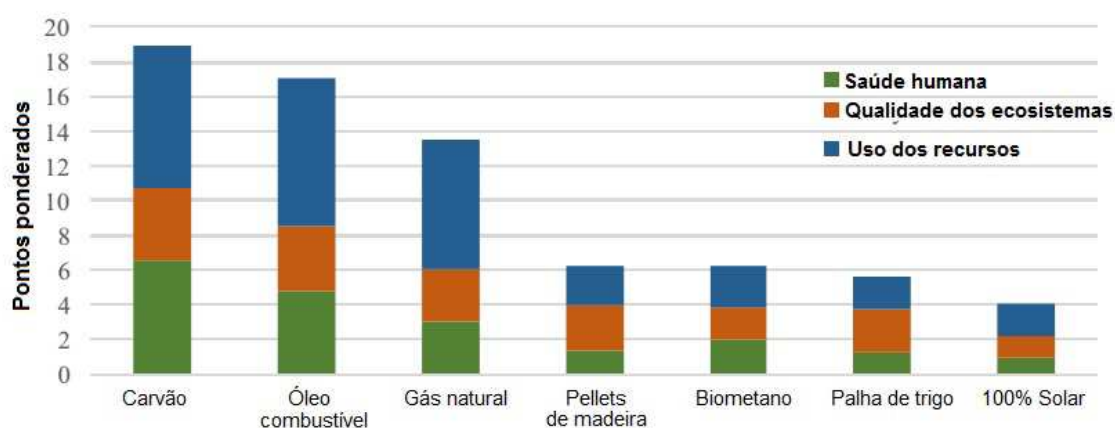


Figura 43. Comparação do impacto ambiental de usinas CSP hibridizadas com diversos combustíveis e 100% solar.
Fonte: Corona e San Miguel (2015)

Como era esperado, o uso de combustíveis fósseis, especialmente de carvão e óleo combustível, causa os piores impactos. O uso de gás natural causa menores impactos

que o CSP em termos de eutrofização de água doce e toxicidade. O uso de biocombustíveis permite reduzir significativamente o impacto ambiental em todas as categorias. Entretanto, verificaram-se alguns pequenos impactos. A hibridização com biometano impacta a saúde humana (índices de mudança climática e acidificação), o uso de palha de trigo afeta a qualidade dos ecossistemas devido ao intensivo processo de cultivo de trigo e transporte da palha (70 km), e finalmente, o uso de *pellets* de madeira residual impacta a qualidade dos ecossistemas devido aos processos de manufatura de *pellets*, transporte (300 km) e também o impacto nas florestas onde se colhe a madeira. Os combustíveis renováveis que mais energia incorporada ao longo do ciclo de vida⁷³ tem são o biometano e os *pellets*. Portanto, Corona e San Miguel (2015) concluem que o melhor combustível de hibridização de usinas CSP na Espanha é a palha de trigo. Os autores esclarecem que, segundo a perspectiva unicamente ambiental, o melhor seria operar as usinas CSP unicamente com o recurso solar. Mas, é claro que se deve procurar a melhor configuração também olhando a economicidade da energia gerada.

Em geral, os diversos estudos que aplicam a análise de ciclo de vida sobre a tecnologia CSP (cilindro parabólico e torre solar) indicam que o período de recuperação de energia (*energy pay-back time*) é de aproximadamente 1 – 2, anos, e que a pegada ecológica é relativamente pequena; entretanto, usinas CSP em geral são mais intensivas em materiais durante a construção (por kWh gerado) do que usinas fósseis de capacidade equivalente (Pihl et al. 2012).

Pihl et al. (2012) analisaram detalhadamente as restrições de matéria prima para a implementação em grande escala da tecnologia CSP no mundo (8.000 TWh/ano até 2050). Os autores consideraram tecnologias maduras de cilindro parabólico e de torre solar, quantificaram os materiais requeridos e depois avaliaram a disponibilidade de reservas, recursos e o nível necessário de produção por material no nível mundial. Os autores chegaram a conclusão de que nenhum material enfrenta limitações significativas para o desenvolvimento da tecnologia. As reservas de todos os materiais são suficientemente grandes para implementar a tecnologia CSP em larga escala em nível mundial, embora em nível local/regional possam existir problemas geopolíticos por acesso a reservas de certos minerais. Dado o alto nível de consumo considerado,

⁷³ Considera-se toda a energia usada para fabricar o componente ao longo do ciclo de vida.

os materiais que poderiam enfrentar alguma restrição são os nitratos (NaNO_3 e KNO_3), a prata e ligas de aço (Nb, Ni e Mo). Pihl et al. (2012) estudaram alternativas para substituir estes materiais, por exemplo, os coletores que contêm prata podem ser substituídos por materiais refletivos aluminizados, com uma diminuição da eficiência do coletor de 5%. As ligas de aço podem ser substituídas por aços de menor qualidade recobertos com resinas especiais para combater a corrosão. Os sais de nitrato têm pouco potencial de substituição.

A disponibilidade e uso de água também é importante para o desenvolvimento da tecnologia CSP. Mas esta é uma preocupação local que deve ser analisada caso a caso, considerando quais são as zonas hidrológicas críticas (Pihl et al. 2012). Um volume significativo de água é usado para os sistemas de resfriamento úmido e condensação, similar ao usado por usinas a carvão ou nucleares (Ver Tabela 52). Um consumo menor de água também é necessário para a limpeza dos coletores ou helióstatos, segundo o caso. O uso de robôs para realizar as tarefas de limpeza pode diminuir este consumo.

Uma alternativa para reduzir o consumo de água dos sistemas de resfriamento de usinas CSP em mais de 90% é o uso de sistemas de resfriamento seco, embora a eficiência da usina seja penalizada em até 5% a 7%, e um custo adicional fique evidente (2% a 10% mais) (DOE 2009; SBC 2013). Também existem os sistemas de resfriamento híbrido, que misturam os sistemas úmido e seco, segundo a época do ano.

Tabela 52. Comparação de consumo de água de diversas tecnologias e sistemas de resfriamento.

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Litros/ MWh	Penalidade energética	Penalidade de custo
CSP- torre solar	Úmido -recirculação	1.890 - 2.646		
	Seco	340	1% - 3%	
	Híbrido	340 – 945	1% - 3%	5%
CSP- cilindro parabólico	Úmido -recirculação	3.024		
	Seco	295	5% - 7%	2% - 9%
	Híbrido	378 – 1.701	1% - 4%	8%
CSP - Fresnel	Úmido -recirculação	3.780		
Carvão IGCC/ nuclear	Uma passada	86.940 – 102.060		
	Úmido -recirculação	1.512-2.835		
	Seco	189 – 246		
CCGT	Úmido -recirculação	756		

Fonte: DOE (2009)

Adicionalmente, universidades, grupos ambientalistas e agências reguladoras têm manifestado preocupação por outros impactos ambientais que a tecnologia CSP pode apresentar (Bracken et al. 2015; Hernandez et al. 2015; REVE 2012; Wu et al. 2014). Os mais importantes são: a) morte de aves que voam sobre usinas de torre solar; b) impacto sobre espécies, inclusive em ecossistemas desérticos, durante as etapas de preparação do terreno (terraplanagem⁷⁴ e remoção de árvores, etc), c) risco de vazamento do óleo sintético usado como fluido de transferência de calor, que é tóxico e pode ser inflamável.

Como na Califórnia tem sido reportada uma alta taxa de mortalidade de aves em usinas de torre solar, análises sistemáticas sobre o nível de fatalidade e as causas associadas foram desenvolvidas por Ho (2016) e Walston et al. (2016). Ho (2016) analisou dados de várias usinas CSP de torre solar na Califórnia, em Israel e na Espanha, e concluiu que as causas mais importantes de morte de aves nas usinas são: i) colisões contra as superfícies refletivas dos helióstatos; ii) chamuscagem causado por vôo perto da concentração do fluxo solar. O autor indica que as aves não

⁷⁴ Isto é mais crítico para projetos de cilindro parabólico, que demandam terreno plano. Teoricamente, projetos de torre solar podem ser instalados sobre superfícies irregulares.

sofrem danos voando em ambientes com um nível de irradiação de 4 a 50 kW/m². Acima destes níveis, o chamuscamento e os danos irreversíveis podem acontecer. O índice de mortalidade de aves durante o primeiro ano de operação da usina Ivanpah, na Califórnia (3 torres somando 390 MW), foi de 703 aves mortas, equivalente a um índice de 0,7 a 3,5 mortes por GWh gerado. Este número é menor do que o mesmo índice reportado para termelétricas convencionais, mas é maior do que o reportado para projetos eólicos e nucleares (Ho 2016). Fora da Califórnia, na Espanha e em Israel, este problema não foi reportado. Algumas medidas são estudadas para afastar as aves das usinas, incluindo dissuasores acústicos (barulho similar ao de predadores), visuais, tácteis, meios químicos (extrato de casca de uva tem sido testado), e também estratégias operativas para diminuir a refletividade dos heliostatos na posição de repouso (standby) (Ho 2016; Walston et al. 2016).

Embora a construção e operação de usinas CSP possam apresentar os problemas ambientais mencionados, num balanço geral, as plantas CSP geram eletricidade com baixa emissão de GEE, ou sem nenhuma emissão direta quando o combustível de *back-up* é biomassa, e com alta despachabilidade, o que permite fornecer ao sistema elétrico a flexibilidade requerida. Assim, a tecnologia CSP se apresenta como uma ótima opção para complementar a matriz elétrica do Brasil.

De todas formas, é necessário avaliar os possíveis impactos ambientais que o desenvolvimento em grande escala de projetos CSP pode ocasionar no Brasil, focando especialmente nas regiões de alto potencial técnico (Ver Figura 16). É importante estudar os impactos ambientais do ciclo de vida do desenvolvimento de um programa CSP de grande escala no Brasil, considerando altos índices de conteúdo local ao longo da cadeia industrial. Ressalta-se que as matrizes elétrica e energética do Brasil, sob a ótica do combate à mudança climática, têm marcadas vantagens (alta participação de energia renovável na matriz elétrica e baixa emissão de GEE), sobre as de outros países que também estão comprometidos com metas de mitigação de GEE. Neste sentido, uma análise específica que considere a realidade do Brasil deve ser realizada em futuros estudos de análise de ciclo de vida.

Recentemente, Portugal-Pereira et al. (2016) (sendo o autor desta Tese também co-autor deste artigo) avaliaram a emissão de GEE relacionados à expansão do sistema

elétrico do Brasil até 2050 considerando não somente as emissões diretas de GEE, mas também as emissões de GEE ao longo do ciclo de vida das tecnologias que poderiam compor o parque gerador. O modelo MESSAGE-Brasil, descrito no Anexo A7, foi usado. Diversas tecnologias CSP de cilindro parabólico, com divesos tamanhos de TES e hibridizadas com biomassa ou GN, foram também consideradas como opções de expansão até 2050. A publicação científica completa é apresentada no Anexo A8. Adicionalmente, a modelagem impôs uma restrição de geração máxima de eletricidade anual a partir do BUS, de 12%, para a tecnologia CSP, e para simplificar a análise, considerou-se que a tecnologia CSP não emite GEE durante a operação.

Um dos instrumentos econômicos que se cogita para atingir as metas de mitigação de GEE é a aplicação de taxas de carbono sobre as emissões do setor elétrico. Sob uma ótica tradicional a taxa de carbono seria aplicada unicamente sobre as emissões diretas. Portugal-Pereira et al. (2016) questionaram esta abordagem, e propuseram que a taxa de carbono seja aplicada sobre as emissões resultantes ao longo do ciclo de vida típico de cada tecnologia. Assim, considerariam-se não só as emissões diretas da operação (*downstream*), mas também as emissões geradas durante o *upstream* (extração dos recursos, processos de refinamento/beneficiamento, etc.) e durante a fabricação dos componentes e materiais que integram cada usina/tecnologia. Usando bases de dados internacionais e a partir da revisão bibliográfica⁷⁵, os autores estimaram as emissões de GEE ao longo do ciclo de vida das tecnologias candidatas a compor a futura matriz elétrica do Brasil (Ver Tabela 2 da publicação científica incuida no Anexo A5). O fator de emissão de ciclo de vida das tecnologias CSP foi estimado usando literatura e bases de dados internacionais. A opção de CCS em usinas de carvão e de biomassa foi considerada e mostrou ser chave para mitigar GEE no setor elétrico.

Num cenário base⁷⁶ a expansão do setor elétrico seria baseada fundamentalmente em carvão e eólica, especialmente após 2020, quando a capacidade hidrelétrica deixa de crescer devido a restrições sócio-ambientais. Os autores consideraram também uma

⁷⁵ Bases de dados contidas no *software* Ecoinvent foram usadas, e sempre que possível, dados específicos para o Brasil foram considerados (carvão, bagaço de cana de açúcar, etanol, hidrelétricas, gás natural). As tecnologias de energia renovável (FV, CSP, eólico) foram modeladas segundo as referências internacionais.

⁷⁶ Não considera a aplicação de taxa de carbono, quantificaram-se as emissões diretas e as emissões do ciclo de vida.

taxa de carbono crescente (que começa em 2020 com 25 USD/tCO_{2e}, e termina em 2050 com 100 USD/tCO_{2e}), que deu origem a dois cenários alternativos de expansão do setor elétrico: i) aplicando a taxa de carbono sobre as emissões diretas (D100); e ii) aplicando a taxa de carbono sobre as emissões do ciclo de vida (L100). Os resultados completos, e a discussão sobre as implicações da proposta de Portugal-Pereira et al. (2016), estão incluídos no Anexo A5, e dado que o objetivo desta tese é focar na tecnologia CSP, os resultados não serão detalhados na sequência.

Unicamente sob abordagem do cenário L100 a tecnologia CSP foi escolhida como opção de expansão em 2050, quando integra a matriz elétrica gerando neste ano uma quantidade desprezível de 9 TWh/ano (menos do que 1% da geração elétrica total). Embora a participação seja mínima, o resultado mostra que a tecnologia CSP é marginal na expansão do sistema elétrico e que só acontece sob cenários rigorosos de mitigação de emissões de GEE, seja através da aplicação de altas taxas de carbono, ou através de uma política energética que execute um Programa Solar CSP via leilão específico, como foi discutido em capítulos anteriores.

Embora as tecnologias CSP tenham fatores de emissão de ciclo de vida baixos (31 gCO₂/kWh para usinas que operam unicamente com o calor gerado no campo solar, e 42 gCO₂/kWh para usinas hibridizadas com biomassa), sendo só mais poluentes que as tecnologias eólica, hidrelétrica e etanol (seguindo essa ordem), a CSP não teve um papel mais importante na expansão do cenário L100. Isto explica-se em grande medida pelo ainda alto custo de capital destas tecnologias (especialmente do campo solar, que representa aproximadamente o 30% do investimento), além das limitações metodológicas presentes no planejamento energético tradicional explicadas ao longo do Capítulo 4. Outro motivo importante que explica a limitada participação de CSP no cenário L100 é a escolha do modelo pela opção de usinas a carvão com CCS, e marginalmente de usinas a biomassa com CCS. Como foi explicado na seção 4.3, num cenário de alta taxa de carbono e quando CCS não é uma opção para a expansão do setor elétrico, CSP-BIO mostra-se como uma das tecnologias escolhidas para a expansão desde 2040 - 2050. Esta condição não é impossível e poderia acontecer dada a incerteza do desenvolvimento de uma malha de carbidutos que permitiria viabilizar a cadeia industrial CCS no Brasil (Costa 2014; Merschmann 2014), o que beneficiaria a CSP em cenários rigorosos de mitigação de GEE.

5.4 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou uma visão abrangente dos possíveis co-benefícios no Brasil, em termos de desenvolvimento industrial, criação de empregos e renda em zonas menos desenvolvidas e redução de impactos ambientais associados à expansão do setor elétrico, advindos do desenvolvimento da tecnologia CSP no país. A revisão bibliográfica e os trabalhos científicos publicados pelo autor desta Tese constituem uma primeira tentativa de quantificação destes co-benefícios. Futuros trabalhos deverão aprimorar as metodologias e premissas consideradas. De todas as formas, ficou demonstrado o enorme potencial que a tecnologia CSP tem para criar conhecimento, inovar processos industriais, posicionar o Brasil como um ator da indústria CSP mundial, criar empregos e renda no país, e produzir eletricidade de uma forma mais sustentável. Entretanto, estes co-benefícios e os benefícios diretos da operação de usinas CSP no Brasil não poderão ser aproveitados sem uma política energética integrada, que crie as condições necessárias para seu desenvolvimento no Brasil.

Ressalta-se que o desenvolvimento de uma indústria nacional que procure não só atender a demanda local mas também exportar tecnologia e conhecimento a outros mercados no nível mundial depende diretamente do desenvolvimento da tecnologia ao redor do mundo. Nesse sentido, existe bastante expectativa sobre o desenvolvimento de projetos anunciados em diversos países (Ver Tabela 6 e Tabela 7) que podem fortalecer o mercado e alavancar o desenvolvimento tecnológico.

Finalmente, o impacto ambiental relacionado ao manejo de florestas energéticas na região Nordeste deve ser estudado com maior cuidado. Considerando os resultados da simulação de uma usina CSP-BIO de 30 MW (Ver Tabela 28) hibridizada com madeira de jurema-preta, que é uma das culturas com maior presença na caatinga, o requerimento de área de floresta que permitiria fornecer a madeira necessária para a expansão CSP-BIO é de aproximadamente 6.460 km² em 2040, atingindo aproximadamente 14.280 km² em 2050. É importante indicar que o ecossistema de caatinga tem uma superfície de 850.000 km², e que o estado da Bahia tem uma superfície de 564.733 km², sendo assim, a superfície de floresta energética a ser

manejada em 2040 representa menos do que 1% da superfície da caatinga, e menos do que 1,2% da superfície do estado de Bahia

Capítulo 6 – Considerações finais - Proposição de política energética para o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil e recomendações para trabalhos futuros

Os capítulos anteriores responderam às três questões básicas levantadas no início da Tese (Figura 2): i) Existe um arranjo CSP competitivo no Brasil?; ii) A modelagem foi apropriada para mostrar os benefícios da operação de usinas CSP para o sistema elétrico brasileiro?; e iii) Os co-benefícios relacionados ao desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil são representativos e justificam o desenvolvimento da tecnologia no país?. A discussão ao redor destas três perguntas justifica e guia a formulação de diretrizes estratégicas para a elaboração de uma política energética que fomenta o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. Este capítulo apresenta uma série de sugestões que poderiam ser incorporadas à política energética brasileira para tornar aplicável a tecnologia CSP. Os objetivos específicos da proposta são acelerar e fortalecer a penetração da tecnologia CSP no país. Esta proposta considera diversos ângulos, fugindo do planejamento energético convencional que privilegia a decisão baseada no mínimo custo apenas, para passar a considerar também questões industriais, sociais, ambientais e econômicas. O desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil pode também ser enquadrado sob as metas tradicionais da política energética, como o abatimento de emissões de GEE no setor energético, o incremento de segurança operacional do sistema elétrico e a diversificação da matriz elétrica usando energia renovável.

A tecnologia CSP é uma das opções de baixo carbono para a expansão do setor elétrico brasileiro, e também é uma das tecnologias críticas para o desenvolvimento da indústria local, que oferece grandes oportunidades para que o Brasil se posicione como um dos líderes regionais e mundiais em desenvolvimento tecnológico. Entretanto, para chegar lá ainda existem diversas barreiras, não consideradas por modelos de *perfect foresight* usados no processo de planejamento energético, que devem ser identificadas e superadas. As políticas formuladas na sequência buscam

superar as principais barreiras identificadas e foram organizadas segundo dois critérios: tipo de política⁷⁷; e fase de evolução da tecnologia no Brasil.

6.1 Tipos de política energética

A classificação do tipo de política energética segue a proposição metodológica da Agência Internacional de Energia (IEA/IRENA 2011), como é apresentado na Figura 44. Segundo esta abordagem, existem seis grupos de política energética, descritos na sequência:

- i) Informação e educação. Medidas designadas para aumentar o grau de conhecimento e a capacitação em relação a tecnologia em questão. De fato, parte importante das barreiras de mercado se relaciona a custos de transação associados à capacitação dos agentes e assimetrias de informação. Da mesma forma, instrumentos de certificação de produtos e processos se enquadram nesta categoria de política.
- ii) Instrumentos econômicos. Instrumentos e medidas que estimulam certas atividades, modificam comportamentos dos agentes econômicos via sinais de preço (por exemplo, internalização do custo-carbono) ou incentivo fiscal ou financiamento. Buscam também lidar com os diferentes custos de oportunidade de capital que existem na economia, em grande medida decorrentes das diferentes condições de acesso ao capital (associados também à envergadura dos agentes econômicos). Estes instrumentos incluem financiamento direto, taxas de carbono e mesmo mercados de carbono (associados a quotas e certificados). Neste último caso, referente a mercados de carbono, claro está que não se trata normalmente de uma política setorial, mas sim de política intersetorial, onde quotas são alocadas entre setores conforme diferentes critérios, e há possibilidade de trocas de certificados de emissão entre instalações industriais e/ou energéticas incluídas no mercado de carbono (o chamado *cap-and-trade*).
- iii) Arranjo institucional. Criação de arcabouço institucional capaz de orientar e mesmo apoiar a implementação de determinadas medidas de abatimento de

⁷⁷ O tipo de política refere-se à característica principal do instrumento de política adotado.

emissões. Exemplos incluem agências de fomento, planos setoriais, órgãos reguladores, etc.

- iv) Pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D). Apoio ao desenvolvimento tecnológico tanto de medidas inovadoras disruptivas, quanto de medidas que dependem de demonstração e do aprendizado tecnológico. Incluem investimento direto, incentivos fiscais, criação de nichos de mercado através de compras governamentais, etc.
- v) Instrumentos regulatórios. Metas, obrigações, padrões. Trata-se de instrumentos de comando e controle, visando definir padrões ou metas de emissão, ou desempenho, em termos de produto ou de processo. Exemplos incluem padrões mínimos de eficiência, padrões máximos de emissão, definição de valores mínimos de participação de determinadas opções tecnológicas no portfólio de tecnologias de empresas (por exemplo, participações mínimas de eletricidade decorrente de fontes renováveis nas compras de concessionárias distribuição de eletricidade), etc. Aqui também se inclui a obrigação de manter e atualizar inventários de emissões atmosféricas. Também se incluem normas técnicas.
- vi) Acordos voluntários. Medidas adotadas voluntariamente tanto por órgãos públicos quanto pelo setor privado, seja unilateralmente seja através de negociação. No primeiro caso, trata-se normalmente de se antecipar-se mudanças tecnológicas ou mesmo gerar valor para acionista (por exemplo, valor de imagem). No segundo caso, trata-se de aderir a propostas de acordo voluntário para metas específicas (por exemplo, ganhos de produtividade, redução de intensidade de emissão, etc) realizadas por agente público.

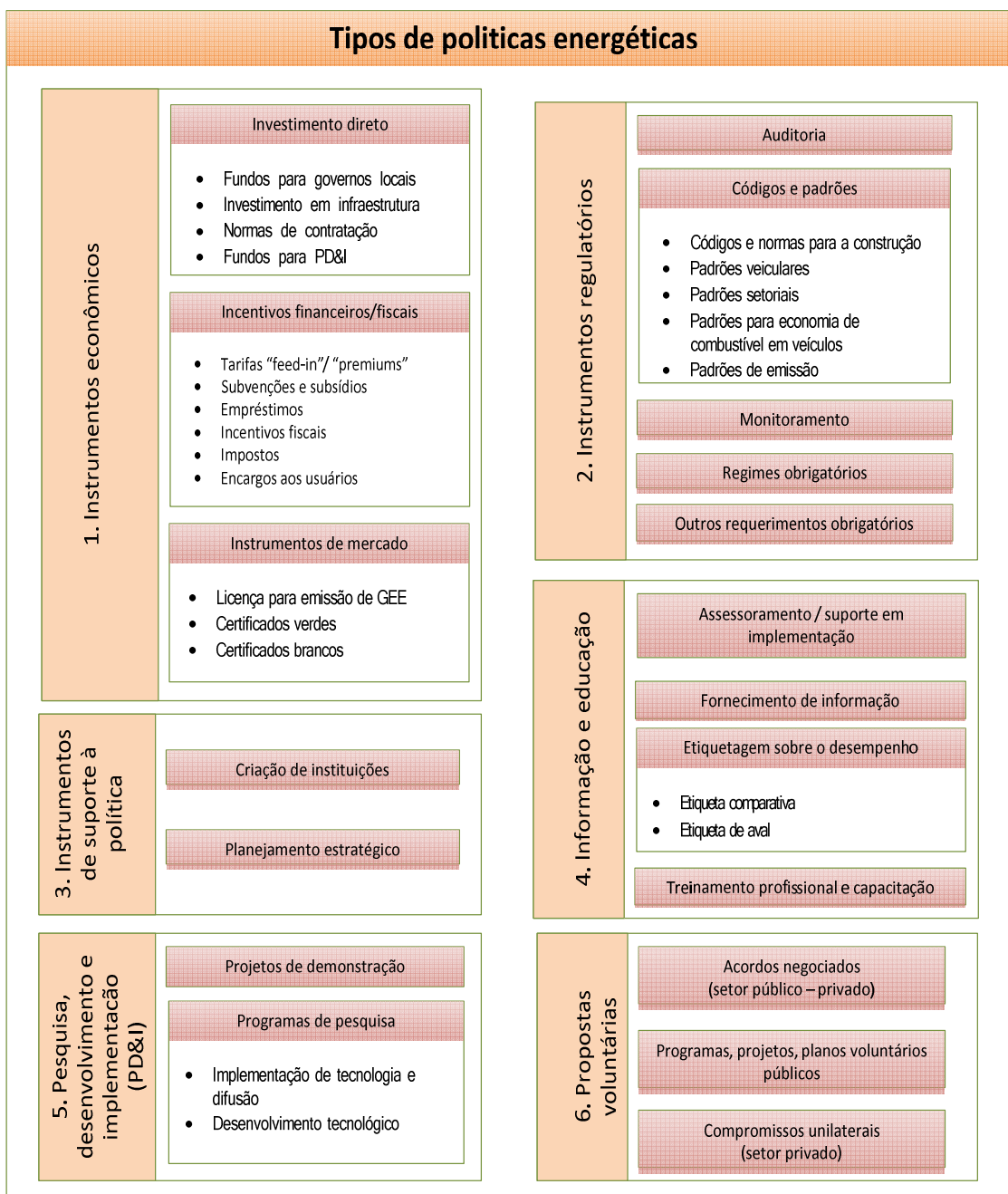


Figura 44. Tipos de políticas energéticas
Fonte: Adaptado de IEA/IRENA (2011)

6.2 Fases de evolução da tecnologia no Brasil

As ações ou políticas apresentadas na sequência são propostas dentro de um marco de evolução do desenvolvimento da tecnologia CSP no país. Uma forma mais palpável de perceber o grau de progresso do mercado CSP no Brasil é através da evolução anual de instalação de capacidade CSP (diretamente relacionada à capacidade industrial CSP).

Schlipf et al. (2014) avaliaram quantitativamente a cadeia industrial CSP do Brasil e o grau de conteúdo local que seria possível para cada componente da tecnologia segundo a evolução de adição anual de capacidade instalada. Cada componente de uma usina CSP foi categorizado segundo a disponibilidade da indústria brasileira para produzi-lo localmente ou para investir em adaptações para suas linhas de fábrica, que lhes permita fazê-lo localmente. Com relação a isto, a indústria tem comportamentos diferentes para cada componente CSP. Esta intenção de produção ou adaptação de processos se materializará dependendo do tamanho do mercado (MWs instalados por ano), que seja capaz de garantir um apropriado retorno dos investimentos. Por exemplo, um mercado de 200 MW/ano viabilizaria economicamente a instalação de uma linha de produção de heliostatos. Contudo, empresas internacionais precisariam garantir mercados maiores para se instalar no Brasil. Certos elos da cadeia de valor podem ser desenvolvidos com alto conteúdo local de forma imediata, enquanto a participação local em outros componentes precisaria mais tempo (para a adaptação das indústrias, desenvolvimento de novos processos, investimento em novas linhas de produção, etc.). A Figura 45 mostra uma síntese dos resultados de Schlipf et al. (2014) sobre a relação entre capacidade anual CSP adicionada e o índice geral de conteúdo local possível para a indústria CSP no Brasil. Os autores esclarecem que este cenário é uma primeira aproximação para avaliar possíveis índices de conteúdo local na indústria CSP brasileira e que deve ser aprimorado no futuro.

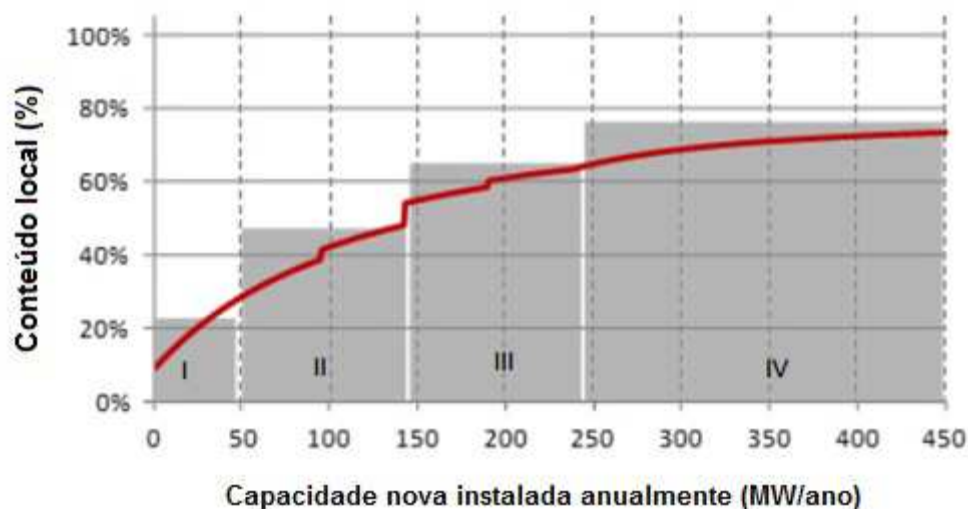


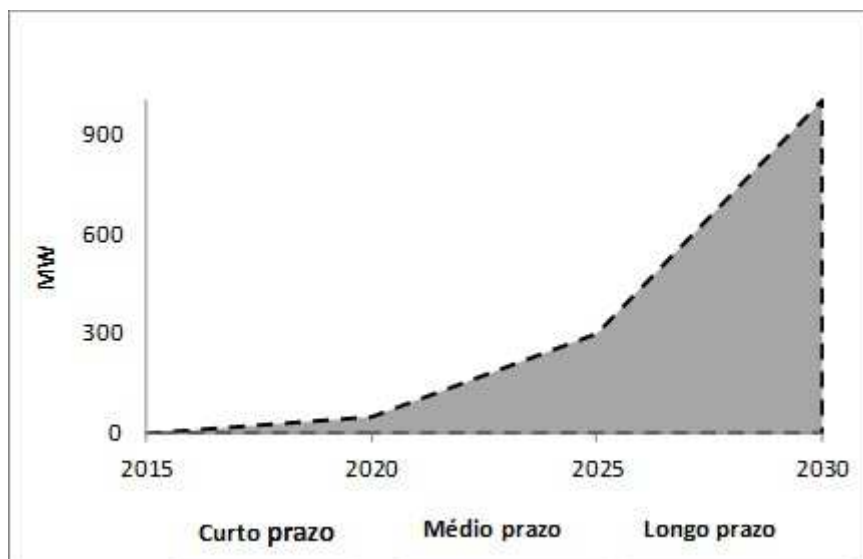
Figura 45. Estimativa do grau de conteúdo local CSP no Brasil
Fonte: Schlipf et al. (2014) traduzido do inglês

As conclusões de Schlipf et al. (2014) sugerem que, numa primeira etapa, com um mercado de 50 MW/ano seria possível ter um grau de conteúdo local de até 20%, que poderia ser atingido imediatamente. Esta cota pode ser atingida facilmente por empresas dedicadas à preparação do sítio, logística, obra civil e fornecimento de peças (que também são usadas pela indústria de petróleo e por outras instalações energéticas). Numa segunda fase, com um mercado de 50 - 150 MW/ano algumas indústrias brasileiras que fabricam produtos similares (componentes e/ou processos similares) aos requeridos pela indústria CSP, poderiam se adaptar para fornecer componentes adequados para uma usina CSP, por exemplo: trocadores de calor, dutos, espelho plano, sistema de resfriamento, instalações elétricas, balanceamento da usina, estrutura para os espelhos, bombas. Nesta segunda etapa um grau de conteúdo local total de até 50% será possível. Posteriormente, quando o mercado atingir uma escala de 150 - 200 MW/ano, o grau de conteúdo local total poderá chegar até 60%. Nesta fase alguns componentes de maior valor agregado poderiam ser produzidos no Brasil por empresas nacionais ou em parceria com companhias multinacionais que administram algumas patentes, por exemplo para fornecer coletores de espelho curvo, receptores, óleo térmico, sais fundidos e serviços de EPC. Finalmente, com uma escala comercial de mais do que 200 MW/ano, investimentos para adaptações ou para montar novas linhas de fábrica que permitam produzir componentes de maior precisão podem se viabilizar, por exemplo para produzir

sistemas de rastreamento com os respectivos sistemas de automação e controle, e turbinas de vapor de grande escala apropriadas para as mudanças de pressão no vapor gerado pelo campo solar. Neste estágio de desenvolvimento seria possível atingir um grau de conteúdo local de até 70%. É importante ressaltar que o estudo de Schlipf et al. (2014) considerou que todas as usinas teriam sistemas de armazenamento de calor.

Contudo, como mostrou esta tese, o Brasil pode seguir um caminho de desenvolvimento da tecnologia CSP diferente ao seguido por outros países, e num outro ritmo, isto é, usando a biomassa como combustível de hibridização no BUS. No caso de o Brasil seguir este caminho, o grau de conteúdo local pode ser maior que 70% porque outros componentes fabricados localmente seriam usados, por exemplo caldeiras a biomassa, secadores de biomassa, logística na indústria de biomassa e setor agrícola.

Conquanto Schlipf et al. (2014) caracterizem o desenvolvimento da indústria CSP em função das adições de capacidade instalada e conteúdo local, é possível também caracterizar ao processo segundo escalas temporais: curto, médio e longo prazos. De fato, como mostra-se na sequência, esta tese associa metas de capacidade CSP instalada ao curto, médio e longo prazos. Isto facilita a concepção das políticas apresentadas na sequência. No curto prazo, é possível apenas executar ações corretivas para tratar situações conjunturais. Entretanto, no médio e longo prazos, mudanças estruturais podem ser executadas na matriz energética de um país, em menor e maior grau, respectivamente (Schaeffer et al. 2015). Para compatibilizar esta nova visão com a de Schlipf et al. (2014), nesta Tese associam-se ao curto, médio e longo prazos as capacidades CSP instaladas de até 50 MW, entre 50 e 300 MW e mais de 300 MW, respectivamente (Ver Figura 46).



Nota: Esta figura é unicamente ilustrativa, não constitui algum resultado nem cenário

Figura 46. Fases de evolução da capacidade instalada acumulativa CSP no Brasil

A justificativa para a escolha de 300 MW como meta para o médio prazo se esteia no estudo de Soria et al. (2015a), incluído no Anexo A3. Os autores estudaram os impactos sócio-econômicos de um programa solar CSP desenvolvido ao longo de cinco anos, que instale 300 MW (dez usinas de 30 MW) no semiárido bahiano, baseado em usinas hibridizadas com biomassa local, que poderia começar a partir de 2020.

Na sequência, detalham-se cinco grupos de políticas que impulsionariam o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. Cada grupo de políticas associa-se a uma fase de desenvolvimento (curto, médio e longo prazos) e pode estar composto por diversos tipos de política.

6.3 Pesquisa, desenvolvimento e implementação (PD&I) no curto prazo:

As etapas iniciais de desenvolvimento de uma tecnologia não madura comercialmente demandam de políticas que incentivem a pesquisa e o desenvolvimento (P&D). No

Brasil o P&D é especialmente importante considerando que não há nenhuma usina CSP operando no país. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), a tecnologia CSP é uma das prioritárias para a alocação de recursos para P&D porque contribui para atingir as metas de redução de GEE no setor energia (IEA 2008, 2012).

Entende-se que nesta primeira etapa deve-se testar tecnologias comercialmente maduras no nível internacional e adaptá-las à realidade do Brasil. Nesta fase é importante criar um volume crítico mínimo em capacidade instalada e uma massa crítica de pessoas e instituições que puxem o desenvolvimento da tecnologia. Um mínimo de 50 MW para esta primeira fase, distribuídos em projetos de P&D de várias tecnologias e espalhados ao redor do país contribuirão fortemente para atingir as metas mencionadas.

O foco neste primeiro período é fundamentalmente sociabilizar e testar as tecnologias CSP, adaptando seus componentes à realidade do país. Assim, o objetivo é a instalação de usinas piloto CSP para fins de pesquisa e desenvolvimento local de tecnologia. De fato, este primeiro passo foi dado pela ANEEL através da chamada 019/2015 intitulada “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica” publicada em 30/9/2015 (ANEEL 2015d). Esta chamada tem por objetivo desenvolver projetos pilotos para dar início à inserção da tecnologia CSP no Brasil. Esta chamada foi respondida por 77 empresas do setor elétrico em 21/10/2015, que formalizaram interesse em financiar/executar projetos no tema (ANEEL 2015b). Até abril de 2016 várias propostas de projetos foram encaminhados por essas empresas em parceria com outros agentes cooperados e empresas executoras. A Aneel, em parceria com as entidades intervenientes (EPE, MME, MCTI, MDIC, ABDI, BNDES, FINEP e GIZ) estão avaliando as propostas. Os resultados das propostas escolhidas serão divulgadas até final de 2016.

Dada a tendência de mercado e os custos de investimento, as análises de oportunidade de negócio relacionadas à tecnologia CSP no Brasil, para o curto e médio prazos, focam na tecnologia de cilindro parabólico, usando BUS e/ou TES, como visto no resto do mundo. Contudo, como foi apresentado na seção 2.10, no Brasil já existem também projetos em desenvolvimento que usarão a tecnologia de torre solar, adaptada à realidade do país (GREEN/USP 2015; Solinova 2015). Assim,

as duas tecnologias podem ter um importante papel no Brasil no curto e médio prazos, dependendo da aplicação.

A tecnologia de torre solar tende a ganhar maior importância no médio prazo. A possibilidade de operar a maiores temperaturas, incrementando assim a eficiência do ciclo termodinâmico e diminuindo os custos nivelados da energia, é uma razão importante para acreditar no desenvolvimento desta tecnologia no médio prazo. De fato, no último Congresso SolarPaces 2015, 68% dos trabalhos técnicos apresentados por representantes de 38 países foram sobre torre solar, o que mostra o grande interesse da comunidade científica nesta tecnologia.

O armazenamento de energia térmica é uma das opções chave que a tecnologia CSP apresenta. Estes sistemas incrementam o fator de capacidade da usina e melhoram a despachabilidade, permitindo assim que plantas CSP compitam operativamente com plantas termelétricas convencionais. Sendo este um grande diferencial do CSP em relação as fontes intermitentes, como FV e eólica. Portanto, investimentos em P&D em sistemas TES e fluidos térmicos ainda são necessários. Não é por acaso que este (desenvolvimento de novos fluidos) é um dos principais focos de pesquisa na área de CSP, assim como a melhoria do seu uso na tecnologia de cilindro parabólico (IPCC 2011).

Infelizmente, o Brasil ainda não fabrica nenhum componente específico da tecnologia CSP e participa desta indústria unicamente em parte do primeiro elo da cadeia de valor, sendo fornecedor de matéria prima bruta para diversas indústrias no mundo, por exemplo sendo um dos maiores exportadores de ferro e aço. Portanto, o P&D no Brasil deve também focar no desenvolvimento de tecnologia própria, assim como na adaptação da tecnologia disponível em outros países para a realidade brasileira.

Com o intuito de procurar alternativas tecnológicas que permitam a inserção da tecnologia CSP no Brasil, outros caminhos têm sido explorados. Por exemplo, a possibilidade de hibridização com diversos combustíveis tem sido analisada por Malagueta et al. (2012), Soria (2011), Soria et al. (2015a) e Burin et al. (2016). Nesta área existe uma grande necessidade de P&D para avaliar diversas configurações de hibridização e o uso de vários combustíveis, incluindo diversas opções de aproveitamento de biomassa. A biomassa pode ser usada como combustível de

hibridização em tecnologias convencionais (caldeira a biomassa para ciclo Rankine) ou em tecnologias mais inovadoras, como gaseificação de biomassa ou uso de ciclo ORC. O uso da biomassa como combustível de hibridização de usinas CSP é importante porque permite reduzir os custos LCOE até chegar num nível de competitividade econômica, suficiente para que projetos CSP possam ganhar leilões no Brasil (Soria et al. 2015a). É importante ressaltar que o Brasil já tem experiência com a gaseificação de biomassa e uso do gás produzido em turbinas a gás, por exemplo, com o projeto WBP-SIGAME (Horta 1995). Uma síntese do desenvolvimento da tecnologia de gaseificação de biomassa e uso do gás em turbinas a gás no Brasil é apresentada por Henriques (2009).

Finalmente, Brasil deve investir em P&D de modo gradativo, objetivando o aprendizado tecnológico, desenvolvimento de mercados, queda de custos de equipamentos e diminuição da percepção de risco por parte do empreendedor.

6.4 Instrumentos de mercado e regulatórios no médio prazo:

No médio prazo, quando a capacidade instalada CSP tiver atingido um mínimo de 50 MW, a política não pode ser mais baseada só em P&D. Nesta etapa de desenvolvimento a proposta de política considera a execução de leilões regionais específicos para plantas solares CSP. Um primeiro leilão CSP poderia ser marcado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), até 2027. Dado que neste estágio a tecnologia CSP encontra-se ainda numa fase inicial de desenvolvimento, é importante garantir um mercado mínimo, estável e com perspectivas de crescimento no longo prazo. Isto indicará o interesse nacional no desenvolvimento da indústria CSP, permitindo que investimentos privados sejam feitos em linhas de produção de componentes específicos, sejam novas ou adaptações a linhas de produção existentes. Estes investimentos são altos e não serão feitos se não existirem as garantias mencionadas.

Como foi visto, os projetos CSP cadastrados para participar dos leilões nos anos anteriores não conseguiram ser contratados devido aos ainda altos custos da energia ofertada, em comparação às tecnologias maduras (incluindo a eólica, que nos últimos leilões tem sido contratada sistematicamente a baixos custos). Devido aos ainda altos valores de LCOE, um leilão regional (no Nordeste, por exemplo) aberto para a

participação de todas as tecnologias, com as regras atuais, tampouco garante que CSP possa ganhar contratos.

Dado o ainda alto LCOE de usinas CSP, esta tecnologia poderia ser contratada só através de leilões específicos CSP. Ainda que não permita concorrência (por mínimo custo de eletricidade) com outras tecnologias, um leilão CSP garante concorrência entre ofertantes CSP. Se o preço de abertura destes novos leilões CSP for bem determinado⁷⁸, a tecnologia certamente ganharia contratos, que podem ser por quantidade e por disponibilidade. Dadas as características operativas da tecnologia CSP o tipo de leilão pode ser de energia nova (LEN), de energia de reserva (LER), de fonte de energia alternativa (LFA), e inclusive pode se agendar leilões estruturantes que visem a contratação de um programa solar CSP de maiores magnitudes, se alinhando com objetivos do programa de aceleração do crescimento do Brasil (PAC). Certamente a tecnologia CSP pode oferecer energia firme a qualquer hora do dia (a diferença da tecnologia solar FV), o que a converte em uma boa opção para ganhar contratos em leilões de energia de reserva.

Em caso de leilões específicos CSP é fundamental determinar as regras e condições técnicas a serem atendidas pelas plantas para participarem dos leilões, principalmente especificar que limites das parcelas de eletricidade geradas pela fonte solar e pelo combustível de *back-up* seriam aceitas, dependendo do tipo de combustível.

Neste sentido, algumas políticas complementares para esta etapa de desenvolvimento são normas técnicas e regulações específicas para CSP. É preciso regulamentar quais são os tipos de combustíveis que podem ser usados para a hibridização de usinas CSP. Tradicionalmente ao redor do mundo usa-se gás natural como combustível de *back-up* em caldeiras a gás, embora na Espanha opere uma usina CSP hibridizada por biomassa. Outros fósseis em teoria poderiam ser usados também. Entretanto, a

⁷⁸ Um adequado preço de abertura do leilão CSP deve-se basear em valores LCOE relacionados a usinas CSP que usem tecnologia madura e comercial, operando em condições brasileiras específicas. Para isto, é fundamental dispor de uma base de dados meteorológica boa, que permita realizar simulações do desempenho horário de usinas CSP em lugares específicos das regiões com alto potencial técnico do Brasil. Além de considerar um LCOE real, o preço de abertura de leilão deve considerar um retorno apropriado para os investidores, considerando também que é uma tecnologia nova, portanto, com gastos contingentes adicionais. Deve-se também considerar o risco embutido nas taxas de interesse dos bancos financiadores.

disponibilidade de biomassa de boa qualidade e baixo custo é uma peculiaridade do semiárido nordestino e da região Sudeste e Centro Oeste no Brasil. Como visto nesta tese, no Nordeste existem ecossistemas como a caatinga e o cerrado que, se manejados apropriadamente, podem disponibilizar grandes quantidades de biomassa (por exemplo, madeira de jurema-preta). Nas outras regiões existe bagaço de cana de açúcar ainda sem uso que poderia ser aproveitado (Burin et al. 2015, 2016). Assim, a tecnologia CSP apresenta um LCOE razoável, quando as usinas CSP são hibridizadas com biomassa local de baixo custo em modo de operação suplementar. Para tirar o máximo proveito desta possibilidade algumas revisões regulatórias devem ser feitas. Por um lado, como antes enfatizado, é importante garantir o direito a participar nos leilões específicos CSP a plantas CSP hibridizadas com biomassa. Também é fundamental aprimorar os requisitos que um projeto-candidato CSP deve cumprir, para ser registrado e qualificado num leilão. Por exemplo, é crucial definir claramente a metodologia para determinar a máxima quantidade de hibridização permitida, neste caso, estabelecendo se o Brasil regulamentará este critério segundo a energia primária anual contida no combustível de back-up (como nos Estados Unidos), ou de acordo com a energia elétrica anual produzida com o sistema de *back-up* (como na Espanha), ou conforme um sistema de medição próprio. Também tem que ser regulamentado o máximo de hibridização permitido, em função do sistema definido.

Conforme mostrado nesta tese, Soria et al. (2015a) propõem, numa primeira avaliação, que o fator de hibridização não supere 49%, referindo-se à quantidade de eletricidade anual produzida com o combustível de *back-up*. Esta primeira proposta procura superar uma barreira comum, relacionada ao limitado entendimento da tecnologia CSP e seus benefícios, que defende a ideia de que uma usina térmica solar não poderia ser hibridizada com biomassa porque então esta seria uma usina térmica a biomassa. Esta percepção curta existe entre os atores do setor energia do Brasil, o que dá lugar a discussões sobre as razões para incentivar a tecnologia solar CSP hibridizada com biomassa, levantando o argumento de que seria mais barato desenvolver usinas a biomassa, sem aproveitamento da energia solar. Este tipo de preconceitos devem ser superados, entendendo que o uso de biomassa é estratégico, ajudando a diminuir o LCOE e portanto, facilitando a penetração da tecnologia CSP no curto e médio prazo. Esta Tese apresenta diversas razões industriais, sócio-

econômicas, ambientais e energéticas que permitem justificar a importância do desenvolvimento da tecnologia CSP para o Brasil.

Finalmente, deve-se regular os tipos de combustíveis de hibridização que serão permitidos (madeira, bagaço de cana de açúcar, resíduos agroindustriais, gás natural, gás não convencional, diesel, etc.).

Adicionalmente, seguindo as regulamentações dos leilões, cada projeto cadastrado para participar no leilão deve contar com um estudo de impacto ambiental que permita obter a licença ambiental. Neste sentido, é fundamental oferecer suporte técnico ao IBAMA e secretarias estaduais e municipais de meio ambiente para que elaborem as normas a serem seguidas por um estudo de impacto ambiental para o caso da tecnologia CSP. Alguns esforços têm sido feitos para avançar no licenciamento da planta piloto de Petrolina (1 MW). Especialistas em licenciamento ambiental, políticas públicas e energia reuniram-se em Brasília para participar do seminário “Sugestões de diretrizes para a adequação do licenciamento ambiental – o caso das heliotérmicas” (Energia Heliotérmica 2016a). Na ocasião, foram compiladas contribuições para a construção de um guia com orientações acerca do licenciamento de usinas CSP no Brasil.

É fundamental também incentivar boas práticas no manejo da floresta para evitar impactos ambientais, controle de reflorestamento e propor incentivos para reflorestamento de terras degradadas que podem ser recuperadas com florestas energéticas para CSP, por exemplo plantando jurema-preta e outras culturas próprias da região.

A ideia do uso de biomassa como combustível de *back-up* traz também co-benefícios para a indústria brasileira, que é capaz de fornecer todos os componentes (caldeiras, turbinas a vapor, bombas, válvulas, etc.) necessários para plantas de geração à biomassa. O uso da biomassa em usinas solares CSP permitiria elevar o grau de conteúdo nacional numa planta CSP no Brasil, beneficiando diretamente o setor industrial brasileiro.

Ainda que a regulação para participar de leilões não diga nada diretamente com relação ao grau de conteúdo local, este é um dos critérios mais importantes para obter

um financiamento no BNDES. De tal forma que o valor de conteúdo local que o BNDES exija para financiar empreendimentos CSP deve ser discutido em conjunto com os atores relevantes no setor político, elétrico, industrial e financeiro: BNDES, BNB, SUDEME, EPE, ANEEL, ONS, MDIC, MCTI, MME, MMA e Ministério de Integração Nacional. A experiência internacional (por exemplo, na África do Sul) mostra que metas de conteúdo local muito ambiciosas constituem uma das razões mais importantes para o encarecimento dos projetos e atraso na execução. Portanto, o grau de conteúdo local a ser solicitado pelo BNDES deve levar em consideração as reais possibilidades do país, em cada etapa de desenvolvimento. Segundo Remann (2015) e Schlipf et al. (2014), o Brasil poderia atingir um índice de conteúdo local geral (média, entre o índice de conteúdo local de cada componente CSP) de 40% no curto prazo e de até 70% no longo prazo para o desenvolvimento de CSP com TES. Esta Tese difere sobre a meta de curto prazo, um índice maior ao 40% poderia ser atingido se o caminho de desenvolvimento for baseado em usinas CSP hibridizadas com biomassa local, sem sistema de TES. Entretanto, no longo prazo, certamente o desenvolvimento de sistemas de TES será possível (diminuição do custo de investimento no longo prazo), e nesse caso as avaliações preliminares mostram que o Brasil poderia atingir um índice de conteúdo local geral de 70%.

A discussão prévia conduz a uma nova implicação política com relação à criação de uma linha de financiamento específica para projetos CSP através do BNDES. As regras para este financiamento deverão considerar dois pontos chave: a evolução de índices de conteúdo local (por componente e tipo de tecnologia); e a consideração de um valor de risco apropriado a ser embutido na taxa de juros.

Até fim de 2015 a regulação indicava que uma capacidade de 30 MW seria o tamanho apropriado de uma usina de energia alternativa no Brasil. Este tamanho justificava-se em função da Nota Técnica nº 0025/2011 da ANEEL, que garantia incentivos econômicos ao desenvolvimento de energias renováveis na faixa máxima de até 30 MW. Esta nota definia a redução na TUST (tarifa de uso do sistema de transmissão) e na TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição) de 50 para 80%, para usinas solares e outras renováveis de até 30 MW. Esta limitação de escala na potência se devia ao falso entendimento de que usinas de fontes renováveis são de pequeno porte. A tecnologia CSP, porém, aumenta sua viabilidade econômica diante de

economias de escala. Uma revisão regulatória foi desenvolvida em final de 2015 para garantir benefícios similares e a modicidade tarifária da eletricidade gerada por projetos de energia renovável com uma capacidade de até 300 MW, segundo a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 (Governo do Brasil 2015). Esta lei amplia para 300 MW o limite de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição, no qual os empreendimentos a partir de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada terão redução de pelo menos 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição (Governo do Brasil 2015).

A tendência atual é construir usinas CSP de 200 MWe, com mais de 6 horas de armazenamento de energia térmica (TES) e 100% de capacidade de hibridização (sistema BUS capaz de fornecer calor para operar o bloco de potência a plena carga). Uma justificativa de tamanho máximo não é válida para plantas CSP (ciclo Rankine convencional), que, também podem prestar serviços ancilares ao sistema e ser, por eles, remunerados. Assim, a legislação deve garantir que usinas solares CSP possam se acolher ao limite máximo de 300 MW considerado na legislação atual, contemplando incentivos para estas usinas que poderiam, então, se beneficiar de economias de escala e inovação tecnológica.

Por outro lado, caso projetos pilotos de P&D baseados em uso de ciclo ORC associados à CSP logrem sucesso, nada impede que o Brasil impulse a ideia de usinas de menor porte (10 - 20 MW) que usem esta tecnologia para geração distribuída. Esta ideia inclusive faria com que projetos localizados em zonas de menor irradiação DNI sejam também viáveis economicamente, incrementando o potencial de mercado.

Um valor conservador para a abertura deste leilão específico CSP pode ser o valor de 11,4 ctv. USD/kWh (atualmente isto é 369 R\$/MWh, com um câmbio de 1 USD = 3,24 Reais). O segundo leilão de energia de reserva de 2015, realizado em novembro 2015, para as fontes FV e eólica, foi marcado com um preço de abertura de leilão de 381 R\$/MW e 213 R\$/MWh, respectivamente (ANEEL 2015c). Estes leilões também deveriam considerar os seguintes itens:

- Promover leilões com periodicidade fixa (pelo menos um leilão a cada ano) a fim de fornecer um ambiente de segurança de longo prazo aos investidores.

Assim, uma indústria solar CSP poderia se desenvolver paralelamente no Brasil.

- Priorizar projetos com conteúdo local regionalizado no semiárido brasileiro (portanto, com maior potencial de impacto socioeconômico), sobretudo para as fases de montagem, construção e operação das plantas. Verificou-se que o desenvolvimento de 300 MW de CSP na Bahia poderia gerar mais de 3.800 empregos diretos durante a construção e mais de 2.200 empregos anuais diretos durante as fases de O&M. Da mesma forma, uma renda de 15 milhões de USD e de 42 milhões de USD/ano seriam gerados durante as fases de construção e O&M, respectivamente.
- Permitir plantas híbridas a biomassa de manejo sustentável, com uma fração de hibridização a ser definida, de tal forma que garanta um LCOE baixo, e assim acelere a penetração da tecnologia CSP no Brasil. Esta Tese definiu a fração de hibridização como a relação entre a quantidade anual de eletricidade produzida com o *back-up* e o total de eletricidade produzida pela usina CSP.
- Os incentivos às fontes de energia renováveis válidos para capacidades de até 300 MW devem também ser garantidos para usinas CSP.
- Garantir o direito a participar nos leilões específicos CSP a plantas CSP hibridizadas com biomassa

Finalmente, o interesse de companhias internacionais (por exemplo, fabricantes de coletor) em instalar fábricas no Brasil para produzir componentes específicos da tecnologia CSP foi identificado no estudo de Soria et al. (2015a). No entanto, a indústria solar-térmica somente terá êxito se o marco político regulatório for claro, estável e apreender corretamente os benefícios da opção CSP.

Com efeito, como o custo do campo solar representa 31% do custo total de investimento em uma planta CSP, há uma grande expectativa sobre o real impacto do aprendizado tecnológico no campo solar. No caso brasileiro, a única opção viável para diminuir o custo do campo solar é a produção local (no mesmo sítio) dos coletores e receptores. A montagem de coletores (acoplamento dos espelhos curvos na estrutura metálica) no sítio da usina já é uma prática comum na atualidade. Desta forma, seria possível usar coletores e receptores de maior porte, sem as restrições logísticas impostas por um transporte complexo. Este trabalho considera que a produção local

seria possível já no horizonte decenal de planejamento, desde que adequadamente prevista e incentivada.

6.5 Instrumentos de mercado e regulatórios no longo prazo:

A política que se discute nesta subseção entraria em rigor a partir de 2035. Com uma capacidade CSP instalada de aproximadamente 300 MW, contratada no esquema de leilão específico para CSP, entenderia-se que a tecnologia atingiu um nível de competitividade econômica suficiente para concorrer livremente com outras tecnologias. Neste ponto seria possível reformar o esquema de leilões para retomar a ideia de concorrência por mínimo custo entre todas as tecnologias candidatas para a expansão do setor elétrico; porém, estes “novos leilões” valorariam a cada tecnologia de forma mais justa. A ideia nesta nova fase, que aconteceria no longo prazo, é reformar novamente o esquema de leilões para que estes valorassem também as externalidades positivas e negativas de cada tecnologia. Esta nova modalidade de leilão deve ser estudada a profundidade em estudos futuros, e poderia ser considerada para o longo prazo, no escopo do Plano Nacional de Energia (PNE).

Propõe-se, portanto, um esquema de valoração baseado em prêmios, que não seriam pagos na forma de *feed-in* como na Espanha, mas que deveriam ser incorporados no próprio leilão de acordo com cada tecnologia, respeitando as demais regras do leilão brasileiro de expansão de capacidade de geração.

A ideia seria oferecer um prêmio para usinas termelétricas CSP segundo o grau e tipo de hibridização ou *back-up*, exigindo-se um mínimo de geração anual proveniente da fonte solar. Neste caso, plantas CSP poderiam ofertar sua energia a preços competitivos (menor que o das outras fontes). Nesta modalidade o empreendedor CSP perceberia o preço de partida do leilão diferentemente dos seus concorrentes. Este novo esquema de leilão poderia acarretar na substituição da entrada de uma planta termelétrica a GN de 100 MWe por uma planta dos mesmos 100 MWe a CSP+GN, por exemplo.

Esse prêmio acarretaria em maior custo da eletricidade para a sociedade (consumidores). Entretanto, a magnitude dessa geração seria ínfima perante o parque

elétrico brasileiro. Neste caso, o rateio do custo adicional não geraria impactos tarifários representativos e poderia estimular a entrada gradativa da tecnologia CSP, criando uma demanda de mercado e um aprendizado tecnológico.

Ademais, esse prêmio poderia ser revisto regularmente (não retroativo, valendo assim apenas para novos contratos), de modo a acompanhar a queda de custos da tecnologia de duas maneiras: ou reduzindo o prêmio para leilões e contratos seguintes e/ou aumentando a parcela mínima exigida de produção anual proveniente da energia solar. O objetivo de usar um sistema híbrido é diminuir o LCOE da eletricidade gerada, acelerando a penetração da tecnologia CSP no Brasil. Assim, o uso do combustível de *back-up* pode ser menor na medida em que o tempo avança e a tecnologia atinge patamares mais comerciais.

Definem-se duas linhas importantes que permitem justificar a existência deste prêmio, assim como sua valoração segundo o novo esquema de leilões: punindo a emissão de GEE e incentivando o fornecimento de serviços ancilares para o sistema elétrico. Neste novo esquema de leilão todas as tecnologias poderiam concorrer novamente juntas, mas usando o sistema de prêmios para valorar de forma mais adequada a tecnologia CSP (e a outras⁷⁹, se for o caso), esta poderia ganhar das tecnologias que usem combustíveis fósseis e das tecnologias que não prestam serviços ancilares ao sistema elétrico. Na verdade, o reconhecimento por baixa-emissão poderia ser mais representativo que o de serviços ancilares segundo estimativas preliminares. Mais estudos são necessários para determinar a metodologia mais apropriada para calcular o prêmio para cada questão.

Uma penalidade por emissão de GEE pode ser aplicada contra os emissores (como multa), ou pode ser aplicada na forma de prêmio as usinas de baixa emissão. Este seria um critério similar ao aplicado no caso dos serviços ancilares, estimulando as usinas fornecedoras de tais prestações técnicas. Assim, a proposta de prêmio aqui sugerido incorpora ambos aspectos: baixas emissões e capacidade de fornecer serviços ancilares ao sistema.

⁷⁹ Outras tecnologias de geração elétrica a partir de energias renováveis também poderiam se beneficiar de um prêmio de geração por baixa emissão. Esta Tese não abrange a análise de quais tecnologias poderiam qualificar, e quais seriam estes prêmios. Isto faz parte das recomendações para trabalhos futuros.

Estudos futuros devem aprimorar a metodologia para fazer distinção entre a fração do prêmio por ancilares e por baixa emissões de GEE, por tipo de usina CSP e por região. É claro que o prêmio para as usinas hibridizadas com biomassa poderia se justificar unicamente pela emissão zero de GEE. Entretanto, o prêmio de usinas hibridizadas com gás natural estaria composto por duas componentes: baixa emissão e serviços ancilares fornecidos ao grid. Assume-se que a diferença entre o prêmio total menos um prêmio por emissões estaria ainda associada ao reconhecimento de que usinas CSP, com BUS e/ou TES, prestam serviços ancilares. Ou seja, é necessário considerar e valorar economicamente, no sistema de leilões, os benefícios da capacidade de uma usina CSP em fornecer serviços ancilares para a rede e sua capacidade de gerar energia firme a qualquer hora do dia de forma flexível⁸⁰. Desta forma, torna-se necessário aprimorar o atual sistema de leilão no Brasil, uma vez que o critério único de contratar a energia elétrica de menor custo é cada vez menos compatível com as necessidades do sistema elétrico em lidar com o aumento da capacidade instalada em ERV, que não geram energia firme, como a solar fotovoltaica e a eólica. (Hirth et al. 2015, 2013; Lamont 2008; Maccormack et al. 2010; Mendes e Soares 2014; Narbel 2014; Reichelstein e Sahoo 2015; Ueckerdt et al. 2013).

Algumas considerações gerais úteis para a formulação desta política são:

- O valor requerido como prêmio deve ser decrescente no tempo, requerendo de apoio mínimo no final do horizonte, especialmente para as usinas CSP mais competitivas.
- O valor de prêmio requerido para usinas deve variar dependendo da região, da tecnologia e do combustível de *back-up* usado.
- Se o objetivo for diminuir emissões GEE a melhor opção seriam de fato as usinas CSP hibridizadas com biomassa, cujo fator de emissão é zero, e para as quais poderia se oferecer um prêmio razoável.

Deve-se considerar que a expansão da energia solar para geração de eletricidade centralizada no Brasil não deve se basear apenas em plantas FV, havendo a possibilidade de propor plantas CSP que forneçam capacidade firme,

⁸⁰ Uma outra opção seria penalizar fontes competitivas com CSP que não são capazes de fornecer estes serviços à rede.

despachabilidade e custo equivalente ao que vem sendo aventado para as plantas FV centralizadas no país.

Nesse contexto, a tecnologia CSP é precisamente uma opção real que pode contribuir com o sistema elétrico, especialmente do Nordeste e Sudeste. A tecnologia CSP não é rival das ERV, pelo contrário, juntas podem expandir em maior quantidade e garantir uma operação segura do sistema elétrico (Baker et al. 2013; Santos-Alamillos et al. 2015). Em resumo, os leilões devem passar a incorporar este tipo de análise para valorar adequadamente o papel da tecnologia CSP no Brasil, especialmente suas contribuições para uma operação segura e confiável do subsistema elétrico do Nordeste. Fica clara a necessidade de que se mude o sistema de leilões para que se lhe incorporem os verdadeiros benefícios da tecnologia CSP.

6.6 Instrumentos de apoio à política e medidas de informação e educação ao longo do processo:

Um instrumento importante de suporte à política energética que deve ser aplicado no curto prazo para permitir o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil é o planejamento energético.

Os atores do planejamento energético no Brasil devem tomar as medidas necessárias para aproveitar as vantagens da tecnologia CSP. Estas vantagens não poderão ser aproveitadas enquanto as ferramentas usadas para realizar o planejamento energético não sejam capazes de mostrá-las.

Ao longo da Tese mostrou-se que a tecnologia CSP tem que deixar de ser vista como uma opção para o futuro no Brasil, principalmente pelo papel que ela pode desempenhar no sistema elétrico brasileiro já no curto para o médio prazos. Papel este que não pode ser assumido por nenhuma das energias renováveis variáveis (ERV). Para que isto seja de fato contabilizado, é necessário não somente rever o sistema de leilões, como foi proposto nas seções anteriores, mas também rever as ferramentas e instrumentos que são responsáveis por auxiliar a expansão do sistema elétrico brasileiro.

Atualmente, as ferramentas oficiais usadas para o planejamento da expansão do setor elétrico (NEWAVE e DECOMP) não são capazes de modelar a integração da tecnologia CSP de uma forma abrangente e detalhada. As ferramentas tradicionais têm mostrado fraquezas para analisar as externalidades positivas da tecnologia CSP apresentadas no Capítulo 4. Estas ferramentas também enfrentam limitações para modelar adequadamente às energias renováveis variáveis (ERV), como a geração eólica e solar FV. As limitações para entender o comportamento das usinas não simuladas individualmente (UNSI), como a eólica e a solar FV, têm sido reconhecidas desde 2009 por ANEEL (Ofício no 062/2009-SRG/ANEEL). Desde 2010 várias reuniões de trabalho têm acontecido entre ANEEL, ONS, CCEE, EPE, CNPE, CEPEL, empresas distribuidoras e atores relevantes para avaliar possíveis medidas que permitam aprimorar a modelagem das UNSI (ANEEL 2011b). A geração das UNSI atualmente não é modelada detalhadamente ou contabilizada pelas ferramentas oficiais de planejamento energético, NEWAVE e DECOMP (ANEEL 2011a).

As implicações políticas aqui propostas estão baseadas nos benefícios da abordagem metodológica apresentada nas subseções 4,4 e 4,5, que não só permitiu melhorar a representação das ERV, mas também entender o papel que a tecnologia CSP pode desempenhar no setor energético do Brasil. Neste sentido, algumas implicações políticas estão relacionadas a incentivar novas abordagens metodológicas dentro das instituições do setor elétrico do país para complementar o extensivo trabalho de modelagem e as ferramentas que o setor já domina.

O acoplamento simples (*soft-link*) entre os modelos NEWAVE e MESSAGE-Brasil, ou entre os modelos NEWAVE e TIMES-Brasil, pode fornecer informações importantes, a partir da lógica da modelagem integrada, sobre qual é o papel da tecnologia CSP no sistema energético do Brasil. No mesmo sentido, o acoplamento entre os modelos NEWAVE e REMIX-CEM-B poderia fornecer respostas chave sobre qual é o papel de CSP no sistema elétrico brasileiro (fornecendo energia firme e a flexibilidade adicional ao sistema).

Por um lado, o NEWAVE é uma ferramenta para analisar a operação do sistema hidrotérmico brasileiro, considerando operação em cascata de várias usinas hidráulicas e a otimização do uso da água estocada nos reservatórios. Por outro lado, o modelo

REMIX-CEM-Brasil permite otimizar a expansão de longo prazo considerando critérios detalhados de operação para otimizar o despacho do sistema elétrico. Mais do que isso, o modelo REMIX-CEM não só despacha usinas CSP com TES e BUS, como também otimiza a configuração (tamanho ótimo de TES, BUS, campo solar) dessas usinas segundo as necessidades do sistema elétrico, em cada período de tempo. Assim, esta ferramenta calcula, para cada ano da análise, qual é o tamanho do TES e o uso do BUS ideal, que permita atender à demanda de eletricidade com confiabilidade e mínimo custo. A subseção 4.3 apresentou a metodologia de integração do modelo MESSAGE-Brasil com o modelo REMIX-CEM-B para avaliar o papel da tecnologia CSP no subsistema elétrico do Nordeste. A subseção 4,4 mostrou os benefícios da abordagem de “integração direta”, na qual um único modelo robusto otimiza a expansão de longo prazo, mas ao mesmo tempo também otimiza o despacho considerando restrições operativas detalhadas. Estas primeiras experiências metodológicas demonstraram o potencial do uso destas ferramentas e abordagens.

Adicionalmente, é importante ressaltar a importância do fortalecimento da iteração entre as fases de planejamento da expansão e planejamento da operação do setor elétrico, assim como também o vínculo destas fases com o planejamento da expansão da transmissão.

O planejamento energético deve considerar os co-benefícios sócio-econômicos, ambientais, industriais e geopolíticos associados ao desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. Como foi mostrado no Capítulo 5, estes co-benefícios são importantes e contribuirão para atingir outras metas da Política de Estado, sejam estes: desenvolvimento social através de criação de fontes de emprego e renda, fortalecimento da indústria nacional com opção a posicionar ao país como líder em desenvolvimento tecnológico no nível regional e mundial, mitigação de GEE que permitirão ao Brasil atingir metas internacionais de combate à mudança climática, e, o desenvolvimento de conhecimento local em centros de pesquisa e universidades.

Outro tipo de ferramenta útil para o planejamento energético é a matriz insumo produto, que permite avaliar o impacto sócio-econômico resultante do desenvolvimento de projetos energéticos. Usando a matriz insumo produto, através de ferramentas como o JEDI (*Jobs and Economic Impacts Model*), é possível entender os

impactos econômicos gerados quando um programa CSP massivo é implementado. Este tipo de metodologia permitiria calcular os impactos em termos de renda, emprego e valor adicionado que um programa CSP causaria no Brasil, de forma direta, indireta e induzida. Assim, uma implicação política, também relacionada ao planejamento energético, consiste na recomendação de uso de ferramentas baseadas na matriz insumo-produto.

Finalmente, falta destacar as políticas de informação e educação ao longo do processo de desenvolvimento da tecnologia CSP. A execução de um plano ambicioso de grande escala para desenvolver esta tecnologia certamente vai demandar mão-de-obra com diferentes graus de capacitação. O desenho e engenharia de projeto, licenciamento ambiental, gerenciamento da construção e operação são algumas das atividades que demandarão de pessoas com alto grau de capacitação. Nesse sentido, embora no Brasil existam muitas universidades e institutos técnicos que ofereçam disciplinas básicas nas áreas de energia e fluidos, nos níveis de graduação e pós graduação, são poucas as opções para capacitação específica sobre a tecnologia CSP. Recentemente, o portal Energia Heliotérmica (2016b) divulgou uma série de cursos intensivos específicos para CSP, ministrados por especialistas europeus, que foram realizados em seis universidades brasileiras: Instituto Superior de Inovação e Tecnologia (ISITEC), Universidade de Brasília (UnB), Universidade de São Paulo (USP–Pirassununga), CEFET-MG, Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Em alguns casos, os cursos valiam créditos, em outros casos, foram parte das atividades de capacitação das universidades. Estes cursos tiveram o apoio do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCTI) e da Cooperação Técnica Alemã no Brasil (GIZ). Algumas atividades de capacitação, no nível técnico, também começaram a surgir nos estados de Bahia, Piauí, Pernambuco e Parnaíba. As atividades de capacitação começaram por conta da cadeia industrial eólica, e mais recentemente, da solar FV. Nesse sentido, uma implicação política importante é o fortalecimento dos institutos técnicos em cada estado e das secretarias estaduais de ciência, tecnologia e inovação para que criem mais opções de capacitação, tanto no nível técnico quanto no nível acadêmico.

6.7 Resumo das políticas apresentadas

A Tabela 53 e a Figura 40 apresentam o resumo das barreiras, instrumentos e políticas apresentadas para o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil no longo prazo.

Tabela 53. Resumo das barreiras, instrumentos e políticas apresentadas

Barreiras	Instrumentos	Políticas	Co-impactos
Falta de P&D específico em tecnologia CSP	Pesquisa, desenvolvimento e implementação	Curto prazo: -Desenvolvimento de projetos de pesquisa e projetos piloto CSP no Brasil. -Incentivos para desenvolver os componentes da tecnologia CSP no Brasil.	- Criação de conhecimento e expertise sobre CSP. - Início do desenvolvimento de uma indústria local de componentes específicos de plantas CSP
Sistema atual de leilões, trabalhando sob a ótica do menor custo, CSP concorre com outras tecnologias renováveis só por custo, sem considerar as externalidades positivas da tecnologia CSP.	Instrumentos econômicos, de mercado; e instrumentos regulatórios	Médio prazo: -Chamar e regular um leilão regional específico para a tecnologia CSP. - Linha de financiamento específico para CSP. Longo prazo: - Modificar o sistema de leilões dando bônus para plantas não emissoras de carbono e prestadoras de serviços ancilares, como é o caso da CSP.	-Maior confiabilidade na operação do sistema elétrico do Brasil. CSP fornece flexibilidade ao sistema elétrico. -Geração local de emprego e renda devido à construção e operação de projetos CSP -Desenvolvimento de indústria nacional CSP -Inovação e conhecimento em universidades e centros de pesquisa. -Menor risco para o investidor.
O planejamento energético não valora corretamente os co-benefícios de CSP	Instrumentos de suporte à política	Curto e médio prazo: -Incentivar o uso complementar de modelos computacionais apropriados para modelar CSP e para entender o papel de CSP no sistema energético e elétrico do Brasil -Valorar os co-benefícios socioeconômicos do desenvolvimento de CSP no Brasil usando ferramentas de matriz insumo-produto	-Criação de conhecimento específico CSP em órgãos de planejamento do setor elétrico e energético -Desenvolvimento de indústria local dada a indicação de expansão CSP no longo prazo. -Planejamento sócio-econômico de regiões com baixa renda: diminuição de migração, quantificação de renda e emprego.

Falta mão de obra capacitada para desenvolver projetos CSP	Medidas de informação e educação	<p>Curto e médio prazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Criar cursos específicos sobre a tecnologia CSP em universidades e institutos técnicos. - Criar cursos e fomentar convênios com indústrias do ramo para capacitar trabalhadores num nível técnico 	<ul style="list-style-type: none"> - Formação de profissionais para participar das etapas de desenho, engenharia, licenciamento ambiental, etc. para a indústria CSP -Especialização de mão de obra que possa trabalhar durante a instalação e operação de usinas CSP.
--	----------------------------------	---	--

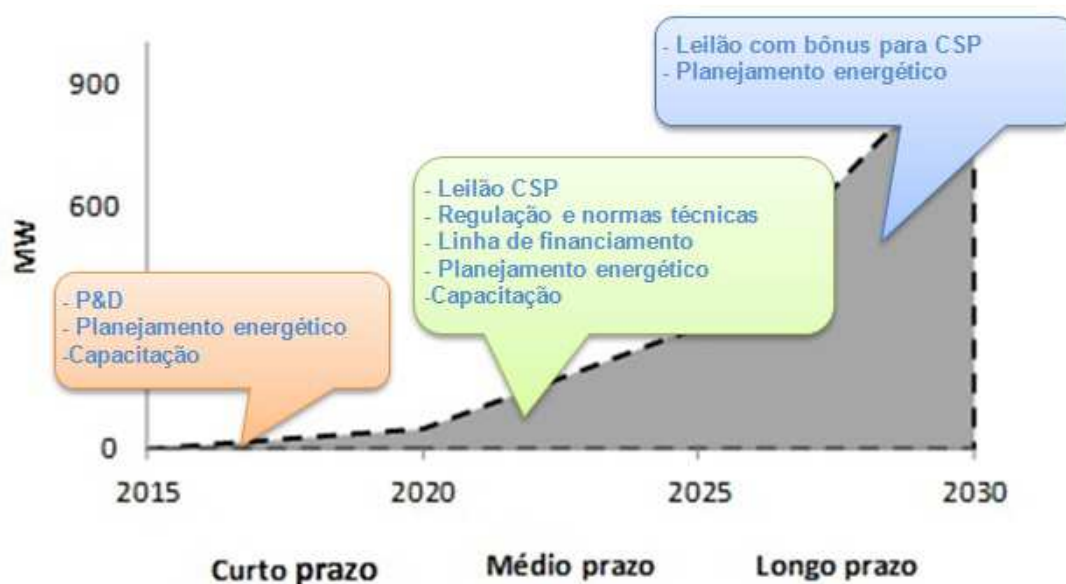


Figura 47. Políticas propostas para o desenvolvimento de CSP no Brasil segundo a fase

6.8 Recomendações de estudos futuros

Na sequência se apresentam recomendações para trabalhos futuros:

- Aplicação da metodologia proposta nesta Tese para a formulação de política energética também para outras tecnologias: Embora o capítulo de Introdução ressalta a importância de que a política energética seja definida sob um olhar integrado e holístico, considerando não só o critério econômico mas também critérios sócio-econômicos, industriais e ambientais, esta Tese foca unicamente na tecnologia CSP. Assim, a recomendação de aplicar uma perspectiva holística, sob a qual todas as tecnologias deveriam ser consideradas por igual desde o começo da análise, aparentemente perde-se ao longo da Tese, que foca só na tecnologia CSP. Devido a várias limitações, o escopo da Tese foi definido para focar unicamente na tecnologia CSP. Entretanto, a metodologia apresentada é válida para analisar também outras tecnologias de geração elétrica. Assim, a recomendação para trabalhos futuros consiste em aplicar a metodologia de proposição de política energética sugerida para outras tecnologias.

- Modelagem adicional do sistema elétrico (nível nacional): É necessário desenvolver modelagem adicional usando ferramentas adequadas de planejamento da operação de sistemas elétricos, que representem bem às ERV e CSP, com o objetivo de propor uma regulamentação apropriada para CSP. Assuntos como a integração à rede nacional devem ser ainda estudados em detalhe, antes de propor uma regulação específica. Ressalta-se a importância de considerar as vantagens da tecnologia CSP para a operação do sistema elétrico brasileiro, fornecendo não só eletricidade firme, mas também reserva operativa e flexibilidade. Adicionalmente, é importante ressaltar a importância do fortalecimento da interação entre as fases/ferramentas de planejamento da expansão e planejamento da operação do setor elétrico, assim como também o vínculo destas fases com o planejamento da expansão da transmissão. A modelagem deve ser feita no nível nacional, de outra forma os resultados serão sempre dependentes das premissas consideradas para os cenários de importações e exportações entre regiões.

- Avaliação do potencial técnico e econômico, em termos de energia, das culturas madeiras da caatinga, considerando impactos ambientais: Embora a quantidade de biomassa de algumas culturas da caatinga que poderiam fornecer madeira para usos energéticos tenha sido avaliada para algumas regiões dos estados nordestinos, não existe ainda uma avaliação geral da quantidade desta biomassa no Nordeste, nem do seu potencial energético. A pesquisa pode ser aprofundada usando imagens de sensoriamento remoto tomadas pelos satélites do sistema nacional de meteorologia, e as analisando adequadamente em modelos de geoprocessamento, para depois de aplicar critérios de exclusão das áreas não aptas para CSP, quantificar o potencial bioenergético associado às espécies mais adequadas para este propósito na região. Este potencial bioenergético deve também ser limitado por restrições ambientais relacionadas à extração de madeira local, que procurem reduzir o impacto ambiental ao mínimo. Finalmente, recomenda-se estudar o custo de oportunidade da terra nas regiões de alto potencial técnico para CSP (relação entre o custo da terra para projetos CSP e a oportunidade de perceber uma renda associada à produtividade da terra). O estudo de caso apresentado por Soria et al. (2015b) (Anexo A3) não considerou o custo da terra da plantação porque, no caso particular da Fazenda União, o proprietário da floresta energética tinha interesse em fornecer madeira para o projeto CSP, se constituindo sócio do empreendimento. Estudos futuros deverão avaliar a relação custo-benefício da terra, assim como também os modelos de negócio mais apropriados para empreendimentos híbridos solar –biomassa.

- Aprimoramento da metodologia para quantificar os impactos sócio-econômicos relacionados ao desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil: A tese apresentou uma visão abrangente dos possíveis co-benefícios no Brasil, em termos de criação de empregos e renda em zonas menos desenvolvidas do Nordeste advindos do desenvolvimento da tecnologia CSP no país. Para isto, algumas simplificações metodológicas foram aplicadas, por exemplo: considerar que a estrutura da economia (matriz insumo-produto) não muda ao longo do período de execução do programa solar CSP. Na verdade, este é um efeito dinâmico, conforme o programa solar avançar, a estrutura da economia local e nacional mudará progressivamente, apresentando menores benefícios no fim do período da análise. Uma análise dinâmica é importante para entender este processo. Futuros trabalhos deverão aprimorar as metodologias e premissas consideradas, e atualizar as bases de dados. Cenários

realistas de índice de conteúdo local e uma matriz I-O mais atualizada deverão ser considerados.

- Quantificação do índice de conteúdo local por componente CSP em função do potencial produtivo da indústria brasileira: Mais pesquisa deve ser feita para caracterizar melhor as indústrias brasileiras que poderiam produzir componentes CSP, seja adaptando suas linhas de produção atuais ou investindo em novas linhas de produção. Esta análise deve ser feita para cada componente chave de uma usina CSP. Só conhecendo isto, será possível estimar a evolução do índice de conteúdo local que o Banco Nacional de Desenvolvimento poderá exigir de projetos CSP que pretendam se beneficiar de linhas de financiamento específicas para CSP. Também é relevante analisar se existem limitações de reservas e recursos de materiais chave para o desenvolvimento de uma indústria CSP local, por exemplo: nitratos usados para a produção de sais fundidos, silício de alta qualidade usada para a produção de espelhos de alta refletividade, etc.

-Atualizar cenários de custo de investimento da tecnologia solar FV: Alguns cenários internacionais recentes apresentam cenários bastante promissores de preço de sistemas FV no longo prazo (IEA 2015, 2016). Portanto, futuros estudos deverão considerar estas novas perspectivas de preço dos sistemas FV.

-Avaliação dos possíveis impactos ambientais que o desenvolvimento em grande escala de projetos CSP pode ocasionar no Brasil: Esta análise deve ser realizada focando especialmente nas regiões de alto potencial técnico (Ver Figura 16). É importante estudar os impactos ambientais do ciclo de vida do desenvolvimento de um programa CSP de grande escala no Brasil, considerando altos índices de conteúdo local ao longo da cadeia industrial. Ressalta-se que as matrizes elétrica e energética do Brasil, sob a ótica do combate à mudança climática, têm marcadas vantagens (alta participação de energia renovável na matriz elétrica e baixa emissão de GEE), sobre as de outros países que também estão comprometidos com metas de mitigação de GEE. Neste sentido, uma análise específica que considere a realidade do Brasil deve ser realizada em futuros estudos de análise de ciclo de vida.

-Normativa para valorar os serviços auxiliares da tecnologia CSP: É importante realizar modelagem adicional com ferramentas apropriadas para avaliar em detalhe a

prestação de serviços ancilares de usinas CSP ao sistema elétrico nacional. Uma vez que estes sejam bem caracterizados, uma normativa específica que permita valorar economicamente estes serviços deveria ser proposta.

-Avaliação de tecnologias para o aproveitamento de biomassa para a hibridização de usinas CSP: É importante avaliar outras tecnologias e configurações que permitam aproveitar de melhor forma a biomassa que será usada para hibridizar usinas CSP. Recomenda-se a análise da tecnologia de gaseificação de biomassa, o que permitiria que usinas CSP operem como usinas de maior flexibilidade. É importante ressaltar que o Brasil já tem experiência longa com a gaseificação de biomassa e uso do gás produzido em turbinas a gás, por exemplo, com o projeto WBP-SIGAME (Horta 1995). Uma síntese do desenvolvimento da tecnologia de gaseificação de biomassa e uso do gás em turbinas a gás no Brasil é apresentada por Henriques (2009).

Também recomenda-se estudar a tecnologia CSP acoplada a um ciclo ORC usando caldeira à biomassa, e mesmo do ciclo de refrigeração com concentração solar.

Estudar o potencial técnico e econômico da geração de calor de processo com tecnologia de concentração solar: Com a entrada gradativa do CSP para geração elétrica proposta nesta Tese, talvez no médio e longo prazo surjam condições propícias para o uso de CSP para fins não elétricos conforme aumentar a participação de componentes nacionais na cadeia de valor CSP. Assim, recomenda-se o estudo do uso de CSP para fins de calor de processo industrial, refrigeração e co-geração.

Bibliografia

ABDI. Avaliação das Perspectivas de Desenvolvimento Tecnológico para a Indústria de Bens de Capital para Energia Renovável (PDTs-IBKER) - Relatório de Pesquisa. Brasília: Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2012.

ABINEE. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. São Paulo: Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, 2012.

ABIQUIM. Produtos Químicos Brasileiros, 2015. Disponível em: <http://canais.abiquim.org.br/braz_new/>. Acesso em: 17/5/2015.

ABRAVIDRO. Mercado brasileiro de vidro, 2015. Disponível em: <http://abravidro.com/mercado_fabricacao.asp>. Acesso em: 18/5/2015.

ALMEIDA PRADO JR., F.; ATHAYDE, S.; MOSSA, J.; et al. How much is enough? An integrated examination of energy security, economic growth and climate change related to hydropower expansion in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 53, p. 1132–1136, 2016.

ANDRADE, E. Geração Hidrelétrica no Nordeste: Risco Empresarial e Ambiental para o Setor Elétrico Brasileiro, 2012. Tese de doutorado, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/euridice_andrade.pdf>. Acesso em: 16/11/2015.

ANEEL. Resolução ANEEL No 265, 2003.

ANEEL. Resolução Normativa 440/2011. 2011a.

ANEEL. Nota Técnica No 035/2011, 2011b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/047/documento/nt_035_-_analise_de_contribuicoes.pdf>. Acesso em: 1/10/2014.

ANEEL. Banco de Informações da Geração Elétrica -BIG, 2014.

ANEEL. Banco de Informações da Geração Elétrica -BIG, 2015a.

ANEEL. Empresas de energia elétrica interessadas em “financiar/executar” projeto de P&D estratégico que atenda à chamada ANEEL No. 19/2015, 2015b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/INTERESSE%20CHAMADA%20PE%2019.pdf>>. Acesso em: 19/5/2016.

ANEEL. ANEEL aprova edital do 2do Leilão de Energia de Reserva 2015. Brasília: ANEEL, 2015c.

ANEEL. Chamada no 019/2015 - Projeto estratégico: Desenvolvimento de tecnologia nacional de geração heliotérmica de energia elétrica", 2015d.

ANEEL- SIGEL, 2014. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>>. .

ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, 2015.

AORA. Aora - green energy - local power. Israel: Aora-solar, 2015.

ARAÚJO, J. Crescimento inicial de três espécies arbóreas nativas em áreas degradadas da caatinga, 2010. Monografia, Patos, Paraíba, Brasil: Universidade Federal de Campina Grande.

ARÁUJO, L. V. C.; LEITE, J.; PAES, J. Estimativa da Produção de Biomassa de um Povoamento de Jurema Preta (*Mimosa tenuiflora*) (Wild) com cinco anos de idade. Biomassa & Energia, v. 1, n. 4, p. 347–352, 2004.

ARCE, P.; MEDRANO, M.; GIL, A.; ORÓ, E.; CABEZA, L. F. Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe. Applied Energy, v. 88, n. 8, p. 2764–2774, 2011.

ARROYO, E. Proposta Metodológica para avaliação da vulnerabilidade da geração termelétrica a carvão mineral no Brasil às mudanças climáticas, 2012. Tese de

Mestrado, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/arroyo.pdf>>. Acesso em: 3/6/2013.

ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L.; et al. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN. Special Report of IPCC, Cambridge e New York: IPCC, 2011.

AZEVEDO, M.; BAKKE, I.; BAKKE, O.; OLIVEIRA, A. Crescimento de plântulas de jurema preta (*Mimosa tenuiflora* (Wild) Poiret) em solos de áreas degradadas da caatinga. *Engenharia Ambiental*, v. 9, n. 3, p. 150–160, 2012.

AZEVEDO, T.; PAES, J.; CALEGARI, L.; BARBOSA, J. Qualidade dos Taninos de Jurema-preta para a produção de adesivo Tanino Formaldeído. *Ciência Florestal*, v. 25, n. 2, p. 507–514, 2015.

BAHAROON, D. A.; RAHMAN, H. A.; OMAR, W. Z. W.; FADHL, S. O. Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 996–1027, 2015.

BAKER, E.; FOWLIE, M.; LEMOINE, D.; REYNOLDS, S. S. The Economics of Solar Electricity. *Annual Review of Resource Economics*, v. 5, n. 1, p. 387–426, 2013.

BAKKE, I. Potencial de Acumulação de Fitomassa e Composição Bromatológica da Jurema-preta na região Semi-árida da Paraíba, 2005. Tese de Doutorado, Areia, Brasil: Universidade Federal de Paraíba.

BAKKE, I.; BAKKE, O.; ANDRADE, A.; IGNACIO, S. Forage yield and quality of a dense thorny and thornless “jurema-preta” stand. *Pesquisa Agropecuária Brasileira*, v. 42, n. 3, p. 341–347, 2007.

BAKKE, I.; BAKKE, O.; PEREIRA, A.; SALCEDO, I. Regeneração natural da Jurema preta em área sob pastejo de bovinos. *Revista Caatinga*, v. 19, n. 3, p. 228–235, 2006.

BAKKE, I.; BAKKE, O.; SALCEDO, I.; ANDRADE, A. In situ fodder production of *Mimosa tenuiflora* under pruning in native caatinga tropical dry forest in Brazil. *Tropical Grasslands*, v. 43, p. 178–187, 2009.

BAKKE, I.; OLIVEIRA, A.; BAKKE, O.; ANDRADE, A.; RISELANE, B. Water and Sodium chloride effects on *Mimosa Tenuiflora* poiret seed germination. *Revista Caatinga*, v. 19, n. 3, p. 261–267, 2006.

BALAGOPAL, B.; PARANIKAS, P.; ROSE, J. What's Next for Alternative Energy? Boston: The Boston Consulting Group (BCG), 2010.

BARNES, F. S.; LEVINE, J. G.; BARNNETT, P.; MARTIN, G. G. Large Energy Storage Systems Handbook. 2011.

BCB. Taxas de câmbio. , 2015. Banco Central do Brasil. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?txcambio>>. Acesso em: 18/3/2015.

BEHAR, O.; KHELLAF, A.; MOHAMMEDI, K. A review of studies on central receiver solar thermal power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 23, p. 12–39, 2013.

BERTSCH, J.; GROWITSCH, C.; LORENCZIK, S.; NAGL, S. Flexibility in Europe's power sector — An additional requirement or an automatic complement? *Energy Economics*, 2014.

BLACK & VEATCH. Cost and Performance Data for Power Generation Technologies. Prepared for NREL, 2012.

BLOEM, H.; MONFORTI-FERRARIO, F.; SZABO, M.; JAGER-WALDAU, A. Renewable Energy Snapshots 2010. Ispra, Italia: Europea Commission, Institute for Energy, 2010.

BNDES. Metodologia do BNDES para credenciamento de aerogeradores - Anexo 1 - Etapas físicas e conteúdo local que deverão ser cumpridos pelo fabricante. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento, 2012.

BNDES. Regras para o credenciamento e financiamento de aerogeradores. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento, 2013.

BNDES. Regras para o credenciamento e financiamento de equipamentos fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento, 2014a.

BNDES. Metodologia para credenciamento e apuração de conteúdo local de equipamentos fotovoltaicos no credenciamento de fabricantes informatizado – CFI do BNDE. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento, 2014b.

DE BOER, H. S.; GROND, L.; MOLL, H.; BENDERS, R. The application of power-to-gas, pumped hydro storage and compressed air energy storage in an electricity system at different wind power penetration levels. *Energy*, v. 72, p. 360–370, 2014.

BOHORQUEZ, A. Solar Thermal Energy: Let the sunshine in! A renewable source for industrial processes, 2013. IADB. Disponível em: <<http://publications.iadb.org/handle/11319/4252>>. Acesso em: 16/8/2014.

BÖTTGER, D.; GÖTZ, M.; THEOFILIDI, M.; BRUCKNER, T. Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources – An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. *Energy*, v. 82, p. 157–167, 2015.

BRACKEN, N.; MACKNICK, J.; TOVAR, A.; et al. Concentrating Solar Power and Water Issues in the U.S. Southwest. Technical Report, Colorado: NREL, 2015.

BRAUN, F. G.; HOOPER, E.; WAND, R.; ZLOCZYSTI, P. Holding a candle to innovation in concentrating solar power technologies: A study drawing on patent data. *Energy Policy*, v. 39, n. 5, p. 2441–2456, 2011.

BROOKS, M.; MILLS, I.; HARMS, T. Performance of a parabolic trough solar collector. *Journal of Energy in Southern Africa*, v. 17, n. 3, 2006.

BROWN, M. T.; ULGIATI, S. Emergy evaluations and environmental loading of electricity production systems. *Journal of Cleaner Production*, v. 10, n. 4, p. 321–334, 2002.

BURGI, A. Avaliação do Potencial Técnico de Geração Elétrica Termossolar no Brasil a partir de Modelagem em SIG e Simulação de Plantas Virtuais, 2013. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós - Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/salvi.pdf>>. Acesso em: 28/9/2013.

BURIN, E. K.; BURANELLO, L.; GIUDICE, P. L.; et al. Boosting power output of a sugarcane bagasse cogeneration plant using parabolic trough collectors in a feedwater heating scheme. *Applied Energy*, v. 154, p. 232–241, 2015.

BURIN, E. K.; VOGEL, T.; MULTHAUPT, S.; et al. Thermodynamic and economic evaluation of a solar aided sugarcane bagasse cogeneration power plant. *Energy*, 2016. In press.

CABRERA-PALMER, B.; ROTHWELL, G. Why is Brazil enriching uranium? *Energy Policy*, v. 36, n. 7, p. 2570–2577, 2008.

CÁCERES, G.; ANRIQUE, N.; GIRARD, A.; et al. Performance of molten salt solar power towers in Chile. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 5, n. 5, p. 53142, 2013.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Diário da Câmara dos Deputados, 2011. Disponível em: <<http://imagem.camara.gov.br/Imagem/d/pdf/DCD29ABR2011.pdf#page=196>>. Acesso em: 14/5/2012.

CARNEIRO, A.; CAVALCANTE, R.; OLIVEIRA, R.; et al. Estudo da decomposição térmica da madeira de oito espécies da região do Seridó, Rio Grande do Norte. *Revista Árvore*, v. 37, n. 6, p. 1153–1163, 2013.

CASTRO, G. Avaliação do valor da energia proveniente de usinas heliotérmicas com armazenamento no âmbito do sistema interligado nacional, 2015. Dissertação de Mestrado, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/castro.pdf>>. Acesso em: 20/8/2015.

CAVALCANTE, R.; OLIVEIRA, A.; SANTOS, A.; et al. Potencial Energético da Madeira de Espécies Oriundas de Plano de Manejo Florestal no Estado do Rio Grande do Norte. *Ciência Florestal*, v. 23, n. 2, p. 491–502, 2013.

CCEE. Entenda os Leilões, 2011. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=57ca9f733d60b010VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acesso em: 1/12/2011.

CCEE. Relatório Geral da Geração e Garantia Física de usinas em Operação Comercial - Agosto 2014. Arquivo “Relatório das Usinas em Operação Comercial” de 30/09/2014, 2014a. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_footer/biblioteca_virtual?_adf.ctrl-state=19tdwfgyrn_4&contentId=CCEE_178396&assunto=Garantia%20F%C3%ADsica&pag=1&_afLoop=2050462667165806>. .

CCEE. Resultado consolidado dos leilões - julho 2014. Relatório mensal, Rio de Janeiro: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2014b.

CCEE. Relatório de preço médio da CCEE (R\$/MWh) - cálculo da média mensal do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), por submercado - 2003- 2014. Rio de Janeiro: CCEE, 2014c.

CCEE. Resultados consolidados dos leilões, 2015. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_adf.ctrl-state=nlzh7g16d_4&_afLoop=196478740272230#%40%3F_afLoop%3D196478740272230%26_adf.ctrl-state%3D125tzsdlvf_4>. Acesso em: 2/9/2015.

CCEE. Resultados consolidados dos leilões, 2016. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_adf.ctrl-state=nlzh7g16d_4&_afLoop=196478740272230#%40%3F_afLoop%3D196478740272230%26_adf.ctrl-state%3D125tzsdlvf_4>.

state=t9usjvf2x_4&_afrLoop=106585020710530#%40%3F_afrLoop%3D106585020710530%26_adf.ctrl-state%3Dskkiemhw6_4>. Acesso em: 24/6/2016.

CEPAL/OLADE/GTZ. Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe - Guía para la Formulación de Políticas Energéticas. Santiago-Chile: Nações Unidas, 2003.

CEPEL. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Rio de Janeiro, 2001.

CIPOLLONE, R.; CINOCCA, A.; GUALTIERI, A. Gases as Working Fluid in Parabolic Trough CSP Plants. *Procedia Computer Science*, v. 19, p. 702–711, 2013.

CLIFTON, J.; BORUFF, B. J. Assessing the potential for concentrated solar power development in rural Australia. *Energy Policy*, v. 38, n. 9, p. 5272–5280, 2010.

COELHO, B.; SCHWARZBÖZL, P.; OLIVEIRA, A.; MENDES, A. Biomass and central receiver system (CRS) hybridization: Volumetric air CRS and integration of a biomass waste direct burning boiler on steam cycle. *Solar Energy*, v. 86, n. 10, p. 2912–2922, 2012.

COLLINS, A. R.; HANSEN, E.; HENDRYX, M. Wind versus coal: Comparing the local economic impacts of energy resource development in Appalachia. *Energy Policy*, v. 50, p. 551–561, 2012.

CONNOLLY, D.; LUND, H.; MATHIESEN, B. V.; LEAHY, M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, v. 87, n. 4, p. 1059–1082, 2010.

CORONA, B.; SAN MIGUEL, G. Environmental analysis of a Concentrated Solar Power (CSP) plant hybridised with different fossil and renewable fuels. *Fuel*, v. 145, n. 0, p. 63–69, 2015.

COSTA, I. Proposta de Estrutura Regulatória para Sequestro Geológico de CO₂ no Brasil e uma Aplicação para o estado do Rio de Janeiro, 2014. Tese de Doutorado de Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro: Universidade

Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/isabella.pdf>>. Acesso em: 1/8/2016.

COT, A.; AMETLLER, A.; VALL-LLOVERA, J.; AGUILÓ, J.; ARQUÉ, J. M. Termosolar Borges: A thermosolar hybrid plant with biomass. Proceedings Venice 2010. Anais... . p.5, 2010. Venice, Italy: Environmental Sanitary Engineering Centre - CISA. Disponível em: <http://tutzingwaste.org/pub/Solar/SolarLiterature/Cot_Thermosolar_Borge_A_thermosolar_hybrid_plant_with_biomass_2010.pdf>. Acesso em: 27/1/2015.

COUTO, L. Mensuração de impactos socioeconômicos de projetos energéticos renováveis no Brasil: um estudo de caso para a energia heliotérmica, 2016. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós - Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/lcoutho.pdf>>. Acesso em: 27/7/2016.

CPFL. Projeto de P&D ANEEL DE0041 - Sistema Híbrido Solar / Biomassa, 2016. CPFL. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Paginas/de0041-sistema-hibrido-solar-biomassa.aspx>>. Acesso em: 10/5/2016.

CROUCHER, M. Which state is Yoda? Energy Policy, v. 42, p. 613–615, 2012.

CSP TODAY. Global Tracker CSP Today, 2014. Disponível em: <<http://beta.csptoday.com/tracker/projects>>. Acesso em: 11/3/2014.

CSP TODAY. Projects Tracker Overview, 2016.

CSP WORLD. CSP World Map, 2014. Disponível em: <<http://www.csp-world.com/cspworldmap>>. Acesso em: 3/12/2014.

CSPPLAZA. Tracking the World CSP Industry - Who will enjoy the first piece of cake after CSP market is warming in China?, 2015.

DEANE, J. P.; CHIODI, A.; GARGIULO, M.; Ó GALLACHÓIR, B. P. Soft-linking of a power systems model to an energy systems model. Energy, 8th World Energy System Conference, WESC 2010., v. 42, n. 1, p. 303–312, 2012.

DEMONTIS, V.; CAMERADA, M.; CAU, G.; et al. Progress in preliminary studies at Ottana Solar Facility. AIP Conference Proceedings, v. 1734, p.70005, 2016. AIP Publishing. Disponível em: <<http://scitation.aip.org/content/aip/proceeding/aipcp/10.1063/1.4949152>>. Acesso em: 4/7/2016.

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R.; MAI, T.; et al. Bright Future: Solar Power as a Major Contributor to the U.S. Grid. Power and Energy Magazine, IEEE, v. 11, n. 2, p. 22–32, 2013.

DESIDERI, A.; AMICABILE, S.; ALBERTI, F.; et al. Dynamic modeling and control strategies analysis of a novel small CSP biomass plant for cogeneration applications in building, 2015. Daegu, Korea: International Solar Energy Society. Disponível em: <<https://orbi.ulg.ac.be/bitstream/2268/198112/1/Desideri%20et%20al.%20-%202015%20-%20Dynamic%20modeling%20and%20control%20strategies%20analysis%20of%20a%20novel%20small%20CSP%20biomass%20plant%20for%20cogeneration%20applicatio.pdf>>. Acesso em: 3/7/2016.

DEUTCH, J.; FORSBERG, C.; KADAK, A.; et al. Updated of the MIT 2003 - The Future of Nuclear Power. An interdisciplinary MIT study. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, 2009.

DGS. Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects and engineers. United Kingdom: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (German Solar Energy Society), 2005.

DLR. Direct Normal Irradiation and Global Horizontal Irradiation hourly time-series for solar hot spots (PV and CSP) in the northeastern Brazil elaborated with Solar Energy Mining (SOLEMI) tool, 2014.

DOE. Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation. Report to Congress, Washington, D.C.: US Department of Energy DOE, 2009.

DROUINEAU, M.; ASSOUMOU, E.; MAZAURIC, V.; MAÏZI, N. Increasing shares of intermittent sources in Reunion Island: Impacts on the future reliability of power supply. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 46, p. 120–128, 2015.

DROUINEAU, M.; MAÏZI, N.; MAZAURIC, V. Impacts of intermittent sources on the quality of power supply: The key role of reliability indicators. *Applied Energy*, v. 116, p. 333–343, 2014.

DUARTE, K. Décima Rodada de Licitações Bacia do São Francisco. Brasil 10a Rodada: Licitações de Petróleo e Gás, p.43, 2011. Rio de Janeiro: Disponível em: <http://www.anp.gov.br/brnd/round10/arquivos/seminarios/STA_7_Bacia_do_Sao_Francisco_portugues.pdf>. Acesso em: 14/5/2012.

EIA. Assumptions to the Annual Energy Outlook AEO2013 -Electricity Market Module Annex - Washington, D.C.: U.S. Energy Information Administration, 2013.

EIA. Electricity Market Module - Annex of the Electricity Market Module of the National Energy Modeling System - Assumptions to AEO2014. Washington, D.C.: U.S. Energy Information Administration, 2014.

EIA. Assumptions to Annual Energy Outlook AEO2015. Washington, D.C.: Energy Information Administration, 2015.

ELY, R. Avaliação Prospectiva das Rotas de Bio-Refinaria no Brasil, a partir do Bagaço de Cana-de-açúcar como Matéria Prima Básica, 2009. Tese de Mestrado de Planejamento Energético, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ENERGIA HELIOTÉRMICA. Seminário licenciamento ambiental para heliotérmicas. Brasília: Portal Energia Heliotérmica, 2016a.

ENERGIA HELIOTÉRMICA. CSP em foco: cursos intensivos de energia heliotérmica. Brasília: Portal Energia Heliotérmica, 2016b.

ENERSTAR. Enerstar María Elena 1 - Features of the project, 2014. Disponível em: <<http://en.enerstar.es/ver/261/Caracter%C3%ADsticas-y-desarrollo-del-proyecto.html>>. Acesso em: 2/12/2014.

EPE. Informe à imprensa: Leilão de Energia A-3 / 2013 : Fontes eólica e solar lideram inscrições no leilão de energia para o ano de 2016, 2013a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20130905_1.pdf>. Acesso em: 17/5/2015.

EPE. Informe à imprensa: 2o Leilão de Energia A-5 / 2013, 2013b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20131024_1.pdf>. Acesso em: 17/5/2015.

EPE. Informe à imprensa - Leilão de Energia A-5 / 2014: Leilão A-5 cadastra mais 74 projetos após adiamento, 2014a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/INFORME%20%C3%80%20IMPRESAA5.pdf>>. Acesso em: 27/1/2015.

EPE. Resultados do 20º Leilão de energia nova A-5 - Resumo Vendedor, 2014b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/Resumo_Vendedor_20len_a5.pdf>. Acesso em: 27/1/2015.

EPE. Balanço Energético Nacional 2014 - ano base 2013. Rio de Janeiro, 2014c.

EPE. Estudos da demanda de energia - Nota Técnica DEA 13/14 - Demanda de Energia 2050. Rio de Janeiro, 2014d.

EPE - MME. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro, 2007.

EPE - MME. Nota Técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014.

EPE - MME. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Rio de Janeiro, 2015.

EPE-MME. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Rio de Janeiro, 2013.

EPE-MME. Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica - Expansão da geração - Empreendimentos heliotérmicos. 2014a.

EPE-MME. Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Rio de Janeiro: EPE, 2014b.

EPRI. Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options 2012. California: EPRI, 2013.

ESTELA/SOLARPACES/GREENPEACE. Solar Thermal Electricity - Global Outlook 2016. Amsterdam: Greenpeace International, 2016.

FEARNSIDE, P. Análisis de los principales proyectos hidro-energéticos en la región Amazónica. Lima - Perú: DAR, CLAES, Panel Internacional de Ambiente y Energía en la Amazonía, 2014.

FEARNSIDE, P. M. Amazon dams and waterways: Brazil's Tapajós Basin plans. *Ambio*, v. 44, n. 5, p. 426–439, 2015.

FEARNSIDE, P. M.; BARBOSA, R. I. Political benefits as barriers to assessment of environmental costs in Brazil's Amazonian development planning: The example of the Jatapu Dam in Roraima. *Environmental Management*, v. 20, n. 5, p. 615–630, 2015.

FERNÁNDEZ-GARCÍA, A.; ZARZA, E.; VALENZUELA, L.; PÉREZ, M. Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 7, p. 1695–1721, 2010.

FERRARA, F.; GIMELLI, A.; LUONGO, A. Small-scale Concentrated Solar Power (CSP) Plant: ORCs Comparison for Different Organic Fluids. *ATI 2013 - 68th Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association*, v. 45, n. 0, p. 217–226, 2014.

FICHTER, T. Supporting grid-integration of renewable energies in developing countries – enhancement of the REMix energy system model, 2016. Tese de Doutorado, Stuttgart: Universität Stuttgart.

FICHTER, T.; TRIEB, F.; MOSER, M. Optimized Integration of Renewable Energy Technologies Into Jordan's Power Plant Portfolio. *Heat Transfer Engineering*, v. 35, n. 3, p. 281–301, 2014a.

FICHTER, T.; TRIEB, F.; MOSER, M.; KERN, J. Optimized Integration of Renewable Energies into Existing Power Plant Portfolios. *Energy Procedia, Proceedings of the SolarPACES 2013 International Conference.*, v. 49, p. 1858–1868, 2014.

FIGUEIREDO, J.; ARAÚJO, J.; PEREIRA, O.; BAKKE, I.; BAKKE, O. Revegetation of degraded Caatinga sites. *Journal of Tropical Forest Science*, v. 24, n. 3, p. 332–343, 2012.

FOUQUET, R.; PEARSON, P. J. G. Past and prospective energy transitions: Insights from history. *Special Section: Past and Prospective Energy Transitions - Insights from History*, v. 50, p. 1–7, 2012.

FRAIDENRAICH, N.; MACEDO, N. G.; TIBA, C. Plano Nacional de Desenvolvimento das Tecnologias Solar Térmica de Médias e Altas Temperaturas, 2009.

FUCHS, A.-L. Integration of CSP and utility-scale PV in Northeast Brazil - Resource Assessment and Electricity System Modelling, 2014. Dissertação de Mestrado, Stuttgart: University of Stuttgart.

GAZZO, A.; GOUSSELAND, P.; VERDIER, J.; et al. Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects. Ernst & Young\ Fraunhofer, 2011.

GEA. Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, 2012.

GEREFFI, G.; DUBAY, K.; LOWE, M. Manufacturing Climate Solutions. Carbon-Reducing Technologies and U.S. Jobs. Chapter 4 - Concentrated Solar Power. Center on Globalization, Governance & Competitiveness, Duke University, 2008.

GIL, A.; MEDRANO, M.; MARTORELL, I.; et al. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1—Concepts, materials and modellization. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, n. 1, p. 31–55, 2010.

GONZALEZ-LONGATT, F.; CHIKUNI, E.; STEMMET, W.; FOLLY, K. Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance. 2012 IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa (PowerAfrica), 2012.

GOOGLE EARTH. Mapa do Brasil, 2013.

GREENPEACE BRASIL. Revolução Energética - A caminho do desenvolvimento limpo. Greenpeace International, 2013.

GREEN/USP. Projeto SMILE. , 2015. Disponível em: <<http://www.usp.br/green/smile.html>>. Acesso em: 19/5/2016.

GSE. Italian Ministerial Decree of 11/04/2008, 2008. Disponível em: <<http://www.gse.it/Eng/Activities/thermodynamic/Pagine/Criteriaandprocedures.aspx>>. Acesso em: 4/11/2011.

GUILHOTO, J.; AZZONI, C. R.; ICHIHARA, S. M.; KADOTA, D. K.; HADDAD, E. A. Matriz de Insumo-Produto do Nordeste e Estados: Metodologia e Resultados (Input-Output Matrix of the Brazilian Northeast Region: Methodology and Results). SSRN Scholarly Paper, Rochester, NY: Social Science Research Network, 2010.

GUIMARÃES, A. P.; GUSMÃO, M. V.; PIRES, P. C.; CHEROTO, S. Caracterização de localidades do semi-árido para implantação de um sistema piloto heliotérmico de geração elétrica. , 2010. Apresentação de Congresso, Belém. Disponível em:

<<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=7>>. Acesso em: 5/12/2011.

HASHIMURA, L. Aproveitamento do potencial de geração de energia elétrica por fontes renováveis alternativas no Brasil: instrumentos de política e indicadores de progresso, 2012. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/luis_hashimura.pdf>. Acesso em: 27/1/2015.

HEINRICHS, H.; JOCHEM, P.; FICHTNER, W. Including road transport in the EU ETS (European Emissions Trading System): A model-based analysis of the German electricity and transport sector. *Energy*, v. 69, p. 708–720, 2014.

HENNECK, K.; SCHWARZBOZL, P.; ALEXOPOULOS, S.; et al. The first test and demonstration plant for open volumetric receiver technology in Germany, 2008.

HERMAN, K. S. Attracting foreign direct investment the Chilean government's role promoting renewable energy, v. 10.1109/6749722, 2013. Madrid: IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/abstractCitations.jsp?tp=&arnumber=6749722&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D6749722>.

HERNANDEZ, R.; HOFFACKER, M.; MURPHY, M.; WU, G.; ALLEN, M. Solar energy development impacts on land cover change and protected areas. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States*, v. 112, n. 44, p. 13579–13584, 2015.

HIDALGO GONZÁLEZ, I.; RUIZ CASTELLO, P.; SGOBBI, A.; et al. Addressing flexibility in energy system models. Luxembourg: European Comission - Joint Research Centre (JRC), 2015.

HIRTH, L. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics*, v. 38, p. 218–236, 2013.

HIRTH, L. The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment. *The Energy Journal*, v. 36, n. 1, p. 127–162, 2015. Acesso em: 18/6/2015.

HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, v. 74, p. 925–939, 2015.

HO, C. K. Review of avian mortality studies at concentrating solar power plants. *AIP Conference Proceedings* 1734, p.70017, 2016. AIP Publishing. Disponível em: <<http://scitation.aip.org/content/aip/proceeding/aipcp/10.1063/1.4949164>>. Acesso em: 29/7/2016.

HOFFMANN, B. S.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. An evaluation of the techno-economic potential of co-firing coal with woody biomass in thermal power plants in the south of Brazil. *Biomass and Bioenergy*, v. 45, p. 295–302, 2012.

HOLTTINEN, H. Estimating the impacts of wind power on power systems—summary of IEA Wind collaboration. *Environmental Research Letters*, v. 3, n. 2, p. 25001, 2008.

HOLTTINEN, H.; ORTHS, A.; HULLE, F.; et al. IEA Wind RP 16. Expert group report on recommended practices - 16. Wind integration studies - 1. Edition 2013. Expert group report, Finland: Technical Research Centre of Finland VTT, 2013.

HOLTTINEN, H.; ROBITAILLE, A.; TANDE, J.; et al. Summary of experiences and studies for Wind Integration – IEA Wind Task 25. *Proceedings of WIW2013 workshop*, IEA Wind Task 25, p. 10, 2013.

IAEA. Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development. Vienna: IAEA, 2006.

IBGE. *Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 2000-2060*. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2010a.

IBGE. Cadastro de Municípios localizados na Região Semiárida do Brasil. Rio de Janeiro: IBGE, 2010b.

IBGE. Séries históricas e estatísticas - Deflator do Produto Interno Bruto - Período 1948 - 2012. , 2015. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <<http://seriesestatisticas.ibge.gov.br/series.aspx?t=pib&vcodigo=scn54>>. Acesso em: 18/3/2015.

IBGE. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNADC) Contínua - Trimestral. Rio de Janeiro: IBGE, 2016.

IEA. Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050. Paris: International Energy Agency, 2008.

IEA. Technology Roadmap: Concentrating Solar Power. Paper, Paris: International Energy Agency, 2010.

IEA. Energy Technology Perspectives 2012 - Pathways to a Clean Energy System. Paris International Energy Agency, 2012.

IEA. Technology Roadmap - Solar Thermal Electricity. Paris: International Energy Agency, 2014a.

IEA. Energy Technology Perspectives 2014- Harnessing Electricity's Potential. Paris: International Energy Agency, 2014b.

IEA. World Energy Outlook 2014. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development. Paris: International Energy Agency, 2014c.

IEA. Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy. Paris: International Energy Agency, 2014d.

IEA. World Energy Investment Outlook. Paris: International Energy Agency, 2014e.

IEA. The Power of Transformation. Paris: International Energy Agency, 2014f.

IEA. Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development, 2015.

IEA. Energy Technology Perspectives 2016. Paris: International Energy Agency, 2016.

IEA/IRENA. IEA/IRENA Joint Policies and Measures database. Disponível em: <<http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>>. Acesso em: 24/4/2015.

INEE. Contribuição do Instituto Nacional de Eficiência Energética INEE à Audiência Pública No 010/2006 para alterar a Resolução Normativa no 265/03 da ANEEL sobre os serviços ancilares, 2006.

IPCC. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2011.

IRENA. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Volume 1: Power Sector - Concentrating Solar Power. IRENA, 2012a.

IRENA. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Volume 1: Power Sector - Issue 1/5 - Biomass. Bonn, 2012b.

JACOBSON, M. Z.; DELUCCHI, M. A.; INGRAFFEA, A. R.; et al. A roadmap for repowering California for all purposes with wind, water, and sunlight. *Energy*, v. 73, p. 875–889, 2014.

JACOBSON, M. Z.; HOWARTH, R. W.; DELUCCHI, M. A.; et al. Examining the feasibility of converting New York State's all-purpose energy infrastructure to one using wind, water, and sunlight. *Energy Policy*, v. 57, p. 585–601, 2013.

JEFATURA DEL ESTADO DE ESPAÑA. Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, 2013.

KAJIKAWA, Y.; YOSHIKAWA, J.; TAKEDA, Y.; MATSUSHIMA, K. Tracking emerging technologies in energy research: Toward a roadmap for sustainable energy. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 75, n. 6, p. 771–782, 2008.

KALOGIROU, S. Solar Energy Engineering: Processes and Systems. 1 ed. California: Academic Press - Elsevier, 2009.

KIVILUOMA, J.; RINNE, E.; HELISTÖ, N.; AZEVEDO, M. Modelling framework for power systems. Finland: VTT Technical Research Centre of Finland, 2014.

LAMONT, A. D. Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies. *Energy Economics*, v. 30, n. 3, p. 1208–1231, 2008.

LANG, C. Successful use of synthetic heat transfer fluids in CSP plants -Proven experience from existing plants and projects, Apresentação, Abu Dhabi, 2009.

LARRAÍN, T.; ESCOBAR, R. Net energy analysis for concentrated solar power plants in northern Chile. *Renewable Energy*, v. 41, p. 123–133, 2012.

LARRAÍN, T.; ESCOBAR, R.; VERGARA, J. Performance model to assist solar thermal power plant siting in northern Chile based on backup fuel consumption. *Renewable Energy*, v. 35, n. 8, p. 1632–1643, 2010.

LILLIESTAM, J.; BIELICKI, J. M.; PATT, A. G. Comparing carbon capture and storage (CCS) with concentrating solar power (CSP): Potentials, costs, risks, and barriers. *Energy Policy*, v. 47, p. 447–455, 2012.

LIMA, C.; OLIVEIRA, L.; GIONCO, V.; et al. Estimativa de biomassa lenhosa da caatinga com uso de equações alométricas e índice de vegetação. *Scientia Forestalis*, v. 42, n. 102, p. 289–298, 2014.

LIRA-BARRAGÁN, L. F.; PONCE-ORTEGA, J. M.; SERNA-GONZÁLEZ, M.; EL-HALWAGI, M. M. Optimal design of process energy systems integrating sustainable considerations. *Energy*, 2014.

LIU, C.; SUN, K.; RATHER, Z. H.; et al. A Systematic Approach for Dynamic Security Assessment and the Corresponding Preventive Control Scheme Based on Decision Trees. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 2, p. 717–730, 2014.

LODI, C. Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada, 2011. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro:. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/cristiane_lodi.pdf>. Acesso em: 15/9/2011.

LOVEGROVE, K.; WYDER, J.; AGRAWAL, A.; et al. Concentrating Solar Power in India. Report commissioned by the Australian Government and prepared by IT Power, Australia: Department of Climate and Energy Efficiency, 2011.

LUCENA, A. F. P.; CLARKE, L.; SCHAEFFER, R.; et al. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. *Energy Economics*, v. 56, p 564 – 574, 2016.

LUCENA, A. F. P.; Proposta Metodológica para Avaliação da Vulnerabilidade às Mudanças Climáticas Globais no Setor Hidroelétrico, 2010. Tese de Doutorado de Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/andre_frossard.pdf>. Acesso em: 28/9/2011.

LUCENA, A. F. P.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system. *Global Environmental Change*, v. 20, n. 2, p. 342–350, 2010.

LUCENA, A. F. P.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R.; et al. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. *Energy Policy*, v. 37, n. 3, p. 879–889, 2009.

MA, J.; SILVA, V.; BELHOMME, R.; KIRSCHEN, D. S.; OCHOA, L. F. Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, n. 1, p. 200–209, 2013.

MACCORMACK, J.; HOLLIS, A.; ZAREIPOUR, H.; ROSEHART, W. The large-scale integration of wind generation: Impacts on price, reliability and dispatchable

conventional suppliers. *Energy Policy*, Large-scale wind power in electricity markets with Regular Papers., v. 38, n. 7, p. 3837–3846, 2010.

MALAGUETA, D. Avaliação de Alternativas para Aproveitamento de Geração Elétrica Termossolar (CSP) a partir de Plantas Cilindro-parabólicos no Brasil, 2013. Tese de Doutorado de Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MALAGUETA, D.; SORIA, R.; SZKLO, A.; DUTRA, R.; SCHAEFFER, R. Análise do uso do Gás Natural na Híbridação de Plantas Termosolares (CSP) na Bacia do São Francisco (BA), 2012. IBP - Rio Oil and Gas Conference 2012. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/106373360/IBP1404-12>>. Acesso em: 23/3/2014.

MALAGUETA, D.; SZKLO, A.; SOARES, B., SORIA, R.; et al. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Policy*, v. 59, p. 198–212, 2013.

MALAGUETA, D.; SZKLO, A.; SORIA, R.; et al. Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. *Renewable Energy*, v. 68, n. August 2014, p. 223–235, 2014.

MARGULIS, S.; DUBEUX, C. Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades. São Paulo: SBD/FEA/USP, 2010.

MARTINSSON, F.; RIEKKOLA, A.; LINDBLOM, J.; WRAKE, M. Modelling the Swedish residential and service sectors in TIMES: a feasibility study. Stockholm: IVL Swedish Environmental Research Institute Ltd., 2014.

MATA, É.; KALAGASIDIS, A. S.; JOHNSON, F. A modelling strategy for energy, carbon, and cost assessments of building stocks. *Energy and Buildings*, v. 56, p. 100–108, 2013.

MCCRONE, A.; SONNTAG-O'BRIEN, V.; G. ANDREAS, J.; GRUENING, C. Global Trends in Renewable Energy Investment 2011: Analysis of Trends and Issues in the

Financing of Renewable Energy. United Nations Environment Programme and Bloomberg New Energy Finance, 2011.

MCKENNA, R.; MERKEL, E.; FEHRENBACH, D.; MEHNE, S.; FICHTNER, W. Energy efficiency in the German residential sector: A bottom-up building-stock-model-based analysis in the context of energy-political targets. *Building and Environment*, v. 62, p. 77–88, 2013.

MEHOS, M.; TURCHI, C.; JORGENSEN, J.; et al. On the path to sunshot - Advancing Concentrating Solar Power Technology, Performance, and Dispatchability. Golden, Colorado: NREL, 2016.

MEM-ALGERIENNE. Décret Exécutif N° 094-92. 2004.

MENDES, C.; SOARES, I. Renewable energies impacting the optimal generation mix: The case of the Iberian Electricity Market. *Energy*, v. 69, p. 23–33, 2014.

MERSCHMANN, P. Análise do Potencial Técnico e de Mercado de Uso Industrial de CO₂ de destilarias de etanol do centro-sul do Brasil, 2014. Tese de Doutorado de Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppp/production/tesis/merschmannndout.pdf>>. Acesso em: 1/8/2016.

METEONORM. Meteonorm - Weather stations world-wide database. Meteotest, 2014.

MILANI, R. Hibridização de energia heliotérmica com gaseificação de biomassa para geração de energia elétrica, 2016. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppp/production/tesis/rmilani.pdf>>. Acesso em: 22/6/2016.

MILLER, A.; LUMBY, B. Utility Scale Solar Power Plant: A Guide For Developers and Investors, 2012.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO DE ESPAÑA. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. 2007.

MME. Leilões de Energia Elétrica - Ambientes de Contratação, 2013. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html>.

MONTES, M. J.; ABÁNADES, A.; MARTÍNEZ-VAL, J. M. Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 679–689, 2009.

MONTES, M. J.; ROVIRA, A.; MUÑOZ, M.; MARTÍNEZ-VAL, J. M. Performance analysis of an Integrated Solar Combined Cycle using Direct Steam Generation in parabolic trough collectors. *Applied Energy*, v. 88, n. 9, p. 3228–3238, 2011.

MOSER, M. Combined electricity and water production based on solar energy, 2015. Tese de Doutorado, Stuttgart: Universität Stuttgart. Disponível em: <http://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/2382/1/Moser_M._2014_Diss_Combined_Electricity_And_Water_Production_Based_On_Solar_Energy.pdf>. Acesso em: 27/6/2016.

NAANOVO. Comunicação pessoal com executivos da companhia Naanovo Energy mantida em Julho 2014, 2014.

NARBEL, P. A. Rethinking how to support intermittent renewables. *Energy*, v. 77, p. 414–421, 2014.

NEA/IEA. Projected Costs of Generating Electricity. Paris, 2010.

NOGUEIRA, L. Estado Atual e Perspectivas Futuras para a Indústria Eólica no Brasil, 2011. Tese de Mestrado de Planejamento Energético, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/larissa_nogueira.pdf>. Acesso em: 8/11/2011.

NOGUEIRA, L.; LUCENA, A.; RATHMANN, R.; et al. Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 24, p. 115–123, 2014.

NOGUEIRA, L. ; ROCHEDO, P. ; PORTUGAL-PEREIRA, J.; et al. Critical technologies for sustainable energy development in Brazil: technological foresight based on scenario modelling. *Journal of Cleaner Production, Special Volume: SDEWES 2014 - Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems.*, v. 130, p. 12–24, 2016.

NREL. Potential for Renewable Energy in the San Diego Region. San Diego, California: National Renewable Energy Laboratory NREL, 2005.

NREL. Parabolic Trough Thermal Energy Storage Technology. Online, NREL, 2010a.

NREL. Templates para análises de custos da versão SAM 2011, 2010b. NREL. Disponível em: <www.nrel.gov/analysis/sam/templates.html>. Acesso em: 22/3/2014.

NREL. Help do SAM 2011.6.30, 2011.

NREL. JEDI Models - Jobs and Economic Development Impact Models, 2013. NREL.

NREL. Help do SAM 2014.1.14, 2014a.

NREL. Concentrating Solar Power Projects. Online, NREL, 2014b.

NREL. Concentrating Solar Power Projects. NREL, 2016. Disponível em: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>

OLADE. Manual de Planificación Energética. 1era edição. Quito, Equador: OLADE, 2014.

OLIVEIRA, C. Mapeamento de competências no tema “Energia Heliotérmica no Brasil”. São Paulo: Cooperação Técnica Alemã (GIZ), 2012.

OLIVEIRA, E. DE. Características Anatômicas, Químicas e Térmicas da Madeira de Três Espécies de Maior Ocorrência no Semi-Árido Nordestino, 2003. Tese de Doutorado em Ciência Florestal, Viçosa: Universidade Federal de Viçosa. Disponível em:

<http://www.bibliotecaflorestal.ufv.br/bitstream/handle/123456789/352/117600_c.pdf?sequence=2>. Acesso em: 22/9/2014.

OLIVEIRA, E. DE; VITAL, B.; PIMENTA, A. S.; et al. Estrutura Anatômica da Madeira e Qualidade do Carvão de Mimosa tenuiflora (Willd.) Poir. Revista Árvore, v. 30, n. 2, p. 311–318, 2006.

OLSSON, M.-O.; SJÖSTEDT, G. Systems Approaches and Their Application: Examples from Sweden. Springer, 2004.

ONS. Plano da Operação Energética 2013/2017 PEN 2013 -Volume II - Relatório Complementar. Rio de Janeiro, 2013a.

ONS. Plano da Operação Energética 2013/2017 PEN 2013 - Revisão 1 - Sumário Executivo. Rio de Janeiro, 2013b.

ONS. Plano da Operação Energética 2013/2017 PEN 2013 -Volume I - Condições de atendimento. Rio de Janeiro, 2013c.

ONS. Curva de carga horária do sistema elétrico Brasileiro, por sub-região, correspondente às usinas simuladas e despachadas individualmente pela ONS no ano 2013, 2014a.

ONS. Relatório da modalidade de operação de usinas - Arquivo excel “Modalidade para o Site - Usinas Individualizadas - 01/10/2014”, 2014b.

ONS. Intercâmbio entre regiões - Dados disponíveis on-line no site oficial da ONS. 2014c.

ONS. Histórico de vazões - Série de vazões naturais médias diárias 1931 - 2012, 2014d.

PACIO, J.; SINGER, C.; WETZEL, T.; UHLIG, R. Thermodynamic evaluation of liquid metals as heat transfer fluids in concentrated solar power plants. *Applied Thermal Engineering*, v. 60, n. 1–2, p. 295–302, 2013.

PALMINTIER, B. Flexibility in generation planning: Identifying key operating constraints. *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2014.

PALMINTIER, B.; WEBSTER, M. Impact of unit commitment constraints on generation expansion planning with renewables. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.

PARRADO, C.; MARZO, A.; FUENTEALBA, E.; FERNÁNDEZ, A. G. 2050 LCOE improvement using new molten salts for thermal energy storage in CSP plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 57, p. 505–514, 2016.

PEREIRA, E.; CHARBEL, A.; AROREIR, I.; MESQUITA, L. Mapeamento básico das condições gerais para tecnologias heliotérmicas no Brasil, 2014. D3M Consultoria Técnica e Empresarial Ltda. Disponível em: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014_pereira_mapeamento_basico_das_precondicoes.pdf>. Acesso em: 17/5/2015.

PEREIRA, O. Reintrodução de espécies nativas em áreas degradadas na caatinga e sua relação com os atributos do solo, 2011. Patos, Paraíba, Brasil: Universidade Federal de Campina Grande - Programa de Pós-Graduação em Ciências Florestais.

PÉREZ, Á.; OLMO, P. Solar Parabolic Trough – Biomass Hybrid Plants: Features and Drawbacks, 2011. Granada - Spain: SOLAPACES. Disponível em: <<http://pt.slideshare.net/pcastdel/solar-paces2011-full-paper-magtel>>. Acesso em: 27/1/2014.

PETERSEIM, J. H.; HELLWIG, U.; TADROS, A.; WHITE, S. Hybridisation optimization of concentrating solar thermal and biomass power generation facilities. *Solar Energy*, v. 99, p. 203–214, 2014.

PETERSEIM, J. H.; HERR, A.; MILLER, S.; WHITE, S.; O'CONNELL, D. A. Concentrating solar power/alternative fuel hybrid plants: Annual electricity potential and ideal areas in Australia. *Energy*, v. 68, p. 698–711, 2014.

PETERSEIM, J. H.; WHITE, S.; HELLWIG, U.; TADROS, A. Concentrating Solar Power/ Energy from waste hybrid plants - creating synergies. *Proceedings SolarPaces*, SolarPaces, n. 2012, 2012. Disponível em: <<http://cms.solarpaces2012.org/proceedings/paper/9045ba83984>>. Acesso em: 29/1/2015.

PETERSEIM, J. H.; WHITE, S.; TADROS, A.; HELLWIG, U. Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation? *Renewable Energy*, v. 57, p. 520–532, 2013.

PETTI, A. C. G. Modelagem de uma Planta de Geração Heliotérmica de Eletricidade, Localizada no Semi-Árido Nordeste Brasileiro, 2004. Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Mecânica, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PHILIBERT, C. Independent Review of Morocco: Noor 2&3 Concentrated Solar Power Project. , 2014. World Bank Group. Disponível em: <<https://www.climateinvestmentfunds.org/cif/sites/climateinvestmentfunds.org/files/CTF%20independent%20review.pdf>>. Acesso em: 3/12/2014.

PIEMONTE, V.; FALCO, M. D.; TARQUINI, P.; GIACONIA, A. Life Cycle Assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant. *Solar Energy*, v. 85, n. 5, p. 1101–1108, 2011.

PIHL, E.; KUSHNIR, D.; SANDÉN, B.; JOHNSON, F. Material constraints for concentrating solar thermal power. *Integration and Energy System Engineering*, European Symposium on Computer-Aided Process Engineering 2011, v. 44, n. 1, p. 944–954, 2012.

PINA, A.; SILVA, C.; FERRÃO, P. Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios. *Energy Policy*, v. 39, n. 9, p. 4692–4702, 2011.

PIRELLI. Nota de prensa: Pirelli e Ministério italiano do Meio Ambiente apresentam projeto para produção de calor na indústria usando CSP, 2013. Disponível em: <<http://www.pirelli.com/tyre/br/pt/news/2013/10/31/pirelli-e-ministerio-italiano-do-meio-ambiente-apresentam-primeiro-equipamento-solar-do-mundo/>>. Acesso em: 22/3/2014.

PLATZER, W. J.; DINTER, F. A learning curve for solar thermal power. v. 1734, p.160013, 2016. Cape Town: AIP Publishing. Disponível em: <<http://scitation.aip.org/content/aip/proceeding/aipcp/10.1063/1.4949254>>. Acesso em: 21/6/2016.

PNE. Avaliação dos plantios de Jurema-preta da empresa Carbomil Química em Limoneiro do Norte - Ceará. Recife: Associação Plantas do Nordeste, 2008.

PONCELET, K.; DELARUE, E.; DUERINCK, J.; D'HAESELEER, W. The Importance of Integrating the Variability of Renewables in Long-term Energy Planning Models. Working Paper, Leuven: University of Leuven (KU Leuven), 2014.

PORTUGAL-PEREIRA, J.; KÖBERLE, A. C.; SORIA, R.; et al. Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story. Energy, 2016. In press. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216303061>>.

PREFEITURA MUNICIPAL DE COREMAS. Em prensa: Contrato para instalação de usina termo solar é assinado, 11. nov. 2011. Disponível em: <<http://coremas.pb.gov.br/noticias/noticia.php?id=54>>. Acesso em: 1/12/2011.

PSA. Plataforma Solar de Almería - Annual Report 2015. Almería - Espanha: PSA - CIEMAT, 2015.

PY, X.; AZOUMAH, Y.; OLIVES, R. Concentrated solar power: Current technologies, major innovative issues and applicability to West African countries. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 18, p. 306–315, 2013.

QUASCHNING, V. Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation. 7o ed. S.l.: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2011.

QUIRIOS. Quirios produtos químicos. São Paulo: Quirios, 2015. Disponível em: <http://www.quirios.com.br/Produtos>

RATHER, Z. H.; CHEN, Z.; THOGERSEN, P.; LUND, P. Dynamic Reactive Power Compensation of Large-Scale Wind Integrated Power System. IEEE Transactions on Power Systems, v. PP, n. 99, p. 1–11, 2014.

RATHER, Z. H.; LIU, C.; CHEN, Z.; BAK, C. L.; THOGERSEN, P. Dynamic security assessment of Danish power system based on decision trees: Today and tomorrow. PowerTech, 2013 IEEE Grenoble, 2013.

REICHELSTEIN, S.; SAHOO, A. Time of day pricing and the levelized cost of intermittent power generation. Energy Economics, v. 48, n. 0, p. 97–108, 2015.

REMANN, F. Cadeia de valor da tecnologia heliotérmica - Perspectivas para a indústria brasileira, 2015. Recife: UFPE/GIZ.

REN21. Renewables 2016 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat, 2016.

RESIMAPI. RESIMAPI - Produtos químicos. São Paulo, 2015. Disponível em: http://www.resimapi.com.br/fabricacao_propria.html

REVE. Environmental Impacts of Concentrating Solar Power: Water, Land, Materials, Emissions, Flora and Fauna. Espanha: Revista de Energia Eólica e Veículos Elétricos, 2012.

RIBEIRO, T. Regeneração de espécies arbóreas e fauna do solo em diferentes ambientes do semiárido da Paraíba, 2013. Dissertação de Mestrado, Patos, Paraíba, Brasil: Universidade Federal de Campina Grande.

RICHTER, C.; TESKE, S.; SHORT, R. Global Concentrating Solar Power Outlook 09: Why Renewable Energy is Hot. Amsterdam: Greenpeace International, 2009.

RIO ALTO ENERGÍA. Site oficial da Rio Alto Energia. Informação sobre projeto de usina CSP em Coremas, 2013. Disponível em: <<http://rioaltoenergia.com.br/pt/parceiros.html>>. Acesso em: 22/3/2014.

ROCHEDO, P.; SZKLO, A. Economic analysis under uncertainty of coal fired capture-ready power plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 12, p. 44–55, 2013.

ROMERO, M. Energía Solar Termoeléctrica, 2002. CIEMAT. Disponível em: <http://www.uib.es/facultat/ciencies/prof/victor.martinez/recerca/jornadesl/ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf>. Acesso em: 1/12/2011.

ROSEN, J.; TIETZE-STÖCKINGER, I.; RENTZ, O. Model-based analysis of effects from large-scale wind power production. *Energy, ECOS 05. 18th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy Systems ECOS 05.*, v. 32, n. 4, p. 575–583, 2007.

SAMPAIO, E.; GASSON, P.; BARACAT, A.; et al. Tree biomass estimation in regenerating areas of tropical dry vegetation in northeast Brazil. *Forest Ecology and Management*, v. 259, n. 6, p. 1135–1140, 2010.

SANTOS-ALAMILLOS, F. J.; POZO-VÁZQUEZ, D.; RUIZ-ARIAS, J. A.; VON BREMEN, L.; TOVAR-PESCADOR, J. Combining wind farms with concentrating solar plants to provide stable renewable power. *Renewable Energy*, v. 76, p. 539–550, 2015.

SARGEN & LUNDY LLC CONSULTING GROUP. Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts. Chicago, Illinois: National Renewable Energy Laboratory NREL, 2003.

SBC. Leading the Energy Transition - Factbook - Concentrating Solar Power. SBC Energy Institute - Schlumberger, 2013.

SCARAMUCCI, J. A.; PERIN, C.; PULINO, P.; et al. Energy from sugarcane bagasse under electricity rationing in Brazil: a computable general equilibrium model. *Energy Policy*, v. 34, n. 9, p. 986–992, 2006.

SCHAEFFER, R.; LUCENA, A. F.; SZKLO, A. S.; SORIA, R., et al.. Energia e a Economia Verde: Cenários Futuros e Políticas Públicas. Coleção de Estudos sobre diretrizes para uma economia verde no Brasil. Revista da Fundação Brasileira de Desenvolvimento Sustentável, 2012. Disponível em: <<http://fbds.org.br/fbds/IMG/pdf/doc-545.pdf>>. Acesso em: 24/5/2013.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; FROSSARD PEREIRA DE LUCENA, A.; SORIA, R.; CHAVEZ-RODRIGUEZ, M. The Vulnerable Amazon: The Impact of Climate Change on the Untapped Potential of Hydropower Systems. IEEE Power and Energy Magazine, v. 11, n. 3, p. 22–31, 2013.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCENA, A.; SORIA, R., et al. Projeto de pesquisa FINEP : Tecnologias com potencial de inovação no Brasil. , 2014. COPPE/PPE.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCENA, A., SORIA, R., et al. Capítulo VI. Utilización de modelos de planificación energética. Manual de Planificación Energética. 2015, 1ra ed, p.430, 2015. Quito, Equador: OLADE.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; NOGUEIRA, L.; SANTOS, A. Matriz Energética do Estado de Minas Gerais 2030. Relatório Técnico – Programa de Planejamento Energético/COPPE/UFRJ e UNIFEI. , 2007. Disponível em: <<http://www.conselhos.mg.gov.br/coner/page/publicacoes/matriz-energtica-de-mg>>. Acesso em: 1/6/2013.

SCHLIPF, D.; STENGLEIN, M.; SCHNEIDER, G. CSP in Brazil – Perspectives for Industrial Development. Brasília: GIZ/ENELCOM, 2014.

SCHOLZ, Y. Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe, 2012. Tese de Doutorado, Stuttgart: Universität Stuttgart. Disponível em: <http://elib.dlr.de/77976/1/REMix_Thesis_YS.pdf>. .

SEBRAE. Base de dados: Máquinas e Equipamentos Mecânicos da SEBRAE, 2015. Disponível em: <<http://www.datamaq.org.br/sebrae/>>. Acesso em: 17/5/2015.

SERVERT, J. F.; LÓPEZ, D.; CERRAJERO, E.; et al. Solar hybrid power plants: Solar energy contribution in reaching full dispatchability and firmness. AIP Conference Proceedings 1734, p.80005, 2016. AIP Publishing. Disponível em: <<http://scitation.aip.org/content/aip/proceeding/aipcp/10.1063/1.4949185>>. Acesso em: 23/6/2016.

SILVA, L. DA. Variação na estrutura da madeira de quatro espécies da caatinga nordestina e seu potencial para o desenvolvimento sustentável, 2006. Tese de Doutorado em Botânica, Feira de Santana: Universidade Estadual de Feira de Santana. Disponível em: <http://www.bibliotecaflorestal.ufv.br/bitstream/handle/123456789/352/117600_c.pdf?sequence=2>. Acesso em: 22/9/2014.

SILVA, V. Value of flexibility in systems with large wind penetration, 19. out. 2010. Tese de Doutorado, Imperial College London. Disponível em: <<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00724358/document>>. Acesso em: 22/6/2015.

SILVA, V.; PRIME, G.; HINCHLIFFE, T.; et al. Challenges of the representation of near term electricity system flexibility in energy system models, 2014. SETIS - European Commission. Disponível em: <<https://setis.ec.europa.eu/system/files/Abstract%20-%2004%20Silva%20%28EDF%29.pdf>>. Acesso em: 13/6/2015.

SKUMANICH, A. CSP: Developments in heat transfer and storage materials. Renewable Energy Focus, v. 11, n. 5, p. 40–43, 2010.

SLATTERY, M. C.; LANTZ, E.; JOHNSON, B. L. State and local economic impacts from wind energy projects: Texas case study. Energy Policy, v. 39, n. 12, p. 7930–7940, 2011.

SOARES, B. Modelagem integrada da introdução de veículos leves conectáveis à rede elétrica no sistema energético Brasileiro., 2012. Tese de Doutorado de Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/bruno_borba.pdf>. Acesso em: 9/6/2015.

SOARES, B.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil. *Energy*, v. 37, n. 1, p. 469–481, 2012.

SODER, L.; HOFMANN, L.; ORTHS, A.; et al. Experience From Wind Integration in Some High Penetration Areas. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 22, n. 1, p. 4–12, 2007.

SOLINOVA. Solinova- web institucional. , 2015. SOLINOVA. Disponível em: <<http://solinova.com.br>>. Acesso em: 19/5/2016.

SORIA, R. Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização, 2011. Dissertação de Mestrado, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/soria.pdf>>. Acesso em: 3/9/2012.

SORIA, R.; LUCENA, A.; TOMASCHEK, J.; et al. The role of CSP in Brazil: A multi-model analysis. *AIP Conference Proceedings*, v. 1734, n. 1, p. 110004, 2016.

SORIA, R.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO, A.; MILANI, R.; SCHAEFFER, R. Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. *Energy Policy*, v. 86, p. 57–72, 2015a.

SORIA, R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. Configurações para Operação de Plantas Heliotérmicas CSP com Armazenamento de Calor e Hibridização no Brasil. *Anais V Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS*, 2014. Disponível em: <<http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/especialistas/custo-energia-eletrica-hlt/modelo-de-operacao-para-plantas-hlt>>. Acesso em: 22/6/2016.

SORIA, R.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R.; et al. CSP Tools: Capítulo 3.2: Comparison and application of planning tools for grid integration of CSP in Brazil, In: The NoPa Case, Brasília, GIZ. ISBN: 978-85-88468-19-1, 2015b.

SQM. Sales Termo-Solares. Santiago-Chile: SQM, 2016. Disponível em: <http://www.sqm.com/es-es/productos/quimicosindustriales/salestermo-solares.aspx>

SRHE. Notícia do site do Governo do Estado de Pernambuco: Pernambuco promove primeiro leilão de energia solar do País, 2013. Secretaria de Recursos Hídricos e Energéticos do Governo do Estado de Pernambuco. Disponível em: <http://www.srhe.pe.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=519:pernambuco-promove-primeiro-leilao-de-energia-solar-do-pais&catid=40:newsflash&Itemid=72>. Acesso em: 27/7/2014.

SRINIVAS, T.; REDDY, B. V. Hybrid solar–biomass power plant without energy storage. *Case Studies in Thermal Engineering*, v. 2, p. 75–81, 2014.

STANOJEVIC, V.; SILVA, V.; PUDJANTO, D.; et al. Application of storage and Demand Side Management to optimise existing network capacity. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009, 2009.

STERRER, R.; SCHIDLER, S.; SCHWANDT, O.; et al. Proceedings of the SolarPACES 2013 International Conference Theoretical Analysis of the Combination of CSP with a Biomass CHP-plant Using ORC-technology in Central Europe. *Energy Procedia*, v. 49, p. 1218–1227, 2014.

SULLIVAN, P.; KREY, V.; RIAHI, K. Impacts of considering electric sector variability and reliability in the MESSAGE model. *Energy Strategy Reviews, Future Energy Systems and Market Integration of Wind Power.*, v. 1, n. 3, p. 157–163, 2013.

SWERA/NREL. Solar and Wind Energy Resource Assessment - SWERA. United States: NREL, 2007.

SWISHER JOEL; JANUZZI, G.; REDLINGER, R. Tools and Methods for Integrated Resource Planning -Improving Energy Efficiency and Protecting the Environment. Denmark: UNEP Riso Centre, 1997.

SZKLO, A.; MACHADO, G.; SCHAEFFER, R. Avaliação de cenário de Matriz Energética Nacional no Plano de Longo Prazo do Ministério de Minas e Energia: Impactos na indústria de óleo e gás. *Anais da Rio Oil & Gas Expo and Conference 2004. Rio Oil and Gas 2004.* v. 1, p.1–8, 2004.

TAVARES, S. Recuperação de áreas degradadas da Caatinga com as espécies nativas Jurema preta (*Mimosa tenuiflora*) com e sem acúleos e favela (*Cnidoscolus quercifolius*) com e sem espinhos., 2012. Dissertação de Mestrado, Patos, Paraíba, Brasil: Universidade Federal de Campina Grande -Disponível em: <http://www.bibliotecaflorestal.ufv.br/bitstream/handle/123456789/6639/dissertacao_Shirley%20Tavares%20Nunes.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 27/3/2016.

THE WORLD BANK. Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Final Report, Washington, D.C.: The World Bank, 1999.

THRÄN, D.; DOTZAUER, M.; LENZ, V.; LIEBETRAU, J.; ORTWEIN, A. Flexible bioenergy supply for balancing fluctuating renewables in the heat and power sector—a review of technologies and concepts. *Energy, Sustainability and Society*, v. 5, n. 1, p. 35, 2015.

TIZNOBAIK, H.; SHIN, D. Enhanced specific heat capacity of high-temperature molten salt-based nanofluids. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, v. 57, n. 2, p. 542–548, 2013. Acesso em: 13/1/2014.

TRIEB, F.; FICHTER, T.; MOSER, M. Concentrating solar power in a sustainable future electricity mix. *Sustainability Science*, v. 9, n. 1, p. 47–60, 2014.

TSOUTSOS, T.; FRANTZESKAKI, N.; GEKAS, V. Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*, v. 33, n. 3, p. 289–296, 2005.

TURCHI, C. Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM). Technical Report, Colorado: NREL, 2010.

UECKERDT, F.; BRECHA, R.; LUDERER, G.; et al. Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves. *Energy*, v. 90, Part 2, p. 1799–1814, 2015.

UECKERDT, F.; HIRTH, L.; LUDERER, G.; EDENHOFER, O. System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, v. 63, p. 61–75, 2013.

UMMEL, K. Concentrating Solar Power in China and India: A spatial Analysis of Technical Potential and the Cost of Deployment, 2010a. Washington, D.C.: Center for Global Development. Disponível em: <http://www.cgdev.org/files/1424287_file_Ummel_ChinaIndiaCSP_FINAL.pdf>. Acesso em: 26/11/2011.

UMMEL, K. Supplemental Annex of "Concentrating Solar Power in China and India: a Spatial Analysis of Technical Potential and the Cost of Deployment, 2010b. Disponível em: <http://www.cgdev.org/doc/Ummel_ChinaIndiaCSP_Annex.pdf>. Acesso em: 26/11/2011.

UNEP. Geospatial Toolkit (GsT). UNEP, 2009.

UNFCCC.SECRETARIAT. Updated compilation of information on mitigation benefits of actions, initiatives and options to enhance mitigation ambition. Technical paper. Addendum. Technical paper - Addendum, Geneva: United Nations Office at Geneva, 2014.

VELLOSSO, A.; SAMPAIO, E.; PEREYR, F. Ecorregiões - Propostas para o bioma caatinga. Associação Plantas do Nordeste, 2002.

VIEBAHN, P.; KRONSHAGE, S.; TRIEB, F.; LECHON, Y. Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants. Paper, Germany: DLR/CIEMAT, 2008.

VIEBAHN, P.; LECHON, Y.; TRIEB, F. The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe--A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. Energy Policy, v. 39, n. 8, p. 4420–4430, 2011.

VIEIRA, L. Projeto básico de uma central heliotérmica de 1 MW em Petrolina -PE. , 2012a. São Paulo. Disponível em: <http://www.acquaviva.com.br/CD_CBENS/trabalhos/T210.pdf>. Acesso em: 22/3/2014.

VIEIRA, L. Investimento renovável - Eletrobras Cepel participa de implantação de planta piloto em Pernambuco. Um olhar para o futuro - Revista da Eletrobras, v. Ano 7, n. N° 22, p. 22, 2012b.

WALSTON JR., L. J.; ROLLINS, K. E.; LAGORY, K. E.; SMITH, K. P.; MEYERS, S. A. A preliminary assessment of avian mortality at utility-scale solar energy facilities in the United States. *Renewable Energy*, v. 92, p. 405–414, 2016.

WANG, C.; ZHANG, W.; CAI, W.; XIE, X. Employment impacts of CDM projects in China's power sector. *Energy Policy*, v. 59, p. 481–491, 2013.

WEISS, J.; TSUCHIDA, B. Integrating Renewable Energy into the Electricity Grid - Case studies showing how system operators are maintaining reliability. U.S.: The Brattle Group, 2015.

WELSCH, M.; DEANE, P.; HOWELLS, M.; et al. Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models – A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland. *Applied Energy*, v. 135, p. 600–615, 2014.

WU, Z.; HOU, A.; CHANG, C.; et al. Environmental impacts of large-scale CSP plants in northwestern China. *Environmental Science: Processes & Impacts*, v. 16, n. 10, p. 2432–2441, 2014.

ZHANG, H.; BAEYENS, J.; CÁCERES, G.; DEGRÈVE, J.; LV, Y. Thermal energy storage: Recent developments and practical aspects. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 53, p. 1–40, 2016.

ZHANG, H. L.; BAEYENS, J.; DEGRÈVE, J.; CACÈRES, G. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 22, p. 466–481, 2013.

ZHANG, M.; WANG, Z.; XU, C.; JIANG, H. Embodied energy and emergy analyses of a concentrating solar power (CSP) system. *Energy Policy*, v. 42, p. 232–238, 2012.

ZHANG, Y.; SMITH, S. J.; KYLE, G. P.; STACKHOUSE JR., P. W. Modeling the potential for thermal concentrating solar power technologies. *Energy Policy*, v. 38, n. 12, p. 7884–7897, 2010.

ZHAO, H.; WU, Q.; HU, S.; XU, H.; RASMUSSEN, C. N. Review of energy storage system for wind power integration support. *Applied Energy*, v. 137, p. 545–553, 2015.

ZHAO, P.; WANG, J.; DAI, Y. Capacity allocation of a hybrid energy storage system for power system peak shaving at high wind power penetration level. *Renewable Energy*, v. 75, p. 541–549, 2015.

Anexos

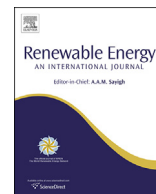
Anexo A1 - Publicações que fundamentam a Tese

Tabela A1: Publicações que fundamentam a Tese

No.	Título	Autores	Publicação	DOI / ISBN	Anexo
1	Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system.	MALAGUETA, D., SKLO, A., SORIA, R. , DUTRA, R., SCHAEFFER, R., SOARES, B.,	Renewable Energy , v. 68, p. 223–235, Agosto 2014.	10.1016/j.renene.2014.01.050	A2
2	Hybrid concentrated solar power (CSP)-biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil.	SORIA, R. , PEREIRA, J., SZKLO, A., MILANI, R., SCHAEFFER, R.	Energy Policy , v. 86, p. 57–72, Novembro 2015	10.1016/j.enpol.2015.06.028	A3
3	The Role of CSP in Brazil: Insights from a Multi-Model Analysis.	SORIA, R. , TOMASCHEK, J., FICHTER, T., HAASZ, T., SZKLO, A. LUCENA, A., ROCHEDO, P., SCHAEFFER, R., HOFFMANN, S., FAHL, U., KERN, J.	AIP Conference Proceedings 1734, 110004, Junho 2016	10.1063/1.4949201	A4
4	Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: the life cycle side of the story	PORTUGAL-PEREIRA, J., KÖBERLE, A., SORIA, R. , LUCENA, A., SZKLO, A., SCHAEFFER, R.	Energy , In press, 2016	10.1016/j.energy.2016.03.062	A5
5	CSP Tools: Comparisson and application of planning tools for grid integration of CSP in Brazil.	SORIA, R. , SZKLO, A., SCHAEFFER, R., LUCENA, A., TOMASCHEK, J., FICHTER, T., HAASZ, T., ROCHEDO, P., HOFFMANN, S., FAHL, U., KERN, J.	Capítulo 3.2 do livro: The Nopa Case.	ISBN: 978-85-88468-19-1	A6

Anexo A2 - Publicação: Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. Renewable Energy.

MALAGUETA, D., SKLO, A., SORIA, R., DUTRA, R., SCHAEFFER, R., SOARES, B., Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. **Renewable Energy**, v. 68, n. Agosto 2014, p. 223–235, 2014. DOI: 10.1016/j.renene.2014.01.050



Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system



Diego Malagueta^{a,*}, Alexandre Szklo^b, Rafael Soria^b, Ricardo Dutra^b, Roberto Schaeffer^b, Bruno Soares Moreira Cesar Borba^c

^a Mechanical Engineering, Graduation School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro - Campus Macaé. Av. Aloízio da Silva Gomes, 50, Granja dos Cavaleiros, 27930-560, Macaé, RJ, Brazil

^b Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Centro de Tecnologia, Bloco C, Sala 211, Cidade Universitária, Ilha do Fundão, 21941-972, Rio de Janeiro, RJ, Brazil

^c Department of Electrical Engineering, Universidade Federal Fluminense, Rua Passo da Pátria, 156, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro 24210-240, Brazil

ARTICLE INFO

Article history:

Received 18 June 2013

Accepted 28 January 2014

Available online

Keywords:

CSP

Brazilian electric power system

Solar energy

Optimization model

ABSTRACT

This study analyses the Concentrated Solar Power (CSP) potential in Brazil and evaluates the impact caused by a large-scale integration of this alternative into the Brazilian electricity system in the long term (horizon 2040). Four types of CSP plants with parabolic troughs (simple plants, plants with hybridization and plants with thermal energy storage) were simulated at two sites: Bom Jesus da Lapa and Campo Grande. Then, the main parameters obtained for each plant were expanded to other suitable Brazilian sites, as inputs in an optimization model for the expansion of the country's electric power grid. Findings indicate that the least-cost expansion of the Brazilian electricity system should be based on hydroelectric and thermoelectric plants fueled by natural gas and sugarcane bagasse. Hence, in the base scenario CSP plants would not be chosen. However, in an alternative scenario, specific auctions for CSP can be adopted. In this case, the first solar plants would be introduced in 2020 in place of natural gas-fueled thermoelectric plants, and from 2030 on, hydroelectric plants would cease to be installed. This alternative scenario would be about 144 billion dollars dearer than the base.

© 2014 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

The Brazilian electric power system is a hydrothermal one, with thermal power plants operating with, and complementing, hydroelectric power plants to increase the system's firm energy [1]. As of today, hydroelectric power plants account for some 80% of all electricity produced in the country and new hydro plants are still expected to be built in the near and medium terms [2,3]. However, the remaining potential for hydroelectric growth is concentrated in regions that are environmentally sensitive, which has justified investments in run-of-river plants, as well as the greater environmental costs associated with the successive stages of environmental licensing [2]. In the case of thermal power plants, the sector's growth implies an increase in greenhouse gas emissions. In this respect, it is important to analyze the growth potential for alternative sources in Brazil, including the option of solar energy. However, although the direct normal irradiation in several Brazilian states is higher than 6 kWh/m²/day (or 2000 kWh/m²/year), described as the minimum

recommended for the technical and economic viability of heliothermal plants with solar concentrators (CSP) [4–9], there are no specific studies of the CSP potential for centralized generation in Brazil, whereas there are such studies for the USA [9,10], India [8,11], China [12–14], Chile [15] and United Arab Emirates [16].

Therefore, the objective of this study is to analyze the CSP potential in Brazil and to simulate, based on an optimization model, the impact caused by a large-scale integration of this alternative into the Brazilian electricity system in the long term (horizon 2040).

The CSP plant simulations are made based in the SAM (System Advisor Model) [17] software developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL), managed by The Alliance for Sustainable Energy, LLC for the U.S. Department of Energy (DOE). Four systems of CSP plants with parabolic troughs, with a nominal output of 100 MWe, are simulated in the SAM. There are several studies that analyze the technical CSP potential for a certain place, using as a benchmark a plant size of 100 MWe, such as a study of CSP potential in India [8,18] and China [18], as well as a case study of a CSP plant with hybridization and 12 hours of heat storage in Chile [15]. The plants are simulated at two sites in Brazil: Bom Jesus da Lapa (BJL), in the Northeast, and Campo Grande (CG), in the Midwest.

* Corresponding author. Tel.: +55 21 2562 8775; fax: +55 21 2562 8777.
E-mail address: diego.c.malagueta@macae.ufrrj.br (D. Malagueta).

Table 1
Comparison between CSP technologies.

Parameters	Unit	Fresnel	Parabolic trough	Concentrating tower	Disc
Typical power	MWe	1–200	10–200	10–200	0.01–0.40
Operating temperature	°C	50–300	50–400	300–2000	150–1500
Peak efficiency	%		20	23	29
Efficiency	%	8–10	11–20	15–30	20–30
Concentration ratio		25–200	80–200	300–1000	1000–4000
Installed capacity (up to 2010)	MWe	8.4	943.0	38.0	1.5
Energy Storage System		Heat storage	Heat storage	Heat storage	Batteries
Land use	m ² /MWh yr	4–6	6–8	8–12	8–12

Source: [4,8,25,27–33].

This study considers two possible scenarios within the horizon analyzed (2040). The base scenario presents business-as-usual (BAU) characteristics. The alternative scenario (Alternative), on the other hand, incorporates tax incentives and a gradual program of specific auctions exclusively for CSP, with the purpose of facilitating the introduction of solar energy into the national energy matrix.

After the simulation of the CSP plants in the SAM, the main results obtained, such as investment costs for each plant, seasonal fluctuation in electricity output, capacity factor and annual output, are used as inputs in the optimization model MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental impacts*), developed by the UN International Atomic Energy Agency (UN-IAEA) and adapted in this study to the Brazilian energy system.¹ Based on the optimization of the two scenarios, CSP expansion costs and their impacts on the operation of the Brazilian electricity system are identified, as well as the sources to be replaced by solar energy when compared to the base growth scenario.

2. Identification of technologies

The first commercial CSP (Concentrated Solar Power) plant in the world was installed in New Mexico in 1979 by the Sandia National Laboratory [19]. Since then, the countries that have invested the most in R&D related to CSP plants are the USA and Spain [20–22], which have most of the world's installed electric power using this technology (515 and 1002 MWe respectively) [23,24]. There are four main CSP technologies: disc, parabolic trough, Fresnel and concentrating tower [6,25–27]. Table 1 presents a comparison among the four technologies in the CSP family.

The parabolic trough collector (PTC) technology is the most mature, and therefore the most widely used [4,32–35]. Indirect steam generation circuits constitute the state of the art, while direct steam generation (DSG) remains under study [35]. The heat transfer fluids most often used in the solar field are the Therminol VP-1[®] and DowTherm A[®] synthetic oils, which operate in the liquid phase between 12 °C and 400 °C [4,27,35,37]. The state of the art in relation to the components of PTC CSP plants is shown in the latest large plants built. For example, the 64 MWe Nevada Solar One (NSO) plant, in the USA, used Solargenix SGX-2 collectors, a blend of Schott PTR70 and Solel UVAC receivers, and Flabegg mirrors

[29,38]. The Andasol I and II plants use 624 SKAL-ET150/AS1 collectors, Schott PTR70 receivers and Flabegg mirrors [29,39].

This study evaluated the following types of CSP plants with PTC for two typical Brazilian locations: simple plants, plants with hybridization and plants with thermal energy storage (TES).

2.1. Simple plant

This plant operates with solar energy alone, without the TES system or hybridization [9]. An example of this type of plant is the 1 MWe APS Saguaro, which uses a Rankine ORC cycle with evaporative cooling and Xceltherm 600[®] synthetic oil, which can operate between –20 and 416 °C [40]. The simple plant modeled in this study has an indirect steam generating system, using VP1 synthetic oil and operating with a simple Rankine cycle.

2.2. Plant with Thermal Energy Storage (TES)

This plant has a TES system, whereby the solar heat collected during the day is stored for a certain number of hours in thermal systems, which use materials such as molten salts, concrete, ceramics, steam or PCM,² to be used later for generating electricity during periods of lower irradiation, at night, or at times of peak demand [4,27,41]. The latest plants built in Spain and the USA have a two-tank indirect TES system, with capacities of 6.0–7.5 h, using synthetic oil in the solar field and molten salts (60% NaNO₃ and 40% KNO₃) as a storage medium, thus achieving capacity factors of around 36–41% [4,27]. An example of this technology are the Andasol (I, II and III) plants, installed in Spain [42]. Expectations are concentrated on the development of two-tank direct TES systems with molten salts, which will enable higher operating temperatures (500–600 °C) to be reached, with the resulting efficiency gains in the thermodynamic cycle [41]. The 5 MWe Archimede ISCC (Integrated Solar Combined Cycle) project in Italy, in operation since 2010, is the first PTC plant to use molten salts in a two-tank direct TES system [39]. If this project solves the problem of the relatively high freezing point of molten salts (120–220 °C), the new CSP plants, especially those with a concentrating tower, may be designed for 12–15 h of TES, with capacity factors greater than 60%, depending on the Direct Normal Irradiation (DNI) of the place in question [4].

There are two plants with storage modeled in this study: 1) a plant with an indirect 6-h TES system, using VP-1 synthetic oil in the solar field and molten salts in the heat storage tanks; and 2) a plant named “advanced”, with a 12-h direct TES system using molten salts. The concept of this “advanced” plant is based on Refs. [4,5,43].

2.3. Hybrid plant

Hybridization enables the generation of electric power partly by using a back-up fuel [9]) usually natural gas [15], solid biomass or biogas [4]. Hybridization has different purposes: in medium and large quantities, it aims at generating electricity during night hours, peak hours during the day, and cloudy days, and in addition, adjusting the amount of power supplied according to the system's “instantaneous” demand [6,9,29]; in small quantities, it aims at maintaining the minimum temperature in the thermal system, thus preventing the HTF (heat transfer fluid) from freezing during the night and on cold days [6,9,15,29]. Hybridization improves the CSP plant's dispatchability properties by raising its capacity factor [4,29].

¹ This is in fact the tenth Brazilian version of the MESSAGE model implemented since [36].

² PCM: “phase-change material”, which is a substance with a high fusion heat, capable of storing and releasing large quantities of energy when the material changes from solid to liquid state and vice versa.

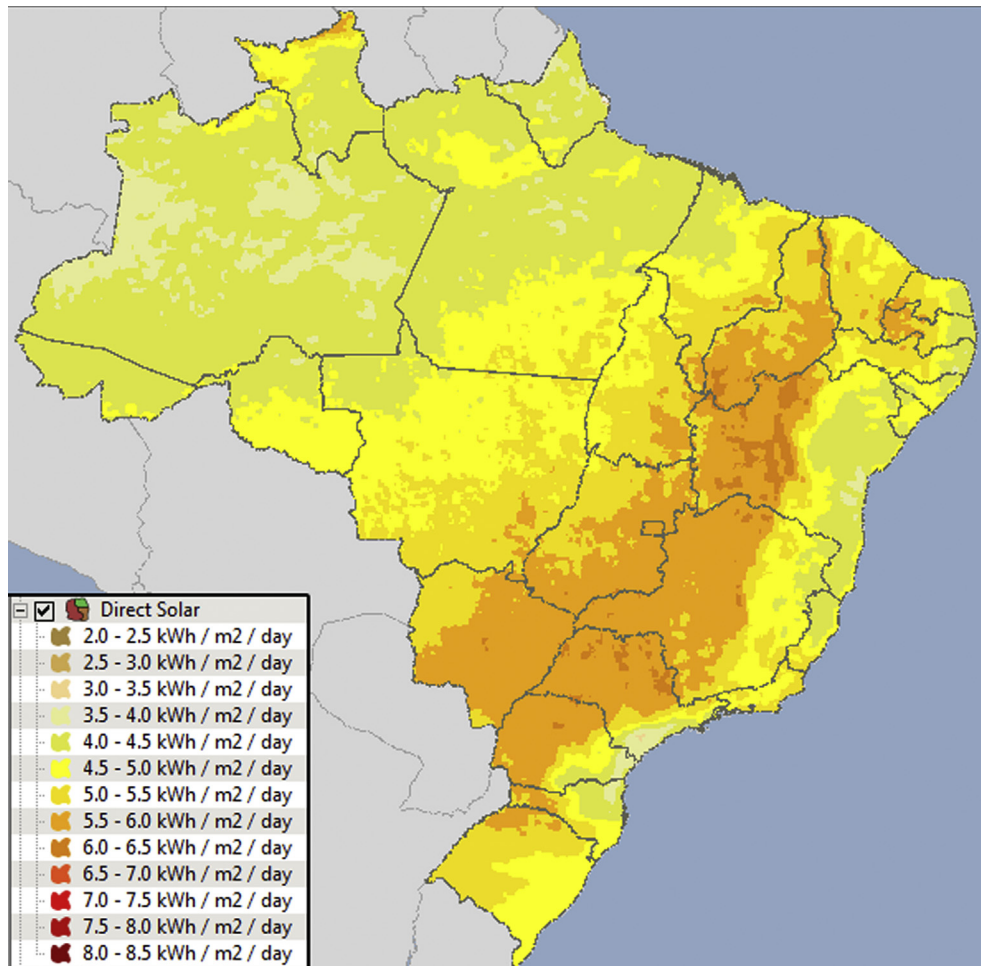


Fig. 1. Direct Normal Irradiation (DNI) Fonte: Ref. [51].

Examples of these applications are, respectively: a) the SEGS Plants (II to IX), installed from 1986 to 1991 in California, whose back-up, using natural gas, is limited to 25% of the plant's gross nominal power; b) the NSO Plant, which has 30-minute TES to minimize the effects of the variation in irradiation during the day, and a small NG heater (2% of the total heat required to reach the turbine's nominal electric power) to avoid freezing of the HTF [29,42]. There is also research on ISCC systems, where steam would be generated directly in the solar field of the PTC CSP plant, and then associated with the steam cycle of the combined natural gas cycle [35,44,45]. The hybrid plant modeled here has an indirect steam generation system, using VP1 synthetic oil in the solar field and a back-up boiler fueled by natural gas or solid biomass, equivalent to 25% of the plant's gross nominal power.

3. Methodology

3.1. Solar resources in Brazil and selection of localities

Several articles present evaluations of solar resources in Brazil, using the BRASIL-SR physical model for radioactive transfer to generate solar maps [46–48]. Other articles present the solar potential in Brazil for photovoltaic (PV) technologies [49] and concentrated photovoltaic (CPV) technologies [50]. However, there is no detailed estimate, in the literature, of the CSP potential for Brazil. It is precisely this potential that this article assesses, including the integration of CSP into the country's electric power system.

The installation of CSP plants is recommended in regions with direct normal irradiation (DNI) above $6 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$, or $2000 \text{ kWh/m}^2/\text{year}$ [4–9]. Fig. 1 presents the DNI map of Brazil. Using the software GeoSpatial Toolkit – GIS [51] software developed by UNEP with data from the “Solar and Wind Energy Resource Assessment” (SWERA) Program – a total area of approximately $97,700 \text{ km}^2$ with DNI above the recommended value was determined (Fig. 2).

Thus, the areas with the best irradiation rates are concentrated in the Northeastern (NE) region (especially in the State of Bahia), in the South of the Southeastern (SE) region (especially in São Paulo), in addition to some small areas in the Midwest (MW) and in the North of the Southern (S) region. However, the scarcity of climate data affects the quality and precision of this evaluation. According to data from Wilcox and Marion [52], except for the USA, the main source of climate data in other countries comes from airport stations. Thus, there are only climate detailed data for 24 Brazilian localities: Belo Horizonte, Boa Vista, Bom Jesus da Lapa, Brasília, Campo Grande, Cuiabá, Curitiba, Florianópolis, Fortaleza, Jacareacanga, Manaus, Petrolina, Porto Nacional, Porto Velho, Recife, Rio de Janeiro, Salvador, Santa Maria and São Paulo.

Two localities are simulated in this study:

- (1) Bom Jesus da Lapa (BJL), in the NE region, located in the Southern part of the São Francisco River Valley; and
- (2) Campo Grande (CG), capital of the State of Mato Grosso do Sul, in the MW region.



Fig. 2. Direct Solar Irradiation (DNI) – range above 6.0 kWh/m²/day. Source: Ref. [51].

Table 2 presents the summary of the climate data for these sites. One can observe that the irradiation in CG is lower than the benchmark value of 2000 kWh/m²/year. However, among the sites with available data in S, SE and MW regions of the country, this is the place with the best irradiation.

3.2. Model for establishing dimensions and evaluating CSP technologies

This study uses the *System Advisor Model (SAM)* as a simulation tool for CSP plants with parabolic trough collectors in Brazil. The model presents two analysis modes:

- (1) The empirical mode operates with a set of equations based on the analysis of data collected from the SEGS plants in the United States; and
- (2) The physical mode uses heat transfer and thermodynamic principles, by means of mathematical models, in order to characterize each of the plant's components [39].

In this study, the simulations are made using the physical method, given the flexibility it offers for the simulation of plants that are different from the standards (SEGS), although this flexibility causes greater uncertainty in the results obtained, in comparison with the empirical model. The plants are simulated for standard 100 MWe plants at the BJL and CG sites. As described in section 2, four configurations are simulated for each of these two localities:

- (1) Simple CSP plant – without thermal energy storage, nor auxiliary boiler;
- (2) CSP plant with hybridization – in BJL, the auxiliary boiler operates with natural gas (GN), while in CG the boiler burns sugarcane bagasse;
- (3) CSP plant with 6-h thermal energy storage; and
- (4) Advanced CSP plant – considering technological advances and cost reductions, this plant would start up only in 2030 and would have 12-h storage.

The technical data for the four systems considered for BJL and CG are presented in Table 3.

One important difference in the configurations is associated with the cooling tower. In the BJL plants, a dry cooling system is proposed, because of the lower water availability in the region. Another

Table 2
Climate data for Bom Jesus da Lapa and Campo Grande.

Geographic information	City	Bom Jesus da Lapa (BJL)	Campo Grande (CG)
	State	Bahia	Mato Grosso do Sul
Annual meteorological data	Elevation	458 m	556 m
	Latitude	–13.27°	–20.47°
	Longitude	–43.42°	–54.67°
	Direct normal irradiation (DNI)	2198.5 kWh/m ² yr	1785.0 kWh/m ² yr
	Global horizontal irradiation	2143.2 kWh/m ² yr	1927.8 kWh/m ² yr
	Dry-bulb temperature	26.1 °C	24.0 °C
	Wind speed	1.6 m/s	3.9 m/s

Source: [17].

Table 3

Main technical data for simulated CSP plants.

Irradiation at design		Bom Jesus da Lapa (BJL): 750.0 W/m ² Campo Grande (CG): 688.8 W/m ²			
Configurations		Simple	w/Hybridization	w/Storage	Advanced
Heat transfer fluid		Therminol VP-1			Hitec XL
Collector		Solargenix SGX-1			
Receivers		Schott PRT70			Schott PRT70 Vacuum
Power Block	Nameplate capacity	100 MWe			
	Design gross output	111 MWe			
	Parasitic losses	10% (SAM's default)			
	Cycle conversion efficiency	37.7%			
	Boiler operating temperature	—	BJL: 100 bar CG: 80 bar	—	—
	Fossil backup boiler LHV efficiency	—	BJL: 85.7% CG: 65.0%	—	—
Cooling system	Condenser type	BJL: air-cooled CG: evaporative			
	Ambient temperature at design	BJL: 26 °C CG: 17 °C			
Thermal storage	Full load hours of TES	0 h	0 h	6 h	12 h
	Storage HTF	—	—	Solar salt	Hitec XL
Hybridization	Fossil dispatch mode	—	Supplemental operation	—	—
	Maximum fraction of steam from the boiler at the turbine inlet (during periods of insufficient radiation)	—	25%	—	—

significant difference occurs in the hybrid plants. Hybridization, as proposed in the study, consists of a parallel auxiliary boiler. The boiler generates a supplementary steam flow, which is blended into the steam flow coming from the heat exchanger, to subsequently operate the turbine. Hence, when radiation is insufficient to operate the turbine at the nominal charge, the boiler is activated so as to reach the turbine's nominal electric power. During the hours of sufficient radiation to activate the solar field, this complementarity was limited to 25% of the steam flowing into the turbine (percentage limit verified in the annual total output). During daytime periods of low radiation (below the minimum for operation of the solar field) and during nighttime, the boiler operates continuously, keeping the turbine operating at 25% of its nominal output.

Actually, the international experience shows that the hybridization limit is arbitrary, according to the specific context of the country where CSP has been incentivized. For instance, the USA permits hybridization up to 25% of the total annual primary energy entering the plant, based on natural gas, although there are States that only allow 2% (California's case starting in 2011); and Spain permits the consumption of back-up fuel up to 12–15% of the annual electricity output [9,29]. In Italy and Algeria, incentive tariffs are proportional to the participation of solar energy ("solar fraction") [53]. In Israel, regulations permit up to 30% back-up with fossil fuel.

Hybridization in BJL followed the standard used worldwide, with the use of natural gas [4,9,29,34] in a boiler at 100 bar and with 85.7% efficiency [54], while for CG, the use of sugarcane bagasse as fuel for the boiler was simulated. In this case, the boiler operates with lower pressures and efficiency (80 bar and 65.0%) [55]. The availability of residual biomass remaining in Brazil's MW/SE region and the amount of favorable DNI irradiation in certain zones of the same region motivated the study of hybridized CSP plants using excess bagasse.

With the exception of the advanced plant,³ these plants are simulated in two different scenarios: base and alternative. The

financial parameters for each scenario entered in the software are compiled in Table 4. In the alternative scenario, it was considered that special credit lines offered for renewable source enterprises in Brazil would also be made available for CSP plants [56].

The plants' capital and operating costs are shown in Table 5. In the case of the advanced plant, a reduction in current costs was taken into account, because of economies of scale, reduction in the costs of the parabolic trough components, development of new materials, mass production, and implementation of high-efficiency processes [4]. Therefore, the following cost reductions were considered: 12% in the solar field, 6% in the heat-transfer fluid, 12% in the heat-storage system and 5% in the power block.

3.3. Modeling for the introduction of CSP plants into the Brazilian power system

In this study, we design and apply the MESSAGE tool to optimize the operation and expansion of the Brazilian power system. MESSAGE is a mixed integer programming model, designed to formulate and evaluate alternative strategies to supply energy in the light of constraints, such as investment limits, availability and price of

Table 4

Financial parameters used as inputs into the SAM (system advisor model).

	Scenario	
	Base	Alternative
Analysis period	30 years	
Inflation rate	0%	
Real discount rate	10%	
Tributes	34%	27%
Insurance	0.5% of installed cost	
Net salvage value	0% of installed cost	
Loan term	^a	16 years
Loan rate	^a	7.4% /year
Debt fraction	^a	70%
Minimum required IRR	15% /year	
Depreciation	Linear (10 years)	5-yr MACRS

^a The baseline scenario does not consider financing.

³ The advanced plant only occurs in an alternative scenario, in which less advanced plants, which are installed earlier, lead to technological learning and development.

Table 5

Costs used in the simulation of CSP plants in Brazil.

		Simple CSP	CSP w/6-hour thermal storage	CSP w/hybridization	Advanced CSP
Direct capital costs	Site improvements	25 USD/m ²			260 USD/m ²
	Solar field	295 USD/m ²			84.6 USD/m ²
	HTF system	90 USD/m ²			70.4 USD/kWh
	Storage	0 USD/kWh	80 USD/kWh	0 USD/kWh	Does not apply
	Fossil backup	Does not apply		420 USD/kWe	893 USD/kWe
	Power plant	940 USD/kWe			10%
	Contingency	20%			
Indirect capital costs	EPC and owner costs	11% of direct cost			
	Land	BJL: 1000 USD/ha CG: 3,100 USD/ha			
Operation and maintenance costs	Fixed cost by capacity	BJL: 131.70 USD/kW-yr (base scenario) and 70 USD/kW-yr (alternative scenario) CG: 139 USD/kW-yr (base scenario) and 70 USD/kW-yr (alternative scenario)			70 USD/kW-yr
	Variable cost by generation	3.00 USD/MWh			
	Fossil fuel cost	Does not apply		BJL (Natural Gas): 8.00 USD/MMBTU CG (Sugar cane Bagasse): 1.47 USD/MMBTU;	Does not apply

fuels, environmental regulations and market penetration rates for new technologies, among others [1].

MESSAGE selects the means of producing energy to meet useful demand (exogenous to the methodology), so as to minimize the operational and maintenance costs of the entire energy system over the horizon studied. To do this, the model analyzes the possible substitutions among energy sources in different transformation centers through the level of final consumption, under restrictions on available potential (reserves and capacity for generation and transmission of electricity) and environmental impact levels (maximum atmospheric emissions, for example).

The methodology utilized here is focused on the power sector. From the projection for electricity demand, the integrated optimization model allocates the sources that should be used to meet that demand according to a minimum cost criterion, under constraints of operation and available potential. The structure of MESSAGE developed in this study has some particularities, including seasonal variations in energy supply (from hydroelectric, wind farms and solar power plants).

For the introduction of CSP plants into the Brazilian electricity system model, the systems simulated in the SAM are used as an approximate equivalent for plants situated in other locations, in regions close to and inside the cut-off range already presented (above 6 kWh/m²/day). Thus, the systems simulated for BJL are used as standard plants in the Northeastern semi-arid region, and the systems simulated for CG are considered for the plants in the States of Mato Grosso do Sul, São Paulo and Paraná. This is therefore a conservative scenario, because BJL has radiations close to the lower limit of the Northeastern semi-arid region, and CG presents radiations a little below the 6 kWh/m²/day cut-off.

In this simulation, the Brazilian national power grid was aggregated in two regions:

- Subsystem S1 – South/Southeast/Midwest Regions; and
- Subsystem S2 – North/Northeast Regions.

Therefore, the plants simulated in BJL and CG in the SAM are considered an approximate equivalent of the plants entered in MESSAGE, in each of the subsystems, S2 and S1 respectively. Besides the Subsystem S1 and Subsystem S2, the model includes the supply and demand from the isolated system (especially in the Amazon region), called Subsystem R. In the model, Subsystem R is interconnected to the national power grid via a 500-MW

transmission line to Subsystem S1. More robust interconnections are planned in the national grid, as presented in Fig. 3 and Table 6.

The analysis horizon is 2010 to 2030. This period is divided into five-year sub-periods, and each year is divided into four quarters, while the daily variations in demand and generation are accounted for in five intervals that add up to 24 h. The optimization in MESSAGE is done based on these sub-periods simultaneously. For the horizon to 2015, we consider the expansion forecast for the electric power sector according the ANEEL [57], considering the power projects already approved and/or under construction in Brazil. For the next period, the model determines the least-cost system expansion.

The maximum exchange values between the regions were determined based on recent studies by ONS [58] and MME/EPE [2], as shown in Table 6, where the interconnection of the isolated system to the national power grid, starting in 2015, will permit the outflow of energy from the hydroelectric plants planned in the Northern region (Belo Monte, Santo Antônio and Jirau). The values for electricity demand are presented in Table 7.

4. Results

4.1. Results of CSP plant simulations

The Solar Multiple (SM) was optimized in each case so as to obtain the lowest levelised cost (LCOE) for a discount rate of 10% p.a. and an internal rate of return of 15% p.a., except for the hybrid plants in Campo Grande, where the price of bagasse (1.47US\$/MMBTU) [59] would cause the software to eliminate the solar field. It means that, since solar field capital costs are high and the price of bagasse is low, the SAM results show that it is better not to generate electricity with the solar component, maintaining generation exclusively from bagasse fired-thermal generation. This fact proves to be incoherent with the objective of this study, and for that reason, the SM for the hybrid plant in CG was fixed at the non-optimized value of 0.8 (see Fig. 4).

Summaries of the BJL and CG cases, both in the alternative scenario, are presented in Table 8. Firstly, when the BJL Simple plant is compared with that of CG in the alternative scenario, one observes a higher electricity output in BJL than in CG (204 GWh/y and 165 GWh/y respectively). Consequently, the levelised costs (LCOE) were around 30.60 US¢/kWh and 39.06 US¢/kWh. Due to weather conditions, all the plants in CG showed LCOE above those of the analogous plant in BJL.

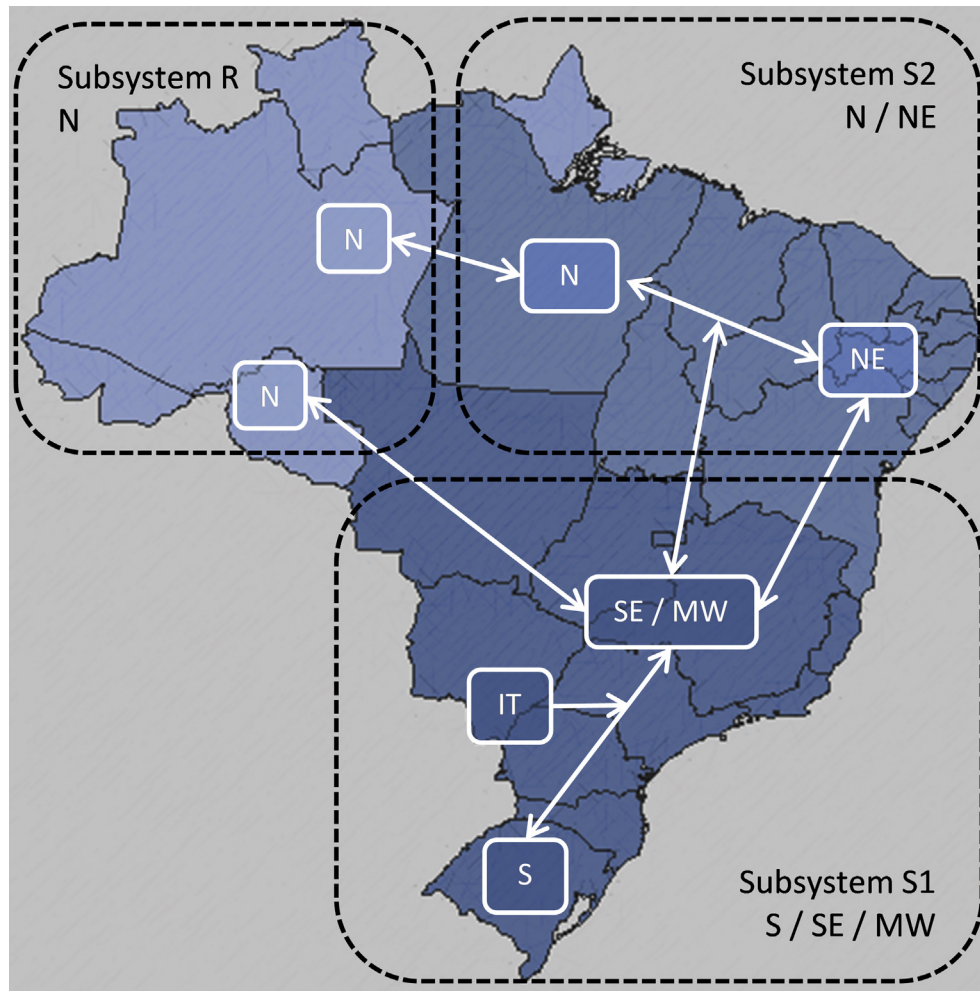


Fig. 3. Subsystems and interchanges in the model. Notes: N – North, S – South, SE – Southeast, NE – Northeast, MW – Midwest, IT – Itaipu Hydroelectric Station.

In the hybridized plants, the LCOE falls between 30% and 50% (depending on the location) for two main reasons: increased annual production (greater capacity factor) based on a cheaper option for heat generation (combustion of natural gas or biomass); and also because hybridization permits a reduction in the solar multiple (SM), and therefore the use of fewer collectors (especially in the case of BJL, where the SM was optimized).

The summary of technical and economic results of the hybrid plants is presented in Table 9. The proportion of output coming from solar energy in the course of one year is around 42%–47%, depending on the case.

In plants with a heat storage system, whenever the heat coming from the solar field is not sufficient to operate the turbine at nominal charge, and there is heat stored in the hot tank, this heat is

used to complement the generation of electricity; and whenever the solar field produces more heat than necessary in order to generate electricity, this excess heat is stored.

Hybridization and 6-h storage result in operations with similar capacity factors (CF) – see the alternative case in BJL, in which the simulations indicate the same CF (41.3%). However, the LCOE for plants with storage would be about 50% higher than the hybrid plant (see Table 8).

If one compares the simple plants to the plant with 6-h storage, an increase in production of around 70% to 80% is observed. However, LCOE remains in the same range as in the simple plant, due to the additional cost for the storage system (including fluid). The advanced plant, however, would present a fall in LCOE. In BJL, the CF

Table 6

Maximum flow between subsystems.

Flow	MW	Operation date
S1 → S2	5000	Present
S1 → R	500	Present
S2 → S1	5300	Present
S2 → R	1500	2015
R → S1	5600	2015
R → S2	6000	2015

Source: [2].

Table 7

Projection of annual electricity consumption (TWh).

	S1	S2	R
2010	336.0	90.5	4.3
2015	401.0	108.0	5.1
2020	456.9	123.0	5.9
2025	528.1	142.2	6.8
2030	590.5	159.0	7.6
2035	669.7	180.3	8.6
2040	761.8	205.1	9.8

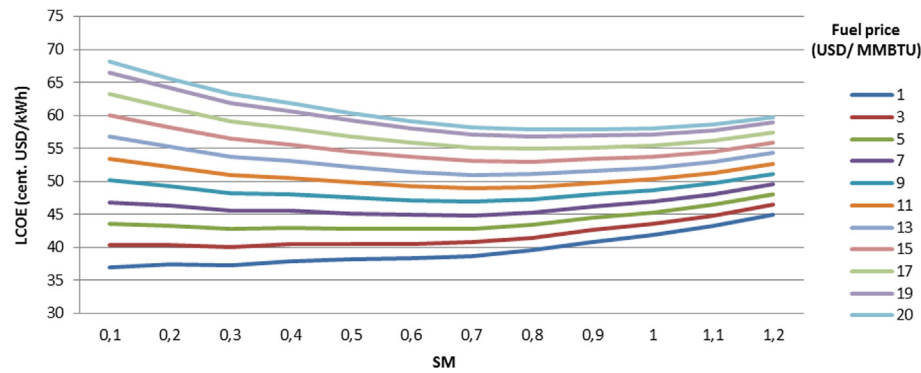


Fig. 4. Variation in levelised cost of energy (LCOE) as a function of SM and the cost of hybridization fuel.

might go above 60% (and above 54% in CG), supplying electricity at 19.45 and 30.01 US¢/kWh, respectively.

For purposes of illustration, Fig. 5 shows production, hour by hour, for each plant at BJL in the alternative scenario, in the first three days of operation in the simulations (from January 1 to 3). The first chart shows the output of the simple plant. The variation in power generation may be observed, especially on the first and third days, while on the second day it fluctuates less. With hybridization, generation continues to show considerable variations, but the absolute value generated per hour increases, especially in the first and last hours of sunlight. In the third chart, which depicts the plant with 6-h storage, generation becomes steadier. Another important feature of this system is the power output in the first nighttime hours; it switches off at 11:00 p.m. on the second day. Finally, in the last chart, which depicts the Advanced Plant, the effect of storage on the normalization of power generation is even more noticeable: for example, in the case of the second day, the stored thermal energy is sufficient to operate the turbine until 4:00 a.m.

Table 8

Output, CF and main costs for the Bom Jesus da Lapa and Campo Grande plants (alternative scenario).

	Simple	w/Hybridization	w/Storage	Advanced
Bom Jesus da Lapa				
Solar Multiple (SM)	1.18	0.87	2.02	2.85
Net annual energy [GWh]	204	361	362	532
LCOE [US\$ c/kWh]	30.60	21.60	30.85	19.45
Capacity factor	23.3%	41.3%	41.3%	60.8%
Direct capital costs [million US\$]	449	417	850	779
Indirect capital costs [million US\$]	50	46	94	86
Total installed cost [million US\$]	499	463	944	865
Total installed cost per net capacity [US\$/kW]	4993.33	4638.49	9448.62	8658.76
Campo Grande				
Solar Multiple (SM)	1.13	0.8	1.84	2.9
Net annual energy [GWh]	165	324	289.26	473
LCOE [US\$ c/kWh]	39.06	19.72	38.54	30.01
Capacity factor	18.8%	37.1%	33.1%	54.1%
Direct capital costs [million US\$]	465.81	421.80	849.95	1095.16
Indirect capital costs [million US\$]	52.14	47.03	94.99	122.75
Total installed cost [million US\$]	517.95	468.83	944.94	1217.92
Total installed cost per net capacity [US\$/kW]	5184.00	4692.00	9458.89	12,191.00

Likewise, Fig. 6 shows production on an hour-by-hour basis for each CG plant in the alternative scenario on the first three days of operation in the simulations (from January 1 to 3). In CG, the radiation occurring on the third day was so low that the simple plant operated only from 12:00 noon to 1:00 p.m. The hybrid plant brings forward the activation of the solar field and postpones its switching off. With regard to the plants with storage, the first day at CG presents an operation similar to the second day at BJL, and on the third day the storage tanks enable absorption of part of the low morning radiation in order to raise production in the afternoon.

In addition to the capacity factor, the production profiles of each plant simulated in the SAM also provide the average seasonal fluctuations that are entered in the MESSAGE. There are two types of seasonal fluctuation entered in the software:

- (1) Seasonal fluctuation throughout the year, divided into quarters (Fig. 7); and
- (2) Daily fluctuation, divided in accordance with the periods of time shown in Fig. 8.

In the course of the day, the advanced CSP plant, due to its greater storage capacity, shows the steadier output.

Finally, due to the choices made to use the dry tower in BJL and the wet tower in CG, the plants in BJL presented water consumption of around 0.1 m³ per MWh generated, while in CG consumption was 30–40 times this value (3.0–4.0 m³ per MWh).

4.2. Integration of CSP plants into the Brazilian grid

4.2.1. Base scenario

The results of the MESSAGE model indicate the optimal expansion of the Brazilian electric power system, which is expected to reach almost 250GW in 2040, with greater participation of hydroelectric plants, and thermoelectric plants fueled by natural gas and sugarcane bagasse (see Table 10).

Table 9

Summary of hybrid cases.

Hybrid plants	CG		BJL	
	Base	Alternative	Base	Alternative
SM	0.8	0.8	0.72	0.87
Net annual energy [GWh]	326	324	339	361
LCOE [US\$ c/kWh]	39.86	19.72	39.15	21.60
Capacity factor	37.3%	37.1%	38.7%	41.3%
<i>Annual production share from</i>				
Solar field	43%	43%	42%	47%
Fossil backup	57%	57%	58%	53%

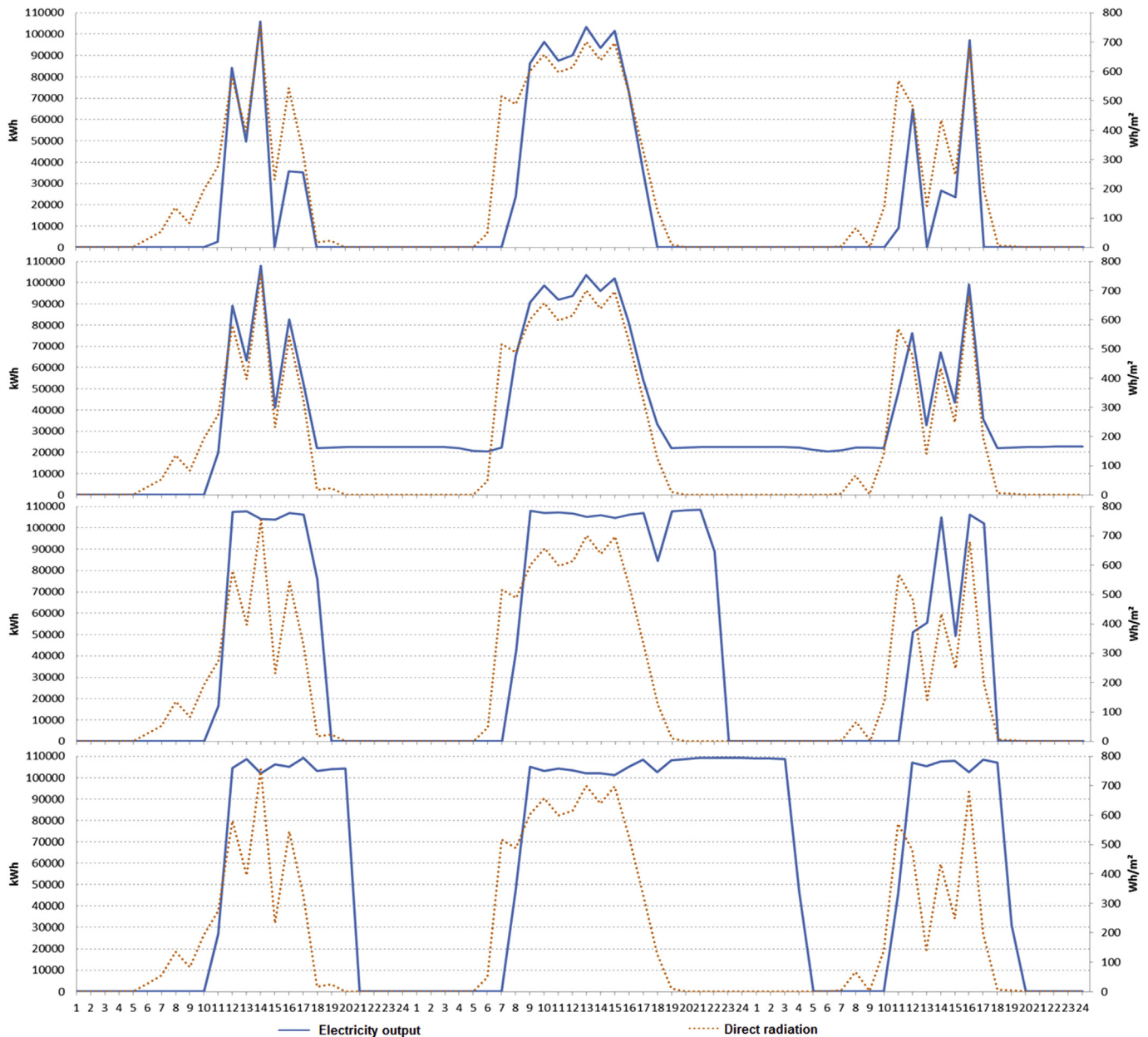


Fig. 5. Per-hour production of simple and hybrid plants, plants with storage (6 h) and the advanced type (alternative scenario) in BJL during the first 3 days of January.

In this base scenario, there is no entry of CSP plants in the Brazilian grid.

4.2.2. Alternative scenario

4.2.2.1. Variations in relation to the base scenario. As the MESSAGE software chooses plants to be installed according to the costs, it was found in the base scenario that CSP plants would not be chosen according to the criterion of economic dispatch. Therefore, in the alternative scenario, specific auctions for CSP are adopted, similar to what is being done in Brazil for wind energy [1]. To incorporate these auctions into the model, the solar plants to be introduced are entered in the optimization model, according to Table 11, totaling 7200 MW of nominal power by 2040.

In the alternative scenario, it is important to observe which sources are not installed for the expansion of the grid, from a viewpoint of minimum cost. As shown in Table 12, the first solar

plants (800 MW) are introduced in 2020 in place of natural gas-fueled thermoelectric plants (less than 200 MW), and from 2030 on, hydroelectric plants cease to be installed. This is due to the operating conditions of each plant: natural gas plants, which have lower thermal inertia, can be switched on and off more easily; and in 2020 and 2025 the electricity not generated by natural gas fueled-plants is almost the same as that generated by solar energy. Later, as the installed capacity of solar generation increases, and as the thermal storage of CSP plants leads to less variable generation during the day, hydroelectric plants are no longer installed.

It was observed that the natural gas fired-thermoelectric plants that were not built would belong to the S1 region, while most hydroelectric plants that were not installed would belong to the S2.

It is interesting to observe that an additional result of the optimization modeling was that the introduction of solar energy into the S2 region also contributed to a better utilization of wind energy

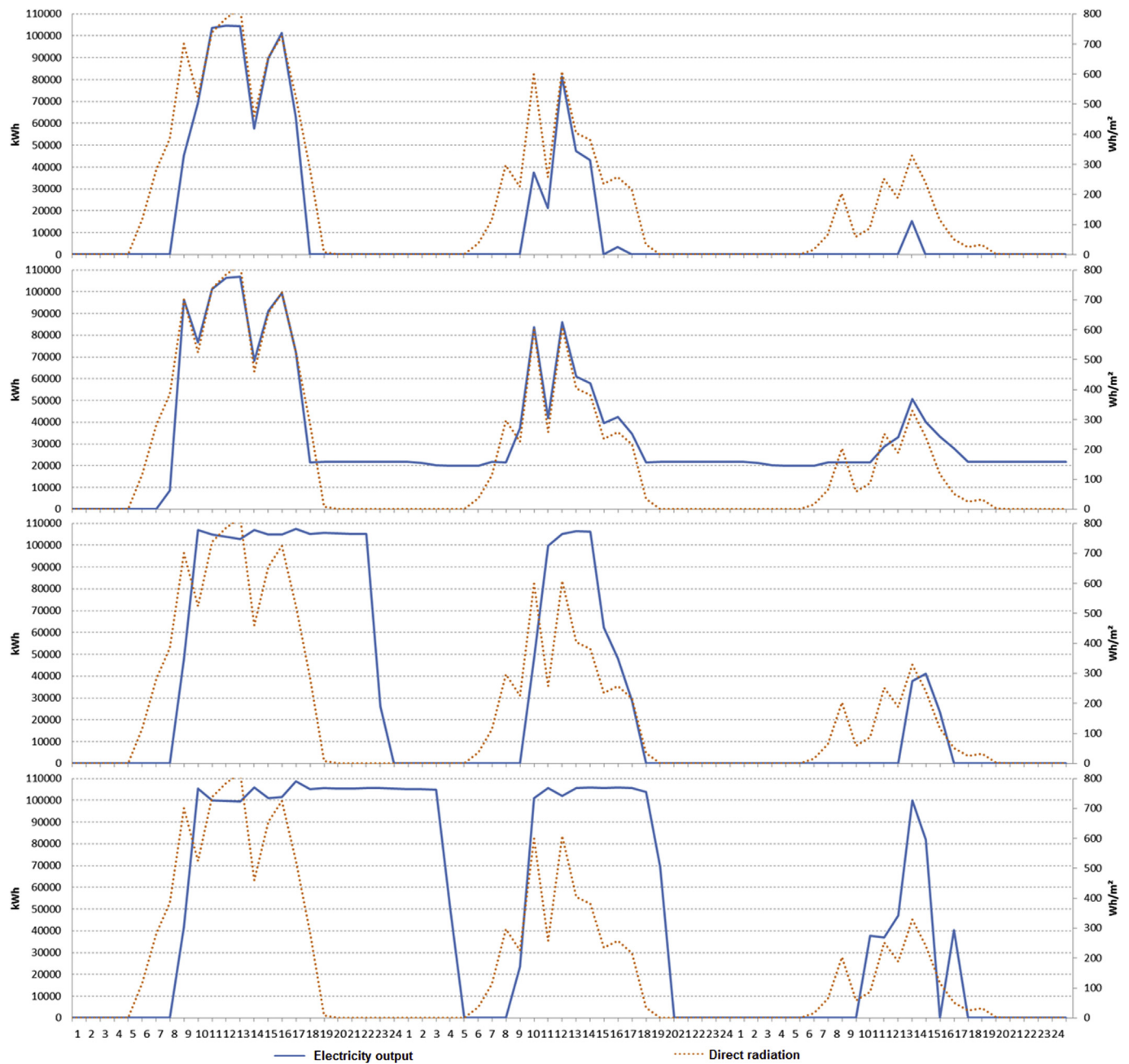


Fig. 6. Per-hour production of simple and hybrid plants, plants with storage (6 h) and the advanced type (alternative scenario) in CG during the first 3 days of January.

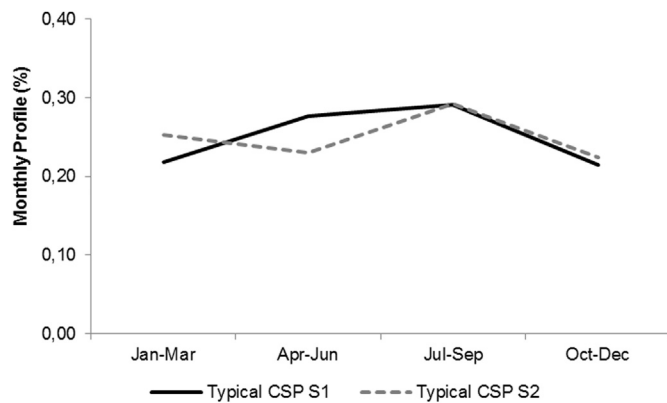


Fig. 7. Monthly seasonal solar fluctuation in the systems.

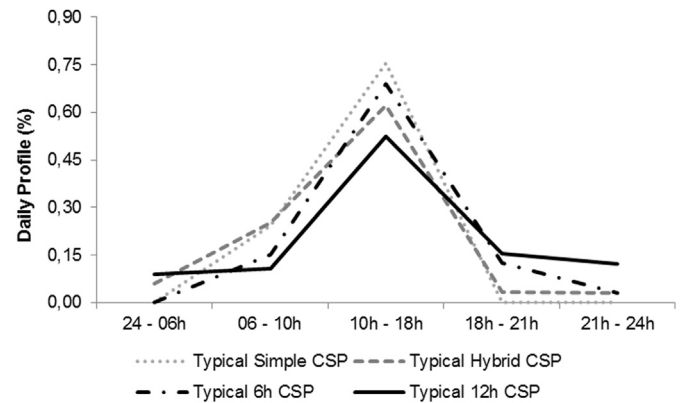


Fig. 8. Hourly seasonal solar fluctuation.

Table 10

Installed capacity and electricity generation – base scenario.

	Bagasse	Coal	NG	Heavy oil	Hydro	Diesel	Nuclear	Solar	Wind	Total
<i>GW</i>										
2008	2	2	10	2	95	3	3	0	1	118
2010	6	3	11	2	95	3	3	0	1	123
2015	11	5	21	2	103	3	3	0	4	152
2020	16	5	21	2	117	3	3	0	7	174
2025	22	5	29	2	117	3	4	0	9	191
2030	29	5	29	2	119	3	5	0	12	203
2035	34	5	29	2	136	3	6	0	14	229
2040	39	5	36	1	145	1	6	0	16	249
<i>TWh</i>										
2008	9	13	61	5	453	2	22	0	2	568
2010	23	17	85	0	453	0	22	0	2	601
2015	46	36	128	0	466	0	22	0	9	707
2020	89	36	118	0	555	0	22	0	13	833
2025	135	36	178	0	555	0	30	0	19	954
2030	183	36	178	0	569	0	37	0	25	1028
2035	222	36	178	0	654	0	45	0	30	1165
2040	262	34	255	0	699	0	45	0	34	1328

Table 11

Cumulative CSP capacity with incentives in Brazil, per subsystem.

MW	North/Northeastern (N/NE)				South/Southeastern/Midwest (S/SE/MW)			
	Simple	Hybrid	Storage	Advanced	Simple	Hybrid	Storage	Advanced
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	600	0	0	0	200	0	0
2025	300	1200	300	0	100	400	100	0
2030	300	1500	600	600	100	500	200	200
2035	300	1800	900	1200	100	600	300	400
2040	300	2100	1800	1200	100	700	600	400

in the Northeastern region of Brazil. In fact, due to the variability of wind energy, part of the energy generated from this source was curtailed in the base scenario, because of stronger winds blowing for periods of time that were not long enough for another source of energy (natural gas or hydro-power) to be switched off. In the alternative scenario, wind energy proved to be complementary to the also variable solar energy.

Although there is no difference in the demand for electricity between the scenarios, variations can be observed in the total generation balances in the alternative scenario. These variations are quite small and occur because of the alteration in power distribution within regions and among regions. In fact, there being greater or smaller losses in transmission, due to the new routes

followed by the electric power, thus causing small variations in generation.

With the construction of solar plants concentrated in the Northeastern region (S2), $\frac{3}{4}$ of the country's installed capacity, an impact is expected on the transfer of electricity among the subsystems comprising the Brazilian Grid System, as confirmed by Table 13. The S2 region increases its energy independence, no longer importing energy from R, and even exporting it to the S1 region for a whole decade.

With regard to costs, the alternative scenario would be about 144 billion dollars dearer than the base scenario, as presented in Table 14, which shows the costs avoided by the non-installation of thermoelectric and hydroelectric plants, and the additional costs of each type of CSP plant analyzed.

Table 12

Variation in nominal power and generation in relation to the base scenario.

MW	Bagasse	Coal	NG	Heavy oil	Hydro	Diesel	Nuclear	Solar	Wind	Total
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	-187	0	0	0	0	800	0	613
2025	0	0	-650	0	0	0	0	2,400	0	1,750
2030	0	0	-650	0	-1,243	0	0	4,000	0	2,107
2035	0	0	-650	0	-2,398	0	0	5,600	0	2,552
2040	0	0	-431	0	-3,739	0	0	7,200	0	3,031
<i>GWh</i>										
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	-1,382	0	0	0	0	1,421	16	54
2025	0	0	-4,839	0	0	0	0	4,997	0	158
2030	0	0	-4,839	0	-6,273	0	0	11,493	0	381
2035	0	0	-4,839	0	-12,668	0	0	17,450	0	-57
2040	0	0	-3,207	0	-19,749	0	0	22,285	327	-344

Table 13

Energy transmission variation in relation to the base scenario.

GWh	Import S1	Import S2	S2 → S1	R → S1	S1 → S2	R → S2	S1 → R	S2 → R
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	79	0	460	0	0
2025	0	0	1,194	1,476	0	-1,476	0	0
2030	0	0	3,428	4,078	0	-4,078	0	0
2035	0	0	-518	1,373	0	-1,373	0	0
2040	0	0	-2,164	344	0	-344	0	0

Table 14

Investment cost variation in relation to the base scenario (Million US\$).

Year	NG	Hydro	CSP 12h	CSP 6h	Hybrid	Simple	Total
2015	0	0	0	0	0	0	0
2020	-222	0	0	0	6,436	0	6,213
2025	-773	0	0	3,781	12,449	2,016	17,472
2030	-773	-3,124	7,633	7,561	15,697	2,016	29,010
2035	-773	-6,027	15,267	11,342	18,471	2,016	40,296
2040	-513	-9,395	15,267	22,684	21,473	2,016	51,532
Total Cost							144,523

5. Conclusion

This study shows that CSP is not yet competitive in the Brazilian electric power market. Even an Advanced plant, with technological improvements that make it less costly, was not chosen as an electricity generation option by the optimization model in the base (business-as-usual) scenario. In the alternative scenario, in which solar plants are forced into the model, the optimization indicated the impacts caused by the hypothetical mandatory use of CSP in the Brazilian grid.

When one observes incentive policies for renewable sources in the world, they are motivated mainly by the quest for lower dependence on fossil fuels and for reduction of greenhouse gas emissions, because renewable sources usually replace the use of coal and natural gas.

However, Brazil is a special case with respect to electric power generation. About two thirds of the electric power is generated by hydroelectric plants, a renewable source. And in accordance with this study's premises, there is a chance that the greater use of solar energy would replace more hydro resources than fossil resources. On the other hand, the model indicates that CSP plants would lead to energy independence for the Northeastern region of Brazil, which may even become, for some years, an exporter of electricity to the Southern and Southeastern regions. This exportation means additional revenue for the region, which may work as a stimulus for economic development in poorer areas, such as the semi-arid region, where Brazil's best DNI is found.

Finally, another advantage for the country would be the development of the technology. There are prospects of a fall in costs, and several incentive and expansion programs for the use of solar energy already exist in the North of Africa and the Middle East.

Acknowledgment

The authors acknowledge the support of CEPEL, CAPES, CNPq and the United Kingdom Government in doing this research.

References

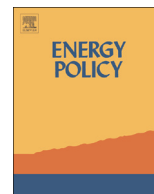
- [1] Borba BSMC, Szklo A, Schaeffer R. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: the case of wind generation in northeastern Brazil. *Energy* 2012;37:469–81.

- [2] MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética; 2011.
- [3] MME/EPE. Balanço Energético Nacional 2011. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética; 2012.
- [4] Arvizu D, Balaya P, Cabeza L, Hollands KGT, Jäger-Waldau A, Kondo M, et al. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN. Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge and New York: IPCC; 2011.
- [5] Viebahn P, Lechon Y, Trieb F. The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe—a dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy* 2011;39(8):4420–30.
- [6] IEA. Technology roadmap: concentrating solar power. Paris: International Energy Agency (IEA); 2010.
- [7] Clifton J, Boruff BJ. Assessing the potential for concentrated solar power development in rural Australia. *Energy Policy* 2010;38(9):5272–80.
- [8] Lovegrove K, Wyder J, Agrawal A, Boruah D, McDonald J, Urkalan K. Concentrating solar power in India. Australia: Department of Climate and Energy Efficiency; 2011. Available at: <http://pt.scribd.com/doc/59281715/CSP-Report> [accessed Oct 2011].
- [9] NREL. Potential for renewable energy in the San Diego Region. San Diego, California: National Renewable Energy Laboratory; 2005.
- [10] Fthenakis V, Madson JE, Zweibel K. The technical, geographical, and economic feasibility for solar energy to supply the energy needs of the US. *Energy Policy* 2009;37:387–99.
- [11] Beerbaum S, Weinrebe G. Solar thermal power generation in India – a Techno-economic analysis. *Renewable Energy* 2000;21:153–74.
- [12] Wang Z. Prospectives for China's solar thermal power technology development. *Energy* 2010;35:4417–20.
- [13] Hang Q, Jun Z, Xiao ZY, Junkui C. Prospect of concentrating solar power in China – the sustainable future. *Renew Sustain Energy* 2008;12:2505–14.
- [14] Li J. Scaling up concentrating solar thermal technology in China. *Renew Sustain Energy Rev* 2009;13:2051–60.
- [15] Larraín T, Escobar R, Vergara J. Performance model to assist solar thermal power plant siting in northern Chile based on backup fuel consumption. *Renew Energy* 2010;35(8):1632–43.
- [16] Vidican G, McElvaney L, Samulewicz D, Al-Saleh Y. An empirical examination of the development of solar innovation system in the United Arab Emirates. *Energy Sustain Develop* 2012;16:179–88.
- [17] SAM, Version 2011.6.30, 2011. Available at: <www.sam.nrel.gov> [accessed Nov 2011].
- [18] Ummel K. Concentrating solar power in China and India: a spatial analysis of technical potential and the cost of deployment. Massachusetts: School of Earth, Atmospheric, and Environmental Sciences University of Manchester; 2010.
- [19] Ragheb M. Solar thermal power and energy storage historical perspective. University of Illinois at Urbana-Champaign; 2011. Available at: <http://www.solarthermalworld.org/node/3303> [accessed Mar 2012].
- [20] Margaret T. Beyond technology-push and demand-pull: lessons from California's solar policy. *Energy Econ* 2008;30(6):2829–54.
- [21] González P. Ten years of renewable electricity policies in Spain: an analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy* 2008;36(8):2917–29.
- [22] Wiser R, Barbose G, Holt E. Supporting solar power in renewables portfolio standards: experience from the United States. *Energy Policy* 2011;39(7):3894–905.

- [23] Protermo Solar. Mapa de la Industria Solar Termoelectrica en Espana. Asociación Española de la Industria Solar Termoelectrica; 2011.
- [24] SEIA. Utility-scale solar projects in the United States operating, under construction, or under development. Solar Energy Industries Association; 2011. Available at: <<http://www.seia.org/galleries/pdf/Major%20Solar%20Projects.pdf>> [accessed 30 2011].
- [25] Kalogirou SA. Solar energy engineering: processes and systems. 1st ed. Academic Press, Elsevier, EUA; 2009.
- [26] The World Bank. Cost reduction study for solar thermal power plants. Washington, DC. Available at: <<http://www.solarpaces.org/Library/docs/STPP%20Final%20Report2.pdf>>; 1999 [accessed Nov 2011].
- [27] Viebahn P, Kronshage S, Trieb F, Lechon Y. Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants. In: Sixth Framework Programme, DLR/CIEMAT, Germany; 2008.
- [28] Barlev D, Vidu R, Stroeve P. Innovation in concentrated solar power. Solar Energy Mater Solar Cells 2011;95(10):2703–25.
- [29] Fernández-García A, Zarza E, Valenzuela L, Pérez M. Parabolic-trough solar collectors and their applications. Renew Sustain Energy Rev 2010;14(7):1695–721.
- [30] Lodi C. Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro; 2011.
- [31] Nixon JD, Dey PK, Davies PA. Which is the best solar thermal collection technology for electricity generation in north-west India? Evaluation of options using the analytical hierarchy process. Energy 2010;35(12):5230–40.
- [32] Purohit I, Purohit P. Techno-economic evaluation of concentrating solar power generation in India. Energy Policy 2010;38(6):3015–29.
- [33] Romero M. Energía Solar Termoelectrica. CIEMAT; 2002.
- [34] Cohen, Gilbert. An overview of the concentrating solar power industry. Las Vegas: Renewal Energy – IEEE. Solargenix; 2006. Available at: <http://ewh.ieee.org/r6/las_vegas/IEEE/LASVEGAS/MAY2006.pdf> [accessed Nov 2011].
- [35] Giostri A, Binotti M, Astolfi M, Silva P, Macchi E, Manzolini G. Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology. Solar Energy 2012;86:1208–21.
- [36] IAEA. Brazil: a country profile on sustainable energy development. Vienna: International Atomic Energy Agency; 2006.
- [37] Braun FG, Hooper E, Wand R, Zloczyski P. Holding a candle to innovation in concentrating solar power technologies: a study drawing on patent data. Energy Policy 2011;39(5):2441–56.
- [38] NREL. Concentrating solar power projects: Nevada Solar One. NREL-Solar-PACES; 2011. Available at: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=20> [accessed Mar 2012].
- [39] NREL. Help do SAM 2011.6.30; 2011.
- [40] Canada S, Cohen G, Cable R, Brosseau D. Parabolic trough organic Rankine Cycle Solar Power Plant. Innovation for our energy future. Denver, Colorado: NREL; 2005. Available at: <<http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/37077.pdf>> [accessed Mar 2012].
- [41] NREL. Parabolic trough thermal energy storage technology. TroughNet Parabolic Trough Solar Power Network. Available at: <http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html>; 2010 [accessed Nov 2011].
- [42] Poullikkas A. Economic analysis of power generation from parabolic trough solar thermal plants for the Mediterranean region – a case study for the island of Cyprus. Renew Sustain Energy Rev 2009;13(9):2474–84.
- [43] Richter C, Teske S, Short R. Global concentrating solar power outlook 09: Why Renewable energy is hot. Amsterdam: Greenpeace International; 2009.
- [44] Montes MJ, Rovira A, Muñoz M, Martínez-Val JM. Performance analysis of an integrated solar combined cycle using direct steam generation in parabolic trough collectors. Appl Energy 2011;88(9):3228–38.
- [45] Nezamhahalleh H, Farhadi F, Tanhaemami M. Conceptual design and techno-economic assessment of integrated solar combined cycle system with DSG technology. Solar Energy 2010;84(9):1696–705.
- [46] Martins FR, Pereira EB, Abreu SL. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. Solar Energy 2007;81(4):517–28.
- [47] Martins FR, Pereira EB, Silva SAB, Abreu SL, Colle S. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: resource assessment. Energy Policy 2008;36(8):2853–64.
- [48] Martins FR, Pereira EB. Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. Energy Policy 2011;39(7):4378–90.
- [49] Martins FR, Rüther R, Pereira EB, Abreu SL. Solar energy scenarios in Brazil. Part two: Photovoltaics applications. Energy Policy 2008;36(8):2865–77.
- [50] Viana TS, Rüther R, Martins FR, Pereira EB. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation. Solar Energy 2011;85(3):486–95.
- [51] GeospatialToolkit, Version 1.2.0. Available at: <www.nrel.gov>; 2012 [accessed Nov 2011].
- [52] Wilcox S, Marion W. Users manual for TMY3 data sets. Colorado: NREL; 2008.
- [53] MEM-ALGERIENNE. Décret Exécutif N° 094-92 Ministère de l'Energie et des Mines da République Algérienne Démocratique et Populaire; 2004.
- [54] Szklo AS, Soares JB, Tolmasquim MT. Economic potential of natural gas-fired cogeneration – analysis of Brazil's chemical industry. Energy Policy 2004;32:1415–28.
- [55] Szklo AS, Schaeffer R, Schuller ME, Chandler W. Brazilian energy policies side-effects on CO₂ emissions reduction. Energy Policy 2005;33:349–64.
- [56] BNDES. BNDES Finem. Available at: <www.bndes.gov.br>; 2011 [accessed Dec 2011].
- [57] ANEEL. Banco de Informação de Geração, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Available at: <http://www.aneel.gov.br/15.htm>; 2011 [accessed Feb 2011].
- [58] ONS. Plano Anual da Operação Energética – PEN 2010, vol. I, Relatório executivo. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil, 2010.
- [59] Gouvello C. Brazil low-carbon country case study. Sustainable Development Department of the Latin America and Caribbean Region. Washington, DC: The World Bank; 2010.

Anexo A3 - Publicação: Hybrid concentrated solar power (CSP)-biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. Energy Policy.

SORIA, R., PEREIRA, J., SZKLO, A., MILANI, R., SCHAEFFER, R. Hybrid concentrated solar power (CSP)-biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. **Energy Policy**, 86 (2015) 57–72. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.06.028



Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil

Rafael Soria^{*}, Joana Portugal-Pereira, Alexandre Szklo, Rodrigo Milani, Roberto Schaeffer

Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Centro de Tecnologia, Bloco C, Sala 211, Cidade Universitária, Ilha do Fundão, 21941-972 Rio de Janeiro, RJ, Brazil

HIGHLIGHTS

- CSP plant with supplementary biomass hybridisation is a strategic option for Brazil.
- DNI and biomass availability in Brazil's semiarid can foster local CSP industry.
- LCOE of CSP would cost 11 cent USD/kWh becoming competitive at solar auctions.
- Co-benefits of local job and income generation due to CSP in Brazil are high.

ARTICLE INFO

Article history:

Received 9 October 2014

Received in revised form

13 June 2015

Accepted 16 June 2015

Keywords:

CSP

Hybridisation

Biomass

Solar industry

Brazil

ABSTRACT

The production of electricity using concentrated solar power (CSP) technology is not yet possible in Brazil due to the technology's high capital costs and the lack of a local industry. However, this study introduces a low-cost approach to CSP in Brazil by describing and simulating the operation of hybrid CSP plants that use sustainably managed biomass in Brazil's semiarid northeast. Biomass hybridisation of a CSP plant with a solar multiple (SM) of 1.2 and a biomass fill fraction (BFF) of 30% can generate electricity at 110 USD/MWh. The high direct normal irradiation (DNI) and the availability of local low-cost biomass in Brazil's semiarid northeast suggest the possibility of developing a CSP industry capable of supplying low-cost components under a national program framework, with the co-benefits of local job and income generation. For example, the deployment of 10 CSP plants of 30 MWe each would generate 760 direct and indirect jobs during the 24 months of plant construction and approximately 2100 annual jobs associated with the operation and maintenance (O&M) of the generating units. These 10 new units would generate additional local income on the order of USD 57 million.

© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Solar thermal electricity generated by concentrating solar power (CSP) plants is one of the sustainable and low-carbon energy technologies that should be widespread deployed to tackle climate change (IEA, 2014), as it does not emit greenhouse gases (GHG) (only emissions from the combustion of fossil fuels in the back-up system should be accounted for) (Piemonte et al., 2011; Zhang et al., 2012; Corona and San Miguel, 2015).

One of the CSP strengths is the thermal energy storage (TES)

possibility, which facilitates energy dispatch management during the daytime. TES increases the capacity factor of the system and its ability to meet peak loads as well as to operate in the base load with firm energy of solar origin only (Arce et al., 2011; Skumanich 2010; Trieb et al., 2014; Baharoon et al., 2015). In addition, using the same power block to produce firm electricity and then operate in the base load, CSP plants can operate in hybrid systems that employ different configurations (IEA, 2012; Montes et al., 2011; Zhang et al., 2010). Hybridisation enables the solar plant to operate partially using a back-up fuel (NREL, 2005), that can be fossil (typically natural gas) or non-fossil (biomass or biogas) (Arvizu et al., 2011).

Table 1 shows the worldwide consolidation of CSP power as of March 2014 according to status: announced, planned, under

^{*} Correspondence to: Rua Estocolmo 101, apto. 101F, CEP: 21931-480, Brazil.

E-mail address: rafael.soria.energia@gmail.com (R. Soria).

Table 1

Worldwide CSP plants, as of March 2014.

Source: The authors based on CSP TODAY (2014).

Countries	Gross capacity (MWe)				
	Operation	Construction + commissioning ^a	Development	Planned	Announced
South Africa		200	400	250	20
Germany	2				
Algeria	25			307	210
Argentina				20	
Australia	16	44	1	74	
Brazil			1	1	50
Canada		1			
Chile	10		110	1085	
China	4	54	270	284	50
Cyprus			50		
Egypt	20		100	250	30
UAE	100			800	
Spain	2305				
USA	1368	527	700	835	
France	1	13			
Greece			125		
India	58	201	10	405	85
Iran			17		
Israel	6		259	180	
Italy	7		293		50
Kenya					20
Kuwait			50	60	
Lebanon				3	50
Morocco	20	160	300		20
Mexico		12			
Namibia					50
Papua New Guinea		1			
Oman	7				
Portugal				8	
Qatar	1				
Thailand	5				
Tunisia			50	100	2000
Turkey	5		50		
Zimbabwe					100
Total	3959	1213	2786	4662	2735

^a Three plants are in the process of commissioning in the U.S. and India with a total capacity of 237 MWe.

development, under construction and in operation.¹

The CSP option is attracting increasingly more countries with high DNI and land availability (typically desert or semiarid regions), not only for power generation but also for water desalination (Gastli et al., 2010; Viebahn et al., 2011), sewage treatment (PSA, 2013), mining and oil industry applications (Kraemer et al., 2009) and combined cooling, heating and electrical power in manufacturing (Al-Sulaiman et al., 2012; Chidambaram et al., 2011).

Despite the recent CSP expansion encouraged through renewable energy incentive policies in some countries (Arvizu et al., 2011; Fernández-García et al., 2010; REN21 2014; Solangi et al., 2011), CSP technology remains a power generation option whose competitiveness with other sources is only expected in the long term, i.e., after 2030 (Arvizu et al., 2011; Kearney 2010; Trieb et al., 2014). Currently, the average levelised cost of electricity (LCOE) from CSP in the world varies widely with the location, technology, design and intended use of plants in a range of 0.15–0.22 cent USD/kWh (IEA, 2014). Additionally, CSP deployment depends on

technological learning curves that project a cost reduction because of the expansion of this option (Arvizu et al., 2011; IEA, 2012, 2010; Kearney, 2010; Sargen a Lundy LLC Consulting Group, 2003; Lovegrove et al., 2011; McCrone et al., 2011; The World Bank, 1999; Viebahn et al., 2008) and scientific-technological development mostly associated with the heat transfer fluid (HTF) and TES systems (Kolb et al., 2011; Turchi, 2010).

Until more cost competitive TES is available, an alternative to reduce the LCOE and to put CSP systems into a better commercial position is the hybridisation of CSP with low-cost fuels (Peterseim et al., 2013). According to Peterseim et al. (2014c), CSP-biomass hybrid plants are a well-accepted solution for comparatively low-cost base load/dispatchable renewable energy. As stated by Cot et al. (2010), besides decreasing the LCOE, the CSP biomass hybrid configuration, in comparison to a CSP stand-alone plant, provides a higher electric production, a major stability in the operation of the thermal system and a higher renewable output of the plant. According to Pérez and Torres (2011) other advantages of this configuration are a higher thermodynamic efficiency and a lower environmental impact due to smaller collector surface installed and lower water consumption for a given amount of energy produced.

The power plant “Termosolar Borges” is the first worldwide CSP plant hybridised with biomass operating since 2012 (NREL, 2014a). This unit has 25 MW of gross capacity hybridised mainly with forest and agro industrial residues that feed two biomass boilers to supplement the steam production from the solar field. In addition to the use of biomass, Borges uses an extra natural gas boiler.

¹ According to the classification by CSP TODAY (2014), the “announced” status included mentions of interest in CSP plant development that have appeared in the press but without evidence of concrete progress. “Planned” projects are those for which feasibility or pre-feasibility studies have been performed. Projects “under development” include those ventures seeking financing, licenses or constructors. Activities such as land preparation and construction of access roads are evidence that a project is “under construction”. Finally, projects “in operation” are those already supplying electricity to a network.



Fig. 1. *Jurema-preta*, a common species of Brazil's northeastern semiarid region. Source: Fazenda União (2013).

Additionally, at the end of 2014, India launched the 3 MW CSP–biomass power project Scalable CSP Optimised Power Plant Engineered with Biomass Integrated Gasification (SCOPEBIG), which will integrate parabolic trough with direct steam generation and biomass gasification (CSTEP, 2015).

To identify recent relevant works an extensive literature review has been conducted. Peterseim et al. (2014c) assessed 17 different CSP–biomass hybrid configurations with regards to their performance. Other studies investigated the hybridisation of parabolic trough plants with biomass (Pérez and Torres, 2011; Peterseim et al., 2014d; Srinivas and Reddy, 2014). Additionally, Fresnel systems have been investigated for hybridisation with biomass and waste materials (Nixon et al., 2012). Solar tower were also evaluated in combination with biomass (Coelho et al., 2012; Peterseim et al., 2014b).

Some works identify the most suitable CSP technologies to hybridise (in the form of retrofits) existing Rankine cycle power plants, by using conventional and nonconventional fuels, namely biomass and waste materials (Peterseim et al., 2013; Johnsson and Pihl, 2012). Thus, such hybrids could provide a pathway to implement and to mature the technology at lower costs than greenfield CSP installations. In a similar way, CSP options to hybridise “waste to energy” (WTE) plants (Peterseim et al., 2012) and geothermal power plants (Zhou et al., 2013; Zhou, 2014) have been investigated.

Besides the high investment, the lack of detailed identification of worldwide regions with CSP potential and abundant availability of low-cost biomass is another barrier for the deployment of CSP–biomass plants. Considering both criteria, limited places in the world could use biomass for this purpose (Peterseim et al., 2014a). This criterion becomes more restrictive when other land uses are considered, e.g. food competition. Actually, high CSP potential regions are typically located in desert areas, in which biomass is not an hybridisation option (Arvizu et al., 2011; Trieb et al., 2014; Viebahn et al., 2011).

Hence, to the authors' knowledge, assessment of annual electricity potential and ideal areas to install CSP hybridised with biomass have only been done for Australia (Peterseim et al., 2014a, 2014b, 2014c, 2014d) and India (CSTEP, 2015; Nixon et al., 2012). Literature gaps are related to the lack of assessments focusing on local scale based on site specific data, by considering actual land uses and real availability of biomass. Another deficiency found in the literature is the non-use of primary data collected in the field (biomass quality and cost of biomass, labour, land). Literature does not present a comprehensive strategy to deploy massively CSP plants hybridised with biomass to develop a local CSP industry (except in India, where the Government has officially this objective) (CSTEP, 2015; Nixon et al., 2012; MNRE, 2011).

To fill this gap, the objective of this work is to evaluate the

economic feasibility of CSP biomass hybrid plants with *jurema-preta* wood (*Mimosa tenuiflora*) in a semiarid region in Brazil, which may foster the creation of a CSP industry in the country, following a developing path different to that verified in other countries. Hence, the study aims at answering the following four questions:

- 1) Using *jurema-preta* wood and operating a hybrid parabolic trough CSP plant at a supplemental operation dispatch mode, what are the biomass fill fraction (BFF)² and the solar multiple (SM)³ for achieving a competitive price as compared to the upper level price reached in the most recent auctions held in Brazil for marginal renewable sources?
- 2) Once the SM and the BFF are defined, would an estate similar to “Fazenda União” be able to supply that quantity of biomass so that a standard power plant would be economically viable and the *jurema-preta* forest sustainably managed?
- 3) Given the results for a standard CSP configuration (hybrid), which could be the CSP market potential in Northeastern Brazil?
- 4) Considering the CSP market potential in Northeastern Brazil, what would be the co-benefits of implementing a CSP industry in the region in terms of income and job creation (direct, indirect and induced)?

Brazil is a special case of study to this field due to the following reasons: the concentration of low-cost biomass in high DNI regions, the experience of the Brazilian “biomass industry” to produce tailored components, and the absence of incentive mechanisms as feed-in tariffs for renewable energy sources. These conditions are unusual and differ from those of the countries that are prominent in Table 1 (although they could be found in countries such as Australia and India).

Hence, the following two aspects could accelerate the deployment of CSP power plants and create a CSP industry in Brazil:

- 1) In the Brazilian northeastern semiarid region, where the highest DNI resources are verified (Burgi 2013; Soria 2011), there are also ecosystems such as the *caatinga* (shrubland) and the *cerrado* (savannah) that can provide large quantities of low-cost *jurema-preta* biomass if appropriately managed. To the authors' knowledge, this Brazilian strength has not been

² Biomass fill fraction (BFF) is a fraction of the turbine gross output that can be met by the biomass backup boiler (NREL, 2014b).

³ Solar multiple (SM) represents the solar field aperture area as a multiple of the power block rated capacity. A SM equal to one represents the solar field aperture area that, when exposed to solar radiation equal to the design radiation value, generates the quantity of thermal energy required to drive the power block at its rated capacity, accounting for thermal and optical losses (NREL, 2014b).

studied before in any scientific publications. Nowadays in Brazil this wood is used for charcoal production. In this article, primary data in the field have been collected by conducting interviews with local farmer unions who have previous experience in managing *jurema-preta* biomass in the field at Fazenda União.⁴

- 2) The Brazilian power sector has decades of experience with biomass due to the use of sugar cane bagasse for electricity production (Ely, 2009; Scaramucci et al., 2006). To achieve that milestone an important component industry has been developed. Nowadays Brazil produces locally 100% of the components of biomass-fired power plants, for example, advanced biomass boilers, burners and steam turbines (ABDI, 2012). Thus, key components also required to deploy CSP plants are already produced in Brazil. This makes it easier to comply with a minimum local content commitment established for renewable energy projects in the country, aiming at promoting industrial development and job creation (Hashimura, 2012).

2. Methodology and data

To fulfil the objectives this study followed the procedure depicted in Fig. 4.

2.1. Defining the benchmark price for the electricity generated

Brazil's current electric power expansion framework relies on a "market-oriented" mechanism (an auction system), which promotes the competition among power generators for supplying a pre-determined electricity niche market. The criterion for selecting the winners is the lowest electricity price offered.

To this date, electricity produced by a typical CSP plant has not been cost-competitive in any Brazilian power auction (Malagueta et al., 2013, 2014; CCEE, 2014; EPE, 2014). Within this framework, CSP would only be an option if its LCOE were, at most, equal to the highest value that was paid to a renewable energy source in recent auctions in Brazil.

Hence, this study identified the upper prices set in recent power auctions that included wind and solar photovoltaic options. In fact, the Pernambuco state auction of December 2013, that contracted centralised PV, is an example of one auction where renewable power sources were contracted with relatively high prices. In this auction, the upper price level reached 11.4 cent USD/kWh (SRHE, 2013). Then, in October 2014, a new auction indicated an upper price level of 11.9 cent USD/kWh (CCEE, 2014), being that the price that opened the bids.

Then, the highest value found was also set as a target for the standard CSP plant to be modelled in the study. Therefore, this study set the electricity upper price level of 11.4 cent USD/kWh as the benchmark price that Brazilian auctions would set for an early-stage renewable energy source option, such as CSP in Brazil. Thus, the idea here was not to set a competition between CSP and other power options (for example a stand-alone biomass-fired power plant), but to find out if CSP plants could be competitive with the highest value accepted to be paid for renewable sources in Brazil,

Table 2

Physical properties, productivity, and cost data for *jurema-preta*.
Source: Fazenda União (2013).

Parameter	Value
Physical properties	
Density	0.9 g/cm ³ (t/m ³)
LHV	4885 kcal/kg 20.45 MJ/kg
Productivity and management	
Availability in volume	77 m ³ /hectare
Availability in mass	69.3 t/hectare
Extraction cycle	7–9 years
Management capacity (selective cutting)	600 ha/year
Wood price at the CSP plant	
Price per volume	9 USD/m ³
Price per energy	0.51 USD/MMBTU

as expressed in recent specific auctions held in the country.

2.2. Designing and evaluating the standard CSP plant hybridisation with biomass

This case study intends to demonstrate the feasibility of biomass hybrid CSP plants that use *jurema-preta* wood. This idea resulted from the interest of rural properties in Northeastern Brazil dedicated to the exploration and use of this species. The properties are located in a high DNI region with CSP potential. One of the estates is "Fazenda União", in Bahia state.

Jurema-preta grows fast with an extraction cycle of seven to nine years with the highest volume (in cubic metres per hectare) (Aráujo et al., 2004; Carneiro et al., 2013; Oliveira, 2003; Silva, 2006). Its wood is heavy (i.e., an average density of 0.9 g/cm³) and has a high lower heating value (LHV) (Aráujo et al., 2004; Carneiro et al., 2013; Oliveira, 2003; Silva, 2006). From the timber-production perspective, *jurema-preta* is one of the most important species of the *caatinga*: its average height in five years surpasses 5 m. Thus, *jurema-preta* is an excellent option for energy production, either as raw material for high-quality charcoal production or biomass for steam generation. Nowadays, the *jurema-preta* wood is collected and sold to local charcoal production facilities at a price of 2.7 USD/m³ (primary data collected in the field⁵). However, this price is not attractive to enough encourage land owners to provide its wood for CSP utilities. Then, based on primary data collected in the field (including personal communication with farmers or their representatives), a price at least three times the value perceived by them has been assumed. This would favour the use of *jurema-preta* in CSP innovative projects. Therefore, this study set a *jurema-preta* cost at 9 USD/m³ (or 51 cents USD/MMBTU). However, aiming at analysing the uncertainty related to the *jurema-preta* wood cost premise, a sensitivity analysis was also done by increasing the cost by 20%, raising it to 10.8 USD/m³ (0.62 USD/MMBTU). Results considering this sensitivity are shown in Table 11. Fig. 1 shows photographs of *jurema-preta*, and Table 2 consolidates the most important information on the species for the case study: physical properties, productivity, cycle management, and price (at the gate of the CSP plant).

Information about "Fazenda União" is primary data collected in the field for this work, by conducting interviews with local

⁴ Two personal interviews were conducted with the manager of a consultant firm, who manages biomass businesses together with farmers in the target region of Bahia, Brazil. Only a small number of farmers concentrates most of the properties in the region. In this way, we collected all the relevant specific information about the *jurema-preta* biomass. Further, primary data were also collected on the field from two properties located at the Brejolândia municipality (12°21' 35.98"S 44°05' 51.38"O) and Barra municipality (11° 12' 22.93"S 43° 43' 38.06"O). One of these properties is "Fazenda União", used as reference for this study.

⁵ With the help of a biomass manager who advises local farmers, this study obtained from local farmer unions their expectations about the development of the CSP potential in the region and the possibility to hybridise CSP plants using local biomass. They answered that a value of three times the current price would be attractive to them to start with a new business model, where they would sell their biomass production for CSP plants in the region.

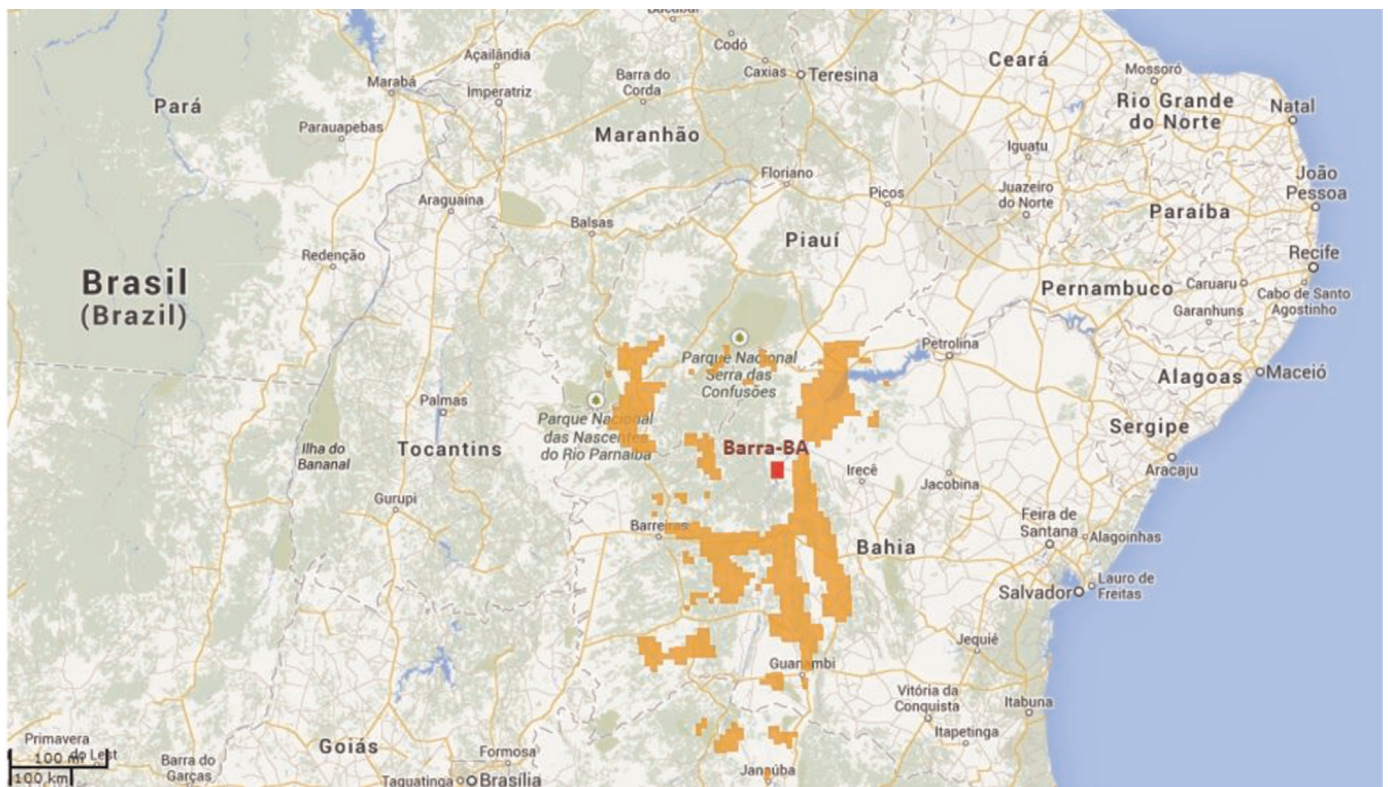


Fig. 2. Case study location. Note: Orange areas indicate regions with DNI higher than $5.5 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ in northeastern Brazil. The red square indicates the approximate location of Fazenda União. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

Source: [SWERA/NREL \(2007\)](#).



Fig. 3. Location of the electric substations closest to the site of the case study. Note: The yellow marker indicates the location of Fazenda União. The purple dots indicate operating electrical substations. The red lines represent the distance between the electrical substations and Fazenda União. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

Source: [ANEEL-SIGEL \(2014\)](#), [Fazenda União \(2013\)](#), and [Google Earth \(2013\)](#).

Table 3
Location and climatologic data of Bom Jesus da Lapa.
Source: SAM/DVIEW (2007).

Parameter/information	Value
<i>Information on the locality</i>	
City	Bom Jesus da Lapa
State	Bahia
Time zone	GMT –3
Altitude	458 m
Latitude	–13.27°
Longitude	–43.42°
<i>Annual climatologic data</i>	
Direct normal irradiation (DNI)	2198.0 kWh/m ² year
Global horizontal irradiation	2143.2 kWh/m ² year
Dry-bulb temperature	26.1 °C
Annual average relative humidity	65%
Wet-bulb temperature	18.6 °C
Dew point	18.0 °C
Wind speed	1.6 m/s

farmers' unions and energy consultants in the region. This estate is located in the municipality of Barra, Bahia state, which is one of the most promising regions for CSP in Northeastern Brazil. The annual average DNI is 5.82 kWh/m²/day (Fig. 2), and there is access to underground water sources and a connection to river transportation because of the proximity to the Rio Grande river. However, the location is far from the closest operating electrical substations, which are approximately 160 km and 190 km distant (Fig. 3).

Thus, “Fazenda União” will be used as an example in the present study. However, the hybrid CSP plant will not necessarily be constructed at this place, given the distances to the closest electrical substations. In fact, all the estates in the region have *jurema-preta* forests with similar productivity. Therefore, the “Fazenda União” data can be extended to other nearby locations.

“Fazenda União” has a total area of 7000 ha with an approximate volume of 539,000 m³ of wood (measured by satellite). Considering *jurema-preta*'s density, this volume represents a mass of 485,000 t. This quantity of biomass cannot be harvested in a single year because of the average specie's extraction cycle of approximately 8 years. That is, the quantity of available wood every 8 years will be 1/8 of the total estimated wood volume in the estate.

The case study uses the System Advisor Model (SAM) (NREL, 2014b) simulation tool to analyse the climatologic, economic and financial parameters that guide CSP power production to create a preliminary plant design and to simulate production for a typical year.⁶

There is no specific hourly time series of climatologic data for 1-year period in typical meteorological year (TMY) format for “Fazenda União” to simulate CSP plants in the SAM model. Thus, CSP plants were simulated using TMY from “Bom Jesus de Lapa” (NREL, 2014c), which is the closest station to “Fazenda União”. Characteristics of “Bom Jesus da Lapa” are described in Table 3. Burgi (2013) and Soria (2011) note the difficulty of obtaining TMY data from other meteorological stations in Brazil. The authors also used a shape file containing annual average of DNI, in kWh/m²/day organised into cells with 10 km × 10 km produced by INPE and LABSOLAR under SWERA project (SAM/DVIEW, 2007; SWERA/NREL, 2007; Martins et al., 2007) for the geographical information system (GIS) analysis to determine the market potential of CSP plants hybridised with *jurema-preta*. A high-quality radiation

Table 4
Technical characteristics of the simulated CSP plant.
Source: NREL (2014b) and Soria (2011) and new assumptions by the authors.

Technical characteristics	Value
<i>Solar field</i>	
Solar field parameters	
Solar multiple (SM)	To be calculated
Normal direct irradiation at design	750 W/m ²
Row spacing	15 m
Heat transfer fluid (HTF)	
Type	VP-1
Inlet temperature	293 °C
Outlet temperature	391 °C
Minimum single loop flow rate	1 kg/s
Maximum single loop flow rate	12 kg/s
Header design minimum flow velocity	2 m/s
Header design maximum flow velocity	3 m/s
Solar field initial temperature	100 °C
Collector orientation	
Tilt	–13.27
Azimuth	0
<i>Collectors</i>	
Collector	
Type	Solargenix
Assembly	
Number of collectors/receivers per row	8
<i>Receivers</i>	
Receiver	
Type	Schott PTR70
<i>Power block</i>	
Power plant capacity	
Net output at design (nameplate)	30 MWe
Design gross output	33 MWe
Parasitic losses	10%
Power block design point	
Thermodynamic cycle conversion efficiency	380%
Back-up boiler operating pressure	100 bar
Fossil back-up boiler efficiency	75%
Water reposition fraction in the cycle	0.013
Plant control	
Assorted parameters	By default
Turbine maximum operation capacity	1.05
Cooling system	
Condenser type	Evaporative
Design room temperature	26.1 °C
Water temp. diff. condenser outlet–inlet	10 °C
Water temp. diff. cond. water inlet and wet bulb temp.	7 °C
Min. condenser pressure	1.25 in Hg
<i>Hybridisation</i>	
Hybridisation system	
Power turbine output fraction	1.05
Biomass fill fraction (BFF)	To be calculated

database for northeastern Brazil was recently established within the Solar Energy Mining (SOLEMI) service set up by the German Aerospace Center (DLR) (Fuchs, 2014). Based on half-hourly images from Meteosat-7, from 2001 to 2003, a solar radiation map with 1 km² resolution, as well as hourly time-series for strategic locations in the region, was generated by SOLEMI (Fuchs, 2014). However, these more accurate data are not publicly available. Thus, the analysis presented here is preliminary and valid only as a first approach to DNI data. A more detailed analysis would depend on not yet available data (DNI maps and DNI hourly series).

The technical characteristics and the values used to simulate the plant in the SAM are detailed in Table 4. The irradiation value was optimised in an initial phase of the simulation to obtain the minimum quantity of dumped solar irradiation over the year, also considering the minimum LCOE. The values of cooling system

⁶ For details on the tool and its use in Brazilian examples, see Milani (2014), Malagueta et al., (2013, 2014) and Soria (2011).

dimensioning, collector orientation, power block capacity and biomass hybridisation system dimensioning are exclusive for this case study and based on previous studies (Lodi, 2011; Malagueta et al., 2013, 2014; Soria, 2011). All the other parameters use standard SAM v.2014 values and correspond to information supplied by the manufacturers (Eastman, Schrott and Solargenix) based on the experience in existing plants in the United States (NREL, 2010, 2014b). Table 4 does not show SM and BFF values because these are results obtained using the parametric analysis developed in the SAM, whose outcomes are shown in Tables 8–10.

The choice of plant size follows Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) Normative Resolution 77/2004, which establishes a 50% reduction in the tariffs of use of power transmission (TUTS) and distribution (TUDS) systems, applied on the production and consumption of power sold by alternative energy sources. Complementarily, according to Article 26 of Law 9427/1996, enterprises based on small hydroelectric power plants, solar power, wind power, power plants fired by biomass and qualified combined heat and power (CHP) with injected power in the transmission or distribution systems lower than or equal to 30 MWe are considered to be alternative energy sources (Soria, 2011). However, there is no technical impediment to designing larger plants using our proposal for a hybrid system project. Indeed, a hybrid CSP plant operates with a higher capacity factor and has the characteristics of a thermoelectric power plant (in this case, based on a steam turbine). Therefore, it can provide ancillary services to the grid as well.

In addition to the economic criterion defined in Section 2.1 (benchmark price), a new criterion was established for guaranteeing that more than a half of the share of the generated electricity of the hybrid system would derive from the solar fraction (so as the plant could be understood as a solar plant complemented with biomass and not the opposite).

The values of federal tax, actual discount rate and minimum actual required internal rate of return (IRR) were proposed by (Schaeffer et al., 2012, 2014) for CSP plants in Brazil based on incentives previously provided to other alternative energy sources in the country. For example, the federal tax value is based on a 7% reduction awarded to the Program for Social Integration/Program for the Heritage Formation of Public Servants (Programa de Integração Social/Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público—PIS/PASEP) and the Contribution for the Financing of Social Security (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social—COFINS). Regarding financing, the Financing to Enterprises

(Financiamento a Empreendimentos—FINEM) credit line of the National Economic and Social Development Bank (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social—BNDES) was used as a reference. In this case, an interest rate was adopted that consisted of the sum of the minimum risk rate (1% per annum) (p.a.), the minimum basic bank remuneration (1% p.a.) and a 5% annual financing cost (BNDES, 2014). A summary of the financial and tax conditions is provided in Table 5.

The equipment cost data are primarily based on standard SAM v.2014.1.14 values, updated in NREL (2014b). However, certain costs correspond to Brazilian characteristics. The cost of the hybridisation biomass boiler is taken from Malagueta et al. (2014). A typical variable operation and maintenance (O&M) cost for CSP projects (considered in NREL, 2014b) is 4 USD/MWh (NREL, 2014b). This variable O&M cost is associated with typical CSP plants, which often use a natural gas back-up system. Considering that natural gas does not present any ash content and that natural gas boilers are relatively simple operation devices in comparison to biomass boilers (Chau et al., 2009), in this manuscript we estimated a higher variable O&M cost for the standard hybrid CSP plant using jurema-preta wood. We estimated a conservative variable O&M cost of 5 USD/MWh. This assumption is in accordance with a Brazilian average variable O&M cost for biomass-fired thermal power plants, which is presented in the literature as being equal to 4.7 USD/MWh (Nogueira et al., 2014; Borba, 2012). This estimation is also in accordance with international figures: 5.26 USD₂₀₁₂/MWh (EIA, 2014) or in the range of 4–4.93 USD₂₀₁₄/MWh (IRENA, 2015). In this way, the non-biomass fuel costs, such as ash disposal, unplanned maintenance, equipment replacement and incremental servicing costs (related to biomass use) are considered in the estimated variable O&M cost.

The fixed O&M cost by capacity, according to Malagueta et al. (2014), considers that the simulated plant, once it is of up to 30 MWe renewable energy, could connect to distribution lines of voltages lower than or equal to 69 kV. Thus, the distribution incentive of a 50% TUDS reduction (ANEEL, 2004) was used. However, this study considered that the hybrid CSP plant simulated here would be a centralised power generation option because the study also intends to demonstrate the possibility of constructing a set of CSP plants in the region to export energy to the grid. In addition, this study has considered that during an initial development stage of the CSP technology in Brazil, landowners in the northeastern semiarid region would be willing to construct CSP plants hybridised with biomass on their properties to add value to their production. Thus, instead of producing charcoal, they would

Table 5

Financial and tax conditions.

Source: BNDES (2014), Schaeffer et al. (2012, 2014), Soria (2011) and new assumptions by the authors.

Parameters	Value
Financing	
General	
Analysis period	30 years
Inflation	0%
Taxes and insurance	
Actual discount rate	10%
Federal tax	27%
Insurance	0.5% of the cost of capital
Loan parameters	
Long term	20 years
Loan rate	7.0% p.a.
Debt fraction	80%
Solution mode	
Specific IRR target	Yes
Actual IRR target	
Minimum required IRR	10% p.a.
Depreciation	
Depreciation	5-year MACRS

Table 6

Costs used in the simulation.

Source: NREL (2014a) and assumptions by the authors.

Costs	Value
Direct capital cost	
Site improvements	30 USD/m ²
Solar field	215 USD/m ²
HTF	80 USD/m ²
Biomass hybridisation system	420 USD/kWe
Power block	830 USD/kWe
Balance of plant	110 USD/kWe
Contingency	20%
Indirect capital cost	
EPC and ownership cost	11% of direct cost
Land	0 USD/hectare
Operation and maintenance cost	
Fixed cost per unit of capacity	65 USD/kW-year
Variable cost per unit of power generation	5 USD/MWh
Wood cost: jurema-preta	0.51 USD/MMBTU

sell wood to the hybridised CSP plant. Therefore, it was considered that the land cost would be zero but that there would be land preparation costs prior to plant construction.

It is worth noting that the solar field cost applied in the study derived from a personal communication in our direct contacts with Naanovo Company, which indicated that a solar field cost of 215 USD/m² would be possible for Brazilian CSP plants for the period 2020–2025. This agrees with solar field cost scenarios of IEA (2014) and Trieb et al. (2009, 2014, 2011). Naanovo's premise is based on the possibility of producing solar field components in on-site factories in Brazil at that time. This study assumes the same premise. Therefore, the cost of the solar field is set at 215 USD/m², which is close to 80% of the value provided by manufacturers in the international market in 2014 (270 USD/m² (NREL, 2014b)). Interestingly, when local production is not considered, the company Naanovo already indicates that it could offer a solar field with SolarMaax™ collectors and Schott receivers at a price lower than 236 USD/m² (Naanovo, 2014). This hypothesis is justified not only by technological learning effects (a 20% reduction until 2020–2025 (Kearney 2010; Arvizu et al., 2011; IEA, 2014) but also primarily by the elimination of costs associated with the complex collectors' importation logistics, which, after customs, require transport over hazardous roads to remote areas of the Brazilian northeast. A summary of the costs used in the simulation is provided in Table 6.

This study also includes two sensitivity analyses to analyse the effects of variation in the solar field cost on LCOE for different hybrid CSP configuration and its outcome on SM and BFF selection. The first sensitivity analysis considered an increase of 20% over the solar field capital. In this case, the idea was not to assume any cost reductions over the current international solar field capital cost (270 USD/m², according to NREL (2014b)) until 2020–2025. The second sensitivity considered a 10% reduction over the current international solar field capital cost. This means a solar field capital cost of 243 USD/m². Results of both sensitivity analyses are shown in Table 12.

In addition, Malagueta et al. (2014) and Soria (2011) concluded that, if the objective function is LCOE minimisation, optimising the SM is not the best option in the case of CSP plant hybridisation with low-cost fuel (i.e., lower than 7 USD/MMBTU) under Brazilian conditions. The authors demonstrated that with such optimisation SM becomes zero and the plant operates only with its hybrid fuel capacity, which results in a lower LCOE. Therefore, to simulate a hybrid CSP plant that uses *jurema-preta* (whose supply cost was estimated at 51 cent USD/MMBTU) using real management data collected in the field about this energy crop, it was necessary to

develop a parametric analysis to identify the best SM and BFF combination. The best combination is defined as that in which annual power generation consists mostly of the solar source and which also achieves an LCOE value close to our benchmark price of 11.4 cent USD/kWh (see Fig. 4).

The parametric analysis was performed for SM values between 0.5 and 1.5 (with 0.1 steps) and BFF values between 25% and 50% (with 5% steps). The net annual electricity production, the heat flux at the solar field outlet, the heat flux at the hybridisation boiler, the LCOE, the plant capacity factor, the total required area and the annual water consumption were calculated for each SM and BFF combination.

2.3. Evaluating the market potential for hybrid CSP plants

A preliminary evaluation of the market potential for the hybrid CSP plant tested in this study was performed using GIS tools. Therefore, once the SM and the BFF with *jurema-preta* are defined, the study firstly evaluates if estates similar to “Fazenda União” would be able to supply the quantity of wood so that the project would be economically viable and the *jurema-preta* forest sustainably managed. Then, sites in the northeastern region with DNI higher than 5.5 kWh/m²/day and within 50 km of an electrical substation, which is the maximum distance for an economically viable power plant (Hoffmann et al., 2014; Portugal Pereira et al., submitted), were identified using geo-referenced DNI (SWERA/NREL, 2007), electrical substation (ANEEL-SIGEL, 2014) and municipalities (IBGE, 2010) information. It was assumed that the regions with high DNI and proximity to electrical substations could be accounted for to estimate the market potential for the hybrid CSP plant tested in this study.

2.4. Assessing economic impacts of hybrid CSP plants

To evaluate local economic impacts associated with the construction of CSP units the Jobs Economic Development Impact (JEDI) (NREL, 2013) tool, developed by the U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL) was used. This model has been widely applied in the literature to evaluate the socio-economic benefits of the construction of renewable power generation projects in the U. S. (Collins et al., 2012; Croucher, 2012; Jacobson et al., 2013, 2014; Lira-Barragán et al., 2014; Slattery et al., 2011; Wang et al., 2013). The adopted method is based on Input–Output (I–O) matrices with static equilibrium, which enables recording the direct, indirect and induced impacts associated with plant construction. These impacts

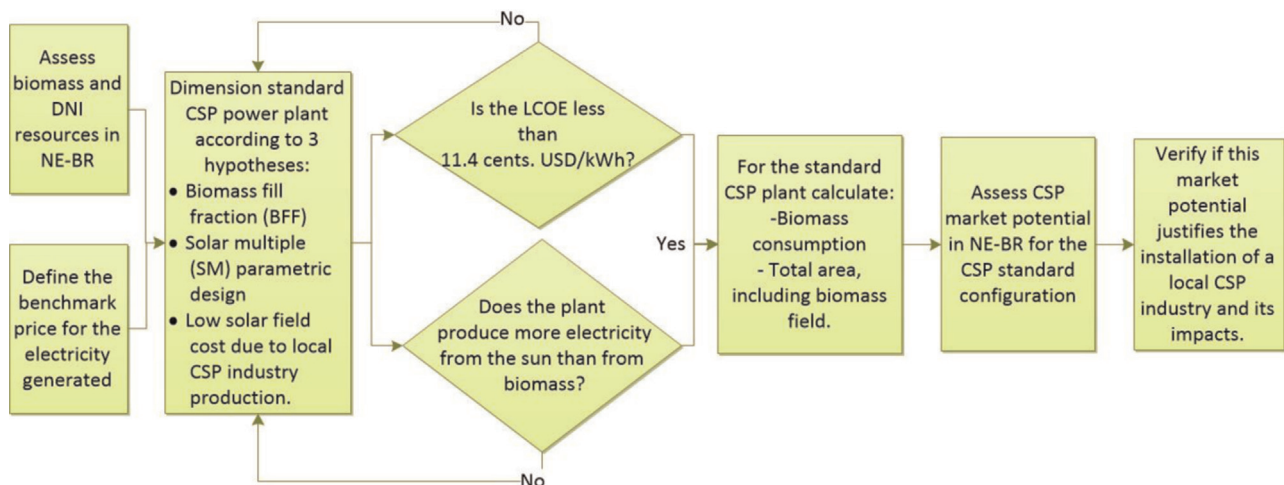


Fig. 4. Framework applied in the study.
Source: The authors.

Table 7

Classification of benefits associated with the lifecycle of a solar-thermal plant.

Source: The authors.

Class	Activity	Localisation	Stability	Specialisation level
Direct benefits	Material transport, plant construction and decommissioning, auxiliary and O&M activities	Local and regional	Permanent and temporary	High and average
Indirect benefits	Production of solar equipment and auxiliary components; commercialisation of equipment, consulting and R&D activities	National and/or international	Permanent	High
Induced benefits	Increased demand for goods and services (e.g., restaurants, retail stores, public services, hotels) by the workforce involved in directly beneficial activity	Local	Permanent	Low

Table 8

LCOE for different hybrid CSP configurations.

Source: The authors.

LCOE (cents USD/kWh) ^b						
SM	BFF (%)					
	25	30	35	40	45	50
0.5	12.15	10.13	9.08	8.24	7.56	7.0
0.6	11.89	10.06	9.08	8.29	7.66	7.15
0.7	11.79	10.06	9.17	8.47	7.89	7.41
0.8	11.86	10.16	9.34	8.67	8.11	7.64
0.9	11.88	10.40	9.63	8.97	8.42	7.95
1.0	12.22	10.66	9.88	9.24	8.68	8.2
1.1	12.34	10.93	10.17	9.51	8.95	8.46
1.2	12.76	11.31	10.54	9.88	9.3	8.81
1.3	13.15	11.61	10.84	10.17	9.59	9.08
1.4	13.37	11.94	11.15	10.47	9.88	9.36
1.5	13.94	12.35	11.55	10.85	10.24	9.71

^bNote: Orange cells indicate combinations of SM and BFF with an LCOE lower than 11.4 cents USD/kWh and a net annual electricity production mostly from the solar source.

Table 9

Participation of solar source in the annual electricity production for different CSP hybrid configurations.

Source: The authors.

Participation of solar source in the annual electricity production (%) ^c						
SM	BFF (%)					
	25	30	35	40	45	50
0.9	n.a.	45.7	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
1.0	n.a.	49.0	45.4	n.a.	n.a.	n.a.
1.1	n.a.	51.6	48.0	n.a.	n.a.	n.a.
1.2	n.a.	53.6	49.9	46.8	n.a.	n.a.
1.3	n.a.	n.a.	51.3	48.1	n.a.	n.a.
1.4	n.a.	n.a.	52.3	49.1	n.a.	n.a.
1.5	n.a.	n.a.	n.a.	50.2	47.4	n.a.

^cNote: n.a. (not available). These combinations were not simulated individually.

are evaluated through the application of multipliers that describe the variations in the system that result from the newly introduced economic activity.

JEDI model reflects economic activities in the USA, regionalised

to each state, whose multipliers clearly differ from those of the Brazilian Bahia state. Therefore, regional multiplier coefficients describing the flows of goods and services in Bahia state have been applied, following the coefficients proposed by [Guilhoto et al.](#)

Table 10

Results of the individual simulation for SM=1.2 and BFF=30%.

Source: The authors.

Simulation results	
Parameter	Value
Electricity production	139.3 GWh/year
* Solar contribution	53.6%
* <i>Jurema-preta</i> contribution	46.4%
Actual LCOE	11.31 cent USD/kWh
Capacity factor	51.4%
Annual water use	$565 \times 10^3 \text{ m}^3$
Total plant area	0.84 km ²
	83.7 ha
Annual thermal energy produced in the boiler	185 GWh _{th} /year (666 TJ/year)

Table 11Results of the sensitivity analysis for 20% higher *Jurema-preta* wood cost.

LCOE (cents USD/kWh)			
SM	Biomass cost: 0.62 USD/MMBTU		
	BFF (%)		
	30	35	40
1	10.74	n.a.	n.a.
1.1	11.00	n.a.	n.a.
1.2	11.38	10.61	n.a.
1.3	n.a.	10.91	n.a.
1.4	n.a.	11.22	n.a.
1.5	n.a.	n.a.	10.92

Note: Orange cells indicate combinations of SM and BFF with an LCOE lower than 11.4 cents USD/kWh and a net annual electricity production mostly from the solar source. (n.a.) means "not available" - These combinations were not simulated individually.

(2010) for the base year 2004.⁷ Appropriate data on average wage was used.

The benefits created during the lifecycle of a CSP plant were classified in three categories (Table 7): (i) direct opportunities associated with the plant's construction, decommissioning and O&M; (ii) advantages related to indirect activities required for the plant's construction; and (iii) effects caused by the increased demand for goods and services as a result of the additional workers required for activities (i) and (ii).

Regarding jobs and income generation related to the biomass production, this study adopts a conservative approach. Thus, it assumes that no additional jobs associated with the biomass chain are added when implementing a local CSP industry in Bahia. Currently, *jurema-preta* biomass is used in the charcoal production, which already employs rural workers. This study evaluates the local economic impacts associated with a hypothetical case involving the construction of 10 CSP plants with 30 MWe unit installed capacity and supplemented with *jurema-preta*, operating in Bahia state. This would total 300 MWe, which agrees with verified CSP development paths in other sites, especially in California in the 1980s (NREL, 2014a). In addition, given that the methodology is based on static multipliers of Bahia I–O table, this study assumes that these multipliers should be kept unaltered for the short- to

mid time period associated with the deployment of 300 MWe.

3. Results

3.1. Standard hybrid CSP plant

The results of the parametric analysis regarding the dimensions of the standard hybrid plant are consolidated in Table 8, which shows the LCOE for different SM and BFF values. Table 9 reveals the participation of the solar source in the net annual electricity production. That is, it shows the ratio of the annual heat generated in the solar field that entered the turbine and the net annual electricity production. It is understood that the remaining heat that entered the turbine was generated by *jurema-preta* combustion in the hybridisation boiler.

The results indicate that it is possible to operate a 30 MWe CSP plant hybridised with *jurema-preta* in Northeastern Brazil that produces electricity through the year mostly from solar energy with an LCOE value lower than that of the benchmark (11.4 cent USD/kWh). This outcome is possible with a plant whose SM is equal to 1.2 and whose BFF is equal to 30%, which would result in an 11.31 cent USD/kWh LCOE. This plant would generate 139 GWh/year of electricity with a capacity factor of 51.4% (Table 10).

Considering the *jurema-preta* LHV and the biomass boiler efficiency (Tables 2 and 4), the primary energy and *jurema-preta* mass required to power the boiler to produce 185 GWh_{th} of heat for the plant is approximately 888 TJ; i.e. 43,433 t of *jurema-preta*. Using the forest productivity and management data described in Table 2, the management of 627 ha will be necessary to provide the required annual energy. Given that the *jurema-preta* production cycle is 8 years, it must be noted that for sustainable operation the managed area will be available again only after 8 years. Therefore, the total crop area required to be managed during the CSP plant's lifetime is 5014 ha. Finally, the total area for a biomass hybridised CSP project, including the plant area itself, is approximately 5098 ha (51 km²). Thus, the simulated configuration of a 30 MWe CSP plant hybridised in supplemental operation dispatch mode with *jurema-preta* wood indicated a 1.2 SM and a 30% BFF. In terms of installed capacity, this outcome represents a 21 MW plant that generates electricity from solar irradiation and a 9 MW thermo-electric biomass plant that generates electricity from *jurema-preta* wood. In fact, this type of hybridisation is economically advantageous because it enables using a single power block. The results demonstrate that a plant with this configuration can generate 139 GWh/year, of which approximately 54% would be generated from the heat produced in the solar field. Therefore, it is a solar plant hybridised with biomass, not the opposite.

⁷ Those coefficients were converted to US\$₂₀₁₂ values by applying the GDP deflation factor of 1.51, calculated with IBGE (2015) data and the exchange rate (2012) of 1 US\$ = 1.96 BRL, according to BCB (2015). The JEDI base year is 2012.

Table 12

Results of the sensitivity analysis for the solar field capital cost.

LCOE (cents USD/kWh)						
SM	Solar field capital cost: 243 USD/m ²			Solar field capital cost: 270 USD/m ²		
	BFF (%)			BFF (%)		
	30	35	40	30	35	40
1	11.06	n.a.	n.a.	11.43	n.a.	n.a.
1.1	11.35	n.a.	n.a.	11.76	n.a.	n.a.
1.2	11.77	10.96	n.a.	12.21	11.37	n.a.
1.3	n.a.	11.29	n.a.	n.a.	11.73	n.a.
1.4	n.a.	11.63	n.a.	n.a.	12.10	n.a.
1.5	n.a.	n.a.	11.34	n.a.	n.a.	11.81

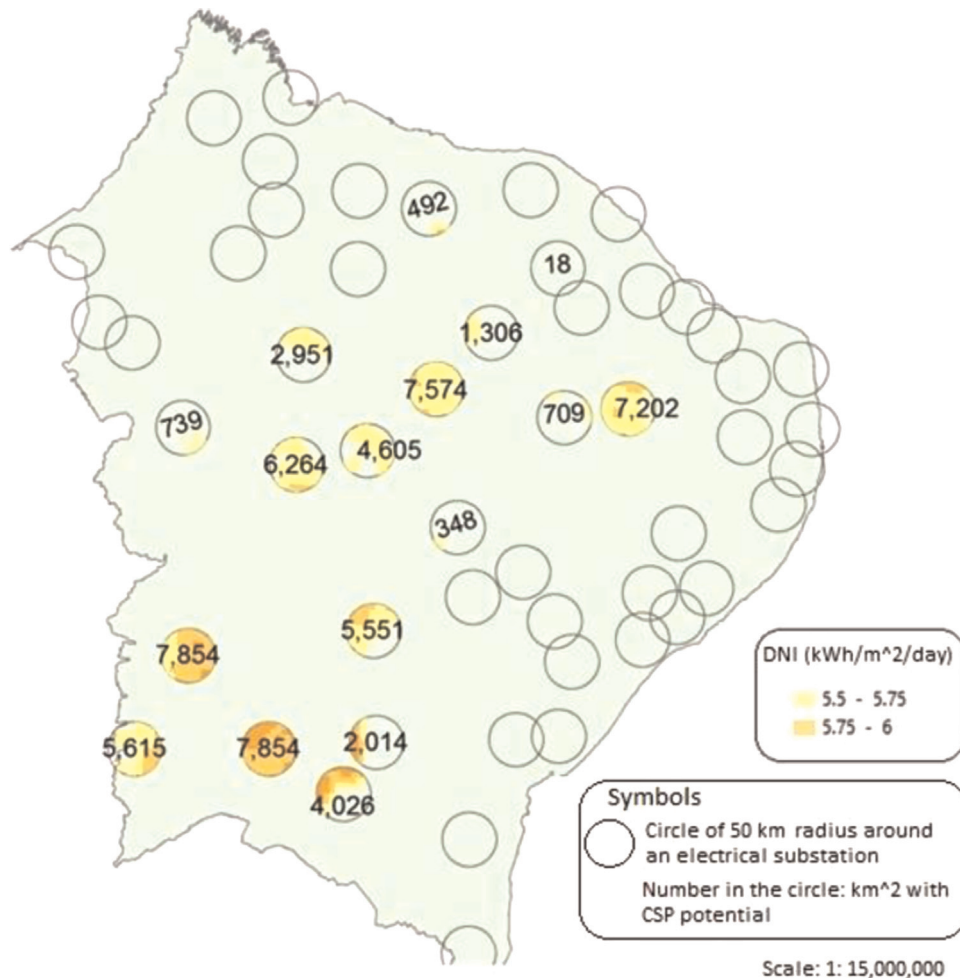
Note: Orange cells indicate combinations of SM and BFF with an LCOE lower than 11.4 cents USD/kWh and a net annual electricity production mostly from the solar source. (n.a.) means "not available" - These combinations were not simulated individually.

In addition, for the chosen configuration, the LCOE would be 11.31 cent USD/kWh, which is close to the LCOE benchmarking of 11.4 cent USD/kWh verified in the Pernambuco state auction (as for September 2014). Once a local CSP industry of solar field components is established, it will be possible to consider lower contingency values for CSP projects in Brazil (i.e., in a less conservative view, a LCOE less than 11.31 cent USD/kWh).

The results of the sensitivity analysis considering an increase of

20% to the *jurema-preta* wood cost, leading it to 10.8 USD/m³ (0.62 USD/MMBTU), are presented in Table 11. In this case, for all combinations of SM and BFF, the LCOE showed an insignificant increase of less than 1%. Within the range of $\pm 20\%$ for the *jurema-preta* wood cost, the LCOE remained close to the benchmarking LCOE.

The findings from the first sensitivity analysis applied over the solar field capital cost (considering 270 USD/m²) showed that the

**Fig. 5.** Map of market potential for CSP plants hybridised with *jurema-preta* in the Northeast Region.

Source: The authors using geo-referenced information from ANEEL-SIGEL (2014), IBGE (2010) and SWERA/NREL (2007).

Table 13

Results of the GIS analysis: areas with CSP potential within 50 km of each electrical substation.
Source: The authors.

Electrical substation location	CSP potential area (km ²)	Number of 30 MWe CSP plants hybridised with <i>jurema-preta</i>	Power (GWe)
Livramento de Nossa Senhora	4026	79	2.4
Sítio do Mato	7854	154	4.6
Correntina	5615	110	3.3
Boninal	2014	39	1.2
Riachão das Neves	7854	154	4.6
Jussara	5551	109	3.3
Casa Nova	348	7	0.2
Canto do Buriti	6264	123	3.7
São João do Piauí	4605	90	2.7
Tasso Fragoso	739	15	0.4
Juazeiro do Norte	709	14	0.4
Sousa	7202	141	4.2
Santana do Piauí	7574	149	4.5
São João dos Patos	2951	58	1.7
Tauá	1306	26	0.8
Itatira	18	0	0.0
Batalha	492	10	0.3
Total	65,121	1277	38.3

Table 14

Summary of economic benefits and job creation from solar-thermal plant construction.
Source: The authors based on NREL (2013)

Phase of the lifecycle of ten 30 MWe plants	Jobs (#)	Income generated (USD million)
Construction phase (24 months)		
Project development and impact of the plant workers	161	6.53
■ Direct construction	112	5.90
■ Indirect services	49	0.63
Equipment and impact on the production chain	87	2.65
Induced impacts	512	5.70
Sub-total	760	14.88
Operation and maintenance phase (annual)		
Onsite labour	269	18.08
Local revenue and supply chain	445	6.53
Induced impacts	1454	17.13
Sub-total	2168	41.74

hybrid biomass–CSP plant proposed only reached the LCOE benchmarking for solar fractions below 50%. Since this work tries to find out a solar plant complemented by biomass, and not the other way around, this was not a feasible solution.

However, the findings from the second sensitivity analysis for the solar field capital cost (243 USD/m²) showed that it is still possible to reach the benchmarking LCOE with a solar fraction higher than 50% (over the year). The best configuration in this last case was a plant with a BFF of 30% and SM of 1.1, which ensures a LCOE of 11.35 cent USD/kWh. Both sensitivity analyses are shown in Table 12.

3.2. Hybrid CSP market potential

The results indicate that a plant such as the one modelled in the present study which requires an approximate area of 5098 ha for sustainable operation, could be constructed on estates in Northeastern Brazil, such as “Fazenda União”. Together with the DNI data and the mapping of the substation locations, GIS results facilitate estimating the market potential of biomass hybrid CSP in the region. The results of the exercise are shown in Fig. 5 (the number in each circle represents the area (km²) with CSP market potential). The results indicated a market potential estimate of 38 GWe distributed among 17 substations (Table 13).

3.3. Economic impacts

In terms of the economic impacts of a hypothetical case involving the deployment of 10 standard hybrid CSP plants, the simulation of the JEDI model with Bahia I–O multipliers predicts a total yearly income of approximately 15 USD million and the generation of 760 jobs during construction (Table 14). Regarding operation, it estimates the generation of 42 USD million and the creation of more than 2100 new jobs.

Moreover, the income generated by activities directly related to the plant implementation and the induced activities play a primary role in driving the regional economy, as they contribute approximately to 80% of the total income. Regarding job generation, direct and indirect activities represent about 1/3 of total generated jobs, whereas induced activities contribute significantly to rising employee opportunities in the region. This confirms that the benefits in implementing CSP units in the region goes beyond the boundaries of the plant itself and also embraces associated services and auxiliary economic activities. It is worth recalling that the semiarid is one of the least developed regions in Brazil, been relatively more affected, then, by activities that generate income and, hence, induced jobs.

Table 15

Estimate of market potential for solar collector factories: 200 MWe/2 years.

Source: The authors.

Electrical substation location	Number of 200 MWe plants	Market (years)
Livramento de Nossa Senhora	12	24
Sítio do Mato	23	46
Correntina	17	34
Riachão das Neves	23	46
Jussara	16	32
Canto do Buriti	18	36
São João do Piauí	14	28
Sousa	21	42
Santana do Piauí	22	44

4. Discussion

The results shown in the earlier section justify the on-site construction of a CSP component factory, which would positively affect both the local and regional economies by generating income and job (direct and indirect).

It is important to highlight the importance of a sustainable management of *jurema-preta* crops (respecting the average specie's extraction cycle of approximately 8 years) to avoid environmental impacts in the northeast region. This work also stands out the benefits of combining solar resource and biomass in a power plant in comparison to a stand-alone biomass fired power plant. Additional simulations⁸ showed that a 30 MW power plant fired only with *jurema-preta* biomass will need an area of about 110 km². This area is twice the area required by the CSP plant hybridised with *jurema-preta* of the same capacity. Although the LCOE of a power plant firing only *jurema-preta* is around 3.7 cent USD/kWh, the fact that this plant will use such a large surface of valuable land, and the fact that “biomass industry” is already well established in Brazil, are strong reasons not to focus only on this possibility. Thus, this article explored hybrid CSP–biomass power plants.

The size of the CSP market in the northeast region would enable international manufacturers of CSP technology components to open factories in Brazil. Regarding Brazil's industrial capability to develop this type of project, the country is already able to provide equipment and design associated with the power block and the biomass fraction of the proposed plant (pre-treatment and boiler). Examples of companies in the sector include HPB Engenharia e Equipamentos Ltda., Sermatec Indústria e Montagens Ltda., CBC Indústrias Pesadas S/A and Dedini Indústrias de Base.

In the course of this study, the interest of international companies (e.g., solar collector assemblers) in establishing factories in Brazil to manufacture CSP plant components was identified. An example is the interest of the Canadian company Naanovo Energy Inc., the producer of SolarMaaxTM parabolic trough solar collectors, in constructing a temporary factory with a modular production capability to supply a 30–50 MWe project (Naanovo, 2014). In addition, the company indicated that the installation of a permanent factory in Brazil would depend on the existence of a market that guarantees a minimum of 200 MWe (approximately seven 30 MWe projects) and with good prospects for additional projects in the long term (Naanovo, 2014). If we consider that a CSP

component manufacturing line has a 20-year lifetime, it is possible to estimate that a single 200 MWe factory could supply the market with approximately 2 GWe over the duration of its existence.

When the estimated data on potential are analysed, it is evident that market potential is not a restriction for 30 MWe plants. Even if the plant size increased from 30 to 200 MWe (i.e., from the size defined by the incentive policy for alternative sources in Brazil to the expected standard technological scale of future CSP plants worldwide), there would be no restriction on an expansion program for Brazilian CSP hybrid plants associated with an industrial policy to manufacture the complete set of equipment required by this technology. For example, considering that two years are required for the construction of a CSP plant of 30 MW, it is evident that there is market potential for more than 20 years in nine of the circles shown in Fig. 5 (Table 15).

Finally, in addition to the benefits associated with technological innovation and industrial development, the construction of electric generation projects in rural areas promotes local development and economic growth. Typically, this type of project improves the security of the local electric energy supply, reinforces highway infrastructure and generates income sources because it creates alternative jobs in the agricultural sector (i.e., green jobs). The potential investment in CSP plants hybridised with biomass may help settle and train part of the economically active population, particularly in semiarid regions, where unemployment and rural exodus rates exceed the Brazilian national averages.

The results suggest that the construction of CSP projects in Brazil, specifically in Bahia state, would result in several benefits not only in terms of local job creation but also in terms of regional income generation. Future work could develop a complete study on the impacts of CSP in the Brazilian economy.

5. Final remarks and policy implications

This study has demonstrated that it is possible to envision using CSP plants in Brazil to generate electricity in a cost-effective way. Given the country's comparative advantages with respect to hybrid CSP plants that use biomass, Brazil's CSP use would differ from the manner in which this technology is used elsewhere. Given the cost advantages provided by the biomass fill fraction of the standard hybrid CSP plant, new auctions that set an upper electricity price level similar to the established for the Pernambuco state auction of December 2013 (11.4 cent USD/kWh) would be enough to boost the development of this technology in Brazil starting in 2020, when both biomass hybridisation and cheaper solar field components would be available and could reduce the LCOE of this CSP configuration. These auctions should allow hybrid CSP plants and happen continuously, ideally one by at least two years, in order to justify a Brazilian solar industry.

⁸ In order to know the order of magnitude of LCOE, land use and annual electricity generation of a stand-alone *jurema-preta* fired power plant, a preliminary simulation was done. The SAM model v. 2014 and its standard cost data were used, except for the *jurema-preta* wood cost and its physical properties, which correspond to primary data collected in the field. The financial conditions used to simulate CSP plants were also used. The results show a LCOE of 3.6 cent USD/kWh, annual generation of 180 GWh and capacity factor of 81%.

The interest of international companies (e.g., solar collector assemblers) in establishing factories in Brazil to manufacture CSP plant components was identified in this study, provided that a clear policy for promoting solar plants in the long term, through auctions, is in course. Actually, the establishment of a CSP industry in the country is only possible if this industry has a reliable future, which is difficult to predict. Because the cost of the solar field is 31% of the total investment in a CSP plant, there is a large expectation related to the technological learning rate in the solar field. However, in the Brazilian case, the interior of the north-eastern region has limited accessibility because of poor road quality, and good roads are required to transport the parabolic mirrors used in such plants. Thus, the only viable option to decrease the solar field cost is the on-site production of solar collectors and receivers. In this way, it would be possible to use larger collectors and receivers without the logistical restrictions of transportation and with an overall system cost reduction. This case study considers that on-site production would be possible as early as 2020–2025. It is assumed that the solar field cost in Brazil will be equal to the expected international cost at that time of 215 USD/m².

Finally, it is worth for future work proposing policy modifications to the current auction mechanisms, stressing that the comparison of different technologies under a LCOE basis only is becoming less and less compatible with electric power systems' needs, due to the increasing penetration of variable renewable energies, like wind power and PV (Hirth et al., 2015; Hirth 2013; Lamont, 2008; MacCormack et al., 2010; Mendes and Soares, 2014; Narbel, 2014; Reichelstein and Sahoo, 2015; Ueckerdt et al., 2013). Thus, future work should investigate how could be valued the firm capacity and ancillary services provided by CSP plants to the grid.

Acknowledgements

We thank the National Council for Scientific and Technological Development (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico—CNPq), and the Studies and Projects Financing Agency (Financiadora de Estudos e Projetos—FINEP) for the support of our research activities. We also thank the Brazilian Federal Agency CAPES, and the Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) for their specific support in the CSP area, under the iNoPa project. It is important to thank Mr. Antonio Carlos Carvalho, who is a consultant at All Business Consultoria Empresarial, who facilitated the contact with northeast farmers. We appreciate the opening from “Fazenda União” to give us interviews and allowing us to have access to primary data collected on the field. We thank Naanovo Company for their promptness in providing information to support the case study performed in this article. Finally, we thank Lília Caiado for her support to early stages of the study.

References

- ABDI, 2012. Avaliação das Perspectivas de Desenvolvimento Tecnológico para a Indústria de Bens de Capital para Energia Renovável (PDTS-IBKER)—Relatório de Pesquisa. Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, Brasília. Available in: (http://www.abdi.com.br/Estudo/PDTS_relatorio_de%20pesquisa-rev01.pdf) (accessed 27.01.15).
- Al-Sulaiman, F.A., Hamdullahpur, F., Dincer, I., 2012. Performance assessment of a novel system using parabolic trough solar collectors for combined cooling, heating, and power production. *Renew. Energy* 48, 161–172.
- ANEEL, 2004. Resolução Normativa ANEEL No. 77, de 18 de agosto de 2004, versão revisada em 2007. Rio de Janeiro.
- ANEEL-SIGEL, 2014. Data base of the Brazilian Power Sector-SIGEL. Rio de Janeiro, Available in: (<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>) (accessed 11.04.14).
- Araújo, L.V.C., Leite, J., Paes, J., 2004. Estimativa da Produção de Biomassa de um Povoamento de Jurema Preta (*Mimosa tenuiflora*) (Wild) com cinco anos de idade. *Biomassa Energia*, 1 (4), 347–352.
- Arce, P., Medrano, M., Gil, A., Oró, E., Cabeza, L., 2011. Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe. *Appl. Energy* 88 (8), 2764–2774.
- Arvizu, D., Balaya, P., Cabeza, L., Hollands, T., Jäger-Waldau, A., Kondo, M., Konseibo, C., Meleshko, V., Stein, W., Tamaura, Y., Xu, H., Zilles, R., 2011. Direct Solar Energy. In: Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S., von Stechow, C. (Eds.), IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Baharoun, D.A., Rahman, H., Omar, W., Fadh, S., 2015. Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 41, 996–1027.
- BCB, 2015. Exchange rate-Banco Central do Brasil, 2015. Available in: (<http://www.bcb.gov.br/7txcambio/>) (accessed 18.04.15).
- BNDES, 2014. Apoio Financeiro BNDES. Institucional report, Rio de Janeiro. Available in: (<http://www.bndes.gov.br/bndesfinem/>) (accessed 26.09.14).
- Borba, B., 2012. Modelagem integrada da introdução de veículos leves conectáveis à rede elétrica no sistema energético Brasileiro (Ph.D. thesis). Universidade Federal do Rio de Janeiro-COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. Available in: (http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/bruno_borba.pdf) (accessed 09.06.15).
- Burgi, A., 2013. Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termosolar no Brasil a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais. (Master thesis). Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Carneiro, A., Santos, R., Oliveira, R., Neves, A., Santos, A., Moura, E., Nogueira, I., 2013. Study of the thermal decomposition of eight wood species from Seridó region, Rio Grande do Norte. *Rev. Árvore* 37 (6), 1153–1163.
- CCEE, 2014. Resultado consolidado dos leilões-julho 2014. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Rio de Janeiro. Available in: (<http://www.ccee.org.br>) (accessed 26.09.14).
- Chau, J., Sowlati, T., Sokhansanj, S., Preto, F., Melin, S., Bi, X., 2009. Techno-economic analysis of wood biomass boilers for the greenhouse industry. *Appl. Energy* 86 (3), 364–371.
- Chidambaram, L.A., Ramana, A.S., Kamaraj, G., Velraj, R., 2011. Review of solar cooling methods and thermal storage options. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15 (6), 3220–3228.
- Coelho, B., Schwarzbözl, P., Oliveira, A., Mendes, A., 2012. Biomass and central receiver system (CRS) hybridization: volumetric air CRS and integration of a biomass waste direct burning boiler on steam cycle. *Sol. Energy* 86 (10), 2912–2922.
- Collins, A.R., Hansen, E., Hendryx, M., 2012. Wind versus coal: comparing the local economic impacts of energy resource development in Appalachia. *Energy Policy* 50, 551–561.
- Corona, B., San Miguel, G., 2015. Environmental analysis of a Concentrated Solar Power (CSP) plant hybridised with different fossil and renewable fuels. *Fuel* 145, 63–69.
- Cot, A., Ametller, A., Vall-Llovera, J., Aguilo, J., Arqué, J., 2010. Termosolar Borges: a termosolar hybrid plant with biomass. *Proceedings Venice 2010*. In: Proceedings of the Third international symposium on energy from biomass and waste. Environmental Sanitary Engineering Centre-CISA, Venice, Italy. Available in: (http://tutzingwaste.org/pub/Solar/SolarLiterature/Cot_Termosolar_Borge_A termosolar_hybrid_plant_with_biomass_2010.pdf) (accessed 27.01.15).
- Croucher, M., 2012. Which state is Yoda? *Energy Policy* 42, 613–615.
- CSP TODAY, 2014. Global Tracker CSP Today. CSP TODAY. Available in: <http://beta.csptoday.com/tracker/projects> Accessed: 11 mar. 2014.
- CSTEP, 2015. Lighting Up Homes: 3 MW Power Plant Project Launched In Rural Bihar-SCOPEBIG Project. Center for Science Technology and Policy (CSTEP). Available in: (<http://www.cstep.in/uploads/default/files/pressroom/stuff/b4fcb92286f9613276d9e78e1bf0763.pdf>) (accessed 30.01.15).
- EIA, 2014. Electricity Market Module-Annex of the Electricity Market Module of the National Energy Modeling System—Assumptions to AEO2014. U.S. Energy Information Administration, Washington, D.C..
- Ely, R., 2009. Avaliação Prospectiva das Rotas de Bio-Refinaria no Brasil, a partir do Bagaço de Cana-de-Açúcar como Matéria Prima Básica (Master thesis in Energy Planning). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- EPE, 2014. Resultados do 20º Leilão de energia nova A-5-Resumo Vendedor, EPE. Available in: (http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/Resumo_Vendedor_20len_a5.pdf) (accessed 27.01.15).
- Fazenda União., 2013. Presentation about Jurema-preta potential at Fazenda União. Obtained through personal communication with All Business Consulting in June 2014.
- Fernández-García, A., Zarza, E., Valenzuela, L., Pérez, M., 2010. Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14 (7), 1695–1721.
- Fuchs, A.L., 2014. Integration of CSP and Utility-Scale PV in Northeast Brazil—Resource Assessment and Electricity System Modeling (Master thesis). University of Stuttgart, Stuttgart.
- Gastli, A., Charabi, Y., Zekri, S., 2010. GIS-based assessment of combined CSP electric power and seawater desalination plant for Duqum—Oman. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14 (2), 821–827.
- Google Earth., 2013. Map of Brazil –online.
- Guilhoto, J., Azzoni, C., Ichihara, S., Kadota, D., Haddad, E., 2010. Matriz de Insumo-Produto do Nordeste e Estados: Metodologia e Resultados (Input–Output Matrix of the Brazilian Northeast Region: Methodology and Results). Rochester,

- NY: Social Science Research Network. Available in: <http://papers.ssrn.com/abstract=1853629> (accessed 10.03.15).
- Hashimura, L., 2012. Aproveitamento do potencial de geração de energia elétrica por fontes renováveis alternativas no Brasil: instrumentos de política e indicadores de progresso (Master thesis in energy planning). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Hirth, L., 2013. The market value of variable renewables: the effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Econ.* 38, 218–236.
- Hirth, L., Ueckerdt, F., Edenhofer, O., 2015. Integration costs revisited – an economic framework for wind and solar variability. *Renew. Energy* 74, 925–939.
- Hoffmann, B.S., Szklo, A., Schaeffer, R., 2014. Limits to co-combustion of coal and eucalyptus due to water availability in the state of Rio Grande do Sul, Brazil. *Energy Convers. Manag.*
- IBGE, 2010. Informação Estatística por Estado no Brasil, Rio de Janeiro. Available in: <http://www.cidades.ibge.gov.br> (accessed December 2010).
- IBGE, 2015. Séries históricas e estatísticas-Deflator do Produto Interno Bruto-Período 1948–2012. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Available in: <http://serieestatisticas.ibge.gov.br/series.aspx?t=pib&vcodigo=scn54> (accessed 18.03.15).
- IEA, 2010. Technology Roadmap: Concentrating Solar Power. International Energy Agency (IEA), Paris.
- IEA, 2012. Energy Technology Perspectives 2012—Pathways to a Clean Energy System. International Energy Agency (IEA), Paris.
- IEA, 2014. Technology Roadmap—Solar Thermal Electricity. International Energy Agency (IEA), Paris.
- IRENA, 2015. Renewable Power Generation Costs in 2014. International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Jacobson, M.Z., Howarth, R., Delucchi, M., Scobie, S., Barth, J., Dvorak, M., Klevze, M., Kathkuda, H., Miranda, B., Chowdhury, N., Jones, R., Plano, L., Ingrassia, A., 2013. Examining the feasibility of converting New York State's all-purpose energy infrastructure to one using wind, water, and sunlight. *Energy Policy* 57, 585–601.
- Jacobson, M.Z., Delucchi, M., Ingrassia, A., Howarth, R., Bazouin, G., Bridgeland, B., Burkart, K., Chang, M., Chowdhury, N., Cook, R., Escher, G., Galka, M., Han, L., Heavey, C., Hernandez, A., Jacobson, D., Miranda, B., Novotny, G., Pellat, M., Quach, P., Romano, A., Stewart, D., Vogel, L., Wang, S., Wang, H., Willman, L., Yeskoo, T., 2014. A roadmap for repowering California for all purposes with wind, water, and sunlight. *Energy* 73, 875–889.
- Johnsson, F., Pihl, E., 2012. Concentrating solar power hybrids – technologies and European retrofit potential. Proceedings EuroSun 2012. In: Proceedings of the ISES Eurosun 2012 Conference, Rijeka, Croatia. Available in: http://www.researchgate.net/publication/235941628_Concentrated_Solar_Power_Hybrids_-_Technologies_and_European_Retrofit_Potential.
- Kearney A.T., 2010. Solar Thermal Electricity 2025—Clean Electricity On Demand: Attractive STE Cost Stabilize Energy Production. A.T. Kearney GmbH, Duesseldorf, Germany. Available at: http://www.atkearney.de/documents/856314/1214532/BIP_Solar_Thermal_Electricity_2025.pdf/3535c6f9-ad45-442a-b0f6-0630b21a05cb.
- Kolb, G., Ho, C., Mancini, T., Gary, J., 2011. Power Tower Technology Roadmap and Cost Reduction Plan. SANDIA Laboratory, Albuquerque, New Mexico.
- Kraemer, D., Bajpayee, A., Muto, A., Berube, V., Chiesa, M., 2009. Solar assisted method for recovery of bitumen from oil sand. *Appl. Energy* 86 (9), 1437–1441.
- Lamont, A.D., 2008. Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies. *Energy Econ.* 30 (3), 1208–1231.
- Lira-Barragán, L.F., Ponce-Ortega, J.M., Serna-González, M., El-Halwagi, M., 2014. Optimal design of process energy systems integrating sustainable considerations. *Energy* 76, 139–160.
- Lodi, C., 2011. Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada (Master thesis in energy planning). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Lovegrove, K., Wyder, J., Agrawal, A., Boruah, D., McDonald, J., Urkalan, K., 2011. Concentrating Solar Power in India—Report Commissioned by the Australian Government and Prepared by IT-Power. Department of Climate and Energy Efficiency. Australia. Available in: <http://www.itpau.com.au/csp-in-india/> (accessed September 2014).
- MacCormack, J., Hollis, A., Zareipour, H., Rosehart, W., 2010. The large-scale integration of wind generation: impacts on price, reliability and dispatchable conventional suppliers (Large-scale wind power in electricity markets with Regular Papers). *Energy Policy* 38 (7), 3837–3846.
- Malagueta, D., Szklo, A., Borba, B., Soria, R., Aragão, R., Schaeffer, R., Dutra, R., 2013. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Policy* 59, 198–212.
- Malagueta, D., Szklo, A., Soria, R., Dutra, R.M., Schaeffer, R., Borba, B., 2014. Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. *Renew. Energy* 68, 223–235.
- Martins, F.R., Pereira, E.B., Abreu, S.L., 2007. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. *Sol. Energy* 81 (4), 517–528.
- McCrone, A., Sonntag-O'Brien, V., Andreas, J., Gruening, C., 2011. Global Trends in Renewable Energy Investment 2011: Analysis of Trends and Issues in the Financing of Renewable Energy. United Nations Environment Programme and Bloomberg New Energy, Finance.
- Mendes, C., Soares, I., 2014. Renewable energies impacting the optimal generation mix: the case of the Iberian Electricity Market. *Energy* 69, 23–33.
- Milani, R., 2014. Geração Heliotérmica: Avaliação do impacto da utilização de novos fluidos no custo da energia gerada (Engineering thesis). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- MNRE, 2011. Strategic Plan for New and Renewable Energy Sector for the Period 2011–2017. Ministry of New and Renewable Energy Government of India, India. Available in: http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/strategic_plan_mnre_2011_17.pdf (accessed 30.01.15).
- Montes, M.J., Rovira, A., Muñoz, M., Martínez-Val, J.M., 2011. Performance analysis of an integrated solar combined cycle using direct steam generation in parabolic trough collectors. *Appl. Energy* 88 (9), 3228–3238.
- Nixon, J., Dey, P., Daves, P., 2012. The feasibility of hybrid solar-biomass power plants in India. *Energy* 46 (1), 541–554.
- Nogueira, L., Lucena, A., Rathmann, R., Rochedo, P., Szklo, A., Schaeffer, R., 2014. Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? *Int. J. Greenh. Gas Control* 24, 115–123.
- Naanovo, 2014. Personal Communication with Executives of Naanovo Energy Company Hold in July 2014—SolarMaax CSP Collectors.
- Narbel, P.A., 2014. Rethinking how to support intermittent renewables. *Energy* 77, 414–421.
- NREL, 2005. Potential for Renewable Energy in the San Diego Region. National Renewable Energy Laboratory (NREL), San Diego, California.
- NREL, 2010. U.S. Parabolic Trough Power Plant Data. Available in: http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power_plant_data.html (accessed September 2014).
- NREL, 2013. JEDI Models—Jobs and Economic Development Impact Models NREL.
- NREL, 2014a. Concentrating Solar Power Projects: SolarPaces. NREL. Available in: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/> (accessed 07.08.14).
- NREL, 2014b. Help do SAM 2014.1.14. Available in: <https://sam.nrel.gov/> (accessed 22.03.14).
- NREL, 2014c. Meteorology: typical meteorological year data for selected stations in Brazil from NREL. Available in: <http://en.openei.org/datasets/dataset/meteorology-typical-meteorological-year-data-for-selected-stations-in-brazil-from-nrel> (accessed 25.01.15).
- Oliveira, E. de, 2003. Características Anatômicas, Químicas e Térmicas da Madeira de Três Espécies de Maior Ocorrência no Semi-Árido Nordeste (Doctoral thesis in forest science), Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, Brazil.
- Pérez, Á., Torres, P., 2011. Solar parabolic trough – biomass hybrid plants: features and drawbacks. In: Proceedings of SolarPaces. SolarPaces, Granada, Spain. Available in: <http://pt.slideshare.net/pcastdel/solar-paces2011-full-paper-magtel> (accessed 27.01.14).
- Peterseim, J.H., White, S., Hellwig, U., Tadros, A., Klostermann, F., 2012. Concentrating Solar Power/ Energy from waste hybrid plants—creating synergies. In: Proceedings of SolarPaces, SolarPaces.
- Peterseim, J.H., White, S., Tadros, A., Hellwig, U., 2013. Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation? *Renew. Energy* 57, 520–532.
- Peterseim, J.H., Herr, A., Miller, S., White, S., O'Connell, D., 2014a. Concentrating solar power/alternative fuel hybrid plants: annual electricity potential and ideal areas in Australia. *Energy* 68, 698–711.
- Peterseim, J.H., Tadros, A., White, S., Hellwig, U., Landler, J., Galang, K., 2014b. Solar tower-biomass hybrid plants – maximizing plant performance. In: Proceedings of SolarPaces 2013, vol. 49, pp. 1197–1206.
- Peterseim, J.H., Hellwig, U., Tadros, A., White, S., 2014c. Hybridisation optimization of concentrating solar thermal and biomass power generation facilities. *Sol. Energy* 99, 203–214.
- Peterseim, J.H., Tadros, A., Hellwig, U., White, S., 2014d. Increasing the efficiency of parabolic trough plants using thermal oil through external superheating with biomass. *Energy Convers. Manag.* 77, 784–793.
- Piemonte, V., De Falco, M., Tarquini, P., Giaconia, A., 2011. Life cycle assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant. *Sol. Energy* 85 (5), 1101–1108.
- Portugal Pereira, J., Soria, R., Rathmann, R., Schaeffer, R., Szklo, A., [submitted]. Techno-economic and environmental assessment of agricultural and agro-industrial waste to energy potential in Brazil, Biomass and Bioenergy, Submitted in October 2014- Under review (minor revisions) 19/06/2015. Ref. No.: JBB-D-14-01235R1.
- PSA, 2013. Plataforma Solar Almería—Annual Report 2013. PSA-CIEMAT, Almería, Espanha.
- Reichelstein, S., Sahoo, A., 2015. Time of day pricing and the levelized cost of intermittent power generation. *Energy Econ.* 48, 97–108.
- REN21, 2014. Renewables 2014 Global Status Report. REN21, Paris. Available in: <http://www.ren21.net/ren21activities/globalstatusreport.aspx> (accessed 28.01.15).
- SAM/DVIEW, 2007. Climatological Data SWERA/UNEP. NREL, California.
- Sargen & Lundy LLC Consulting Group, 2003. Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Chicago, Illinois.
- Scaramucci, J.A., Perin, C., Pulino, P., Bordini, O.F.J.G., da Cunha, M.P., Cortez, L.A.B., 2006. Energy from sugarcane bagasse under electricity rationing in Brazil: a computable general equilibrium model. *Energy Policy* 34 (9), 986–992.
- Schaeffer, R., Szklo, A.S., Soria, R., Malagueta, D., Aragão, R., Borba, B., 2012. Research Project Financed by UK Embassy in Brasília: Incentive Policies for CSP in Brazil. COPPE/PPE, Rio de Janeiro.
- Schaeffer, R., Szklo, A., Lucena, A.F.P., Soria, R., Pereira, J., Milani, R., Hoffmann, B., 2014. Research Project Financed by FINEP: Technologies with Innovation Potential in Brazil. COPPE/PPE, Rio de Janeiro.
- Silva, L. da, 2006. Variação na estrutura da madeira de quatro espécies da caatinga nordestina e seu potencial para o desenvolvimento sustentável (Doctoral thesis in botanic), Universidade Estadual de Feira de Santana, Feira de Santana, Brazil.
- Skumanich, A., 2010. CSP: developments in heat transfer and storage materials.

- Renew. Energy Focus 11 (5), 40–43.
- Slattery, M.C., Lantz, E., Johnson, B.L., 2011. State and local economic impacts from wind energy projects: Texas case study. *Energy Policy* 39 (12), 7930–7940.
- Solangi, K.H., Islam, M., Saidur, R., Rahim, N., Fayaz, H., 2011. A review on global solar energy policy. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15 (4), 2149–2163.
- Soria, R., 2011. Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores helio-térmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização (Master thesis). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil.
- SRHE, 2013. Press report in the website of the Pernambuco state Government: “Pernambuco promove primeiro leilão de energia solar do País”. Secretaria de Recursos Hídricos e Energéticos do Governo do Estado (SRHE) de Pernambuco. Available in: http://www.srhe.pe.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=519:pernambuco-promove-primeiro-leilao-de-energia-solar-do-pais&catid=40:newsflash&Itemid=72 (accessed 27.07.14).
- Srinivas, T., Reddy, B., 2014. Hybrid solar–biomass power plant without energy storage. *Case Stud. Therm. Eng.* 2, 75–81.
- SWERA/NREL, 2007. Solar and Wind Energy Resource Assessment—SWERA. NREL, United States.
- The World Bank, 1999. Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. The World Bank, Washington, D.C.
- Trieb, F., O’Sullivan, M., Pregger, T., Schillings, C., Krewitt, W., 2009. Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe—Potential, Infrastructure and Cost. German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Department Systems Analysis & Technology Assessment, Stuttgart, Germany. Available in: http://www.dlr.de/tt/en/Portaldat/41/Re-sources/dokumente/institut/system/publications/Solar_import_DLR_2009_07.pdf (accessed 16.04.15).
- Trieb, F., Fichter, T., Moser, M., 2014. Concentrating solar power in a sustainable future electricity mix. *Sustain. Sci.* 9 (1), 47–60.
- Trieb, F., Müller-Steinhagen, H., Kern, J., 2011. Financing concentrating solar power in the Middle East and North Africa—Subsidy or investment? *Energy Policy* 39 (1), 307–317.
- Turchi, C., 2010. Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modelling with the Solar Advisor Model (SAM). NREL, Colorado, United States.
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O., 2013. System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy* 63, 61–75.
- Viebahn, P., Kronshage, S., Trieb, F., Lechon, Y., 2008. Final Report on Technical Data, Costs, and Life Cycle Inventories of Solar Thermal Power Plants. Sixth Framework Programme. DLR/CIEMAT, Germany.
- Viebahn, P., Lechon, Y., Trieb, F., 2011. The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe—a dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy* 39 (8), 4420–4430.
- Wang, C., Zhang, W., Cai, W., Xie, X., 2013. Employment impacts of CDM projects in China’s power sector. *Energy Policy* 59, 481–491.
- Zhang, M., Wang, Z., Xu, C., Jian, H., 2012. Embodied energy and emergy analyses of a concentrating solar power (CSP) system. *Energy Policy* 42, 232–238.
- Zhang, Y., Smith, S.J., Kyle, G.P., Stackhouse Jr., P.W., 2010. Modeling the potential for thermal concentrating solar power technologies. *Energy Policy* 38 (12), 7884–7897.
- Zhou, C., 2014. Hybridisation of solar and geothermal energy in both subcritical and supercritical Organic Rankine Cycles. *Energy Convers. Manag.* 81, 72–82.
- Zhou, C., Doroodchi, E., Moghtaderi, B., 2013. An in-depth assessment of hybrid solar–geothermal power generation. *Energy Convers. Manag.* 74, 88–101.

Anexo A4 - Publicação: The Role of CSP in Brazil: Insights from a Multi-Model Analysis. AIP SolarPaces Conference Proceedings.

SORIA, R., TOMASCHEK, J., FICHTER, T., HAASZ, T., SZKLO, A. LUCENA, A., ROCHEDO, P., SCHAEFFER, R., HOFFMANN, S., FAHL, U., KERN, J. The Role of CSP in Brazil: Insights from a Multi-Model Analysis. **AIP SolarPaces Conference Proceedings** 1734, 110004, Junho 2016, DOI: 10.1063/1.4949201. Apresentado na Cidade do Cabo, África do Sul na Conferência SolarPaces 2015.

The role of CSP in Brazil: A multi-model analysis

Rafael Soria, André F. P. Lucena, Jan Tomaschek, Tobias Fichter, Thomas Haasz, Alexandre Szklo, Roberto Schaeffer, Pedro Rochedo, Ulrich Fahl, Jürgen Kern, and Susanne Hoffmann

Citation: [AIP Conference Proceedings](#) **1734**, 110004 (2016); doi: 10.1063/1.4949201

View online: <http://dx.doi.org/10.1063/1.4949201>

View Table of Contents: <http://scitation.aip.org/content/aip/proceeding/aipcp/1734?ver=pdfcov>

Published by the [AIP Publishing](#)

Articles you may be interested in

[An investigation into multi-dimensional prediction models to estimate the pose error of a quadcopter in a CSP plant setting](#)

AIP Conf. Proc. **1734**, 130012 (2016); 10.1063/1.4949222

[Domestic water leakage prediction based on a combination of the multi-model approach and classification algorithms](#)

AIP Conf. Proc. **1705**, 020010 (2016); 10.1063/1.4940258

[Multi-Model Diagnosis Method for Lung Cancer based on MOS-SAW Breath Detecting e-Nose](#)

AIP Conf. Proc. **1362**, 163 (2011); 10.1063/1.3626344

[Aggregation of multi-model generated nuclear data using the probability-box approach in random set theory](#)

AIP Conf. Proc. **1298**, 712 (2010); 10.1063/1.3516413

[Pharmacokinetic analysis of tissue microcirculation using nested models: Multimodel inference and parameter identifiability](#)

Med. Phys. **36**, 2923 (2009); 10.1118/1.3147145

The Role of CSP in Brazil: A Multi-Model Analysis

Rafael Soria^{1, a)}, André F. P. Lucena¹, Jan Tomaschek², Tobias Fichter³, Thomas Haasz², Alexandre Szklo¹, Roberto Schaeffer¹, Pedro Rochedo¹, Ulrich Fahl², Jürgen Kern³, Susanne Hoffmann¹

¹ *Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Centro de Tecnologia, Bloco C, Sala 211, Cidade Universitária, Ilha do Fundão, 21941-972, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.*

² *Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy, University of Stuttgart, Hessbruehlstr. 49a, D-70565 Stuttgart, Germany*

³ *German Aerospace Center (DLR), Institute of Engineering Thermodynamics, Department of Systems Analysis and Technology Assessment, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Germany*

^{a)}Corresponding author address: rafael.soria.energia@gmail.com

Abstract. MESSAGE, TIMES and REMIX-CEM are potential tools for modelling a larger penetration of variable renewable energy (VRE) into the Brazilian power system. They also allow devising the opportunities that concentrated solar power (CSP) plants offer to the power system and to the wider energy system. There are different opportunities for CSP in Brazil in the short and medium term, consolidating this technology as a feasible alternative for greenhouse gas (GHG) mitigation in Brazil. This work verified that CSP is a cost-effective option only under very stringent mitigation scenarios (4DS and 2DS) and when carbon capture and storage (CCS) is not available. Still, according to the findings of REMIX-CEM-B, CSP can provide firm energy and dispatchable capacity in the Northeast region of Brazil, optimally complementing wind and PV generation. Moreover, CSP can offer additional flexibility to the Northeast power system, especially during winter and after 2030.

INTRODUCTION

Although renewable energy sources (hydropower in particular) contribute to the major share of Brazil's electricity supply, the remaining hydropower potential in the country is limited due to environmental and social constraints. Hence, fossil fuels, specially coal and natural gas, are likely to play a larger role in the Brazilian electricity system [1,2]. Building wind and solar photovoltaic (PV) power plants is an alternative for Brazil. In the Northeast region of Brazil, current wind power installed capacity is 5.4 GW and the prospects, considering all wind farms contracted until the end of 2014 by regular auctions, is to install at least an additional 12.6 GW by 2019. Although the current PV installed capacity in the Northeast region of Brazil is negligible (4.6 MWp), this technology shows promising expansion prospects in the country in the long term. Recent auctions held in Brazil contracted a total capacity of 642 MWp of centralized PV in the Northeast subsystem to begin operation between 2016 and 2017. A significant deployment of distributed generation (DG) based on PV systems is also expected in the medium to long term. The paradigm shift from conventional hydro-thermal generation based power system to variable renewable energy (VRE) based system brings various technical challenges at the planning and operation stages that must be overcome. The impacts caused by a large VRE penetration are such that a full re-assessment of power system expansion and operation planning, especially in setting frequency response and operational reserve services, is required.

Due to its technical characteristics, the deployment of concentrated solar power (CSP) plants in the Northeast Brazil is an attractive option to provide some of the additional flexibility that the Brazilian power and energy system will certainly need. The Brazilian Government is interested in developing CSP plants under the current auctions

scheme. For example, at the end of 2014, eight CSP projects, with a total capacity of 240 MW, were registered to participate in an auction called by the Government. However, there was no CSP plant contracted. The common perception is that, in a business-as-usual scenario, Brazil remains unable to adopt the CSP option in the short and medium terms and should focus on research and development (R&D).

The objective of this study is to assess the role of the CSP option as part of the future Brazilian energy system and to understand CSP capabilities to provide an extra source of flexibility to the Brazilian power system.

METHODOLOGY AND DATA

Participating Models and Model Coupling

Three modeling teams have produced six core scenarios for the Brazilian energy mix up to 2050 under different CO₂ price and technology availability scenarios. The Energy Planning Program (PPE/COPPE), from the Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ), used the Integrated Energy Planning Model MESSAGE-Brazil. The Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER), from the University of Stuttgart, used the TIMES-TiPS-B (The Integrated MARKAL EFOM System - Power System Model for Brazil) planning tool. Finally, the Department of Systems Analysis and Technology Assessment of the Institute of Engineering Thermodynamics, from the German Aerospace Center (DLR Stuttgart), used REMIX-CEM-B (Renewable Energy Mix - Capacity Expansion Model).

These models differ from each other in terms of their modelling approach, sectoral scope, geographical coverage, time resolution, availability of technological options, dispatch details, etc. A comparison of model features and a detailed SWOT analysis (strengths, weaknesses, opportunities and threats) can be found in [3]. MESSAGE-Brazil is an integrated energy planning tool, that includes not only the power sector but also all other energy conversion chains. A detailed description of MESSAGE-Brazil is presented by [1,2,4]. TIMES-TiPS-B was developed specifically for this study to model the long-term expansion of the Brazilian power sector. In the sequence, instead of using REMIX-CEM in its original application as detailed power sector specific capacity expansion model [5,6], the tool was applied as dispatch model to optimize system operation of a portfolio of technologies (calculated by the expansion tools) to supply the total electricity demand of the Northeast region of Brazil in a reliable and cost effective way. The optimization of dispatch was made only for the Northeast region of Brazil because it is the electrical subsystem that has the largest penetration of VRE generation. Due to its capability of optimizing solar field, thermal storage and back-up boiler size as well as unit commitment and dispatch patterns of each candidate CSP plant, REMIX-CEM was a key tool. To achieve the objectives a soft linked multi-model analysis was used (See Fig. 1).

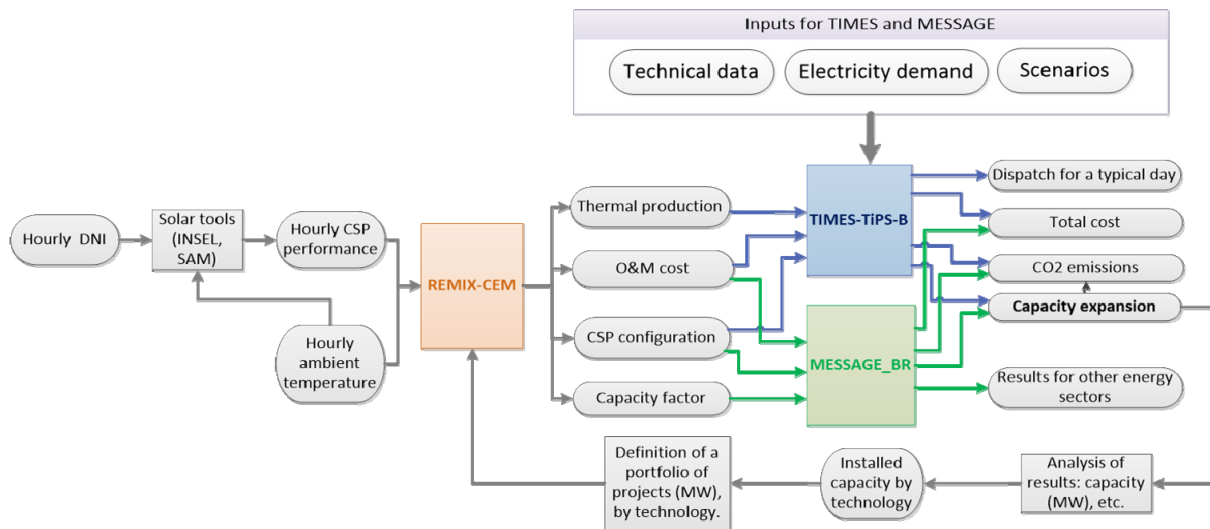


FIGURE 1. Interactions between MESSAGE-BRAZIL, TIMES-TiPS-B and REMix-CEM-B in the Brazilian application

Main Data and Assumptions

For the purpose of this exercise, the capacity expansion was simulated in MESSAGE-Brazil and TIMES-TIPS-B for ambitious greenhouse gases (GHG) mitigation scenarios. The least-cost expansion results (2DS_GEN) were fed into REMIX-CEM-B, which optimized the power operation dispatch. At this stage, it was analyzed whether the operational requirements were achieved with the investment portfolio provided to REMIX-CEM-B.

MESSAGE-Brazil and TIMES-TIPS-B consider an exogenous useful energy demand vector as input, which was calculated based on homogenized growth rates according to [7]. The daily load profiles, by region, were harmonized across models using hourly values from 2013 provided by the National Operator of the Power System (ONS). The power generation chain within the expansion models is based on the structure of MESSAGE-Brazil. For further details see [2,4]. Within the power sector, all models included hydropower plants, nuclear plants, wind farms, solar facilities (PV and CSP) and thermal power plants fueled with sugarcane bagasse, fuel oil, diesel, coal or natural gas. Carbon capture (CCS) facilities are only included in MESSAGE-Brazil as add-on options into existing coal fired thermal power plants and as a capture ready option to be installed in new coal fired power plants. The power plant data base was updated and validated. All models used a general annual discount rate of 10% p.a. Data for wind speed, direct normal irradiation, global horizontal irradiation and ambient temperature for each region were considered according to the model's need. MESSAGE-Brazil used this information to input an availability resource profile in the required time and spatial resolution, while TIMES-TIPS and REMIX considered hourly series. REMIX-CEM used these hourly data in a more detailed temporal and spatial resolution to model the performance of VRE in high potential locations ("hot spots") in the Northeast region and their interaction with conventional thermal, hydro and CSP generators [8,9]. The thermal production profile of the solar field and hourly power generation for maximizing the energy yield of each CSP power plant was provided by DLR based on simulations conducted using the INSEL model [6,8], except for a hybrid biomass-CSP plant (CSP-BIO), whose simulation was executed in SAM model according to [10].

Four types of parabolic trough CSP power plants were considered (See Table 1). Back-up fossil boilers were considered for the first three conventional CSP plants to guarantee a more flexible operation. Although under real situations those power plants can operate using a fossil back-up system, a restriction of no electricity production from fossil back-up was set in the expansion planning tools. This restriction simplified the modeling of the use of the back-up system during the operative stage and also encouraged the expansion of technologies that produce electricity from solar origin only. Data for power plants (See Table 1) were previously calculated to set a standard performance within expansion tools. The dispatch tool calculated specific endogenous values for some parameters.

As MESSAGE-Brazil model was assembled in an integrated form to assure inter-sectorial consistency, the opportunity cost for each energy source was calculated considering the whole energy conversion chain. On the other hand, for TIMES-TIPS-B and REMIX-CEM-B the fuel costs were important input data, that were harmonized with fuel cost calculated by MESSAGE-Brazil whenever possible. Minimum installed capacity restrictions were implemented based on the existing and contracted (until December 2014) power plants. Finally, following the guidelines of the 10-year Expansion Plan (PDE 2022) new power plant and power line projects were also considered in the long term. Specific costs and parameters for operational restrictions by technology (ramp-up, ramp-down, minimum up-time, minimum down-time, minimum and maximum load rate, etc.) in the dispatch model were provided by DLR following the standard REMIX-CEM data base values. For a more complete description of these parameters and values see [6,8,11].

TABLE 1. Technical characteristics of the modeled CSP power plants

Technical specification	CSP-4hTES	CSP-8hTES	CSP-12hTES	CSP-BIO
Gross capacity of turbine (MW)	150	150	150	33
Solar multiple	1.6	1.9	2.2	1.2
Thermal energy storage (full load hours)	4	8	12	0
Back-up system capacity (% of gross cap.)	100%	100%	100%	30%
Back-up fuel	Fossil	Fossil	Fossil	Biomass
Max. share annual generation by back-up system	0%	0%	0%	49%
Total land area (km ²)	4.1	4.9	5.5	0.84 ^a
Gross efficiency @ max. load	39.3%	39.3%	39.3%	34.2%
Annual electricity production (GWh)	413	491	554	139
Capacity factor	31.5%	37.4%	42.2%	51.4%

Notes: ^a Total project area, including the crop, equals 51 km² [10]. TES: Thermal energy storage

Specific operational restrictions for some power plants in the Northeast region were implemented in REMIX-CEM-B when possible. Restrictions to existing and new transmission capacities between regions were implemented in REMIX-CEM-B according to ONS mid-term planning. Additionally, restrictions to minimum and maximum annual imports and exports between Northeast and other regions were set based on historical values. Typical capacity credits were considered by TIMES-TiPS-B within capacity balance equation. REMIX-CEM-B considered a spinning reserve requirement of 1.5 times of the largest generator which must be hold available in each time-step of the dispatch optimization and able to be deployed within 5 minutes to maintain the power balance in case of a frequency drop.

Scenario Description

A baseline scenario (6DS) plus five capacity expansion trajectories were calculated by MESSAGE-Brazil and TIMES-TiPS-B which include a combination of mitigation scenarios and CSP constraints. The core baseline scenario considers business-as-usual assumptions at national level and includes climate and energy policies enacted prior to 2010. Mitigation scenarios are progressively stringent. Mitigation policy in climate change scenarios were implemented in the models through CO₂ price applied to all GHGs, with values related to a 6°C, 4°C and 2°C global warming scenarios of [12] (namely, 6DS, 4DS and 2DS scenarios – Table 2).

TABLE 2. CO₂ price paths by scenario (\$₂₀₁₃ /t CO₂)

CO ₂ price paths	Year			
	2020	2030	2040	2050
6DS	0	0	0	0
4DS	30	40	50	60
2DS	50	100	140	170

Source: Based on [12]

The core scenarios are divided into two different sets: scenarios with CO₂ price and scenarios with CO₂ price plus a constraint of minimum CSP installed capacity until 2050 (Table 3) (scenario for CSP capacity contracted by auctions). In all core and sensitivity scenarios, the optimization tools allocated the CSP constraint's minimum value into the four considered CSP technologies according to a total minimum cost criteria.

A sensitivity analysis was made for the scenarios listed in Table 4. A constraint for minimum electricity production from CSP was tested to compare the economic effectiveness of this constraint with that for the minimum CSP installed capacity. Finally, some sensitivities on the technology portfolio were analyzed for each scenario: a) when CCS is not available; b) when low-cost biomass is an option to hybridize CSP plants; and 3) when solar water heating (SWH) is considered. A total of seven sensitivity scenarios were analyzed.

TABLE 3. Brief description of the core scenarios used in this study

Core scenarios	CO ₂ price path	CSP constraint	Simulated by
Baseline	6DS	No constraint	MESSAGE-Brazil and TIMES-TiPS-B
4DS	4DS		
2DS	2DS		
6DS_CAP	6DS	Minimum CSP installed capacity: 1.5 GW in 2020, 10 GW in 2030, 18 GW in 2040, 30 GW in 2050	
4DS_CAP	4DS		
2DS_CAP	2DS		

TABLE 4. Brief description of the sensitivity analysis scenarios

Sensitivity scenario	CO ₂ price path	Description of the sensitivity scenarios and constraints	Simulated by
6DS_GEN	6DS	Min. electricity generation from CSP: 15 TWh in 2030, 45 TWh in 2040 and 110 TWh in 2050	MESSAGE-Brazil
4DS_GEN	4DS		
2DS_GEN	2DS		
4DS_w/o CCS_CSP BIO	4DS	CCS is not an investment option. Hybrid CSP-BIO power plant added as a technological option	MESSAGE-Brazil
2DS_w/o CCS_CSP BIO	2DS		
2DS_SWH	2DS	SWH is a technological option.	TIMES-TiPS-B
2DS_CAP_SWH	2DS	Combination of 2DS_SWH and 2DS_CAP scenarios	

RESULTS

The results for the different models/scenarios are analyzed only for the power sector. According to the results of MESSAGE-Brazil, in the baseline scenario 6DS the primary energy consumption increases more than two folds from 2010 to 2050 (2.18 times increase). Figure 2 presents results of the expansion of power generation until 2050 calculated by both expansion tools. Power generation in 6DS would be largely based on coal.

Figure 3 presents the results for power generation in the sensitivity scenarios. CSP is a cost-effective expansion option only in very stringent mitigation scenarios. In case of MESSAGE-Brazil, this happens by 2040 only in the “2DS_w/o CCS_CSP BIO” with high CO₂ price (140 US\$/t CO₂ in 2040), when CCS is not available as an option and when CSP power plants use low-cost biomass for its hybridization. In a similar fashion, TIMES-TiPS-B showed that CSP is a cost-effective option by 2050 with medium CO₂ price (above 60 US\$/t CO₂) (when imports from Itaipu hydro power plant were modeled as a flexible option to cover load peaks). Additional simulations with TIMES-TiPS-B, modeling Itaipu imports as base load, showed that CSP is a cost-effective option by 2050 with high CO₂ price (above 100 US\$/t CO₂). This last consideration looks like the most realistic situation.

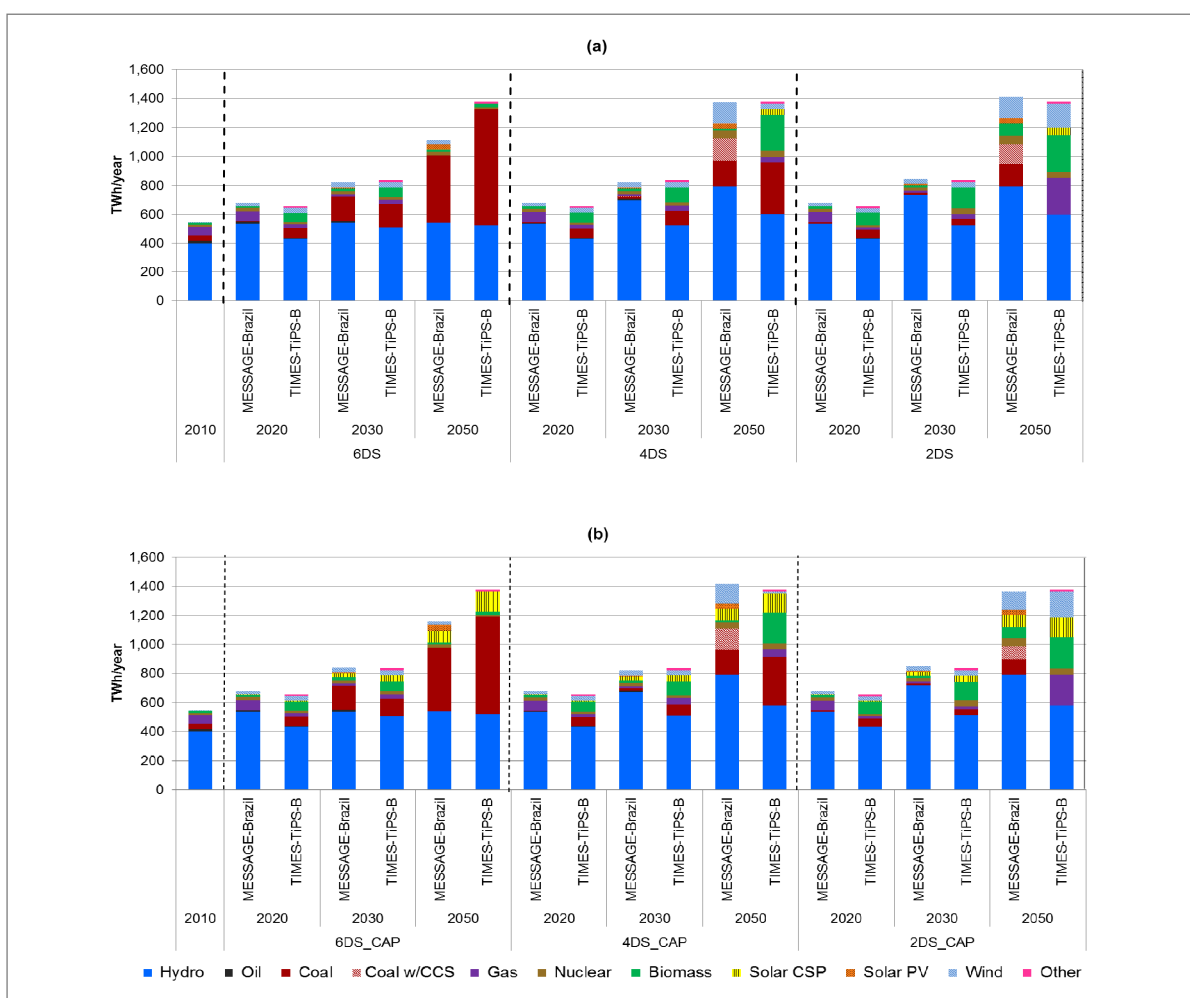


FIGURE 2. Power generation calculated for the core scenarios. Panel (a) for scenarios 6DS, 4DS and 2DS. Panel (b) for scenarios 6DS_CAP, 4DS_CAP and 2DS_CAP.

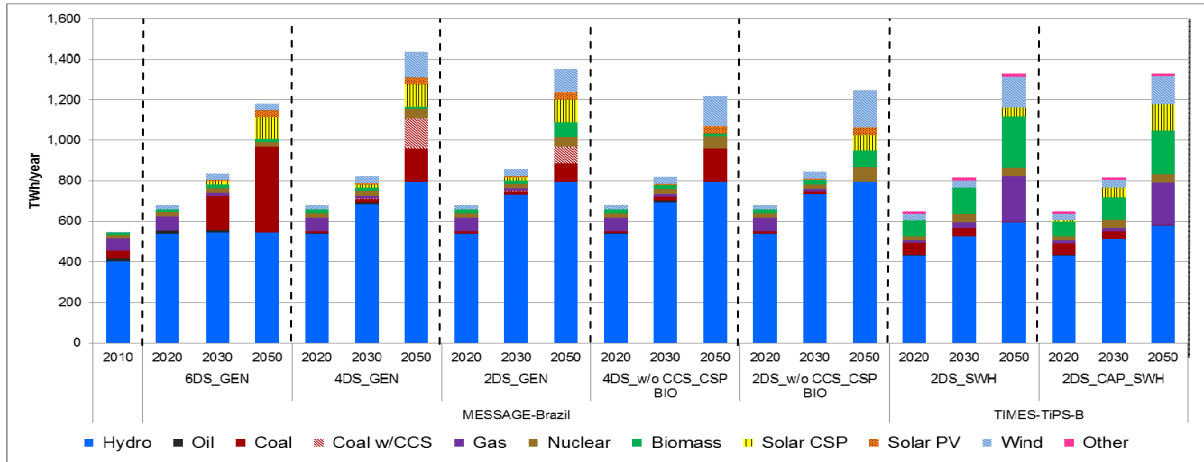


FIGURE 3. Power generation for the sensitivity scenarios

The left panel of Fig. 4 presents the electricity cost and emission factor in power sector for different scenarios, while the right panel shows the CSP expansion, by type of technology, until 2050. In a “2DS_w/o CCS_CSP BIO” scenario the CSP technology becomes a cost-effective option for Brazil, due to the use of low-cost biomass for CSP hybridization. In 2DS_GEN scenario the CSP expansion is based on two traditional technologies (4h and 8h of thermal energy storage – TES) as the result of total minimum cost expansion for the wider energy system. After 2035, CSP_8h TES plants provide cheaper electricity than CSP_4hTES plants.

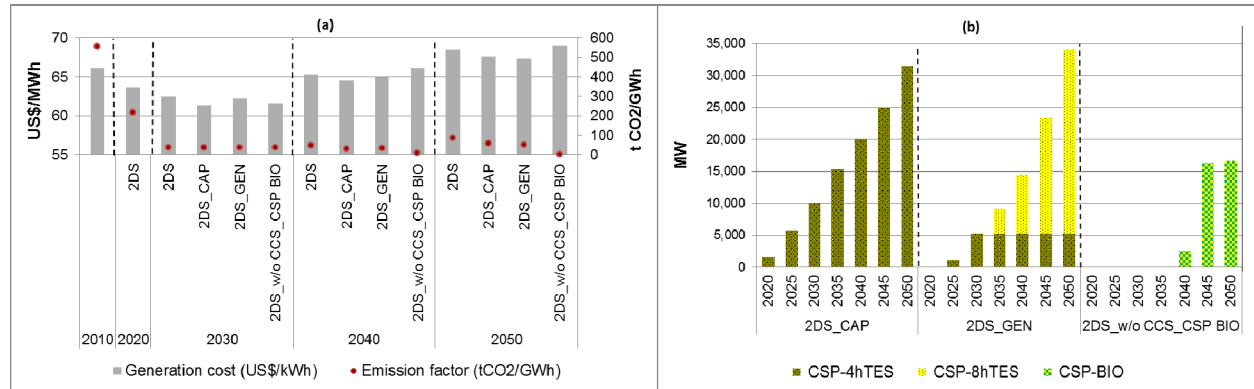
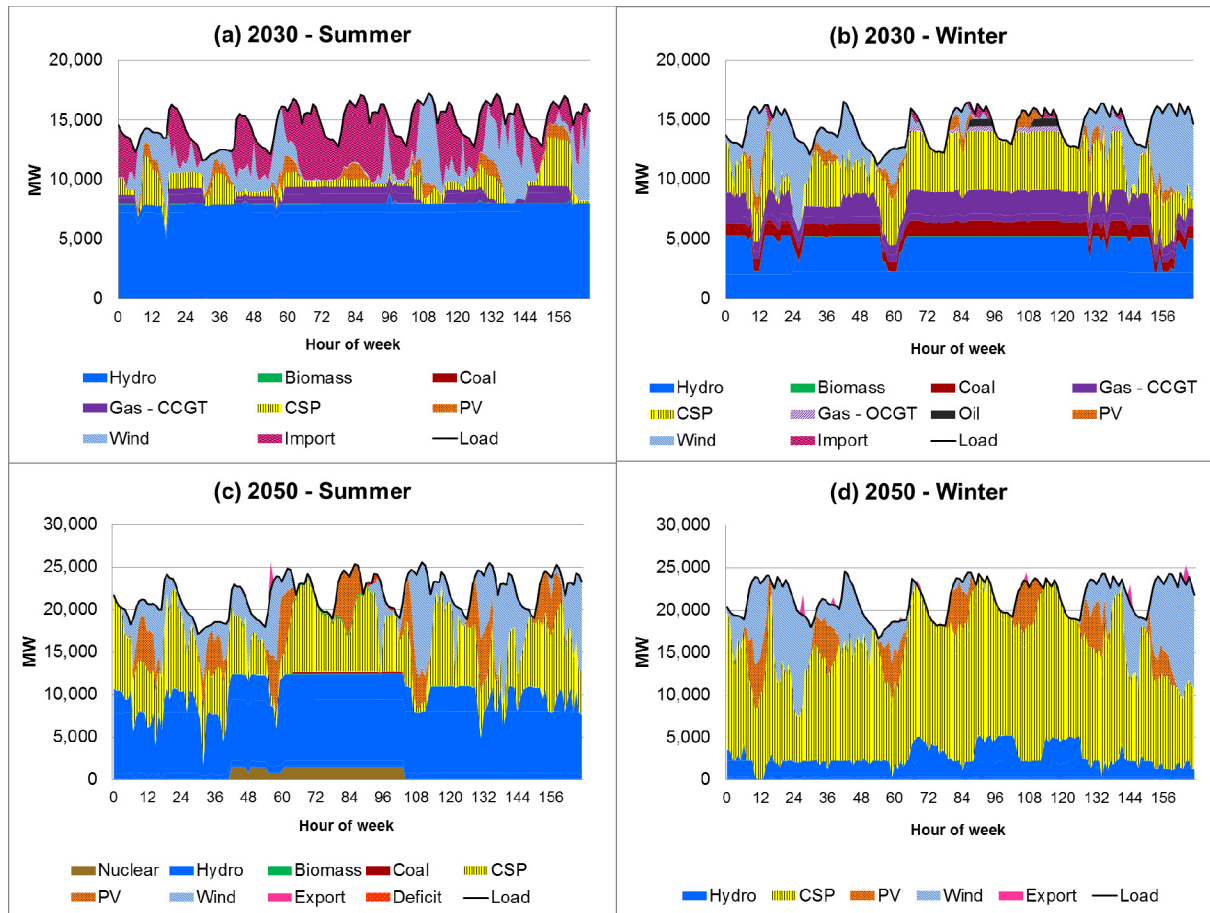


FIGURE 4. Panel (a): Electricity costs and grid emission factors in 2DS variations. Panel (b): CSP expansion in 2DS variations

The panel (a) of FIGURE 4 shows, until 2030, a decreasing generation cost in the Brazilian power system that is explained by the expansion of the least cost technologies, mainly based on large hydropower plants located in the Amazon Region, where lies the remaining hydropower potential. Additionally, expansion models have restricted freedom to decide about the expansion and operation of the power system during the first years of the period, when most of the investments are already in place. Nevertheless, from 2020 some efficient technologies expand in the system also lowering the generation cost. After 2030 the expansion of hydropower plants becomes more expensive due to social and environmental constraints and lower capacity factors. At this time, other technologies expand at higher cost, significantly based on coal.

Due to the variety of CSP technologies in the expansion in the 2DS_GEN scenario, which would be installed in Northeast region, the optimization of the dispatch of power plants within this electrical subsystem was calculated by REMIX-CEM-B. The main purpose of this stage was to understand the role of CSP in the hourly dispatch in the Northeast region. Another purpose of this exercise was to verify whether the Northeast electricity demand can be supplied by the expansion plan calculated by MESSAGE-Brazil and TIMES-TiPS-B tools for this region. The optimum dispatch for a typical week in summer and winter of 2030 and 2050 were calculated by REMIX-CEM-B. For example, the Fig. 5 presents the optimum dispatch using the expansion plan calculated by MESSAGE-Brazil.

REMIX-CEM-B restricted the use of biomass back-up to 20% of annual power generation, for each hour to take advantage of all CSP strengths: TES and back-up system.



Note: Summer considers from January to March and winter considers from July to September

FIGURE 5: Typical dispatch in the NE region. Panel (a): 2030- summer week; Panel (b): 2030 - winter week; Panel (c): 2050 - summer week; Panel (d): 2050 - winter week

DISCUSSION AND CONCLUSIONS

MESSAGE, TIMES and REMIX-CEM are potential tools to improve the modelling of large penetration of VRE in the Brazilian power system. These energy planning tools provide outputs to understand the opportunities that CSP offers to the power system and to the wider energy system. This modelling approach not only allowed improving VRE representation, but it proved to be a good approach to understand the role that CSP technology can play in the Brazilian energy and power sectors. Outcomes of this project were shared with Brazilian energy policy makers to highlight the strengths of CSP in Brazil and benefits of this modelling approach.

There are different opportunities for CSP in Brazil in the short to medium term, consolidating this technology as a feasible alternative for GHG mitigation in the country. This work verified that CSP is a cost-effective expansion option only in very stringent mitigation scenarios (4DS and 2DS). MESSAGE-Brazil showed that CSP is a cost effective option only by 2040 in the “2DS_w/o CCS_CSP BIO” scenario, characterized by high CO₂ price, when CCS is not available as an option and when CSP power plants use low-cost biomass for its hybridization. The share of CSP electricity in the national power matrix in 2050 in this scenario can reach 6%. Using low-cost biomass hybridization is a technical and economic feasible option for the country that would decrease the cost of the electricity generated by CSP plants. Additionally, TIMES-TiPS-B showed that traditional CSP power plants with TES and fossil back-up can be a cost effective option only by 2050 with medium CO₂ price. In the longer term, TES is a feasible option, especially when carbon tax policies are implemented. Results from REMIX-CEM-B showed

that CSP can provide firm energy and dispatchable capacity in the Northeast region of Brazil, optimally complementing wind and PV generation. In the same way, it was verified that CSP offered additional flexibility to the Northeast power system, especially during winter and after 2030. In all 2DS scenarios the emission factor of the power system remained below 100 t CO₂/GWh through the whole period of analysis.

Scenarios are largely dependent on the assumptions for the future evolution of main drivers, such as energy demand and fuel price. Although premises such as technology costs, performance and availability were harmonized across models, differences in model scope, time and spatial resolution, as well as the differences in electricity demand are the main reasons for divergences in results from both expansion tools. As MESSAGE-Brazil is an integrated planning tool and TIMES-TiPS-B focuses only on power sector, some divergence becomes evident in their results. Nevertheless, both expansion tools showed similar trends through 2050. Coal remains an important energy source while the share of VRE sources growth slowly in 6DS scenario. Both models showed that CSP is highly complementary with wind and PV generation in CAP and GEN scenarios. This was verified on an hourly resolution in 2030 and 2050 using REMIX-CEM-B.

REMIX-CEM-B showed (Fig. 5) some hours with deficit when optimizing the dispatch of expansion plans calculated by both expansion tools. In this sense, further study is necessary to repeat in an iterative way the loop showed in Fig. 1. In this case, the new expansion planning cycle should take into consideration the outcomes from REMIX-CEM-B, such as capacity factors by technology and the optimized configurations of CSP plants.

ACKNOWLEDGMENTS

We thank the Brazilian Federal Agency CAPES, the German Society for International Cooperation (GIZ) and the German Academic Exchange Service (DAAD), for their specific support in the CSP area, under the iNoPa project. We also thank to the National Council for Scientific and Technological Development (CNPq), and the Studies and Projects Financing Agency (FINEP) for the support of our research activities.

REFERENCES

- [1] A. Lucena, L. Clarke, R. Schaeffer, A. Szklo, P. Rochedo, L. Nogueira, K. Daenzer, A. Gurgel, A. Kitous, T. Kober, "Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy," *Energy Econ.* (in press).
- [2] L. Nogueira, A. Lucena, R. Rathmann, P. Rochedo, A. Szklo, R. Schaeffer, "Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation?," *Int. J. Greenh. Gas Control*. **24**: 115–23 (2014).
- [3] R. Soria, A. Szklo, R. Schaeffer, A. Lucena, J. Tomaschek, T. Fichter, T. Haasz, P. Rochedo, S. Hoffmann, U. Fahl, J. Kern, CSP Tools: Comparison and application of planning tools for grid integration of CSP in Brazil. In: The NoPa Case (GIZ, Brasília, submitted).
- [4] B. Soares, A. Szklo, R. Schaeffer, "Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil", *Energy*. **37** (1):469–81 (2012).
- [5] T. Fichter, "REMIX-Capacity Expansion Model: Supporting Capacity Expansion and Grid Integration of Renewable Energy Technologies in the Middle East and North Africa - Combining Capacity Expansion and System Operation Optimisation", PhD thesis, University of Stuttgart, Stuttgart, (submitted).
- [6] T. Fichter, F. Trieb, M. Moser, "Optimized Integration of Renewable Energy Technologies Into Jordan's Power Plant Portfolio", *Heat Transf. Eng.*, **35** (3):281–301 (2014).
- [7] S. Herreras, A. Koberle, P. Rochedo, R. Schaeffer, A. Lucena, A. Szklo, S. Ashina, D. van Vuuren, "Possible energy futures for Brazil and Latin America in conservative and stringent mitigation pathways up to 2050," *Technol. Forecast Soc. Change.* (in press).
- [8] T. Fichter, F. Trieb, M. Moser, J. Kern, "Optimized Integration of Renewable Energies into Existing Power Plant Portfolios," *Energy Procedia*, **49**:1858–68 (2014).
- [9] A. Fuchs, "Integration of CSP and utility-scale PV in Northeast Brazil - Resource Assessment and Electricity System Modeling," MSc thesis, University of Stuttgart, Stuttgart, 2014.
- [10] R. Soria, J. Pereira, A. Szklo, R. Schaeffer, R. Milani, "Hybrid CSP-biomass plants in Brazil's semiarid: an option to anticipate CSP deployment in Brazil," *Energy Policy*, **86**: 57-72 (2015)
- [11] F. Trieb, T. Fichter, M. Moser, "Concentrating solar power in a sustainable future electricity mix," *Sustain. Sci.* **9** (1):47–60, (2014).
- [12] IEA, "Energy Technology Perspectives 2014- Harnessing Electricity's Potential," Paris IEA, 382 p. (2014).

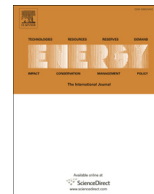
Anexo A5 - Publicação: Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: the life cycle side of the story, Energy.

PORTUGAL-PEREIRA, J., KÖBERLE, A., SORIA, R., LUCENA, A., SZKLO, A., SCHAEFFER, R. Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: the life cycle side of the story, Energy, in press. Maio 2016, p. 1-12. DOI: 10.1016/j.energy.2016.03.062



Contents lists available at ScienceDirect

Energy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/energy

Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story

Joana Portugal-Pereira^{*}, Alexandre C. Köberle, Rafael Soria, André F.P. Lucena, Alexandre Szklo, Roberto Schaeffer

Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Centro de Tecnologia, Bloco C, Sala 211, Cidade Universitária, Ilha do Fundão, 21941-972 Rio de Janeiro, RJ, Brazil

ARTICLE INFO

Article history:

Received 11 September 2015

Received in revised form

27 January 2016

Accepted 14 March 2016

Available online xxx

Keywords:

Energy modelling optimisation

MESSAGE

Climate change mitigation

Life cycle assessment

Carbon tax

Brazil

ABSTRACT

This work evaluates implications of incorporating LCA-GHG (life cycle assessment of GHG emissions) into the optimisation of the power generation mix of Brazil through 2050, under baseline and low-carbon scenarios. Furthermore, this work assesses the impacts of enacting a tax on LCA-GHG emissions as a strategy to mitigate climate change. To this end, a model that integrates regional life cycle data with optimised energy scenarios was developed using the MESSAGE-Brazil integrated model. Following a baseline trend, the power sector in Brazil would increasingly rely on conventional coal technologies. GHG emissions from the power sector in 2050 are expected to increase 15-fold. When enacting a tax on direct-carbon emissions, advanced coal and onshore wind technologies become competitive. GHG emissions peak at 2025 and decrease afterwards, reaching an emission level 40% lower in 2050 than that of 2010. However, if impacts were evaluated through the entire life cycle of power supply systems, LCA-GHG emissions would be 50% higher in 2050 than in 2010. This is due to loads associated with the construction of plant infrastructures and extraction and processing of fossil fuel resources. Thus, taxes might not be as effective in tackling GHG emissions as shown by past studies, if they are only applied to direct emissions.

© 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Brazil boasts one of the world's largest shares of renewable energies in the power generation portfolio, accounting for more than 78% share coming from non-fossil resources [9]. Nonetheless, this relatively environmentally friendly profile is currently shifting to another direction. Brazil's socio-economic growth over the past years has ramped up energy consumption, which is projected to increase by some 50% over the next decades. Following a business-as-usual scenario, a considerable portion of the new baseload power will be supplied by fossil fuels, and, to some extent, by advanced renewable energy systems such as wind and PV (photovoltaic) solar power [23].

A major challenge in developing the expansion of the power generation system is how to define an optimal pathway that guarantees energy security of supply and complies with climate change

mitigation objectives, without undermining economic development and social inclusiveness. In order to expand the power generation system several factors should, therefore, be taken into consideration, including minimisation of total generation costs and reduction of GHG emissions.

In the literature, several studies have applied optimisation energy planning models, aiming at forecasting the Brazilian energy supply mix considering these factors. For instance, Borba et al. [2] estimated the potential for GHG emission reduction of industrial, transportation and petroleum sectors and associated abatement costs and evaluated energy policies to achieve climate change mitigation goals. Nogueira et al. [29] evaluated the effects of different market-based mechanisms in the implementation of CCS (carbon capture and storage) technologies in thermal power plants in Brazil up to 2050. Recently, Lucena et al. [23] compared different energy-economic assessment models to analyse the implications of carbon taxes and carbon abatement targets on the Brazilian energy system in terms of energy mix and GHG emissions. While relevant to the field, these studies, with a few exceptions [7], only account for the direct GHG emissions of energy systems, which clearly

^{*} Corresponding author.

E-mail addresses: portugal.pereira@ppe.ufrj.br, joanaportugal@gmail.com (J. Portugal-Pereira).

benefit renewable energies, as they have minimal direct emissions [30]. Nonetheless, the LCA-GHG (life cycle assessment of GHG) emissions should not be neglected, as renewable energies may require energy intensive materials and indirect consumption of fossil fuels in their material life cycle [34].

In order to fill this gap, this work evaluates the implications of LCA-GHG emissions in the optimisation of Brazil's power generation mix in a 2050 horizon, under baseline and low-carbon scenarios considering a range of costs and carbon constraints. Furthermore, this work assesses the impacts of enacting a tax on LCA-GHG emissions from the power sector as a market-based mechanism strategy to mitigate climate change. To this end, a robust model has been developed by integrating regional life cycle data of electricity generation systems in Brazil with optimised energy scenarios developed by using MESSAGE (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impact) tailored to a Brazilian context, the so called MESSAGE-Brazil model [29]. The novelty of the paper is in the comparison of the effects of internalizing carbon costs on electricity production considering or not the life cycle emissions. While previous studies forecasted energy expansion scenarios under perfect foresight conditions and carbon constraints, there is still the need to evaluate the effects of LCA-GHG emissions in the integrated energy expansion optimisation scenarios.

2. Analytical framework

To assess the optimisation of the power generation mix and the implications of taxing direct- and LCA-GHG emissions, the present research is organised in three methodological stages as shown in Fig. 1, entailing: (i) characterisation and parameterisation of power generation systems, (ii) developing a database of LCA-GHG emissions, and (iii) model simulation of optimal electricity supply mixes accounting for direct- and LCA-GHG emissions. The following sections describe each of these stages in detail.

2.1. Characterisation and parameterisation of energy systems

Table 1 displays technical parameters of power generation technologies considered in this study. Overall, it includes 12 primary and secondary energy sources, comprising uranium, fossil fuels (endogenous and imported coal, natural gas, and oil), hydrogen, and renewables (sugarcane bagasse, ethanol, woody wastes, hydropower, wind, and solar). The technological chains encompass nuclear PWR (pressurized water reactor) plants, thermal power plants fired by oil, coal (pulverized – PC, fluidized-bed – FBC – and integrated gasification combined cycle – IGCC) and natural gas (open and combined cycle), as well as renewable-based technologies, such as small-, mid- and large-reservoir hydropower plants, thermal power plants burning sugarcane bagasse and other woody wastes, onshore and offshore wind farms, solar-PV and CSP (concentrated solar power) facilities and decentralised Otto-engine generators powered with conventional sugarcane ethanol. CCS (Carbon capture and storage) technologies have also been taken into consideration in fossil fuel-based and biomass-based thermal power plants as feasible end-of-pipe mitigation strategies. The technological foresight has been conducted from a baseline year (2010) to a 2050 horizon. This is consistent with previous studies about Brazil's energy sector modelling, for instance Nogueira et al. [29], Lucena et al. [23], and Lima et al. [21]. Also, this analysis relies on techno-economic forecasts of the EIA Energy Technology Perspectives report [15] and economic parameters of the National Energy Agency Energy forecast [10], both developed until a 2050 timeline. A detailed characterisation of evaluated energy systems is presented in Appendix A.

2.2. Database of LCA-GHG emissions

In this study, the database of LCA-GHG emissions has been developed by applying an attributional life cycle assessment (ALCA),¹ following the ISO 14040-44 guidelines [19]. The selected functional unit is the electricity supplied to end-users to fulfill their yearly demand in TWh. Total GHG emissions have been calculated as the sum of the power generation life cycle sub-systems, including both upstream (extraction of fuels and raw materials, fuel processing and transportation) and downstream processes (operation of power plants and transmission and distribution to the national grid up to end-users). The material life cycle, the so-called “Cradle-to-Gate” cycle, has also been taken into account, comprising the construction of the thermal power plant infrastructure and the manufacture of material requirements for the construction of renewable power generation facilities, namely hydro dams, wind-mills, solar-PV panels and CSP parabolic troughs. Thus, the “Cradle-to-Gate” impacts are exclusively limited to the plant construction period, which varies according to the energy technological chains. Nonetheless, impacts from the material life cycle have been *levelised* uniformly through the entire operation period of the plant during its lifetime. Although this simplification does not represent truly the environmental burdens because emissions depend upon the choice of multi-gas equivalency metric and climate impact time horizon (see Ref. [27]), this is a common practice in life cycle assessment studies [35]. As this analysis compares different scenarios, rather than evaluating in absolute terms the environmental impacts of a single technology, using the same basis of comparison is sufficient to provide reliable results. Fig. 2 shows the flow diagram of the LCA steps conducted in the analysis.

Although the Brazilian national electric system is represented in the model by three regional divisions, namely North, Northeast and Central-South-Southeast, the LCA database does not take into account the regional specificities of these sub-systems. It rather includes national averages of transmission and distribution losses, conversion efficiency of processes and technical characteristics of plants, as described in Table 1.

The LCA-GHG was developed by simulating input and output streams that describe power generation processes with SimaPro 8.0.1[®] model architecture [12]. SimaPro is an LCA software that allows users to customise inventory libraries of all stages of the life cycle (used materials, fuel extraction, processing and delivery). The inventory data of greenhouse gases (CO₂, CH₄, and N₂O) were collected from Ecoinvent database [31], governmental agencies [1,9] and relevant literature [5,6,24,33]. Then, the individual greenhouse gases were aggregated into CO₂e (carbon dioxide equivalent) emissions in accordance to the GWP (Global Warming Potential) in a time horizon of 100 years as described by IPCC in its 5th assessment report [28].²

Table 2 summarises the CO₂e emissions of power supply systems projected in a 2050 horizon, expressed in gCO₂e/kWh, of power generation technologies during their full life cycle, i.e., emissions from the upstream, infrastructure and downstream

¹ In the literature, LCA is classified in two different types: attributional and consequential. The Attributional LCA evaluates the average impacts of a system without assessing the implications beyond its system boundary. In the context of power generation systems, this approach is followed when assessing impacts of average power grid mixes. The Consequential LCA, on the other hand, describes the effects of changes introduced by a new system external to LCA boundaries. This approach is followed when assessing, for instance, the generation of marginal power.

² Carbon dioxide equivalent emissions (CO₂e) are calculated by the following expression: CO₂e = CO₂ + 34·CH₄ + 298·N₂O, according to the GWP factors suggested by IPCC in its 5th assessment report [28].

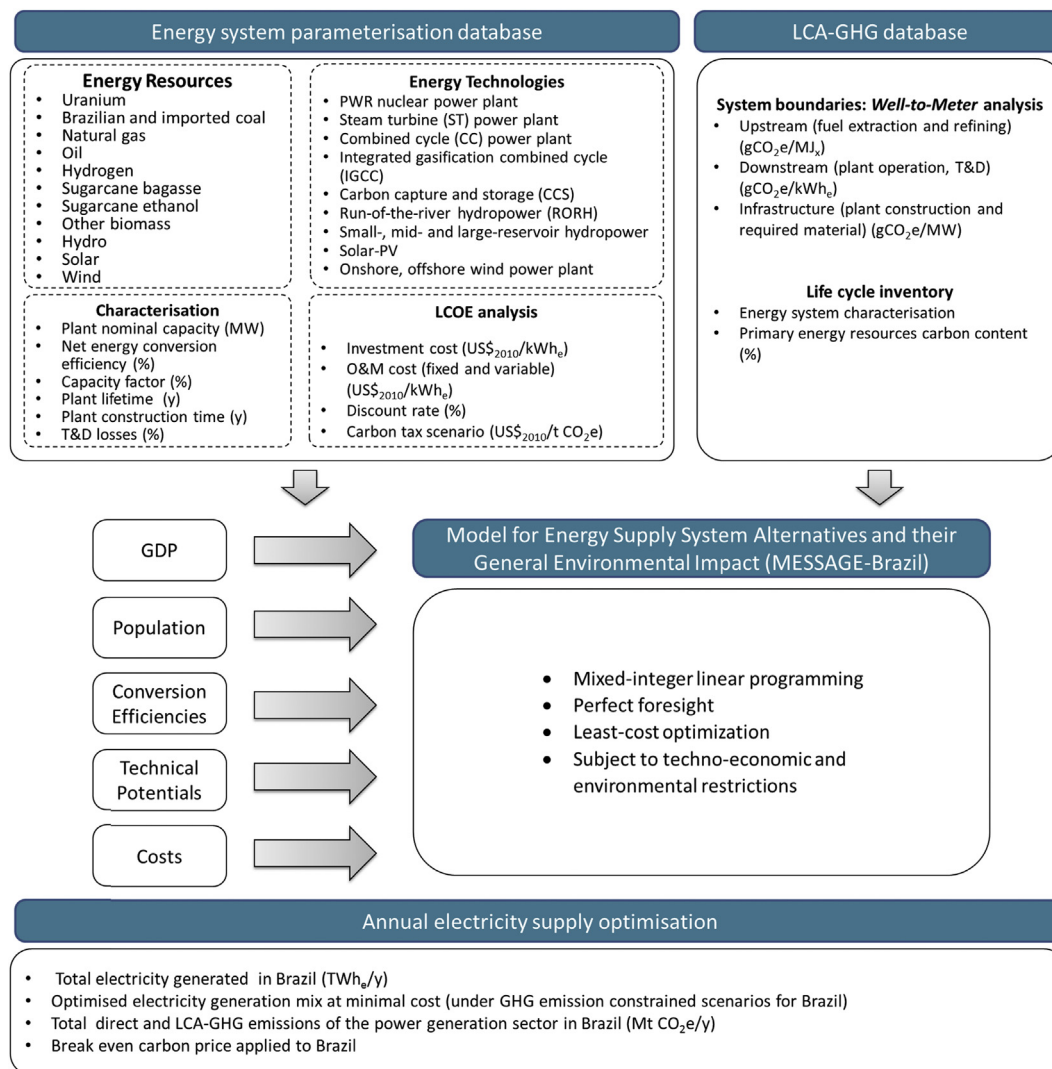


Fig. 1. Analytical framework, data requirements and model outputs.

stages. Fossil fuel thermal power plants are the main drivers of environmental loads, ranging between 89 and 1329 gCO₂e per kWh_e of power supplied to end-users. Although plants equipped with CCS facilities reduce impacts significantly, leading to a reduction up to 80–90% of end-of-pipe CO₂ emissions, this technology results in an “energy penalty”, as it requires additional consumption of fuel and consequently emits supplementary upstream GHG emissions [4,27]. Thus, while downstream processes of conventional thermal plants contribute to 87–96% of total environmental burdens, in the case of CCS thermal power plants downstream processes account for roughly 45% of total emissions, being the upstream processes more impactful.

Nuclear power has lower GHG emissions than fossil fuel technologies, as downstream impacts are nearly null because the fuel enrichment process and nuclear fission reactions release limited direct air pollutants to the atmosphere. Thus, GHG emissions are essentially related to upstream processes, during uranium extraction, and energy consumed in the enriched uranium stage. However, if radiation exposure and human health impacts were accounted in this analysis, nuclear technology would present elevated impacts. This study does

not include in the analysis plant decommission procedures nor the treatment of nuclear residues, which exceed human time scales and would increase the overall GHG emissions significantly.

In terms of renewable energy sources, impacts vary between 4.4 and 135 gCO₂e/kWh, mainly from material life cycle of plant infrastructure. Thermal power plants fired with biomass contribute to the highest GHG emissions among renewable technologies. Nonetheless, their emissions are lower than those of fossil fuel chains. Biomass-derived emissions result mainly from upstream processes during farming, processing and collection of feedstock. Solar-PV and CSP also contribute to GHG emissions due to the energy-intensive materials required to build and assemble renewable facilities. In the case of hybrid CSP units supplemented with biomass or natural gas, burdens also result from fuel combustion during plant operation. Onshore and offshore windmills, on the other hand, are the most attractive technologies, followed by hydropower plants. Nonetheless, large reservoirs and flooding of organic matter in tropical environments may emit considerable amounts of methane, whose GWP is 34 times than of carbon dioxide [18], from vegetation that decays under anaerobic conditions and from the water passing the turbines and spillway

Table 1

Characteristics of electricity generation systems evaluated in this study.

Period	System description	Nominal capacity (MW _e /y)		Capacity factor (%)		Plant lifetime (y)		Net energy efficiency (η_e) ^a (%)	
		2010	2050	2010	2050	2010	2050	2010	2050
Nuclear PWR	PWR with an enrichment of 3% and a burn-up of 28.5 kgU ₃ O ₈ /GWh. Fuel is not recycled. Radioactive waste contained in drums and stored in a storage centre in Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto.	650–1400	1250	83	85	60	60	100	100
Coal-ST	Coal plant operating in pulverized – PC, fluidized-bed – FBC and integrated gasification combined cycle – IGCC. With and without CCS end-pipe facility.	750	750	50–85	50–85	40	40	29–40	17–35
Natural gas-OC and CC	NG open- (OC) and combined-cycle (CC) power plant. With and without CCS facility.	1350	1350	29–85	29–85	40	40	35–50	35–55
HFO-ST	Heavy fuel oil-steam turbine (HFO-ST) power plant with SCR and FGD. With and without CCS facility.	450	450	54	54	40	40	30–33	30–33
Diesel-ST	Diesel-ST power plant with SCR and FGD. With and without CCS end-pipe facility.	450	450	20	20	40	40	30–35	30–35
Hydrogen	Fluidized-bed gasifier powered by natural gas or wood chips. Without CCS.	450	450	29–54	54–85	30	30	43–48	43–50
Hydropower	Small-, mid- and large-hydro power plants.	<30 30–300 >300	<30 30–300 >300	42–57	54–58	40	40	100	100
Biomass co-generation	Combined heat and power plant using sugarcane bagasse or wood chips as feedstock; includes fuel storage.	10	10	14–35	35–60	30	30	30	30
Ethanol	Stationary Otto engine generator burning ethanol in decentralised systems.	1	1	20	20	15	15	44	44
Wind (Onshore and offshore)	Wind turbines in a mid-size park includes cables, transformers.	4	4	39–40	33–40	20	20	100	100
Solar-PV	Decentralised rooftop type PV with aluminium frame and rack. The PV cells use solar-grade (SOG) polycrystalline silicon.	0.003	0.003	30	30	35	35	100	100
Concentrated solar power	CSP plants with wet-cooled parabolic troughs operating in stand-alone conditions and with 12% biomass/NG auxiliary fuel.	50	50	30–60	30–60	25	25	100	100

^a In this study, net energy efficiency of non-combustible energy sources, except for biomass, is defined as the percentage of fossil fuel input energy that is retrieved as electricity output. Therefore, hydropower, windpower, solar-PV, CSP and nuclear energy systems present a virtual net energy efficiency of 100%.

[17,32]. As methane concentration varies widely with type of vegetation, time and external variables, such as temperature, inflow rate, wind, water depth and oxygen content [20], there is no consensus on the GHG emission factor quantification. Furthermore, part of methane emissions might come from upstream flows, such as industrial effluents and sewage discharge. Thus, methane emissions are very uncertain. For this reason, direct impacts of hydropower plants were not considered in this study. This issue is, however, relevant and should be evaluated in detail in future studies.

2.3. Scenario modelling

Power supply portfolio scenarios for Brazil in a 2050 horizon have been developed in the Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impact tailored to a Brazilian context (MESSAGE-Brazil), as described in Borba et al. [2], Lucena et al. [22], Malagueta et al. [25], Nogueira et al. [29] and Lima et al. [21]. The MESSAGE-Brazil model is an integrated energy system model that estimates the least-cost expansion strategy for the Brazilian energy supply system to meet a certain exogenous demand, under specified constraints, namely energy resource availability, industrial installation capacity of each technology,

investment costs, and political, social and environmental constraints. To this end, the model minimises the total cost of the entire energy system, considering different primary fossil and renewable energy sources and the interaction of conversion technologies to produce the required energy services to end-use sectors (industrial, energy, transport, residential, agricultural and waste). In this work, however, the model is strictly focused on the power supply sector, divided in three sub-regions to characterise the country's national inter-connected grid.

A baseline and two low-carbon scenarios have been designed. The baseline scenario reflects the least cost expansion for the Brazilian power supply sector and energy policy, assuming a lax attitude towards mitigation of climate change in the energy sector. In this case, the power sector expansion prioritises least-cost technologies without considering environmental externalities. Thus, under this scenario, no carbon restrictions have been introduced in the model.

The low-carbon scenarios evaluate the implications of introducing a carbon tax that rises to US\$100 per tonne of CO_{2e} in 2050 applied to (i) direct-GHG emissions from combustion of fossil fuels in downstream processes (scenario 'D100'), and (ii) LCA-GHG emissions from the entire life cycle of power supply chain, including upstream, downstream and material "Cradle-to-

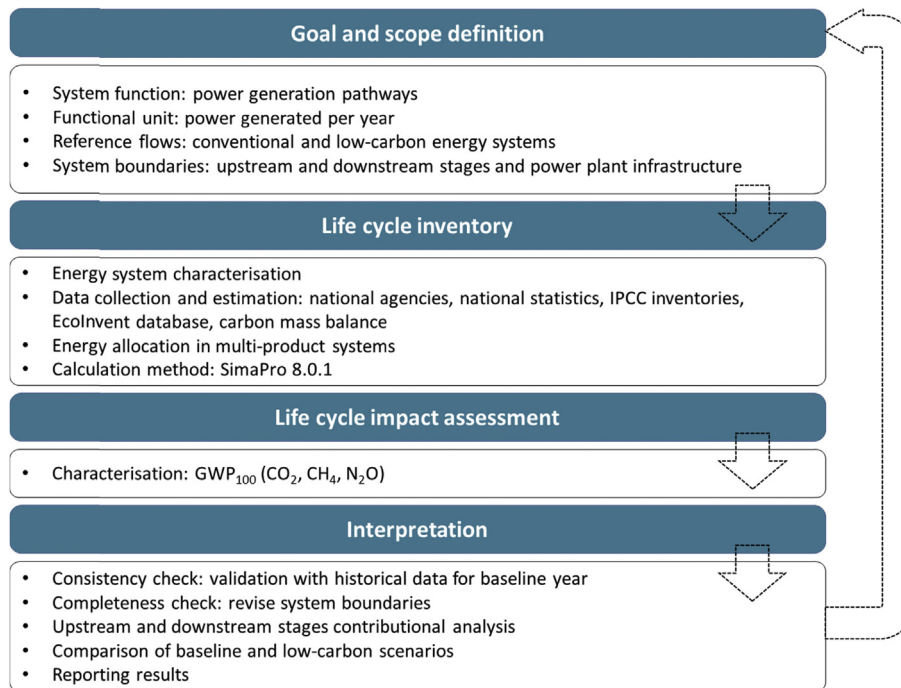


Fig. 2. LCA steps applied in the analysis.

Gate” life cycles (scenario “L100”). The selected carbon values aim to evaluate how emissions change when a carbon tax is applied to direct emissions only versus when it is applied to life cycle emissions. Thus, the comparison of the two cases is what is of interest, not the different trajectories themselves, which should not be interpreted as deterministic expansion pathways for the Brazilian power system. Table 3 synthesises the progression of the applied carbon tax over time until a 2050 horizon.

3. Results

3.1. Optimal power supply portfolios

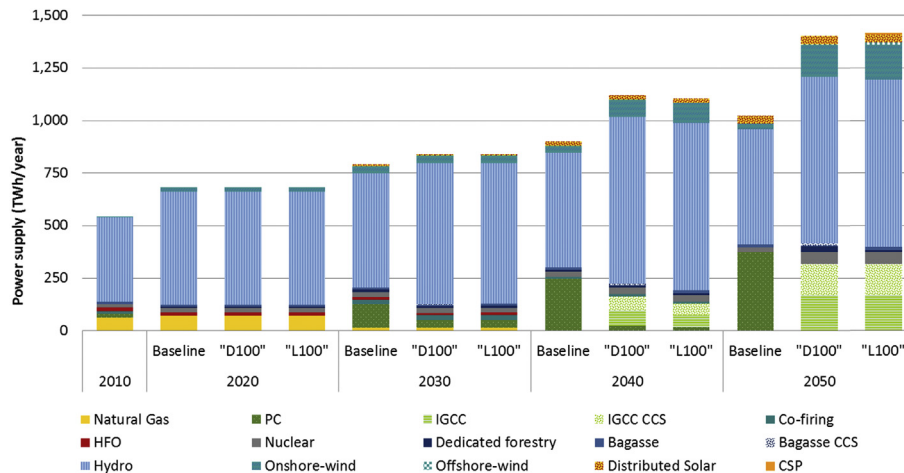
The power supply portfolio of the baseline and low carbon scenarios is shown in Fig. 3 and the detailed energy mixes are presented in Table B1 (Appendix B). In the baseline year (2010) the power demand reaches 540 TWh. This has been validated based on the national energy balance [9], which accounts for 516 TWh. The

Table 2
Carbon dioxide equivalent emissions of electricity generation systems (gCO₂e/kWhe) in 2050.

	Upstream	Downstream	Infrastructure	Total
Nuclear PWR power plant	41.42	0.00	1.77	43.19
Brazilian coal thermal power plant	144.54	1183.41	1.42	1329.38
Brazilian coal thermal power plant with CCS	249.22	204.04	1.42	454.68
Imported coal thermal power plant	111.48	902.40	0.84	1014.71
Imported coal thermal power plant with CCS	126.68	102.55	0.84	230.06
Natural gas combined cycle thermal power plant NG	21.81	476.96	0.05	498.82
Natural gas combined cycle thermal power plant NG with CCS	27.89	61.01	0.05	88.96
Natural gas open cycle thermal power plant NG	34.27	749.50	0.05	783.82
Heavy fuel oil thermal power plant	123.93	949.36	2.37	1075.65
Heavy fuel oil thermal power plant with CCS	137.63	105.43	2.37	245.43
Diesel thermal fuel power plant	155.39	1011.14	6.40	1172.93
Diesel fuel thermal power plant with CCS	186.47	121.34	6.40	314.21
Hydrogen gasifier power with NG	93.26	0.00	0.05	93.31
Hydrogen gasifier power with wood chips	51.57	0.00	0.08	51.65
Hydropower plant (<30 MW)	0.00	0.00	12.94	12.94
Hydropower plant (30–300 MW)	0.00	0.00	12.85	12.85
Hydropower plant (>300 MW)	0.00	0.00	15.90	15.90
Sugarcane bagasse thermal power plant (open cycle)	21.53	2.64	2.03	26.19
Wood chip thermal power plant (open cycle)	63.73	2.64	1.18	67.55
Ethanol power	128.18	0.79	6.40	135.37
Solar-PV	0.00	0.00	26.87	26.87
Wind – onshore	0.00	0.00	4.37	4.37
Wind – offshore	0.00	0.00	4.76	4.76
CSP stand-alone unit	0.00	0.00	30.57	30.57
Hybrid Wood chip CSP plant (12% fuel)	7.39	1.60	33.63	42.61
Hybrid NG CSP plant (12% fuel)	4.77	104.27	33.01	142.05

Table 3Carbon tax progression in the baseline and low-carbon policy scenarios (US\$₂₀₁₀/tCO₂e).

Scenario	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Baseline	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Low-carbon ("D100" and "L100")	0	0	25	35	55	75	85	95	100

**Fig. 3.** Portfolio of the power supply sector in the baseline and low-carbon scenarios.

portfolio of energy generation sources and share of technologies is also in accordance to Brazil's power regulatory agency (ANEEL) balance [1].

Forecast results suggest a two-fold increase in demand in a 2050 horizon, thanks to improved quality of life and rising consumption patterns of the Brazilian population. Thus, following a baseline trend, the power demand rises from 540 TWh in 2010 to 1,022 TWh in 2050. This finding is in line with previous scenarios developed by IEA [16], Nogueira et al. [29], Lucena et al. [23] and Herreras et al. [13]. To fulfil this demand in the short-term, the power supply expansion is based on an expansion of hydropower installed capacity, primarily by implementing new mid-reservoir dams. Thus, hydropower generation grows by 34% from 402 TWh in 2010 to 539 TWh, in 2020. In the same period, legacy natural gas thermal power plants are projected to shut down at the end of their operational lifetime. From 2020 onwards, the hydropower expansion is limited due to technical, social and environmental constraints. Thus, in the long-term, the expansion of the sector relies on increasing capacity of conventional thermal power plants. Between 2020 and 2050, coal-based power ramps up from 10 TWh in 2010 to 372 TWh. Currently, fossil fuel thermal power plants are only used during peak demand periods to optimise the use of hydropower plants. However, in the long-term, the increasing capacity of fossil fuel thermal power plants is required to guarantee a stable and reliable baseload power supply.

Regarding renewable energy sources, the baseline scenario exhibits an ascending curve of wind onshore and distributed solar-PV technologies. Since the last decade, the country has experienced a continuous renewable energy market growth. Along this line, the recently announced renewable energy auction (LER) to take place by the end of 2015 attracted over 1300 potential investors, equivalent to 38.9 GW of installed capacity [8]. Nonetheless, without aggressive governmental incentives, these technologies will still play a minor role in the generation portfolio, accounting for 7% of the total supply in 2050, equivalent to 67 TWh.

Nuclear power is also a minor actor in the power supply portfolio. The implementation of new reactors is involved in a

large controversy about possible accidents and risks to the environment and local communities, nuclear waste storage and treatment, plant decommission, and high capital and operating costs [23]. Furthermore, continuing delays in the implementation of new reactors due to complex environmental licences, social acceptance and construction schedule delay risks result in unexpected costs resulting in costs overrun due to underestimation of the actual cost. Thus, under a baseline trend, the expansion capacity is restricted to current reactors operating in 2050 or projects already under construction,³ i.e., Angra #2 (1.35 GW) and Angra#3 (1.40 GW), which totally will supply 20.2 TWh yearly in 2050.

In a scenario where a tax on carbon emissions from the power sector is enacted (Scenario "D100"), the expansion of the power supply sector would rely on advanced coal thermal power technologies with higher conversion efficiency and lower GHG emissions than conventional coal technologies. This scenario also foresees the implementation of conventional coal power plants with CCS facilities. Thus, from 2030 onwards, scenario "D100" reveals a growing expansion of IGCC plants replacing conventional technologies. In 2050, this scenario shows a share of 22% of IGCC units, nearly half equipped with CCS units.

As for renewable energies, the scenario "D100" also predicts an expansion based on an increasing capacity of wind onshore farms, which contribute to 11% of total generation in 2050. Distributed solar-PV increases its share, ensuring 3% of total generation. Under this scenario, five additional nuclear power reactors are expected to be operating by 2050. This translates to an expansion of nuclear power up to 7.7 GW, equivalent to 58 TWh, 4% of total share. This nuclear power expansion might

³ Currently there are two nuclear power plants operating in Brazil, in Rio de Janeiro State: Angra#1 has operated since 1985 and its decommission is predicted to 2045; Angra #2 started operating in 2001 and will be operating during the timeframe of this study analysis. A third reactor, Angra#3, is currently under construction, predicted to fully operate in 2018.

compose the optimum solution of the model, only if there is no construction delays and cost overruns, which have been usual in Brazil's nuclear experience [3]. As mentioned earlier, the implementation of new nuclear power reactors in Brazil is a controversial issue, specially after the 2011 Fukushima accident in Japan. Nonetheless, these findings agree with the former National Energy Plan for 2030, which mentioned the possibility of nuclear capacity expansion by 4–8 GW [11].

When applying a tax on LCA-GHG emissions (scenario "L100"), the share of energy systems in the power supply sector portfolio does not change significantly. This is due to a structural limitation of optimisation modelling because this study reports on the results of the first phase of the implementation of LCA emissions into the MESSAGE-Brazil model. In this phase, the power sector has been assessed. Therefore, an important caveat to these results is as follows. MESSAGE-Brazil is a perfect-foresight least-cost optimization model. This means it chooses the energy system configuration that has the least total system cost over the entire time horizon of the study, in this case 2010 to 2050. Importantly, at the same time as and in addition to the electricity sector, it minimizes costs of the entire energy system, including the industry, transportation and buildings sectors. This explains why there is an increase in power sector emissions in the C100 scenario (carbon tax on direct emissions). The significant electrification of the transportation sector drives an increase in electricity demand, which leads to higher emissions in the power sector, but to lower total emissions of the whole energy system. Subsequent research will apply the LCA analysis to the other sectors as well and will be published as forthcoming papers.

While this study only accounts for LCA-GHG emission in the power sector, MESSAGE-Brazil is an integrated energy model that finds optimised mixes for the energy system as a whole, rather than evaluating sectorial optimal solutions. For this reason, the mix under direct- and LCA-GHG emissions does not vary expressively. Nevertheless, under LCA-GHG emissions, minor deviations were observed. The share of biomass thermal power plants and CCS facilities declines, while the share of wind onshore and CSP rises. This is due to environmental burdens from biomass processing and coal extraction upstream processes and the construction of wind farm infrastructure, which increase significantly overall LCA-GHG emissions.

3.2. GHG emissions of the baseline and low carbon scenarios

Fig. 4 displays the total amount of direct-GHG emissions by the power supply sector from 2010 until 2050. In 2010, the overall GHG emissions of the power generation sector reached 35 MtCO₂e. The modelled direct-GHG emissions in 2010 are in line with emissions estimated by Brazil's Ministry of Science and Technology, which reported power generation emissions of 28MtCO₂ in 2010 [26]. The slight difference between the modelled emissions and governmental inventory is partly due to the fact that official statistics only account for carbon dioxide, while in the study other greenhouse gases (methane and nitrous oxide) are included in the analysis.

If strategies to tackle climate change are not adopted, a reference trajectory suggests a steady rise of power sector GHG emissions from under 35 MtCO₂e in 2010 to 530 MtCO₂e in 2050. In the short-term and until 2025, natural gas is a major driver of emissions. However, from 2025 onwards, coal becomes the main emitter, as natural gas thermal power plants are replaced by conventional coal technologies. As mentioned earlier, conventional coal technologies are responsible for large amounts of carbon dioxide emissions due to coal high carbon content and low conversion efficiency of conventional steam turbines.

As expected, when evaluating baseline GHG emissions with a life cycle perspective (see Fig. 5), emissions increase by nearly 30%, due to impacts from upstream and infrastructure processes. Thus, conventional coal thermal power plants and hydropower are main drivers to GHG emissions, contributing to 88% and 22% of LCA-GHG emissions in the baseline scenario, respectively. Other renewables and nuclear power play a minor role, as they have a lower penetration in the energy mix.

Applying a tax on direct-GHG emissions from the power sector yields significant GHG emissions savings (Fig. 6). When a carbon tax is imposed, GHG emissions peak around 2025 and then show a descendent trend. Thus, in 2025, direct-GHG emissions reach 44 MtCO₂e, nearly 27% higher than the 2010 level and then decrease to 40% of the 2010 level (13 MtCO₂e) in 2050. This sharp decline is related to: (i) the substitution of natural gas and conventional coal thermal power plants by advanced coal technologies equipped with CCS, which presents high conversion efficiency and low emission factor, and (ii) increasing share of wind onshore and distributed solar-PV technologies that have null direct GHG emissions.

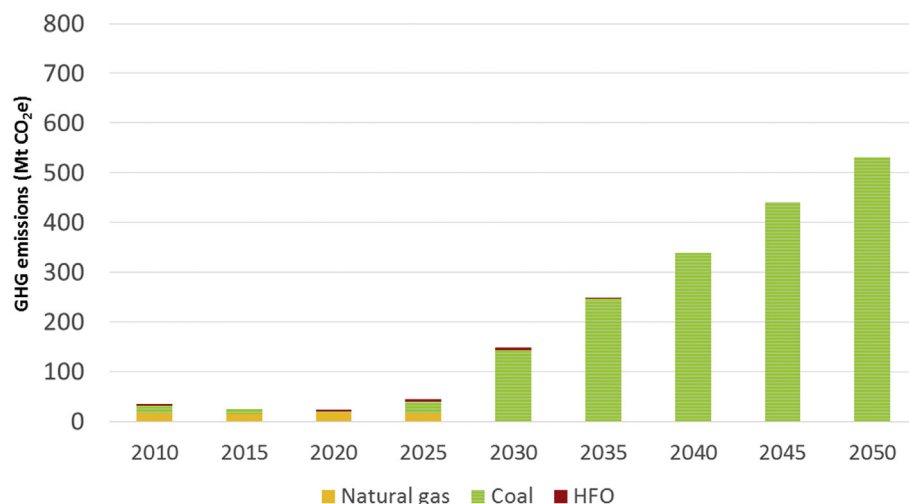


Fig. 4. Direct-GHG emissions of the baseline scenario in a 2050 timeframe.

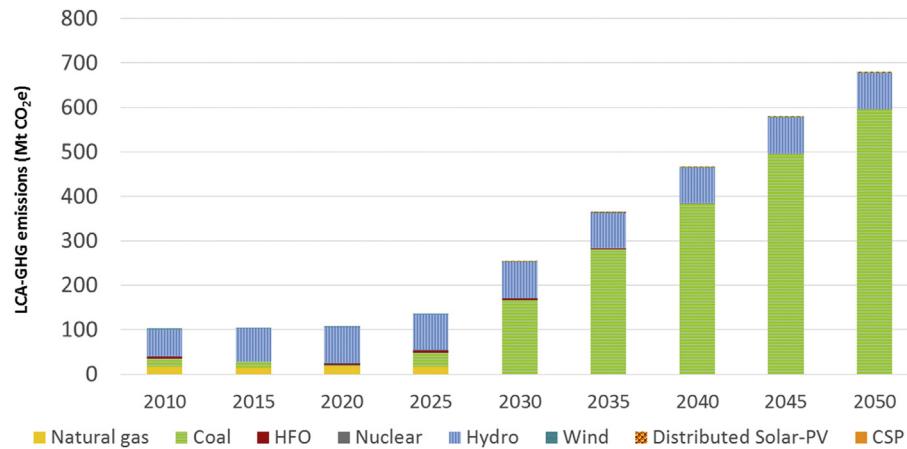


Fig. 5. LCA-GHG emissions of the baseline scenario in a 2050 timeframe.

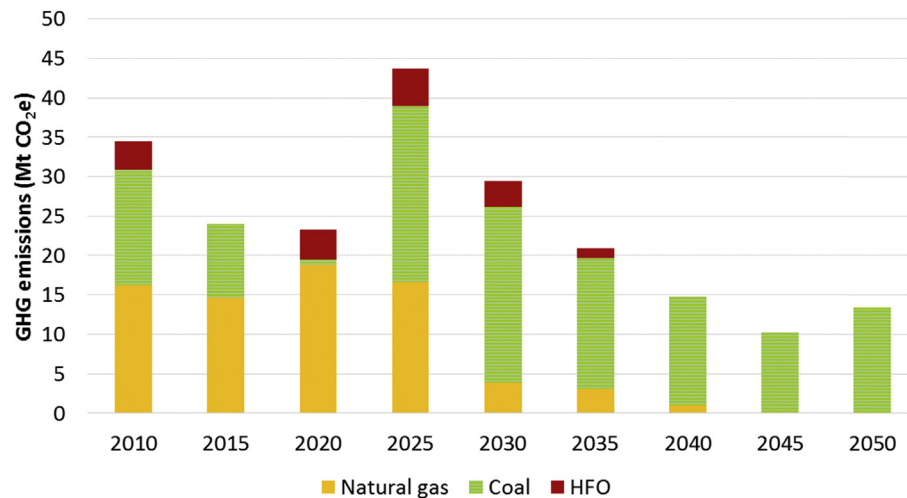


Fig. 6. Direct-GHG emissions of the low carbon scenario "D100" in a 2050 timeframe.

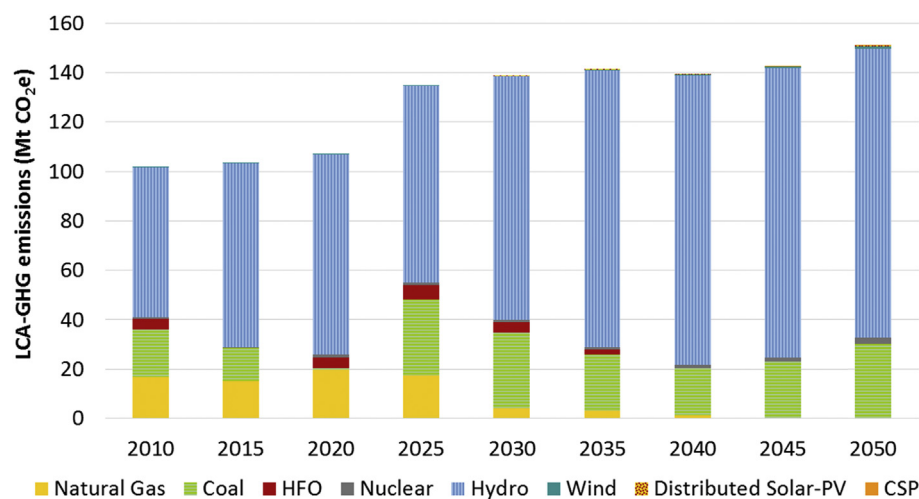


Fig. 7. LCA-GHG emissions of the low carbon scenario "L100" in a 2050 timeframe.

When a tax is applied to the entire life cycle of the power supply system (Fig. 7), the GHG emissions trend changes dramatically. While impacts are still lower than in the baseline trend, the LCA-

GHG emissions do not phase out, as observed in scenario "D100". Emissions rather follow a sharp increase until 2025 and after that stabilise at 151 MtCO₂e in 2050. This is mainly due to impacts

associated with the infrastructure of dams. Although impacts related to the operation of hydropower plants were not accounted for in this study, the construction of dams consumes a great amount of materials and fossil fuel resources, which results in 117 MtCO₂e emissions, equivalent to 77% of total LCA-GHG emissions. Coal technologies contribute to nearly 20% of total emissions, mainly due to upstream processes of extraction and processing of coal.

4. Discussion

The different storylines evaluated in this study project three divergent future pathways for the power supply in Brazil through the 2050 timeframe. At present, the Brazilian power generation sector appears to have a fairly secure profile with high shares of hydropower and bioenergy and plentiful reserves of fossil fuels. However, in the long-term, a baseline scenario that evaluates an optimal power generation mix with no carbon restriction results in an accelerated expansion of conventional coal technologies as hydropower expansion depletes. This drives up power sector related GHG emissions and negatively affects the ambitions for post-Kyoto negotiation targets. Furthermore, this predicted growing dependence on foreign coal increases the exposure of Brazil to energy security of supply, which may affect the energy trade balance of the country. While Brazil has abundant coal reserves in the Southern region, the national coal has a low heating value and high ash content. Thus, the future expansion of coal power plants will likely be supplied by imported coal resources [14].

A reversal of this trend is required to move towards a decarbonised power generation matrix, based on renewable energies and low carbon technologies. If a carbon tax regime was implemented (scenario “D100”), the MESSAGE-Brazil optimization model reveals a steady decline of GHG emissions. The power generation mix would shift from conventional coal technologies to coal plants equipped with CCS facilities. While effective in mitigating direct-GHG emissions from the power sector, the overall LCA-GHG emissions would still rise. The scenario “L100” that evaluated the GHG emissions through a life cycle lens demonstrates that, over time, LCA-GHG emissions from the power supply sector rise until 2050 when compared to the 2010 level. These findings are in line with the detailed LCA study of Castelo Branco et al. [4] and Moura et al. [27] for thermal power plants in Brazil equipped with CCS (a main choice of the optimisation model), and clearly point out the need to conduct integrated analysis of climate change mitigation efforts. When evaluating GHG emissions under a segmented perspective, mitigation efforts may be moving to shift away environmental burdens from one sector to another, without effectively tackling climate change.

Based on this context, the analysis of the results presented earlier suggests several implications:

- (i) a baseline trend towards a high coal and liquid fossil fuel dependency, although the least cost option for the expansion of the energy sector, translates into both high energy security and environmental costs. Additionally, a long-term exploitation of domestic coal reserves seems unrealistic as earlier discussed, and increasing dependence on fossil fuel imports would expose the country to volatility in fossil fuels prices. Furthermore, as the current political instability aggravates the country's economic crisis, at least in the short term, the Brazilian currency is forecasted to depreciate against the US\$, which will considerably raise the costs of fossil fuel imports.
- (ii) the introduction of carbon prices in the energy sector (as shown in scenario ‘D100’) seems effective in mitigating direct-GHG emissions, when compared to the baseline scenario.

Under a carbon stringent future with carbon value of US\$100/tCO₂e, the optimal power generation portfolio includes low-carbon technologies based power plants equipped with CCS facilities, gasification technologies and onshore-wind plants. However, looking beyond direct emissions and evaluating the LCA-GHG impacts, valuing carbon dioxide emissions does not translate real mitigation of GHG. In fact, valuing direct CO₂e emissions results in transference of impacts from downstream stages in the operation of power plants towards upstream phases in the resource extraction operations. Thus, valuing direct CO₂e emissions may not represent actual emissions reductions, allowing for an overall stabilisation of GHG impacts without effective mitigation when compared to the 2010 baseline level. (iii) Under the Paris Agreement and the urgent need to limit temperature increase to 2 °C above pre-industrial levels, an innovative architecture of the international climate policy requires more ambitious climate action by all Parties. A common carbon accounting system that considers only direct and national emissions seems ineffective to tackle GHG impacts. This study opens room to a new global carbon market system, which holistically introduces instruments to evaluate LCA-GHG emissions and its impacts through the entire supply chain of energy systems.

5. Concluding remarks

An LCA-GHG analysis of the power supply sector in Brazil was implemented in the optimisation energy MESSAGE-Brazil model to evaluate the impacts of LCA-GHG emissions in the power supply portfolio and the effectiveness of a carbon tax scheme.

Following a baseline trend and in the absence of climate change policies, the power sector in Brazil would increasingly rely on conventional coal technologies with severe environmental impacts and implications in terms of the dependence on imported fossil fuel resources. When enacting a tax on direct-carbon emissions of the power sector (scenario “D100”), advanced coal technologies, such as IGCC equipped with CCS facilities, and wind onshore technologies become competitive in the power supply portfolio. Thus, under the scenario “D100”, emissions peak at 2025 and afterwards decrease reaching in 2050 a level 40% lower than 2010 emissions.

However, if impacts were evaluated through the entire life cycle of power supply systems (scenario “L100”), LCA-GHG emissions increase up to a level 50% higher than 2010 emissions. This is essentially due to impacts associated with infrastructure of hydropower, onshore wind farms, and extraction and processing of fossil fuel resources. Thus, this study suggests that carbon taxes might not be as effective in tackling total GHG emissions as predicted in past studies, if they are strictly applied to direct emissions. It stresses the need for analysing the power supply mitigation strategies from the holistic life cycle assessment point of view. Comparing a baseline trend with scenarios that constrain direct- and LCA-GHG emissions provides a solid basis for climate policy making in Brazil in the Post-Kyoto negotiations.

Under a carbon constrained world, an effective strategy towards climate change mitigation could include holistic instruments to reduce global carbon emissions. The creation of a global carbon market that only accounts for direct emissions of segregated nations results in limited contribution to tackle climate change. This is actually one of the reasons why current carbon market schemes have failed in curbing GHG emissions. On the other hand, the implementation of an innovative architecture for a global carbon trading mechanism, which integrated regional markets into a single global market and accounts for GHG emissions over the entire supply chain of products, would effectively decarbonise economies and promote a sustainable future, as agreed upon during COP21 in

Paris, in late 2015, and to be effectively implemented in the post-Paris Agreement context.

Although the outcomes of this study are intended to bring the relevance of including integrated life cycle analysis in optimisation energy models, only the power sector has been included in the LCA. Future studies need to evaluate the overall impacts of LCA-GHG emissions on carbon taxation schemes including the entire economy of Brazil, i.e. the overall primary energy supply and end users sector. Further analysis is also needed to assess local environmental impacts of power generation technologies, such as local air pollution, water footprint and land use. Future work should be developed to evaluate the global and local environmental synergies of different climate policy strategies in the Brazilian power supply sector.

Acknowledgements

This work was funded by the Brazilian research funding agency CNPq, under the Science Without Borders Programme (grant number 401164/2012-08), and the Marie Curie International Research Staff Exchange Scheme Fellowship within the 7th European Union Framework Programme, under the project NETEP- European Brazilian Network on Energy Planning (PIR-SES-GA-2013-612263).

We also would like to thank to Pedro Rochedo for his assistance with the MESSAGE-Brazil model.

Appendix A

Table A1

Techno-economic characterisation of evaluated energy systems.

	Investment cost (US\$/kW)		Variable O&M cost (US\$/MWh)		Fixed O&M cost (US\$/kW/year)		Conversion efficiency		Availability
Power plant options	2010	2050	2010	2050	2010	2050	2010	2050	
Coal^a									
Domestic coal-FBC	3690	2500	4.6	3.1	39	26	0.38	0.42	0.85
FBC with CCS	4190	3000	8.1	6.2	91	78	0.22	0.34	0.85
Pulverized imported coal -PC	2000	2000	5.6	5.6	38	38	0.40	0.45	0.85
PC with CCS	2500	2500	9.1	9.1	90	90	0.23	0.36	0.85
IGCC (imported coal)	2400	2400	3.5	3.5	28	28	0.40	0.48	0.85
IGCC with CCS	2600	2600	7.1	7.1	54	54	0.35	0.42	0.85
Co-firing of domestic coal and biomass	3690	2500	4.6	3.1	39	26	0.35	0.40	0.85
Natural gas (NG)^b									
OCGT	800	600	3.5	3.5	20	15	0.35	0.38	0.90
CCGT	1190	1000	3.5	3.5	13	11	0.50	0.55	0.85
CCGT with CCS	3090	3090	3.5	3.5	23	23	0.43	0.43	0.85
Flexible CCGT	1300	1300	3.5	3.5	13	13	0.55	0.58	0.85
Hydroelectric^c									
Small hydroelectric (<30 MW)	2936	2936	—	—	65	65	—	—	*
Medium hydroelectric (>30 MW; <300 MW)	2513	2513	—	—	58	58	—	—	*
Large hydroelectric (>300 MW)	2091	2091	—	—	52	52	—	—	*
Nuclear^d									
Nuclear	4000	4000	0.8	0.8	136	136			
Biomass^e									
Bagasse with backpressure turbines (22 bar)	800	800	5.6	5.6	—	—	0.25	0.25	0.90
Bagasse with CEST - existing	959	959	4.8	4.8	—	—	0.25	0.25	0.90
Bagasse with CEST - new	2712	2392	4.6	4.6	—	—	0.30	0.30	0.90
Bagasse with BIG/GT	1009	1009	4.8	4.8	—	—	0.40	0.40	0.80
Biomass -steam turbine	3600	2500	6.3	6.3	50	50	0.28	0.28	0.60
Municipal solid waste	7050	6210	—	—	211	186	0.28	0.28	0.74
Oil^f									
Diesel	1000	1000	14.3	14.3	—	—	0.35	0.35	0.35
Fuel oil	1070	1070	14.3	14.3	—	—	0.30	0.33	0.55
Non-conventional RE									
Solar PV-US ^g	4300	1300	—	—	51	15	—	—	0.17
Solar PV-DG ^g	5300	2000	—	—	22	8	—	—	0.17
Wind onshore ^f	1810	1547	—	—	42	36	—	—	0.35
Wind offshore ^f	5000	3000	—	—	60	36	—	—	0.40
Solar CSP-4hTES ^h	5208	3315	—	—	85	54	—	—	0.32
Solar CSP-8hTES ^h	6312	3912	—	—	103	64	—	—	0.37
Solar CSP-12hTES ^h	7254	4422	—	—	118	72	—	—	0.42
Solar CSP-BIO ⁱ	5856	3641	5.0	5.0	65	65	0.57	0.57	0.51

Notes: * Availability of hydropower plants is highly vulnerable to climate conditions. Variable O&M cost does not include fuel cost. PC: pulverized coal. FBC: fluidized-bed coal. IGCC: integrated gasification combined cycle. CCS: carbon capture and storage. OCGT: open cycle gas turbines. CCGT: combined cycle gas turbines. BIG/GT: biomass integrated gasification/gas turbines. CEST: condensing-extraction steam turbine. n.a.: not applicable. RE: renewable energy. US: utility scale. DG: distributed generation. CSP: concentrated solar power. TES: thermal energy storage. CSP-BIO: CSP power plant hybridized with biomass, without TES.

Sources.

^a Hoffmann et al. [14]; and Borba et al. [2].

^b Black & Veatch (2012); Deutch et al. (2009); EIA (2013, 2014); IEA (2014b); UNFCCC.Secretariat (2014).

^c Lucena et al. [22].

^d Cabrera-Palmer and Rothwell (2008); Deutch et al. (2009) and NEA/IEA (2010).

^e EIA (2014); IRENA (2012) and Borba et al. [2].

^f Borba et al. [2].

^g IEA [15].

^h Fichter et al. (2014); IEA [15]; Trieb et al. (2014).

ⁱ Soria et al. [36].

Appendix B

Table B1

Portfolio of the power supply sector in the baseline and low-carbon scenarios.

Year	Scenario	Hydro	Dedicated forestry	Bagasse	Bagasse CCS	Co-firing	PC	IGCC	IGCC CCS	NG	HFO	Nuclear	Onshore-wind	Offshore-wind	CSP	Distributed solar	Total
2010		402	2	11	0	13	19	0	0	60	17	15	2	0	0	0	540
2020	Baseline	539	6	8	0	1	1	0	0	69	14	22	21	0	0	0	681
	"D100"	539	6	8	0	1	1	0	0	69	14	22	21	0	0	0	681
	"L100"	539	6	8	0	1	1	0	0	69	14	22	21	0	0	0	681
2030	Baseline	545	11	10	0	24	110	0	0	13	12	22	34	0	0	7	789
	"D100"	673	11	3	4	24	35	0	0	13	11	22	34	0	0	7	838
	"L100"	669	11	10	0	24	35	0	0	13	12	22	34	0	0	7	838
2040	Baseline	545	9	14	0	11	240	0	0	4	0	22	32	0	0	22	899
	"D100"	795	9	4	6	11	17	74	66	4	0	30	82	0	0	22	1120
	"L100"	795	9	14	0	11	11	60	52	4	0	30	98	0	0	22	1105
2050	Baseline	545	0	15	0	0	372	0	0	0	0	22	30	0	0	37	1022
	"D100"	795	27	2	9	0	0	167	147	0	0	58	153	3	0	37	1399
	"L100"	795	10	15	0	0	0	167	147	0	0	58	166	11	9	37	1416

Appendix C

List of abbreviations.

ALCA	Attributional life cycle assessment
CCS	Carbon capture and storage
CH ₄	Methane
CO ₂	Carbon dioxide
CO ₂ e	Carbon dioxide equivalent
CSP	Concentrated solar power
FBC	Fluidized-bed coal
FGD	Flue Gas Desulphurization
GHG	Greenhouse gas
GWP	Global warming potential
HFO	Heavy fuel oil
IGCC	Integrated gasification combined cycle
kWh _e	kWh of electricity
LCA	Life cycle assessment
LER	Renewable energy auction
MESSAGE	Model for Energy Supply System
	Alternatives and their General Environmental Impact
N ₂ O	Nitrous oxide
NGCC	Natural gas combined cycle
NGOC	Natural gas open cycle
PC	Pulverized coal
PV	Photovoltaic
PWR	Pressurized water reactor
SCR	Selective catalytic reduction
ST	Steam turbine

References

- [1] ANEEL. Database of power generation (Banco de Informações de Geração) (in Portuguese) [WWW Document]. 2014. <http://www.aneel.gov.br/areaPerfil.cfm?idPerfil=2> [accessed 12.10.15].
- [2] Borba B, Szklo A, Schaeffer R. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: the case of wind generation in northeastern Brazil. *Energy* 2012;37:469–81. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.11.008>.
- [3] Carvalho JF, Sauer IL. Does Brazil need new nuclear power plants? *Energy Policy* 2009;37:1580–4. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.12.020>.
- [4] Castelo Branco D, Moura MCP, Szklo A, Schaeffer R. Emissions reduction potential from CO₂ capture: a life-cycle assessment of a Brazilian coal-fired power plant. *Energy Policy* 2013;61:1221–35. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.043>.
- [5] Coltro L, Garcia EEC, Queiroz GDC. Life cycle inventory for electric energy system in Brazil. *Int J Life Cycle Assess* 2003;8:290–6. <http://dx.doi.org/10.1007/BF02978921>.
- [6] Corona B, San Miguel G. Environmental analysis of a concentrated solar power (CSP) plant hybridised with different fossil and renewable fuels. *Fuel* 2015;145:63–9. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2014.12.068>.
- [7] Dale AT, de Lucena AFP, Marriott J, Cesar Borba BSM, Schaeffer R, Bilec MM. Modeling future life-cycle greenhouse gas emissions and environmental impacts of electricity supplies in Brazil. *Energies* 2013;6:3182–208. <http://dx.doi.org/10.3390/en6073182>.
- [8] EPE. Over 1000 projects applied for the second renewable energy auction [EPE cadastra mais de mil projetos para o 2o Leilão de Energia de Reserva] [in Portuguese]. 2015. http://www.mme.gov.br/en/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/epe-cadastra-mais-de-mil-projetos-para-2-leilao-de-energia-de-reserva;jsessionid=D87A168E4179B202031059AB725CB916.srv154.
- [9] EPE. Energy balance 2014 [Balanço Energético Nacional 2014] (in Portuguese). Rio de Janeiro. 2014. <https://ben.epe.gov.br/>.
- [10] EPE. Energy demand in 2050 [(Demanda de Energia 2050)] (in Portuguese). Rio de Janeiro. 2014. <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>.
- [11] EPE. National energy plan 2030 [(Plano Nacional de Energia 2030)] (in Portuguese). Rio de Janeiro. 2007. <http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>.
- [12] Goedkoop M, Oele M, Vieira M, Leijting J, Ponsioen T, Meijer E. SimaPro tutorial. PRé; 2016. <https://www.pre-sustainability.com/download/SimaPro8Tutorial.pdf>.
- [13] Herreras S, Koberle A, Schaeffer R, van Vuuren DP, de Lucena AFP, Szklo AS, et al. Possible energy futures for Brazil and the rest of Latin America in conservative and stringent mitigation pathways up to 2050. *Technol Forecast Soc Chang* 2015;98:186–210. <http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2015.05.006>.
- [14] Hoffmann BS, Szklo A, Schaeffer R. An evaluation of the techno-economic potential of co-firing coal with woody biomass in thermal power plants in the south of Brazil. *Biomass Bioenergy* 2012;45:295–302. <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2012.06.016>.
- [15] IEA. Energy technology perspectives. Paris. 2014. http://dx.doi.org/10.1787/energy_tech-2014-en.
- [16] IEA. Brazil energy outlook. Paris: International Energy Agency; 2013. <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2013/>.
- [17] IEA. Hydropower and the environment: managing the carbon balance in freshwater reservoirs, guideline from quantitative analysis of net GHG emissions from reservoirs. Paris: International Energy Agency; 2012. http://www.ieahydro.org/media/7f574de2/Annex_XII_Guidelines_Volume_2_13Nov2015.pdf.
- [18] IPCC. WG III assessment report 5. IPCC – Switzerland. 2014. <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/> [accessed 01.04.2016].
- [19] ISO. I.O. for S., 2006. ISO - 14040-44: 2006–Environmental management – Life cycle assessment. Environ. Manage.
- [20] Liden Rikard. Greenhouse Gases from Reservoirs Caused by Biochemical Processes : Interim Technical Note. Water papers. Washington, DC: World Bank; 2013. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/16535> License: CC BY-NC-ND 3.0 IGO.
- [21] Lima F, Portugal-Pereira J, de Lucena AFP, Cunha J, Lopes Mendes M, Szklo A. Analysis of energy security and sustainability in future low carbon scenarios for Brazil. *Nat Resour Forum* 2015;39(3–4):175–90. <http://dx.doi.org/10.1111/1477-8947.12081>.
- [22] Lucena AF, Schaeffer R, Szklo AS. Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system. *Glob Environ Change* 2010;20:342–50. <http://dx.doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2010.01.004>.
- [23] Lucena AFP, Clarke L, Schaeffer R, Szklo A, Rochedo PRR, Daenzer K, et al. Climate policy scenarios in Brazil: a multi-model comparison for energy. *Energy Econ* 2015. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2015.02.005>.
- [24] Macedo IC, Seabra JE, Silva JE A R. Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: the 2005/2006 averages

- and a prediction for 2020. *Biomass Bioenergy* 2008;32:582–95. <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.12.006>.
- [25] Malagueta D, Szklo A, Soria R, Dutra RM, Schaeffer R, Borba B. Potential and impacts of concentrated solar power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. *Renew Energy* 2014;68:223–35. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.050>.
- [26] MCTI. CO2 emission factors from power generation in the grid (Fatores de Emissão de CO2 para utilizações que necessitam do fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil (in Portuguese) [WWW Document]. Brazil: Minist. Sci. Technol. Gov; 2015. <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html> [accessed 12.10.15].
- [27] Moura MCP, Branco D a C, Peters GP, Szklo AS, Schaeffer R. How the choice of multi-gas equivalency metrics affects mitigation options: the case of CO2 capture in a Brazilian coal-fired power plant. *Energy Policy* 2013;61:1357–66. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.097>.
- [28] Myhre G, Shindell D, Bréon F-M, Collins W, Fuglestad J, Huang J, et al. Anthropogenic and natural radiative forcing. *Clim. Chang.* 2013 Phys. Sci. Basis. Contrib. Work. Gr. I to Fifth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Chang. 659–740. 2013. <http://dx.doi.org/10.1017/CBO9781107415324.018>.
- [29] Nogueira LPP, Frossard Pereira de Lucena A, Rathmann R, Rochedo P, Szklo A, Schaeffer R. Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? *Int J Greenh Gas Control* 2014a;24:115–23. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.03.002>.
- [30] Portugal Pereira Joana, Troncoso Parady Giancarlos, Castro Dominguez Bernardo. Japan's energy conundrum: post-Fukushima scenarios from a life cycle perspective. *Energy Policy* April 2014;67:104–15. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.131>. ISSN 0301-4215.
- [31] Pré Consultants. Ecoinvent database [WWW Document]. 2013. <http://dx.doi.org/10.4018/978-1-59140-342-5.ch003>.
- [32] Rosa LP, Santos MA, Matvienko B, Santos E, Sikar E. Greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs in tropical regions. *Clim Change* 2004;66:9–21. <http://link.springer.com/article/10.1023/B:CLIM.0000043158.52222.ee>.
- [33] San Miguel G, Corona B. Hybridizing concentrated solar power (CSP) with biogas and biomethane as an alternative to natural gas: analysis of environmental performance using LCA. *Renew Energy* 2014;66:580–7. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.023>.
- [34] Varun, Bhat IK, Prakash R. LCA of renewable energy for electricity generation systems-a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2009;13:1067–73. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2008.08.004>.
- [35] Zamagni A, Guinée J, Heijungs R, Masoni P, Raggi A. Lights and shadows in consequential LCA. *Int J Life Cycle Assess* 2012;17:904–18. <http://dx.doi.org/10.1007/s11367-012-0423-x>.
- [36] Soria R, Portugal-Pereira J, Szklo A, Milani R, Schaeffer R. Hybrid concentrated solar power (CSP)—biomass plants in a semiarid region: a strategy for CSP deployment in Brazil. *Energy Policy* 2015;86:57–72. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.028>.

Anexo A6 - Publicação: CSP Tools: Comparisson and application of planning tools for grid integration of CSP in Brazil. Capítulo 3,2 do Livro: The Nopa Case – New partnerships for innovation in sustainable development - reflections and achievements

SORIA, R., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., LUCENA, A., TOMASCHEK, J., FICHTER, T., HAASZ, T., ROCHEDO, P., HOFFMANN, S., FAHL, U., KERN, J. CSP Tools: Comparisson and application of planning tools for grid integration of CSP in Brazil. **Capítulo 3,2 do Livro:** The Nopa Case – New partnerships for innovation in sustainable development - reflections and achievements. Editado, impreso y publicado por CAPES, DAAD y GIZ, ISBN: 978-85-88468-19-1. Pág. 66 – 92, Brasília - Brasil, 2015.

CSP Tools:

Comparison and application of planning tools for grid integration of CSP in Brazil

*Rafael Soria^a, Alexandre Szklo^a, Roberto Schaeffer^a,
André F. P. Lucena^a, Jan Tomaschek^b, Tobias Fichter^c, Thomas
Haasz^b, Pedro Rochedo^a, Susanne Hoffmann^a, Ulrich Fahl^b,
Jürgen Kern^c*

^a Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Centro de Tecnologia, Bloco C, Sala 211, Cidade Universitária, Ilha do Fundão, 21941-972, Rio de Janeiro, RJ, Brazil

^b Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER), University of Stuttgart, Hessbruehlstr. 49a, D-70565 Stuttgart, Germany

^c German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Department of Systems Analysis and Technology Assessment, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Germany

University of Stuttgart

Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ)

Further partner: German Aerospace Center (DLR)

Book: The Nopa case: new partnerships for innovation in sustainable development- reflections and achievements.

Published by: GIZ, DAAD and CAPES

ISBN: 978-85-88468-19-1

Available in: https://www.daad.de/medien/the_nopa_case_-_reflections_and_achievements.pdf

ABSTRACT

This chapter explains the need for additional flexibility in power systems with large penetration of variable renewable energy (VRE) sources due to the impacts caused by both variability and uncertainty of wind and solar energy sources. Since 2009 Brazilian energy stakeholders have been discussing new approaches and methodologies to improve VRE modelling within the official tools used for both operational and expansion planning in the power sector.

This chapter presents an innovative approach based on soft-linked model coupling to improve the representation of VRE and of the alternative flexibility sources to the power system. A detailed SWOT analysis (strengths, weaknesses, opportunities and threats) was developed for each tool. The integrated MESSAGE MSB-300 and TIMES-TiPS-B models, both for expansion purposes, were soft-linked to the REMIX-CEM-BR operational model.

This modelling approach not only allows to improve VRE representation, but it is also the best approach to understand the role CSP technology can play in the Brazilian energy and power sectors. The REMIX-CEM model has special features to model and optimize CSP power plant configurations based on the needs of the entire power sector. Soft-linking REMIX-CEM with an integrated model is shown to be the best approach to face the challenges.

The Brazilian Energy Research Institute (*Empresa de Pesquisa Energética* – EPE) has recently adopted this model in their work. Furthermore, the German Aerospace Center (*Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt* – DLR) continues to cooperate with the project partners to apply and develop the new model. The *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) and the energy company *Companhia Hidro Elétrica do São Francisco* (CHESF) are also working together to further develop the REMIX model for CSP plants.

Keywords: CSP, energy planning models, model coupling, Brazil

1. CONTEXT

1.1 THE NEED FOR ADDITIONAL FLEXIBILITY IN POWER SYSTEMS

In spite of the significant increase in centralized variable renewable energy (VRE) sources, like wind and photovoltaic (PV) power plants, power systems face several problems due to VRE intermittency and uncertainty. High shares of VRE sources may, indeed, threaten the adequacy and reliability of a power system (Drouineau et al. 2014, 2015; Ma et al. 2013; Silva et al. 2014).

Adequacy is associated with issues of investment and it is used as a measure of long-term ability of the system to match the stochastic fluctuations of demand and supply with an accepted level of risk (Silva et al. 2014). To guarantee that energy demand is safely met in a scenario of high penetration of VRE sources, investments to ensure adequacy (in generation and flexibility) of the energy systems must be made (Ma et al. 2013).

System reliability is associated with energy security issues (Winzer 2012). Reliability of the power system is defined as the ability to return to a steady-state condition after a sudden disturbance, such as an unanticipated loss of system elements (e.g. load or production fluctuations, network contingencies) (Drouineau et al. 2014, 2015). Quality in power supply is usually ensured by controlling voltage and frequency deviations, involving events that occur in time scales ranging from a few milliseconds to a few hours (Drouineau et al. 2014). To operate a power system in a reliable way, a market of ancillary services is necessary to ensure suitable ranges of deviations for frequency and voltage, which depend on the kinetic and spinning reserves of the power system and on the reactive power (Drouineau et al. 2015). High deviations of frequency and voltage can lead to brownouts or power outages (Drouineau et al. 2015).

The impacts of a high penetration of VRE sources in a power system, caused by the increasing variability and uncertainty of VRE generation (including VRE forecast errors) and demand, can be organized according to two criteria: spatial and temporal resolution. Spatial considerations differ between local level (very much related to distribution systems) and system wide level (the

entire power system) (Soares et al. 2012). The main local impacts occur on voltage control, fault current, harmonic distortion and flicker (Soares et al. 2012). On the other hand, system-wide impacts on power systems include the imbalance between load and generation (response service), diminished reactive power generation, and reduced frequency control (Soares et al. 2012). From the temporal perspective, there are impacts associated to the short and long term scales. Some of the significant technical impacts at a short-time scale are: diminished inertia (synchronous mass), higher rate of change of frequency (ROCOF), problems with fast frequency control, voltage stability, lack of dynamic reactive power reserve, short-circuit power issues and insufficient ancillary services/reserves (Rather et al. 2013; Rather et al. 2014). Long-term challenges are related to adequacy and flexibility requirements (Rather et al. 2013; Rather et al. 2014). Various countries (e.g. Ireland, Denmark, Sweden, Germany) are already experiencing short-term scale flexibility issues in addition to longer-term scale operational challenges (Böttger et al. 2015; Olsson et al. 2004; Rather et al. 2013; Welsch et al. 2014).

To cope with these impacts, power systems will need to have sufficient flexibility to maintain the demand-generation balance at all time (frequency response services), and operational reserve services at a reasonable cost over different time scales (Ma et al. 2013; Silva 2010). Therefore, energy and power system planning will need to address both the problem of capacity adequacy and flexibility.

Traditionally flexibility to meet peak load in short time scales is provided by partially loaded synchronised plants and fast start-up plants, such as open cycle gas turbines (OCGT). Increasing penetration of VRE poses challenges to conventional generators by creating requirements for fast, sudden and large ramping and frequent start-ups (Ma 2013). The ramp rates and the difference between the minimum stable generation and the capacity of a plant¹ are the parameters that define its capability to provide flexibility (Ma 2013). Peaking units are strategically used to meet the needs for backup capacity to handle near term periods with low wind and PV generation.

Besides flexible generation, a modern point of view considers alternative flexibility sources such as flexible demand, flexible energy storage, strengthening of cross border interconnections and grid expansion and

¹ The flexibility index of a whole system is then defined as the weighted sum of the flexibility indices of the individual generators. The weighting factors are taken as equal to the capacity contribution of each unit. (Ma 2013).

flexible district heating and heat pumps. Demand side management (DSM) or demand response, including load shifting and load shedding, is an active topic of research (e.g. Martinsson et al. 2014; Mata et al. 2013; McKenna et al. 2013; Stanojevic et al. 2009). Several energy storage technologies are being largely researched, for example power-to-gas (P2G), pumped hydro storage (PSH), compressed air energy storage (CAES), flywheel energy storage system (FESS) and hydrogen-based energy storage system (HESS) (De Boer et al. 2014; Zhao et al. 2015; Zhao et al. 2015). Scientific and market community have shown large interest in thermal energy storage (TES) technologies for concentrated solar power (CSP) plants due to the high market potential in high direct solar irradiation (DNI) regions of the world (Arvizu et al. 2011; Trieb et al. 2014; Viebahn et al. 2011). The use of electric batteries in plug-in hybrid electric vehicles (PHEV) and pure electric vehicles (EVs) has been studied by Soares et al. (2012). The technical viability of large electric batteries connected to the grid has been studied by Johnston et al. (2015) and Solomon et al. (2014). There are few studies showing a new potential role of large hydroelectric dams in United States to buffer renewables on a large scale, assessing their potential dispatchability and flexibility to accommodate increasing VRE generation (Chang et al. 2013; Kern et al. 2014). Additionally, the use of flexible combined heat and power (CHP), heat pumps and electric boilers in district heating grids have the potential to balance large amounts of VRE electricity (Blarke 2012; Böttger et al. 2015; Capuder and Mancarella 2014; Rinne and Syri 2015). Finally, investment opportunities to build new and refurbished synchronous condensers and systems to add synthetic inertia from wind turbines/HVDC, as well as installation of new infrastructure like FACTS devices (SVC), have been studied by Rather et al. (2013) and Rather et al. (2014).

Although there is a large number of flexibility technologies, TES in CSP plants seems to have a high potential for increasing flexibility in power systems due to its technical characteristics (Arvizu et al. 2011; Lovegrove et al. 2011; Trieb et al. 2014). One of the strengths of CSP is the possibility of TES, which facilitates energy dispatch management during daytime. TES increases the capacity factor of the system and its ability to meet peak loads as well as to operate in the base load with firm energy of solar origin only (Arce et al. 2011; Skumanich 2010; Trieb et al. 2014; Baharoon et al. 2015). In addition, using the same power block to produce firm electricity and then operate in the base load, CSP plants can operate in hybrid systems that employ different configurations (IEA 2012; Montes et al. 2011; Zhang et al. 2010). Hybridisation enables the solar plant to operate partially using a

back-up fuel (NREL 2005), that can be fossil (typically natural gas) or non-fossil (biomass or biogas) (Arvizu et al. 2011).

In this context, the use of CSP plants with TES and optimized technology design may be an appropriate solution to provide more flexibility to the power system. Although CSP also depends on solar availability (DNI), it entails the possibility of having both TES and hybridization that allow for reliable delivery of power to the grid at any time of the day –unlike other VRE technologies such as wind and PV.

1.2 WHICH IS THE BEST MODELLING APPROACH TO HANDLE LARGE PENETRATION OF VRE?

Traditionally, electricity generation expansion planning aims at providing, in a cost-effective and reliable way, enough flexibility to handle the variability and uncertainty (forecast error) of demand and to deal with unplanned generation outages.

Until recently, VRE generation has been regarded as a marginal contribution to power systems and, therefore, VRE modelling has been simplified. This conception makes part of a traditional paradigm (methodologies, procedures, standards, planning and tools) for the expansion and operation of thermal- or hydro-thermal-based power systems, under which optimal scheduled traditional power plants (non VRE) aim at supplying electricity to meet the net demand (Silva 2010) (also known as residual load – Bertsch et al. 2014). The net demand is calculated by subtracting the VRE electricity production (and sometimes the energy savings from energy efficiency measures) to the system-wide demand.

The paradigm shift from conventional generator based power system to VRE based system brings various technical challenges at the planning and operation stages. The impacts caused by a large VRE penetration are such that a full re-assessment of power system expansion and operation planning, especially in setting frequency response² and operational reserve services, is required (Silva 2010). In this context, the need and cost of providing additional flexibility to integrate large share of VRE generation in the power system has been recognized not only from the system operator

² Frequency response: regulating capability to maintain balance between supply and demand.

(SO) point of view, but also from a central planning perspective (Silva 2010; Smith et al. 2004).

Hence, there is a challenge related to appropriately modelling the integration of large quantities of VRE electricity to the power systems paying attention to long term impacts to the energy system (Baños et al. 2011; Connolly et al. 2010; Hirth 2015). Despite the fact that VRE impacts are mostly perceived at operational time scales from minutes to day-ahead, additional system flexibility needs to be considered from the energy and power systems long-term planning stage to deliver a system that can handle this large penetration of VRE in a cost-effective manner (Ma et al. 2013; Silva et al. 2014).

Theoretically, any competitive market design that incentivizes long-term investments based on least (total system) cost generation does not need additional incentives for flexibility (Bertsch et al. 2014). Instead, flexibility is a by-product and is not binding in long-term investment models (Bertsch et al. 2014). That explains the importance of adequate energy system modelling.

To face this challenge, an extensive number of long-term energy planning tools considers unit-commitment³-derived details (operating reserve requirements, dynamic constraints and maintenance scheduling) that are traditionally ignored in expansion planning models (Hirth 2015; Palmintier and Webster 2011). Nevertheless, experiences reveal that there is no energy tool that completely addresses this challenge, providing at the same time accuracy in results and low computational cost (Connolly et al. 2010; Hidalgo et al. 2015; Silva 2010).

To reduce its computational cost, long-term energy system planning tools usually simplify the problem by considering low temporal resolutions, very stylized techno-economic operational constraints of the power system and of the individual power plants, extensive spatial/geographical resolution and a coarse transmission grid representation. Previous studies show that these simplifications have a significant impact on the model results, that are far to be in line with reality, when analysing systems with high share of VRE generation (example.g Hirth 2015; Palmintier 2014; Palmintier and Webster 2011; Poncelet et al. 2014). For this reason, different efforts have been made to bridge the gap between the outcomes of planning and operational models

³ Unit commitment (UC) models determine the optimal scheduling of a given set of power plants to meet the electricity demand, taking account of the operational constraints of the power system.

taking into consideration real-life restrictions, such as computational cost, excessive complexity and model maintenance and updating cost. For example, efforts have been made to increase the temporal resolution in planning tools (Pina et al. 2011) to increase the level of techno-economic detail within the models (Hirth 2015, Palmintier and Webster 2011; Poncelet et al. 2014), and to improve the spatial resolution and transmission system representation (Fichter et al. 2014a; Fichter et al. 2014b).

Literature distinguishes two methodologies to increase the level of detail (of the features mentioned above) in energy planning tools: “direct integration” and model coupling (Hidalgo et al. 2015). Both approaches allow for modelling power systems with high penetration of VRE technologies, where detailed modelling of flexibility issues is more relevant.

The first method aims at directly integrating additional power unit operational constraints and variables into an energy expansion planning tool (Hirth 2015; Palmintier 2014; Palmintier and Webster 2011; Poncelet et al. 2014). Within the context of systems with high penetration of VRE, it was demonstrated that the more important operational constraints to be considered in a generation expansion planning tool are those of operating reserve requirements and maintenance scheduling (Palmintier 2014; Palmintier and Webster 2011; Poncelet et al. 2014). Furthermore, the impact of dynamic constraints (ramping restrictions, minimum up and down times) seems to be less important (Palmintier 2014). Additionally, some studies found that relaxing integer variables as a way to reduce computational cost seems to have little effect on results (Palmintier 2014). However, it is difficult to generalise these results, which hold for a specific single-country model, and are dependent on the assumptions made and the configuration of each power system.

The second method is coupling operation and expansion models. Model coupling relies on creating soft-links between an energy expansion planning model and a detailed power system operational model (Hidalgo et al. 2015). Soft-linking of two models may decrease computational costs, but implies handling a planning and an operational model, which may lead to correlations between different uncertainties (Hidalgo et al. 2015). This raises the need to address issues such as which outputs from the operational model would be considered in the expansion planning tool as input data and how this information would be fed back from the planning tool to the operational model. This iterative approach has the drawback that convergence might

not be reached and optimality cannot be guaranteed (Hidalgo et al. 2015). Nevertheless, so far model coupling seems to be the best approach and the preferred option to address flexibility issues for power systems with high share of VRE generation (Heinrichs et al. 2014; Hidalgo et al. 2015; Fahl et al. 2010; Rosen et al. 2007; Kiviluoma et al. 2014).

Ideally, an integrated energy system model covers all energy subsectors (oil & gas, power, refinery, etc.), and all energy levels (from primary energy to energy services consumed by different activities) of an energy system and, hence, it is well suited as a central assessment tool for a long-term analysis when soft-linked to power dispatch models, electricity market models and tools for investigating social aspects (Fahl et al. 2010; Schaeffer et al. 2015). In this context, coupling (soft linked) large-size integrated energy system models to sector-specific models seems to be the dominant approach for analysing flexibility issues in a long term horizon in energy and power systems with high share of VRE generation.

1.3 THE MODELLING CHALLENGE IN BRAZIL: LARGE PENETRATION OF VRE SOURCES AND ALTERNATIVE FLEXIBILITY SOURCES.

Although renewable energy sources – hydropower in particular – already contribute significantly to the electricity supply in Brazil, a reason for concern is that the remaining hydropower potential is limited (Schaeffer et al. 2013) and fossil fuels, specially coal and some natural gas, are likely to play a larger role in the Brazilian energy system (Lucena et al. 2015; Nogueira et al. 2014), which will result in additional greenhouse gases (GHG) emissions. On the other hand, in the Northeast region of Brazil wind power installed capacity is 5.4 GW and the prospects, considering all wind farms contracted until the end of 2014 by regular auctions, is to install at least 12.6 GW more by 2019 (ANEEL 2014; CCEE 2014; EPE 2014). Although by the end of 2014 the PV installed capacity in the Northeast region of Brazil was negligible (4.6 MWp), this technology shows promising expansion prospects in the country for the long term. Recent auctions⁴ held in Brazil contracted a total capacity of 642 MWp of centralized PV in the Northeast subsystem to start

⁴ Pernambuco state solar auction, held in December 2013, contracted a PV capacity of 122 MWp to start operation until the end of 2016. The sixth reserve energy auction, held in October 2014, contracted for the Northeast subsystem a total of 520 MWp to start operation until the end of 2017.

operation between 2016 and 2017 (ANEEL 2014; CCEE 2014; EPE 2014). A significant deployment of distributed generation (DG) based on PV systems is also expected for the country in the medium to long term. As the share of this VRE generation grows in the power system, the Brazilian power sector could face problems if energy planning tools do not improve their VRE representation, so as to anticipate possible, future negative impacts.

Relevant Brazilian energy sector stakeholders from policy, planning and operational stages show interest in improving the VRE representation within their tools, including the Ministry of Energy (MME), the Energy Planning Company (EPE), Operator of the National System (ONS), Power Sector Regulator Agency (ANEEL), Eletrobras Research Centre (CEPEL), Electric Energy Commercialization Chamber (CCEE), and energy utilities such as Eletrobras, CHESF, CEMIG, etc. (See Figure 1).

Since 2009 energy stakeholders in Brazil have identified a large difference between the verified net demand and the estimated net demand resulting from the DECOMP and NEWAVE models (ANEEL 2011a, 2011b, 2011c, 2012). The reason for that was the uncertainty about the electricity generation from “small power plants” (now called “not individually simulated power units – UNSI”) such as wind, biomass and small run-of-river hydro power plants (ANEEL 2011a, 2011b, 2011c, 2012). The generation of the UNSI does not consider an appropriated time and spatial resolution to model VRE. Following the traditional modelling approach in Brazil, estimated blocks of electricity produced by the UNSI are subtracted from the total demand, resulting in the net demand used in modelling (ANEEL 2011a, 2011b, 2011c, 2012). Already in 2011, the average amount of electricity supplied by small power plants was more than 5,000 MWyear (ANEEL 2011a). That traditional modelling approach was enough when wind power installed capacity was only a marginal contribution to the power system. However, due to the fast expansion of wind power, the reliability of the operation of the power system is being threatened by relevant differences between models and reality. To face this challenge, in 2010 ANEEL held technical meetings with ONS and CCEE to discuss the improvements in the modelling of the UNSI within planning and operational tools. Since then, several public audiences (having as participants ANEEL, ABRAGE, ABRAGEL, AES Tietê, APINE, CCEE, CEMIG, CPFL, ONS e ABRACEEL) took place to discuss the same issue. In the same way, the *Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico* (CMSE) and the *Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico* (CPAMP) have discussed improvements to their official models,

NEWAVE and DECOMP. This clearly shows the need for new modelling approaches and tools.



Figure 1. Workshop to discuss VRE modelling with the representation of some Brazilian energy stakeholders. Source: The authors

These institutions are not only interested in improving the tools and methodologies to better understand what is the role of VRE sources in the energy and power sectors, but also in understanding the capabilities of CSP technology to provide an extra source of flexibility to the system: more specifically, to provide ancillary services such as frequency response and operational reserve due to TES and back-up possibilities. Of course, beyond providing flexibility to the system, the development of the CSP technology in Brazil would supply clean electricity and foster a national solar industry, generating jobs and income (Soria et al. 2015). Finally, an approach to assess the potential of integrating CSP to the Brazilian power grid needs to consider not only the interdependencies between demand and supply, but also the existing limitations of both natural and financial resources.

In that sense, developing and applying specific energy planning tools are paramount to face the challenge.

The objective of this chapter is to show how different energy planning tools can support Brazilian energy policy makers to better understand the role of CSP in the country.

To address the role of CSP technology, as well as its impacts and opportunities in the Brazilian energy and power system, this work tests a suite of tools that can be soft linked. This work describes how two energy planning tools (MESSAGE-BRAZIL (MSB-300) and TIMES-TiPS-B) can be soft linked to a detailed power system operational tool (REMIX-CEM-B). The exercise gains relevance because MSB-300 is an integrated energy model that includes not only the power sector but also all other energy chains, such as supply of primary energy, energy processing, and energy services demand from transport and eleven industrial sectors.

2. APPROACH

To achieve the goals described above, the *Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior* (CAPES), as part of the Ministry of Education in Brazil, and the *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) and the German Academic Exchange Service (DAAD), from Germany, supported the project “CSP Tools” under the New Integrated Partnerships (i-NoPa) framework. The goal of this project was to identify and evaluate the potential role for CSP as part of the future Brazilian energy system. Three institutions, using their respective energy planning models, were part of this effort. The Energy Planning Program (PPE/COPPE), from the *Universidade Federal do Rio de Janeiro* (UFRJ), used the integrated energy model MESSAGE-BRAZIL v.1.3 (MSB-300). The Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER), from the University of Stuttgart, used the TIMES-TiPS-B (The integrated MARKAL EFOM System – Power System Model for Brazil). The Systems Analysis and Technology Assessment Department, from the German Aerospace Center (DLR Stuttgart), used REMix-CEM-BR v.1 (Renewable Energy Mix capacity exchange model).

The current status of energy planning approaches in Germany and Brazil was assessed before conducting an initial study on CSP modelling

opportunities in Brazil. To that end, researchers from both countries presented and discussed their respective models and methodologies. During September and October 2014, through the course of three weeks at IER and DLR in Stuttgart-Germany, the three teams worked together to analyse and discuss the structure, equations, database and possible applications of the tools (See Figure 2).



Figure 2. Technical meeting in Stuttgart do discuss about the models and SWOT analysis. Source: The authors

MSB-300, TIMES and REMIX were considered as potential alternative tools to improve the modelling of large penetration of VRE in the Brazilian power system, and the opportunities that CSP offers to the system, being a source of additional flexibility and clean electricity. Based on the discussions held in Stuttgart, a SWOT analysis (strengths, weaknesses, opportunities and threats) was elaborated in a cooperative way for the three model generators and their applications to the Brazilian case and tested in a scenario exercise.

Additionally, this chapter proposes some possible interactions, in a soft-linked fashion, between the considered tools in order to address the issue of CSP integration into the Brazilian energy system as an alternative to provide additional flexibility to the power system.

3. RESULTS

Detailed SWOT analysis by model generators (MESSAGE, TIMES and REMIX-CEM) and their application to Brazil (MSB-300, TIMES-TiPS-B and REMIX-CEM-BR v.1) were developed within the project. Based on this analysis, a cross-section comparison of the model generators and their applications to Brazil are presented in Table 1 and Table 2 respectively. Finally, an interaction approach between the three energy models, in a soft-linked fashion, is proposed and presented in the Figure 1.

To integrate the tools, as is shown in Figure 1, a common data base was used. The MSB-300 and TIMES-TiPS-B provide capacity expansion plans by technology. Those plans analysed to design an investment option portfolio by technology (using standard power plant sizes). In the sequence, REMIX-CEM-B optimizes the dispatch of this portfolio to supply the total electricity demand in a reliable and cost effective way. At this stage the energy planner should analyse if the operational objectives were or were not achieved with that expansion portfolio. If not, the cycle must start again, in an iterative way. The new expansion planning will take into consideration outcomes from the operational tool, such as capacity factors by technology and an optimized configuration of CSP plants.

Table 1. Cross section comparison between model generators.

	TIMES	MESSAGE	REMIx-CEM
Methodology	Linear, mixed integer linear, non-linear programming	Linear and mixed integer linear programming	Linear and mixed integer linear programming
Programming language	GAMS	Not available	GAMS
Availability	Free available. GUI and solvers not free of charge	Free available for IAEA member countries (including GUI and solver)	Not available for other institutions than DLR so far
Source code	Source code is not open-source, but adaptable	Source code is not adaptable	Source code is not open-source, but adaptable

Purpose	Energy system analysis and energy planning	Energy system analysis and energy planning	Electricity system analysis and power system planning
Sectoral scope	Integrated model that represents the entire energy system (single sector possible)	Integrated model that represents the entire energy system (single sector possible)	Main focus on power sector. Extension to heat sector and electric mobility is possible
Power system operation	Energy and capacity balance. Dispatch optimization.	Only energy balance. No capacity balance. No dispatch optimization.	Energy and capacity balance. Dispatch and unit commitment optimization
Time resolution	Flexible (up to 8,760 time-slices per year)	Flexible but restricted to a max. number of time slices per year	Flexible (up to 8,760 time-slices per year)
Technology representation	Detailed representation of different energy supply technologies and demand options is represented by a standard set of equations	Detailed representation of different energy supply technologies and demand options is represented by a standard set of equations	Detailed representation of different energy supply technologies is represented by individual modules with high level of detail
Technology changes	Exogenous and endogenous learning curves	Exogenous learning curves	Exogenous learning curves
Energy efficiency	Possible through end-use technologies. Endogenous model solution	Possible through end-use technologies. Endogenous model solution	Not available
Non-energy commodities	No restrictions	No restrictions	CO ₂ only
Model extensions	Model extensions (e.g. Macro-economic version, stochastic, climate, myopic, load flow grid extension etc.) available	Model extensions (e.g. Macro-economic version, LULUCF) available but need further development	Model extension to use resource data for solar and wind power, for all world regions, with high spatial and temporal resolution (input to REMix-EnDAT) available.

Computational efficiency	Short running time	Short running time	In general, long time due to more detailed technical modelling
Graphical user Interface	Available for Windows operating system	Available for Windows and Linux operating systems	Partially available for Windows operating system
Training material and documentation	Handbooks are available free of charge. Frequent regular courses and on request courses	Only one official course per year with restricted participation. Handbook available. User guide is not friendly	Handbooks are not yet available. No Regular (public) training courses. Documentation and training material is only in development stage
Community	Developed by ETSAP of the IEA. Regular meetings and workshops on the model improvement and model development	Developed by IIASA. Regular meetings and workshops on the model applications	Developed by DLR itself. Continuously improved by DLR. Not yet open-source
Common features	<p>Storages: Storage processes available (different daily and seasonal storage options)</p> <p>Load-management: available</p> <p>Time horizon: flexible (short- to long-term)</p> <p>User-constraint / policy options: There is enough flexibility to incorporate capacity, activity, environmental and investment restrictions</p> <p>Geographical coverage: flexible, multi-regional, multi-nodes</p> <p>Solver: flexible</p> <p>Operating System: Linux and Windows</p> <p>Miscellaneous: Large data requirements, complexity, possible misinterpretation of results</p>		

Source: The authors

Table 2. Cross section comparison between applications of the models to Brazil.

	TiPS-B (TIMES)	MSB-300	Remix-Brazil NE
Methodology	Linear Programing	Linear Programing	Mixed Integer Linear Programming
Sectoral scope	Focus on power sector with simple residential sector representation	Integrated model that represents the entire energy system	Focus on power sector
CSP technology representation	CSP modelled with TES types and dispatch options	CSP-PT, 12hs HTS; CSP hybridization with biomass. Regional specific capacity factors	CSP module allowing configuration optimization (solar field, storage, back-up boiler)
Technology changes	Exogenous learning curves	Exogenous learning curves	Exogenous learning curves
Storages	Intra-day storage, endogenous storage optimization	Single option of TES for CSP	Multiple options for TES; hydro reservoir; batteries
Load management and energy efficiency	Limited (energy service demand for residential hot water endogenous)	Limited (energy service demand)	Not available (electricity demand)
Time resolution	432 time slices; 6 seasons; 3 typical days; 24 hours	4 seasons; 5 intra-day periods	Hourly resolution
Time horizon	2010–2050; 5 year steps	2010–2050; 5 year steps	One year, pre-defined
User-constraint / policy options	Available, depends on scenario definition	Available, depends on scenario definition	Not available but implementable
Non-energy commodities	CO2 only	CO2; sugar production	None
Geographical coverage	5 regions (South-Central; Northwest; North; Southeast; external)	4 Regions (South-Southeast-Centre; Northeast; North; External)	2 Regions (Northeast; External)

Computational efficiency	Short running time	Short running time	Long running time
Power system operation	Energy and capacity balance, including dispatch on typical day basis	Energy balance only, based on intra-day energy production profiles	Electricity and capacity balance, including dispatch optimization
Unit commitment	No associated parameters available	No associated parameters available	Available

Source: The authors

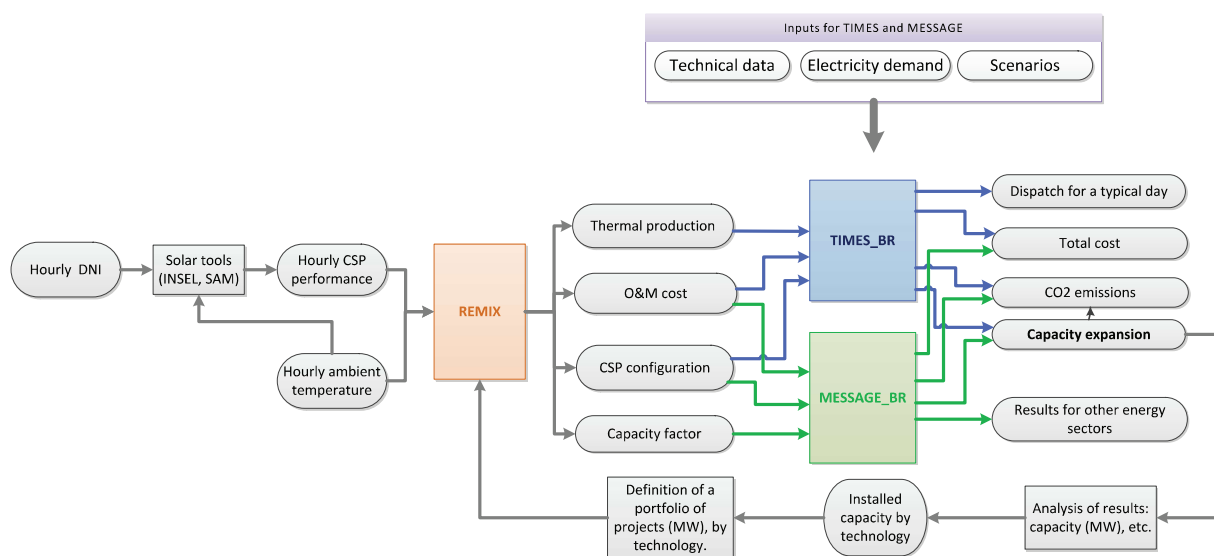


Figure 3. Soft-linked model coupling to improve VRE modelling. Source: the authors.

4. RECOMMENDATIONS

The SWOT analysis revealed many similarities, but also major differences, between the models applied in the project. For example, all models use linear optimization while some use mixed integer linear programming depending on the specific application. Furthermore, the models differ in their temporal, geographical and sectorial coverage, leading to certain benefits but also shortcomings in the conducted analysis. On the one hand, increasing temporal resolution and considering operational constraints within a single model increases the quality and accuracy of results during the energy planning process; on the other hand, it also increases computational

costs and complexity to handle and operate. The advantages to analysing the complete energy system with all its subsectors and interlinkages to long term energy planning are also largely recognized.

The current best approach to deal with the energy planning process of energy systems with large participation of VRE is the soft-linked model coupling technique. In this way it is possible to benefit from the strengths of each tool to obtain significantly improved results. As CSP is an alternative source of flexibility and firm electricity to the power system, this modelling approach also allows energy planners to easily understand the contribution of this technology. By coupling different models, linking power sector models with integrated energy models, this approach also provides data and information related to the possibility of hybridising CSP with different fuels and its impacts on the fuel supply and demand chain.

Based on the tools' capabilities and the analysis of preliminary simulations of CSP integration in the Brazilian electric power system, this study verified that this modelling approach is able to optimize the size and the use of the thermal energy storage system and the back-up system according to the needs of the entire power system. In terms of verifying the role of CSP in Brazil, this modelling approach is able to quantify the annual electricity production of each CSP plant, the contribution of each plant to the spinning reserve (number of hours in the year), and the participation to the load-generation balance (number of start-ups of the back-up system, number of hours at full capacity, hourly use of the thermal energy storage, etc.).

This modelling approach also allows to understand the impacts of developing a solar energy program (forcing a CSP installed capacity/generation into the model) not only in the power sector, but also its indirect and induced impacts on the wide energy system. For instance, it is possible to calculate the impacts of a 30 GW CSP program in the Northeast region until 2050. Policy makers can estimate the total energy system over cost and benefits of developing a CSP solar program, in comparison to a baseline scenario. This modelling approach also allows to propose a cost effective solar program in Brazil. For example, this study also identified that it is more cost-effective to develop a program focusing on electricity constraint targets rather than on capacity targets. In the scenario exercise, through 2050, to produce 100 TWh of electricity from CSP costs less than simply deploying 30 GW of CSP.

The research teams of this study strongly recommend to the Brazilian energy stakeholders to access their modelling approach to understand the role of CSP in the country and its contributions to the power system with large penetration of VRE sources, as it is starting to happen in the Northeast region of Brazil due to increasing penetration of wind and photovoltaics.

Finally, we also propose further studies to use the described soft-linked model coupling for modelling CSP in the Brazilian power and energy system. Outcomes from this effort will certainly allow policy makers to implement regulatory and political improvements to the current Brazilian auctions for selecting power plants not only based on the minimum energy cost but also by taking into consideration regional power features, GHG emissions, ancillary services, and firm energy.

5. REFERENCES

1. ANEEL. Nota Técnica no 035/2011-SRG/ANEEL de 16 de junho de 2011, 2011a. ANEEL. Available at: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/047/documento/nt_035_-_analise_de_contribuicoes.pdf>. Accessed: 1/10/2014.
2. ANEEL. Nota Técnica no 052/2011-SRG/ANEEL. , 2011b. ANEEL. Available at: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/047/documento/nt_052_-_reavaliacao_da_resolucao_normativa_n%C2%BA_44.pdf>. Accessed: 3/7/2015.
3. ANEEL. REN - Resolução Normativa 440/2011 ANEEL. 2011c.
4. ANEEL. Nota Técnica no 006/2012-SRG /ANEE. , 2012. ANEEL. Available at: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/047/resultado/nt_006_-_ap_n%C2%BA_47_2011_-_jsn_v04_%282%29.pdf>. Accessed: 3/7/2015.
5. ANEEL. Banco de Informações da Geração Elétrica -BIG. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014.
6. ARCE, P.; MEDRANO, M.; GIL, A.; ORÓ, E.; CABEZA, L. F. Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate

change mitigation in Spain and Europe. *Applied Energy*, v. 88, n. 8, p. 2764–2774, 2011.

7. ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L.; et al. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN. Special Report of IPCC, Cambridge e New York: IPCC, 2011a.

8. BAHAROON, D. A.; RAHMAN, H. A.; OMAR, W. Z. W.; FADHL, S. O. Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 996–1027, 2015. Accessed: 17/4/2015.

9. BAÑOS, R.; MANZANO-AGUGLIARO, F.; MONTROYA, F. G.; et al. Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 4, p. 1753–1766, 2011. Accessed: 19/6/2015.

10. BERTSCH, J.; GROWITSCH, C.; LORENCZIK, S.; NAGL, S. Flexibility in Europe's power sector — An additional requirement or an automatic complement? *Energy Economics*. Available at: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988314002679>>. Accessed: 25/6/2015.

11. BLARKE, M. B. Towards an intermittency-friendly energy system: Comparing electric boilers and heat pumps in distributed cogeneration. *Applied Energy*, v. 91, n. 1, p. 349–365, 2012. Accessed: 1/6/2015.

12. DE BOER, H. S.; GROND, L.; MOLL, H.; BENDERS, R. The application of power-to-gas, pumped hydro storage and compressed air energy storage in an electricity system at different wind power penetration levels. *Energy*, v. 72, p. 360–370, 2014. Accessed: 15/6/2015.

13. BÖTTGER, D.; GÖTZ, M.; THEOFILIDI, M.; BRUCKNER, T. Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources – An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. *Energy*, v. 82, p. 157–167, 2015. Accessed: 1/6/2015.

14. CAPUDER, T.; MANCARELLA, P. Techno-economic and environmental modelling and optimization of flexible distributed multi-generation options. *Energy*, v. 71, p. 516–533, 2014. Accessed: 1/6/2015.

15. CCEE. Resultado consolidado dos leilões - julho 2014. Relatório mensal, Rio de Janeiro: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2014.
16. CHANG, M. K.; EICHMAN, J. D.; MUELLER, F.; SAMUELSEN, S. Buffering intermittent renewable power with hydroelectric generation: A case study in California. *Applied Energy*, v. 112, p. 1–11, 2013. Accessed: 30/6/2015.
17. CONNOLLY, D.; LUND, H.; MATHIESEN, B. V.; LEAHY, M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, v. 87, n. 4, p. 1059–1082, 2010. Accessed: 19/6/2015.
18. DROUINEAU, M.; ASSOUMOU, E.; MAZAURIC, V.; MAÏZI, N. Increasing shares of intermittent sources in Reunion Island: Impacts on the future reliability of power supply. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 46, p. 120–128, 2015. Accessed: 13/6/2015.
19. DROUINEAU, M.; MAÏZI, N.; MAZAURIC, V. Impacts of intermittent sources on the quality of power supply: The key role of reliability indicators. *Applied Energy*, v. 116, p. 333–343, 2014. Accessed: 13/6/2015.
20. EPE. Resultados do 20º Leilão de energia nova A-5 - Resumo Vendedor, 2014. EPE. Available at: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/Resumo_Vendedor_20len_a5.pdf>. Accessed: 27/1/2015.
21. FAHL, U.; BLESL, M.; VOSS, A.; et al. Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 Energieprognose 2009. Berlin: IER -Uni. Stuttgart, 2010.
22. FICHTER, T.; TRIEB, F.; MOSER, M. Optimized Integration of Renewable Energy Technologies Into Jordan's Power Plant Portfolio. *Heat Transfer Engineering*, v. 35, n. 3, p. 281–301, 2014. Accessed: 30/7/2014.
23. FICHTER, T.; TRIEB, F.; MOSER, M.; KERN, J. Optimized Integration of Renewable Energies into Existing Power Plant Portfolios. *Energy Procedia, Proceedings of the SolarPACES 2013 International Conference.*, v. 49, p. 1858–1868, 2014. Accessed: 12/1/2015.
24. HEINRICHS, H.; JOCHEM, P.; FICHTNER, W. Including road transport in the EU ETS (European Emissions Trading System): A model-based

analysis of the German electricity and transport sector. *Energy*, v. 69, p. 708–720, 2014. Accessed: 18/6/2015.

25. HIDALGO GONZÁLEZ, I.; RUIZ CASTELLO, P.; SGOBBI, A.; et al. Addressing flexibility in energy system models. Luxembourg: European Commission – Joint Research Centre (JRC), 2015.

26. HIRTH, L. The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment. *The Energy Journal*, v. 36, n. 1, p. 127–162, 2015. Accessed: 18/6/2015.

27. IEA. *Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050*. Paris: International Energy Agency, 2008.

28. JOHNSTON, L.; DÍAZ-GONZÁLEZ, F.; GOMIS-BELLMUNT, O.; CORCHERO-GARCÍA, C.; CRUZ-ZAMBRANO, M. Methodology for the economic optimisation of energy storage systems for frequency support in wind power plants. *Applied Energy*, v. 137, p. 660–669, 2015. Accessed: 15/6/2015.

29. KERN, J. D.; PATINO-ECHEVERRI, D.; CHARACKLIS, G. W. An integrated reservoir-power system model for evaluating the impacts of wind integration on hydropower resources. *Renewable Energy*, v. 71, p. 553–562, 2014. Accessed: 15/6/2015.

30. KIVILUOMA, J.; RINNE, E.; HELISTÖ, N.; AZEVEDO, M. Modelling framework for power systems. Finland]: VTT Technical Research Centre of Finland, 2014.

31. LOVEGROVE, K.; WYDER, J.; AGRAWAL, A.; et al. Concentrating Solar Power in India. Report commissioned by the Australian Government and prepared by IT Power, Australia: Department of Climate and Energy Efficiency, 2011.

32. LUCENA, A. F. P.; CLARKE, L.; SCHAEFFER, R.; et al. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. *Energy Economics*, 2015. Available at: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988315000420>>. Accessed: 3/7/2015.

33. MA, J.; SILVA, V.; BELHOMME, R.; KIRSCHEN, D. S.; OCHOA, L. F. Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, n. 1, p. 200–209, 2013.
34. MARTINSSON, F.; RIEKKOLA, A.; LINDBLOM, J.; WRAKE, M. Modelling the Swedish residential and service sectors in TIMES: a feasibility study. Stockholm: IVL Swedish Environmental Research Institute Ltd., 2014.
35. MATA, É.; KALAGASIDIS, A. S.; JOHNSON, F. A modelling strategy for energy, carbon, and cost assessments of building stocks. *Energy and Buildings*, v. 56, p. 100–108, 2013. Accessed: 29/6/2015.
36. MCKENNA, R.; MERKEL, E.; FEHRENBACH, D.; MEHNE, S.; FICHTNER, W. Energy efficiency in the German residential sector: A bottom-up building-stock-model-based analysis in the context of energy-political targets. *Building and Environment*, v. 62, p. 77–88, 2013. Accessed: 29/6/2015.
37. MONTES, M. J.; ROVIRA, A.; MUÑOZ, M.; MARTÍNEZ-VAL, J. M. Performance analysis of an Integrated Solar Combined Cycle using Direct Steam Generation in parabolic trough collectors. *Applied Energy*, v. 88, n. 9, p. 3228–3238, 2011.
38. NOGUEIRA, L. P. P.; FROSSARD PEREIRA DE LUCENA, A.; RATHMANN, R.; et al. Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 24, p. 115–123, 2014. Accessed: 9/6/2015.
39. NREL. Potential for Renewable Energy in the San Diego Region. San Diego, California: National Renewable Energy Laboratory NREL, 2005.
40. OLSSON, M.-O.; SJÖSTEDT, G. Systems Approaches and Their Application: Examples from Sweden. Springer, 2004.
41. PALMINTIER, B. Flexibility in generation planning: Identifying key operating constraints. *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2014. Anais. p.1–7, 2014.
42. PALMINTIER, B.; WEBSTER, M. Impact of unit commitment constraints on generation expansion planning with renewables. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Anais. p.1–7, 2011.

43. PINA, A.; SILVA, C.; FERRÃO, P. Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios. *Energy Policy*, v. 39, n. 9, p. 4692–4702, 2011. Accessed: 19/6/2015.
44. PONCELET, K.; DELARUE, E.; DUERINCK, J.; D'HAESELEER, W. The Importance of Integrating the Variability of Renewables in Long-term Energy Planning Models. Working Paper, Leuven: University of Leuven (KU Leuven), 2014.
45. RATHER, Z. H.; CHEN, Z.; THOGERSEN, P. Challenge of primary voltage control in large scale wind integrated Power System: A Danish power system case study. *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, 2013 4th IEEE/PES. Anais. p.1–5, 2013.
46. RATHER, Z. H.; CHEN, Z.; THOGERSEN, P.; LUND, P. Dynamic Reactive Power Compensation of Large-Scale Wind Integrated Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. PP, n. 99, p. 1–11, 2014.
47. RATHER, Z. H.; LIU, C.; CHEN, Z.; BAK, C. L.; THOGERSEN, P. Dynamic security assessment of Danish power system based on decision trees: Today and tomorrow. *PowerTech (POWERTECH)*, 2013 IEEE Grenoble. Anais. p.1–6, 2013.
48. RINNE, S.; SYRI, S. The possibilities of combined heat and power production balancing large amounts of wind power in Finland. *Energy*, v. 82, p. 1034–1046, 2015. Accessed: 1/6/2015.
49. ROSEN, J.; TIETZE-STÖCKINGER, I.; RENTZ, O. Model-based analysis of effects from large-scale wind power production. *Energy, ECOS 05. 18th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy Systems ECOS 05.*, v. 32, n. 4, p. 575–583, 2007. Accessed: 18/6/2015.
50. SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; FROSSARD PEREIRA DE LUCENA, A.; SORIA, R.; CHAVEZ-RODRIGUEZ, M. The Vulnerable Amazon: The Impact of Climate Change on the Untapped Potential of Hydropower Systems. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 11, n. 3, p. 22–31, 2013.
51. SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; LUCENA, A. F. P.; et al. Capítulo VI. Utilización de modelos de planificación energética. *Manual de Planificación Energética*. 2015o ed, p.430, 2015. Quito, Ecuador: OLADE.

52. SILVA, V. Value of flexibility in systems with large wind penetration, 19. out. 2010. Phd thesis, Imperial College London. Available at: <<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00724358/document>>. Accessed: 22/6/2015.
53. SILVA, V.; PRIME, G.; HINCHLIFFE, T.; et al. Challenges of the representation of near term electricity system flexibility in energy system models. , 2014. SETIS - European Comission. Available at:<<https://setis.ec.europa.eu/system/files/Abstract%20-%2004%20Silva%20%28EDF%29.pdf>>. Accessed: 13/6/2015.
54. SKUMANICH, A. CSP: Developments in heat transfer and storage materials. Renewable Energy Focus, v. 11, n. 5, p. 40–43, 2010.
55. SMITH, J. C.; DEMEO, E. A.; PARSONS, B.; MILLIGAN, M. Wind Power Impacts on Electric Power System Operating Costs: Summary and Perspective on Work to Date. Conference paper, NREL, 2004.
56. SOARES M.C. BORBA, B.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil. Energy, v. 37, n. 1, p. 469–481, 2012. Accessed: 7/9/2012.
57. SOLOMON, A. A.; KAMMEN, D. M.; CALLAWAY, D. The role of large-scale energy storage design and dispatch in the power grid: A study of very high grid penetration of variable renewable resources. Applied Energy, v. 134, p. 75–89, 2014. Accessed: 15/6/2015.
58. SORIA, R.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO, A.; MILANI, R.; SCHAEFFER, R. Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. Energy Policy, v. 86, p. 57–72, 2015. Accessed: 30/6/2015.
59. STANOJEVIC, V.; SILVA, V.; PUDJANTO, D.; et al. Application of storage and Demand Side Management to optimise existing network capacity. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. Anais. p.1–4, 2009.
60. TRIEB, F.; FICHTER, T.; MOSER, M. Concentrating solar power in a sustainable future electricity mix. Sustainability Science, v. 9, n. 1, p. 47–60, 2014.

61. VIEBAHN, P.; LECHON, Y.; TRIEB, F. The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe--A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy*, v. 39, n. 8, p. 4420–4430, 2011. Accessed: 9/9/2011.
62. WELSCH, M.; DEANE, P.; HOWELLS, M.; et al. Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models – A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland. *Applied Energy*, v. 135, p. 600–615, 2014. Accessed: 15/6/2015.
63. WINZER, C. Conceptualizing energy security. *Energy Policy*, v. 46, p. 36–48, 2012. Accessed: 23/4/2014.
64. ZHANG, Y.; SMITH, S. J.; KYLE, G. P.; STACKHOUSE JR., P. W. Modeling the potential for thermal concentrating solar power technologies. *Energy Policy*, v. 38, n. 12, p. 7884–7897, 2010.
65. ZHAO, H.; WU, Q.; HU, S.; XU, H.; RASMUSSEN, C. N. Review of energy storage system for wind power integration support. *Applied Energy*, v. 137, p. 545–553, 2015. Accessed: 15/6/2015.
66. ZHAO, P.; WANG, J.; DAI, Y. Capacity allocation of a hybrid energy storage system for power system peak shaving at high wind power penetration level. *Renewable Energy*, v. 75, p. 541–549, 2015. Accessed: 15/6/2015.

Anexo A7 - Descrição do modelo MESSAGE e da aplicação MESSAGE-Brasil.

O modelo MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental impacts*) foi inicialmente desenvolvido pelo Instituto Internacional de Análise de Sistemas Aplicados (IIASA), e posteriormente também desenvolvido e administrado pela Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA). A aplicação da ferramenta MESSAGE para modelar o setor energético do Brasil tem sido desenvolvida progressivamente pelo Programa de Planejamento Energético (PPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ/COPPE) desde 2003 com a liderança dos Professores Roberto Schaeffer, Alexandre Szklo e André Lucena.

No caminho para aperfeiçoar o modelo MESSAGE-Brasil vários estudos foram desenvolvidos, cada um melhorando a informação de tecnologias, regiões, níveis energéticos, custos, recursos, etc. Alguns dos estudos que mais contribuíram para ter um modelo MESSAGE-Brasil mais robusto são: “Brasil: Perfil do país para o desenvolvimento de energia sustentável” (IAEA 2006), “Matriz energética brasileira de longo prazo: 2003 – 20023” (Szklo et al. 2004), “Matriz energética do estado de Minas Gerais” (Schaeffer et al. 2007), “Economia da mudança climática no Brasil: Segurança energética” (Margulis e Dubeux 2010), “Vulnerabilidade do setor hidrelétrico no Brasil à mudança climática” (Lucena et al. 2009; Lucena 2010), “Veículos elétricos *plug-in* como uma forma de maximizar a integração da energia renovável variável nos sistemas elétricos: o caso da geração eólica no Nordeste do Brasil” (Soares et al. 2012), “Potencial de integração de larga escala da geração solar centralizada (FV e CSP) no sistema elétrico do Brasil” (Malagueta et al. 2013, 2014), “Ferramentas para modelar CSP” (Soria; Szklo; et al. (2015 e Soria; Lucena, A. F. P.; et al. (2016), “Tecnologias críticas para o desenvolvimento econômico e inovação tecnológica do Brasil” (Nogueira et al. 2016) e, recentemente “Opções de mitigação de gases de efeito estufa em setores-chaves no Brasil” (em andamento).

Maiores detalhes sobre a estrutura, restrições e dados de entrada do modelo MESSAGE-Brasil podem ser encontrados nas publicações citadas anteriormente.

Recentemente, como parte dos trabalhos realizados que sustentam esta tese, a publicação de Soria et al. (2015b), disponível no Anexo A6 apresenta uma caracterização completa e recente do modelo MESSAGE e da aplicação MESSAGE-Brasil, como resultado de uma estudo de debilidades, ameaças, fortalezas e oportunidades (DAFO).

MESSAGE é uma ferramenta de programação linear inteira-mista (MILP), desenhada para formular e avaliar estratégias alternativas de fornecimento de energia sujeito ao cumprimento de restrições, por exemplo, limites de investimento, disponibilidade e preço de combustíveis, regulações ambientais, penetração no mercado da tecnologia, reservas ou potencial máximo de uma tecnologia, capacidade de transmissão, emissões de GEE máximas, entre outras. MESSAGE seleciona a combinação ótima de tecnologias que permita atender a demanda por energia útil (calculada exógenamente), minimizando o custo total da expansão de todo o sistema energético ao longo do período de análise. Para fazer isto, o modelo analisa as possíveis substituições entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, desde a conversão de energia primária até o uso de energia útil.

Anexo A8 - Custo e desempenho das tecnologias de geração elétrica adaptados para modelar o sistema elétrico do Brasil

Tabela A1: Custo e desempenho das tecnologias de geração elétrica adaptados para modelar o sistema elétrico do Brasil

Opções geração elétrica	Custo investimento (USD/kW)		Custo O&M variável (USD/MWh)		Custo O&M fixo (US\$/kW/year)		Eficiência de conversão		Tamanho típico (MW)
	2010	2050	2010	2050	2010	2050	2010	2050	
Carvão ^a									
TV-FBC (carvão nacional)	3.690	2.500	4,6	3,1	39	26	0,38	0,42	500
FBC com CCS	4.190	3.000	8,1	6,2	91	78	0,22	0,34	500
IGCC (carvão importado)	2.400	2.400	3,5	3,5	28	28	0,40	0,48	500
IGCC com CCS	2.600	2.600	7,1	7,1	54	54	0,35	0,42	500
Gás natural (GN) ^b									
OCGT	800	600	3,5	3,5	20	15	0,35	0,38	85
OCGT avançado ^j	805	536	3,5	3,5	20	15	0,39	0,41	210
CCGT	1.190	1.000	3,5	3,5	13	11	0,50	0,55	400
CCGT com CCS	3.090	3.090	3,5	3,5	23	23	0,43	0,43	400
CCGT flexível	1.300	1.300	3,5	3,5	13	13	0,55	0,58	400
Hidrelétrica ^c									
Pequena	2.936	2.936	-	-	65	65	-	-	<30
Média	2.513	2.513	-	-	58	58	-	-	30 -300
Grande	2.091	2.091	-	-	52	52	-	-	>300
Nuclear ^d	4.000	4.000	0,8	0,8	136	136			1.200
Biomassa ^e									
Bagaço com TV contra-pressão	800	800	5,6	5,6	-	-	0,25	0,25	50
Bagaço com CEST	2.712	2.392	4,6	4,6	-	-	0,30	0,30	50
Óleo ^f em MCI									
Diesel	1.000	1.000	14,3	14,3	-	-	0,35	0,35	16
Óleo combustível	1.070	1.070	14,3	14,3	-	-	0,30	0,33	16
ER não-convencionais									
Solar FV-parque ^g	4.300	1.300	-	-	51	15	-	-	Min. 1
Solar FV-GD ^g	5.300	2.000	-	-	22	8	-	-	n.a.
Wind onshore ^f	1.810	1.547	-	-	42	36	-	-	Min. 1
Solar CSP-4hTES ^h	5.208	3.315	-	-	85	54	-	-	50
Solar CSP-8hTES ^h	6.312	3.912	-	-	103	64	-	-	50
Solar CSP-12hTES ^h	7.254	4.422	-	-	118	72	-	-	50
Solar CSP-BIO ⁱ	5.856	3.641	5,0	5,0	65	65	0,57	0,57	30

Notas: Custo O&M variável não inclui o custo de combustível. TV: turbina a vapor. FBC: leito de carvão fluidizado. IGCC: ciclo combinado integrado de gaseificação. CCS: captura e armazenamento de carbono. OCGT: ciclo aberto com turbina a GN. CCGT: ciclo combinado com turbina a GN. CEST: turbina a vapor de condensação e extração. MCI: motor de combustão interna. ER: energia renovável. GD: geração distribuída. CSP: usinas de concentração solar; TES: armazenamento de energia térmica. CSP-BIO: usinas CSP hibridizadas com biomassa TES. n.a.: não aplica; BUS: sistema de *back-up*

Fontes:

- ^a Hoffmann et al. (2012 e Rochedo; Szklo (2013 e Soares (2012)
- ^b Black & Veatch (2012), Deutch et al. (2009), EIA (2013, 2014), IEA (2014e), UNFCCC.Secretariat (2014).
- ^c Lucena (2010 e De Lucena et al. (2010)
- ^d Cabrera-Palmer; Rothwell (2008 e Deutch et al. (2009 e NEA/IEA (2010)
- ^e EIA (2014), IRENA (2012b e Soares (2012 e Soares et al. (2012)
- ^f Soares et al. (2012)
- ^g IEA (2014d)
- ^h Fichter (2014a), IEA (2014a) e Trieb et al. (2014). Dados fornecidos por DLR. Uma caldeira de *back-up* alimentada por combustível fóssil, que garante flexibilidade, é considerada no custo de investimento. Estas plantas referenciais CSP são apresentadas só com fins ilustrativos. O tamanho do campo solar, TES e BUS serão otimizados com o modelo REMIX-CEM-B sob um olhar sistémico.
- ⁱ Soria et al. (2015a). O tamanho do campo solar, TES e BUS serão otimizados por REMIX-CEM-B com uma visão sistémica.
- ^j EIA (2013)