

Copyright 2012, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012**, realizado no período de 17 a 20 de setembro de 2012, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012*.

Resumo

Este trabalho simulou a operação de diferentes arranjos de plantas heliotérmicas (*Concentrated Solar Power - CSP*) no Nordeste do Brasil. Foi escolhido simular cilindros parabólicos (tecnologia mais madura) com potência de 100MWe (porte tecnicamente recomendado), torre seca (devido à escassez de água na região), sem e com hibridização com gás natural (variando de 25% a 75%), e conseqüentemente com fatores de capacidade de 23% a 98%, em ciclo Rankine e ciclo combinado. Foi escolhida a cidade de Bom Jesus da Lapa, na Bahia, devido à disponibilidade de dados climatológicos de satélite. Essa localidade é considerada uma aproximação conservadora para plantas na região do semi-árido. Há indícios de recursos de GN na Bacia do São Francisco e, portanto, são analisados diferentes cenários de custos do GN e seu impacto no custo nivelado de cada planta. Consideraram-se dois cenários financeiros: um cenário base, sem políticas de incentivo específicas para o setor; e outro alternativo, que considera medidas públicas de estímulo à energia solar de alta potência no Brasil, como reduções e/ou isenções de alguns impostos; depreciação acelerada; e empréstimo do BNDES. Os resultados das simulações indicaram um custo nivelado mínimo de 520 R\$/MWh para uma planta CSP sem hibridização; entretanto, se permitida participações de até 75% de GN na produção anual, o custo nivelado pode ficar entre 140 R\$/MWh e 190 R\$/MWh. Por fim, o estudo propõe políticas de incentivo que permitam a participação e a competitividade de plantas híbridas nos leilões de energia.

Abstract

This study assessed the feasibility of Concentrated Solar Power plants (CSP) in Northeast, Brazil. It focused on parabolic trough solar power plants, which is the most mature CSP technology; and evaluated plants rated at 100 MWe, dry cooling systems (due to the low water availability in Northeast), and with and without hybridization based on natural gas (degree of hybridization varying from 25 to 75%). Hence, the capacity factor of the simulated plants hovered between 23 and 98%, according to the degree of hybridization and the choice of the thermodynamic cycle of the natural gas fueled thermal system: Rankine or combined cycle. The CSP plants were simulated at Bom Jesus da Lapa, in the semi-arid region of Bahia. Given the prospects for natural gas resources in the Sao Francisco Basin, different scenarios for the gas prices were tested. Moreover, two scenarios were tested for the cost of the CSP plants, one based on the current financial environment and the other based on incentive policies, such as fiscal incentives and loans. Findings show that while simple plants levelized costs (LCOE) hovered around 520 R\$/MWh, for hybrid plants LCOE may reach 140 to 190 R\$/MWh. Therefore, this study proposed incentive policies to promote the increasing investment in hybrid CSP plants.

1. Introdução

¹ Mestre, Engenheiro Mecânico – COPPE/PPE/UFRJ

² Mestre, Engenheiro Mecânico – COPPE/PPE/UFRJ

³ Doutor, Engenheiro Químico – COPPE/PPE/UFRJ

⁴ Doutor, Engenheiro Elétrico – COPPE/PPE/UFRJ

⁵ Doutor, Engenheiro Elétrico – COPPE/PPE/UFRJ

O presente trabalho tem o objetivo de simular a operação de diferentes arranjos de plantas heliotérmicas (*Concentrated Solar Power* - CSP), de cilindros parabólicos, sem e com hibridização baseada em gás natural no Nordeste do Brasil e analisar o impacto da operação com hibridização, a partir do gás natural, na estrutura de custos de uma planta CSP.

Plantas CSP híbridas com uso de gás natural vêm sendo implementadas em diferentes países. A configuração mais comum é uma caldeira auxiliar em paralelo para complementar a produção de vapor, bem como para diminuir a intermitência da produção. Devido à menor inércia térmica do gás natural em plantas termelétricas, este é o combustível mais utilizado para a hibridização de plantas CSP. A primeira planta comercial do mundo, a SEGS I, 13,8MWe, foi construída na Califórnia com uso de gás natural na etapa de superaquecimento do vapor, enquanto a partir da SEGS II até SEGS IX, o arranjo foi modificado para o uso da caldeira auxiliar em paralelo (todas a gás natural).

A planta Solnova, 50MWe, na Espanha, não possui armazenamento e também utiliza gás natural em uma caldeira auxiliar. Já as plantas Andasol, 50MWe, também na Espanha, possuem tanques de armazenamento de calor e não utilizam gás natural para a geração de eletricidade, entretanto possuem duas caldeiras a gás natural para evitar que o fluido de armazenamento, sal fundido, solidifique (FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.*, 2010).

O limite permitido de consumo de combustível fóssil costuma ser determinado por lei ou pelas regulações dos programas de incentivo às energias renováveis. Na Califórnia, o limite até 2010 era de 25% do total de energia efetiva anual de combustível fóssil (NREL, 2005; FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.*, 2010). Contudo, a partir de 2011 os novos contratos com plantas CSP limitam em 2% (podendo ser revisto para 5%), o que significa o uso da hibridização com gás não para geração de eletricidade em si, mas sim para manutenção de condições de temperatura dos fluidos de transmissão de calor e armazenamento (CEC, 2011). Na Espanha, o limite é de 12% ou 15% dependendo da tarifação, tarifa fixa ou prêmio. Em Israel, o limite é de 30% de combustível fóssil (FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.*, 2010). Na Itália, as tarifas de incentivo variam conforme faixas de participação solar: 28 c€/kWh para uma participação solar acima de 85%, 25 c€/kWh para uma participação entre 50-85% e 22 c€/kWh para valores abaixo de 50% (GSE, 2008). Modelo similar ao italiano é utilizado na Argélia (MEM-ALGERIENNE, 2004; FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.*, 2010).

Para a simulação proposta, foi escolhida a cidade de Bom Jesus da Lapa (BA). A cidade possui bons índices de irradiação solar direta (acima de 6kWh/m²/dia), é próxima às melhores regiões de radiação da Bahia. Também para esta localidade existem os dados climatológicos e meteorológicos no formato adequado para ser usados no software de simulação SAM (*System Advisor Model*). Este software foi desenvolvido pelo centro de pesquisas norte-americano *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2009). Dada a crescente expectativa da existência de uma importante quantidade de recurso de gás natural na Bacia do Rio São Francisco, este artigo propõe o uso deste recurso para a hibridização de plantas solares CSP.

Os empreendimentos propostos e analisados serviriam de estímulo tanto ao desenvolvimento da energia solar no Brasil, quanto ao E&P de gás natural no vale do Rio São Francisco, quanto ao desenvolvimento de outras cadeias produtivas nesta região.

2. Potencial Solar

A instalação de plantas CSP é recomendada em regiões com irradiação normal direta (DNI) acima de 6 kWh/m²/dia ou 2.000 kWh/m²/ano (ARVIZU *et al.*, 2011; VIEBAHN *et al.*, 2011; IEA, 2010; CLIFTON; BORUFF, 2010; LOVEGROVE *et al.*, 2011; NREL, 2005). O software *GeoSpatial Toolkit* nos permite calcular a área total do país acima dessa radiação, cerca de 97,7mil km². A maior parte dessa área, 58,7mil km² se localiza na Bahia (Figura 1).

Assim, devido à disponibilidade dos dados climatológicos e meteorológicos necessários, e por possuir bons índices de irradiação solar direta (acima de 6kWh/m²/dia), foi escolhida a cidade de Bom Jesus da Lapa (BA). A cidade é próxima às melhores regiões de irradiação da Bahia e pode ser considerada, de forma conservadora, uma aproximação para outras regiões do semi-árido do Nordeste brasileiro (Figura 2).

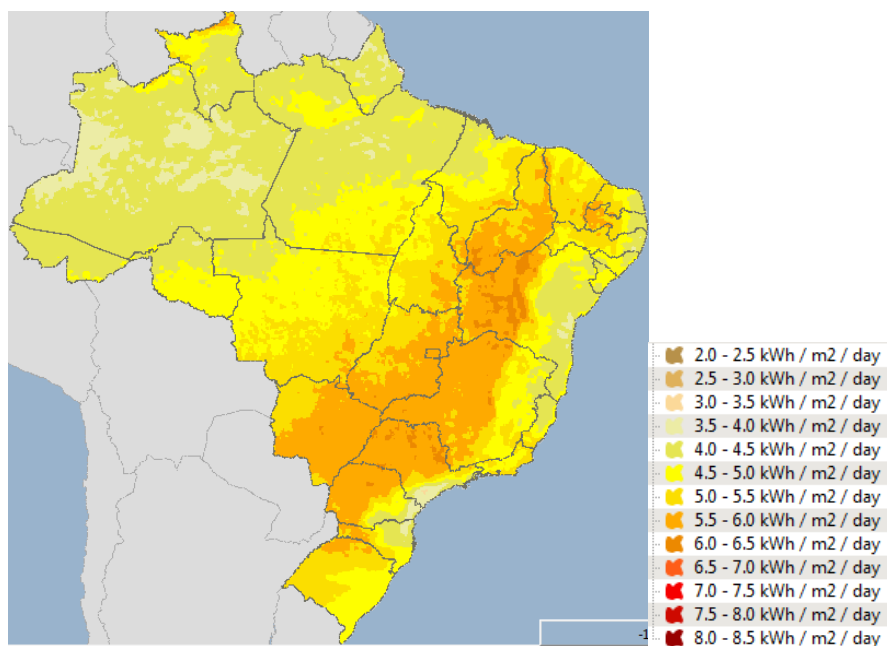


Figura 1. Irradiação solar direta no Brasil
Fonte: GEOSPATIAL TOOLKIT (2012)

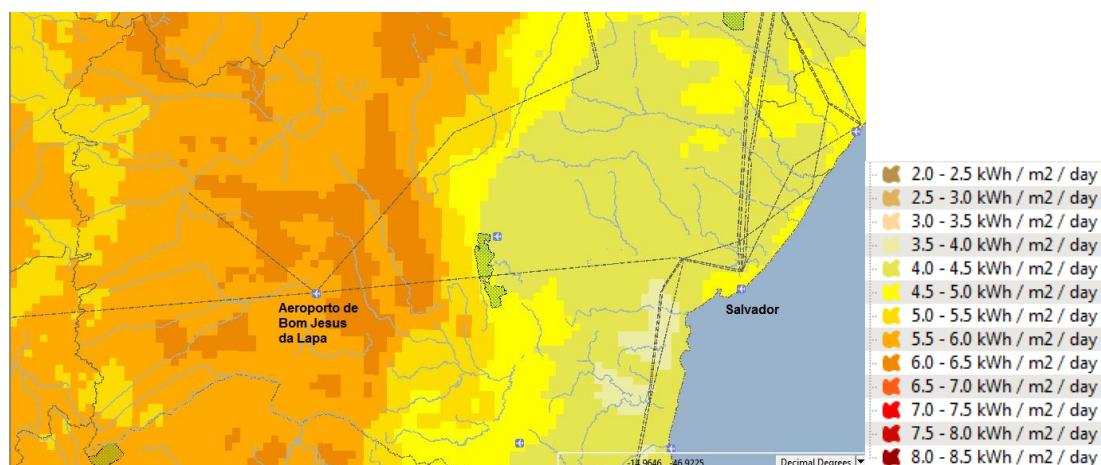


Figura 2. Bahia – Linhas de transmissão, rios e localização de Bom Jesus da Lapa
Fonte: GEOSPATIAL TOOLKIT (2012)

2. Gás Natural na Bacia do Rio São Francisco

A Bacia do Rio São Francisco apresenta uma área total de 379.357 km² (DUARTE, 2011), abrangendo os estados de Minas Gerais, Bahia, Tocantins, Goiás e Distrito Federal (vide Figura 3). Os esforços exploratórios nesta bacia enfrentam a complexidade de uma bacia sedimentar Neo-Proterozóica (1.750 milhões de anos) (LIMA, 2008; DUARTE, 2011). As descobertas de importantes quantidades de gás natural em outras bacias similares (Bacia de Kaltasa e Volga na Rússia, Bacia de Irkutskj na Sibéria, Bacia de Huqf em Omã, etc.) motivaram a exploração nesta região do Brasil onde sempre houve indícios de GN (região “Remanso do Fogo”) (RIBEIRO, 2007; LIMA, 2008).

Até 1998 o esforço exploratório na Bacia do São Francisco foi mínimo (2.826 km de sísmica 2D, 317.000 km² de magnetometria, 4 poços perfurados pela Petrobras e 18 poços perfurados pela CPRM) (RIBEIRO, 2007). Por conta dos poucos dados disponíveis esta bacia foi considerada de alto risco exploratório (RIBEIRO, 2007). Em 2002, na Quarta Rodada de Licitações, promovida pela ANP, foi ofertado o primeiro bloco (BT-SF-1 com área de 2.946 km²), entretanto nessa Rodada não houve oferta vencedora (RIBEIRO, 2007). Já na Sétima Rodada de Licitações, em 2005, a Bacia do Rio São Francisco foi a área de maior interesse: foram ofertados 39 blocos e 31 concedidos (LIMA, 2008). Finalmente, na

Décima Rodada de Licitações, em 2008, foram ofertados 12 blocos com 26.725 km² e 9 concedidos (CHAMBRIARD, 2011; ANP, 2011).

Os esforços exploratórios das empresas ganhadoras incluem investimentos crescentes em pesquisa sísmica, levantamentos aerogeofísicos, aeromagnetometria, aerogravimetria, estudos geoquímicos, processamentos dos dados e perfuração de poços pioneiros. Só em 2008 as expectativas de investimento em exploração nesta região foram de mais de 60 milhões de reais (LIMA, 2008).

Os resultados preliminares dos aerolevantamentos no final de 2006 indicaram a existência de estruturas geológicas com grande potencial para a existência de gás natural na Bacia do Rio São Francisco, embora ainda não haja dados oficiais da quantidade do recurso, nem de reservas provadas (RIBEIRO, 2007). Com os dados disponíveis, a ANP acredita que há um sistema petrolífero ativo na Bacia do São Francisco que poderia ser uma importante província de gás, mesmo que o potencial oficial não seja ainda conhecido (LIMA, 2008; DUARTE, 2011).

Oficialmente foi publicada a confirmação sobre a descoberta de gás natural na Bacia do Rio São Francisco, segundo informação oficial da PETROBRAS à ANP, especificamente em poço de pesquisa localizado na região norte de Minas, na cidade de Brasilândia, estendendo-se para João Pinheiro e Buritizeiro (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2011). Em geral, as expectativas com relação à quantidade de recurso de gás natural nesta bacia são muito positivas e já existem planos oficiais de exploração de GN feitos pelo Governo de Minas Gerais.

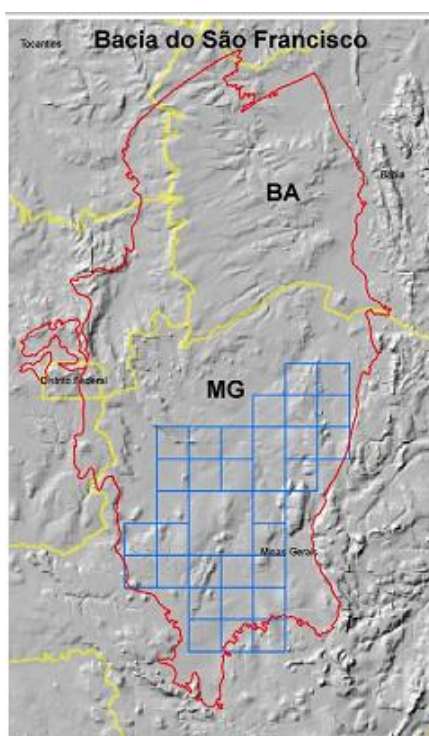


Figura 3. Mapa da Bacia do São Francisco (em cor azul estão os blocos existentes)

Fonte: (LIMA, 2008)

3. Plantas Simuladas – Dados Técnicos

As plantas CSP têm como principais dados técnicos, comuns a todas as plantas deste trabalho (salvo quando especificado diferentemente):

- Potência nominal de 100 MWe;
- Concentradores do tipo cilindro-parabólico;
- Irradiação de projeto de 750 W/m²;
- Condensador de torre seca (apesar de menos eficiente que a torre úmida, a torre seca foi proposta devido à escassez de água na região). Para demais dados, vide Tabela 1.

Tabela 1. Principais dados técnicos das plantas CSP

Irradiação direta normal de projeto	750W/m ²
Fluido de transferência de calor	Therminol VP-1
Coletor	Solargenix SGX-1
Receptor	Schott PRT70
Potência nominal	100MWe
Eficiência do ciclo termodinâmico	37,7%
Pressão da caldeira auxiliar	100bar
Eficiência da caldeira auxiliar	85,7%
Tipo de condensador	Torre seca
Temperatura ambiente de projeto	26°C

Fonte: Elaboração própria

De acordo com os parâmetros técnicos e econômicos estipulados, foram simulados diferentes sistemas de geração de eletricidade conforme resumo a seguir:

1 - Simples: opera sem caldeira auxiliar, portanto gera eletricidade somente quando há radiação suficiente para operar o sistema. O múltiplo solar foi otimizado de modo a minimizar o preço do custo nivelado da energia (LCOE).

2 - Híbrida Diurna: quando há sol suficiente para operar a planta, mas não necessariamente à potência nominal, parte dessa energia é complementada por vapor proveniente de uma caldeira auxiliar (a GN) até um limite de 25% da vazão de vapor máxima de entrada na turbina.

3 - Híbrida Noturna: quando há sol suficiente, funciona da mesma forma que a planta híbrida diurna, porém quando não há sol suficiente (inclusive à noite), mantém a caldeira operando de forma constante¹, fornecendo 25% do vapor máximo de entrada na turbina.

4 - Híbrida 95: funciona similar a híbrida diurna quando há radiação suficiente. No restante do tempo opera como uma termelétrica em ciclo Rankine, e foi simulada com produção bem próxima à máxima (operação contínua a 95% da potência da turbina). Nessa planta o múltiplo solar foi arbitrado igual ao da planta simples, e não otimizado.

5 - Híbrida Ciclo Combinado²: gás natural é queimado em uma turbina a gás para gerar eletricidade, enquanto o calor proveniente do exausto da turbina a gás é usado para gerar vapor, e em conjunto com outra parcela de vapor proveniente de coletores solares para abastecer uma segunda turbina (neste caso, turbina a vapor), a fim de gerar mais eletricidade. Este modelo foi dimensionado para gerar o equivalente a 25% de sua produção anual a partir da energia solar e os demais 75% oriundos do gás natural, de modo a gerar por ano a mesma quantidade de energia da Híbrida 95%.

4. Dados de Entrada Financeiros e de Custos

As simulações foram feitas inicialmente para as plantas Simples e as Híbridas Diurna, Noturna e 95%, considerando o custo do GN a 8,00USD/MMBTU (PALTSEV *et. al.*, 2011) e dois cenários: um cenário base, sem políticas de incentivo específicas para o setor; e outro alternativo, que considera algumas medidas públicas para estimular o surgimento e crescimento do uso de energia solar de alta potência no Brasil (vide Tabela 2). No caso do cenário alternativo, foram consideradas reduções e/ou isenções de alguns impostos; depreciação acelerada; e empréstimo do BNDES (BNDES, 2011).

Tabela 2. Dados financeiros de cada cenário

	Cenário Base	Cenário Alternativo
Período de análise		30 anos
Inflação		0%
Taxa real de desconto		10%
Tributos	34%	27%

¹ A planta não precisa necessariamente operar de modo constante a 25% de sua carga máxima. Uma planta do gênero poderia, por exemplo, operar entre o fim da tarde e início da noite com a caldeira em potência máxima para gerar energia nas horas de maior demanda e ser desligada no meio da madrugada, desde que no somatório anual seja equivalente a planta simulada. Ou seja, o modelo serve como uma aproximação da operação e custos de uma planta CSP do gênero que operasse com fator de capacidade e proporções de participação de cada fonte (solar e gás natural) similares aos da planta simulada.

² No caso da Híbrida Ciclo Combinado foi simulada apenas a parte referente a CSP. Para a termelétrica a gás natural foram estimados seus custos em função do preço do combustível, segundo DU e PARSONS (2009).

Seguro	0,5% do custo total instalado	
Valor residual	0% do custo total instalado	
Prazo de amortização	-	16 anos
Taxa de juros	-	7,4% a.a.
Fração de dívida	-	70%
TIR mínima requerida	15% a.a.	
Depreciação	Linear 10 anos	MACRS 5 anos

Em seguida foram analisados diferentes cenários de custo do GN (3,00; 5,00; e 12,00USD/MMBTU) (PALTSEV *et. al.*, 2011) e também as plantas Híbridas Ciclo Combinado, somente com as condições do cenário alternativo.

Os custos das plantas foram determinados a partir dos custos de diferentes componentes conforme Tabela 3. Considerou-se ainda um valor conservador de contingência de custos para projeto e processo (20%), dado que não há experiências prévias com CSP no Brasil (SCHAEFFER *et al.*, 2011). Um valor de contingência conservador é 20%, proposto para a análise de custos de UTEs a carvão e UTEs com CCS (HOFFMANN, 2010). O valor de 20% é conservador com relação ao 7% padrão proposto nos Estados Unidos (NREL, 2011), ou ao 10% proposto por Lodi (2011) para Brasil.

Em relação ao custo da terra para planta CSP, no Brasil, esse valor varia de acordo ao uso do solo e a localização geográfica segundo o estado. A análise de mercado da SCOT CONSULTORIA (2010) apresenta para a região do Vale São Francisco na Bahia valores de terra de pastagem na faixa de 1.000 a 1.600 R\$/ha. Este trabalho considera um valor médio de 1.000 USD\$/ha para terra de pastagem que pode ser destinada à planta CSP.

Tabela 3. Principais dados de custos (diretos, indiretos e de O&M)

Custos diretos de capital	
Obras de melhoria do sítio	25 USD/m ²
Campo solar	295 USD/m ²
Fluido de transferência de calor	90 USD/m ²
Caldeira auxiliar	420 USD/kWe
Bloco de potência	940 USD/kWe
Contingência	20%
Custos indiretos de capital	
EPC e custos do proprietário	11% dos custos diretos
Terra	1.000 USD/ha
Custos de O&M	
Custo fixo por potência	131,70 USD/kW.ano (cenário base) 70 USD/kW.ano (cenário alternativo)
Custo variável por geração	3USD/MWh
Custo do GN	5,00; 8,00 e 12,00 USD/MMBTU

5. Resultados

Conforme premissas tecnológicas e de custo apresentadas foram simulados no software SAM³ (*System Advisor Model*) os sistemas de plantas CSP propostos (ver Tabela 4).

Tabela 4. Plantas CSP (ciclo Rankine) simuladas para GN a 8,00USD/MMBTU (cenários base e alternativo)

	Simples		Híbrida Diurna		Híbrida Noturna		Híbrida 95	
	Base	Incentivo	Base	Incentivo	Base	Incentivo	Base	Incentivo
Produção [GWh/ano]	206	208	233	240	344	356	860	860
Múltiplo Solar	1,2000	1,2168	0,9000	0,9693	0,7500	0,8250	1,2000	1,2168
LCOE [R\$/MWh]	1096,80	520,40	960,70	479,90	665,40	367,50	409,00	257,20

³ O modelo SAM (*System Advisor Model*) é um software que simula a operação de plantas heliotérmicas (CSP e torre central), geotérmicas, eólica e termelétricas. Foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) para o *U.S. Department Of Energy* (DOE).

Fator de Capacidade	23,5%	23,8%	26,7%	27,4%	39,3%	40,6%	98,3%	98,3%
Área [acres]	695	707	523	562	433	480	695	707
Parcela da produção anual								
proveniente do sol	100%	75%	77%	43%	46%	28%	28%	
proveniente do GN	0%	25%	23%	57%	54%	72%	72%	

A planta CSP Simples (100% a energia solar), mesmo com benefícios financeiros, apresenta custo nivelado acima de 520,00R\$/MWh, o que torna inviável ainda a competição dessa fonte em leilões de energia elétrica no Brasil. Ao acrescentar uma caldeira auxiliar para geração adicional de vapor para operação da turbina, observa-se que o custo nivelado diminui conforme a parcela do GN na geração elétrica da planta. A planta Híbrida 95, no cenário alternativo, possui custo nivelado 55% menor que o da planta Simples.

Assim sendo, plantas híbridas podem ser uma forma de iniciar a introdução da tecnologia CSP na matriz elétrica brasileira, enquanto esta não for competitiva, estimular o aprendizado e criar a demanda local por concentradores.

Desta forma, faz-se necessária a análise do efeito do preço do gás natural sobre o custo nivelado das plantas híbridas. Quanto maior a participação do gás na geração elétrica anual da planta, menor será o custo nivelado. Baseado em PALTSEV *et. al.* (2011) foram analisados os preços mínimo de GN de 5,00USD/MMBTU (Tabela 5) e máximo de 12,00USD/MMBTU (Tabela 6)

Tabela 5. Plantas CSP (ciclo Rankine) simuladas para GN a 5,00USD/MMBTU

	Híbrida Diurna	Híbrida Noturna	Híbrida 95
Produção [GWh/ano]	233	356	860
Múltiplo Solar	0,9015	0,8250	1,2168
LCOE [R\$/MWh]	463,20	332,90	214,20
Fator de Capacidade	26,7%	40,6%	98,3%
Área [acres]	523	480	707
Parcela da produção anual			
proveniente do sol	74%	46%	28%
proveniente do GN	26%	54%	72%

Tabela 6. Plantas CSP (ciclo Rankine) simuladas para GN a 12,00USD/MMBTU

	Híbrida Diurna	Híbrida Noturna	Híbrida 95
Produção [GWh/ano]	244	376	860
Múltiplo Solar	1,0152	1,0000	1,2168
LCOE [R\$/MWh]	499,80	409,50	314,70
Fator de Capacidade	27,8%	43%	98,3%
Área [acres]	590	582	707
Parcela da produção anual			
proveniente do sol	79%	52%	28%
proveniente do GN	21%	48%	72%

Entretanto, vale observar que hibridizações até 50%, aproximadamente, são aceitáveis em ciclo Rankine, conforme plantas em operação no mundo (FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.*, 2010; ARVIZU *et al.*, 2011). Portanto, foi estimado também o custo de uma planta híbrida operando com uma térmica a gás em ciclo combinado em conjunto com um campo solar que também fornece calor para operar a turbina a gás (MONTES *et. al.* 2011). Esse sistema (Híbrida Ciclo Combinado – ou ISCC - *Integrated Solar Combined Cycle*) foi estimado da seguinte forma: foram estimados separadamente o custo nivelado da planta solar sem o bloco de potência e o custo nivelado de uma térmica a gás segundo DU e PARSONS (2009), e, em seguida, foi estimado o custo nivelado da planta Híbrida Ciclo Combinado como uma média ponderada pela participação de cada fonte na geração elétrica (25% proveniente da radiação solar e 75% do GN).

A Tabela 7 apresenta os custos nivelados deste sistema de planta para 3,00, 5,00 e 8,00 USD/MMBTU. O custo do GN de 3,00USD/MMBTU considera um baixo cenário de custo em função de o empreendedor da planta não pagar a compra e transporte do GN e sim de extraí-lo das reservas da própria Bacia do São Francisco diretamente para este fim. Neste caso, o custo nivelado da eletricidade estaria abaixo de 140,00R\$/MWh e, mesmo se o custo do GN não for tão baixo, ainda assim não seria tão mais custosa: para GN a 5,00USD/MMBTU o custo nivelado fica em menos de 160,00R\$/MWh.

Tabela 7. Plantas CSP (ciclo combinado) para diferentes custos do GN

	Híbrida Ciclo Combinado	Híbrida Ciclo Combinado	Híbrida Ciclo Combinado
Custo do GN [US\$/MMBTU]	3,00	5,00	8,00
Produção [GWh/ano]	860	860	860
Múltiplo Solar	1,2168	1,2168	1,2168
LCOE [R\$/MWh]			
Campo Solar	380,60	380,60	380,60
Térmica a GN e bloco de potência	57,80	83,30	122,40
LCOE [R\$/MWh]	138,50	157,60	186,90
Parcela da produção anual			
proveniente do sol	25%	25%	25%
proveniente do GN	75%	75%	75%

6. Conclusões

De acordo com os dados apresentados, observa-se que os custos da energia solar CSP ainda estão muito acima dos preços oferecidos nos leilões no Brasil, mesmo quando comparado aos preços dos leilões restritos às energias renováveis.

O uso de hibridização com gás natural, além de aumentar o fator de capacidade da planta, pode representar diminuição do custo nivelado da eletricidade gerada. Uma planta híbrida (ciclo combinado), na qual a energia solar represente 25% da produção de eletricidade, apresenta custos nivelados entre 140 e 150 R\$/MWh. Assim, o presente estudo propõe que seja criado um incentivo para plantas do gênero: poderia ser oferecido um prêmio por MWh gerado a plantas que produzissem pelo menos $\frac{1}{4}$ da eletricidade a partir da energia solar. Por exemplo, se fosse oferecido um prêmio de 30,00R\$/MWh, uma planta similar à Híbrida Ciclo Combinado poderia concorrer em um leilão oferecendo a energia entre 110,00 e 120,00R\$/MWh. 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 proveniente da energia solar.

Finalmente, impende ressaltar que o objetivo do estímulo não é beneficiar uma termelétrica a gás, em detrimento de uma hidrelétrica ou eólica, mas sim estimular o desenvolvimento de plantas CSP no Brasil.

Por fim, sugere-se para estudos futuros um maior detalhamento dos recursos de gás natural na Bacia do São Francisco, e em demais regiões onde também haja abundância do recurso solar, e dos custos de E&P nessas regiões. É importante também aprimorar as bases de dados solarimétricos do país, de preferências com medições locais ao invés de dados por satélite. Por fim, cabem estudos aprofundados da operação de uma planta híbrida de ciclo combinado (CSP + termelétrica), pois o redimensionamento das turbinas a gás e a vapor, devido à presença de duas fontes de calor, a energia solar e o exausto da turbina a gás, pode acarretar em menor custo nivelado.

8. Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio do CNPq, Cepel/Eletronbras e ANP, além da Embaixada Britânica.

9. Referências

- ANP. Resultado Final dos Blocos Ofertados Consolidado por Bacias Geológicas. . [S.l.]: ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/brnd/round10/resultados_R10/resultados_consolidados_bacia_r10.asp>. Acesso em: 14 maio. 2012. , 2011
- ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L. *et al.* Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN. , Chapter 3. *Direct Solar Energy*. Cambridge e New York: IPCC. Disponível em: <<http://srren.ipcc-wg3.de/>>. Acesso em: 22 set. 2011. , 2011

- BNDES. Apoio Financeiro BNDES. Institucional. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/linhas_finem.htm. Acesso em: out/2011.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. Diário da Câmara dos Deputados. . [S.l.]: Câmara dos Deputados Brasil. Disponível em: <<http://imagem.camara.gov.br/Imagem/d/pdf/DCD29ABR2011.pdf#page=196>>. Acesso em: 14 maio. 2012. , 2011
- CEC. Renewables Portfolio Standard Eligibility, 4ª edição. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/renewables/documents/index.html#rps> Acesso em: jan/2011.
- CHAMBRIARD, M. 10a Rodada de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural- Audiência Pública. . Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/brnd/round10/arquivos/audiencia_publica/areas_oferta-R10.pdf>. Acesso em: 14 maio. 2012. , 2011
- 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.
- DU, Y.; PARSONS, J. "Update on the Cost of Nuclear Power", Center for Energy and Environmental Policy Research WP-09-004, 2009.
- DUARTE, K. Décima Rodada de Licitações Bacia do São Francisco. Braisl 10a Rodada: Licitações de Petróleo e Gás. Anais... Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/brnd/round10/arquivos/seminarios/STA_7_Bacia_do_Sao_Francisco_portugues.pdf>. Acesso em: 14 maio. 2012. , 2011
- 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, set 2010.
- GSE. Italian Ministerial Decree of 11/04/2008. . [S.l.]: GSE. Disponível em: <<http://www.gse.it/Eng/Activities/thermodynamic/Pagine/Criteriaandprocedures.aspx>>. Acesso em: 4 nov. 2011. , 2008
- HOFFMANN, B. O Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada e a Captura de CO2: Uma Solução para Mitigar as Emissões de CO2 em Termelétricas a Carvão em Larga Escala no Curto Prazo? Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
- IEA. Technology Roadmap: Concentrating Solar Power. . Paris: Internacional Energy Agency (IEA). Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf>. Acesso em: 22 set. 2011. , 2010
- LIMA, H. Investimentos em Prospecção Bacia do São Francisco. . [S.l.]: ANP. Disponível em: <http://www.senado.gov.br/comissoes/ci/ap/AP_20080327_ANP_Investimento_ProspcicaoBaciaSaoFrancisco.pdf>. Acesso em: 14 maio. 2012. , 2008
- LOVEGROVE, K.; WYDER, J.; AGRAWAL, A. *et al.* Concentrating Solar Power in India. Australia: Department of Climate and Energy Efficiency. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/59281715/CSP-Report>>. Acesso em: 20 out. 2011. , 2011
- MEM-ALGERIENNE. Décret Exécutif N° 094-92 Ministère de l'Énergie et des Mines da République Algérienne Démocratique et Populaire. Décret Exécutif N° 094-92. . 2004.
- MONTES, M.J., ROVIRA, A., MUNOZ, M., MARTINEZ-VAL, J.M. Performance analysis of an Integrated Solar Combined Cycle using Direct Steam Generation in parabolic trough collectors. *Applied Energy*, n.88, p. 3228–3238, 2011.
- NREL. Potential for Renewable Energy in the San Diego Region. . San Diego, California: National Renewable Energy Laboratory NREL. Disponível em: <<http://www.renewables.org/docs/Web/AppendixE.pdf>>. Acesso em: 2 nov. 2011. , 2005
- NREL. Solar Advisor Model Reference Manual for CSP Trough Systems, Colorado, National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponível em: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/pdfs/sam-empirical-trough-draft-reference-manual-20090715rev.pdf>. 2009. Acessado em: dez/2011.
- NREL. Help do SAM 2011.6.30. . [S.l.: s.n.]. . Acesso em: 20 out. 2011. , 2011
- PALTSEV, S. *et al.* The future of U.S. natural gas production, use, and trade, *Energy Policy*, n. 39, p. 5309-5321, 2011.
- RIBEIRO, P. C. Exploração de Gás Natural na Bacia do Rio São Francisco. . [S.l.]: Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Disponível em: <http://www2.camara.gov.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/H-Coord_Legislativa-Setex-Internet-2007_11578.pdf>. Acesso em: 14 maio. 2012. , 2007
- SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; SORIA, R.; MALAGUETA, D. Projeto de Pesquisa da COPPE/UFRJ sobre Políticas de Incentivo para Energia CSP no Brasil. Rio de Janeiro: [s.n.]. , 2011
- SCOT CONSULTORIA. Relatório de Terras. . São Paulo: SCOT CONSULTORIA. Disponível em: <http://www.scotconsultoria.com.br/img/EstudosEspeciais/Relatorio_terras_def.pdf>. Acesso em: 1 jun. 2011. , 2010
- 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, ago 2011.