

MECANISMOS DE INCENTIVO E ASPECTOS REGULATÓRIOS PARA A INSERÇÃO DA ENERGIA SOLAR CONCENTRADA NO BRASIL

José Roberto de Andrade Chaves – zerobchaves@gmail.com

Luiz Armando Steinle Camargo – luiz@mrticonsultoria.com

Dorel Soares Ramos – dorelram@usp.br

Mateus Henrique Balan¹ – mateus@mrticonsultoria.com

MRTS Consultoria / Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA) – Universidade de São Paulo

Luis Alexandre Catussi Paschoalotto² – luis.paschoalotto@cesp.com.br

Valter Nei Ribeiro¹ – valter.ribeiro@cesp.com.br

Companhia Energética de São Paulo – CESP

¹Mestrando no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Politécnica – Universidade de São Paulo

²Mestrando em Desenvolvimento de Tecnologia – Institutos Lactec

Resumo. *A capacidade instalada global de empreendimentos de Energia Solar Concentrada tem aumentado ao longo dos anos, atingindo a marca de aproximadamente 6 GW instalados em 2017. Acompanhando esta tendência, no Brasil, em virtude das características territoriais serem propícias para a implantação destes tipos de tecnologias e de recentes iniciativas governamentais de fomento como a chamada de Projeto Estratégico de P&D nº19/2015 da ANEEL– “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica”, torna-se oportuno analisar opções de mecanismos de incentivo e questões regulatórias que possam promover a competitividade desta incipiente fonte no território nacional. Portanto, este estudo objetiva justamente abordar estas relevantes questões, tendo como embasamento experiências internacionais e nacionais que tiveram objetivos similares de fomento.*

Palavras-chave: *Energia Solar Concentrada, Regulação, Mecanismos de Incentivo*

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, pode-se evidenciar uma crença bastante arraigada na Sociedade de que a energia solar pode representar uma solução para o crescimento da matriz elétrica no mundo. Nos últimos anos, a energia solar tem sido vista internacionalmente como uma tecnologia bastante promissora e num processo evolutivo para se tornar competitiva com outras fontes de energia. Observa-se então que a energia solar já se tornou realidade em alguns países, ainda que o desenvolvimento na totalidade dos casos tenha sido feito via incentivos dos mais diversos. No entanto, a curva de aprendizado da indústria global está em evolução e os custos associados tem apresentado decréscimos significativos.

Do ponto de vista estratégico, o Brasil possui uma série de características naturais favoráveis ao desenvolvimento da energia solar, tais como, altos níveis de insolação e longo período de incidência. Além disto, em se tratando de uma nova tecnologia e de um novo modelo de negócio, sob a ótica do investidor, sua introdução no mercado embute níveis de risco e custos superiores aos observados nas tecnologias atualmente em uso comercial. Dentre os instrumentos de incentivos disponíveis para esta tecnologia, encontram-se modelos de contratação, modelos de financiamento, incentivos via desoneração tributária, ou mesmo ofertas de tarifas-prêmio para determinadas tecnologias. Entretanto, no Brasil, até recentemente, a geração solar conectada à rede elétrica de distribuição não possuía respaldo regulatório adequado.

Em vista disso, a ANEEL avançou com algumas ações nos últimos anos e vem estudando propostas para redução das barreiras de acesso aos sistemas de distribuição por parte dos pequenos geradores. Como resultado desse processo, foi publicada a Resolução Normativa nº 482, de 17/04/2012, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Em avanço, a Resolução Normativa nº 687, de 24/11/2015, trouxe importantes contribuições complementares à sua precedente (REN 482/2012) e que fortaleceram os alicerces para a expansão da geração distribuída no território nacional.

No caso da geração distribuída, por ter seu patamar de competitividade definido a partir do paradigma das tarifas de distribuição de energia elétrica ao consumidor final, a comparação de valores já permite dizer que a viabilidade econômica, para alguns pontos da rede elétrica já está sendo alcançada e novos modelos de negócios (condomínios solares e eólicos) estão sendo implantados.

Não obstante, a geração centralizada, de maior porte, ainda não atingiu custos competitivos com os de outras fontes existentes no país. Entende-se que, para viabilizar uma redução mais significativa dos custos de produção no país, através de ganhos de escala, é necessário estimular um maior desenvolvimento do mercado para a energia solar. Isto permitiria também ao país participar nesse momento, em alguma etapa da cadeia de uma indústria de alto valor agregado no âmbito mundial.

Portanto, a iniciativa do MME de promover o primeiro leilão de reserva em 2014 com inclusão da fonte solar pode ser considerada de importância fundamental para estimular a competitividade dessa fonte. A evolução da competitividade da fonte eólica sob este tipo de iniciativa é um exemplo disto. Entretanto, é importante que seja dada uma clara e imediata sinalização da continuidade de contratação num período futuro.

Além da geração solar clássica via painéis fotovoltaicos, outras tecnologias dependentes da radiação solar para geração de energia elétrica têm ganhado importância em escala mundial. É o caso das tecnologias empregadas em plantas termosolares CSP (“*Concentrating Solar Power*”), que ao longo dos anos de desenvolvimento estão apresentando reduções de custos e aumentando sua competitividade frente as demais fontes renováveis.

Atualmente a energia termosolar das plantas CSP ainda não é competitiva no Brasil, mas seria de grande importância para o atendimento da curva de carga, já que o armazenamento de energia elétrica teria a grande vantagem de poder gerar em horários de ponta do sistema elétrico. Além disso, as usinas CSP oferecem uma variedade de serviços ancilares, que estão se tornando cada vez mais valiosos à medida que a proporção de energia fotovoltaica e eólica (fontes intermitentes) aumentam no mix da matriz energética brasileira. Para tanto, faz-se necessário a criação de um arcabouço de políticas energéticas e instrumentos que forneçam soluções para a implantação desta fonte com armazenamento no território nacional, assim como já aplicados em outros países como EUA, Espanha, China, Índia, Marrocos, África do Sul e Chile.

Neste contexto, importantes ações tem sido fomentadas com a participação do governo federal, em que se destaca a Chamada de Projeto Estratégico de P&D nº19/2015 da ANEEL – “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica” e o “Projeto de Cooperação Internacional Energia Heliotérmica”, fruto da cooperação entre o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) e a Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável por meio da *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) GmbH e do Banco Alemão de Desenvolvimento (*KfW Entwicklungsbank*).

No âmbito da chamada ANEEL, dentre outros projetos, é relevante destacar o Projeto de P&D Estratégico “Integração de fonte de geração termosolar por meio da nacionalização e implantação de usina piloto ao complexo de energias alternativas da UHE Porto Primavera”, tendo a CESP como empresa proponente e como executoras: MRTS Consultoria, Institutos Lactec, Eudora Energia, RTB Energias Renováveis e M.FAP Consultoria Elétrica. O Projeto terá como produto uma Usina termosolar de concentradores cilindro-parabólicos com capacidade de 0,5 MW integrada à usina Porto Primavera e trabalhando de forma inovadora, em operação conjunta com as tecnologias de geração existentes no local: eólica, fotovoltaica e hidrelétrica. A usina encontra-se em construção, com previsão de início de operação em meados de 2018.

Frente a tendência de inserção de plantas CSP no Brasil, torna-se oportuno a análise sobre esta tecnologia e a discussão sobre opções políticas e regulatórias que promovam a competitividade desta fonte, assim como realizado com sucesso na inserção da Eólica, sendo estes os principais objetivos do presente estudo.

2. TECNOLOGIA DE CONCENTRAÇÃO SOLAR PARABÓLICO (CSP)

A energia heliotérmica, também conhecida como *Concentrating Solar Power* (CSP), converte a radiação proveniente do sol em energia elétrica através da concentração dos raios solares em um foco, de forma a transformá-los em calor, que é posteriormente convertido em energia elétrica. Em outras palavras, uma planta de energia solar térmica ou central termosolar é uma instalação industrial em que, a partir do aquecimento de um fluido por radiação solar e sua utilização em um ciclo termodinâmico convencional, é produzida a potência necessária para mover um alternador para gerar eletricidade, como em uma central termoelétrica clássica. Em tais plantas, sistemas de armazenamento de energia são projetados para aumentar a capacidade de geração e melhor gestão da operação.

Em sistemas térmicos de energia, grande parte da energia elétrica é perdida devido às perdas térmicas do plano receptor. Quando são utilizados sistemas com concentradores térmicos essa perda pode ser reduzida, uma vez que a área da superfície do receptor é menor, já que a energia refletida é concentrada numa pequena área. Dessa maneira, em CSP é possível atingir temperaturas de operação no foco muito elevadas, a depender da tecnologia, acima de 450°C.

Como principais vantagens de sistemas CSP, quando comparados com sistemas sem concentradores, podemos citar Kalogirou (2009):

- O fluido utilizado pode atingir temperaturas muito elevadas quando comparadas com sistemas sem concentradores, atingindo uma eficiência maior;
- A eficiência do sistema é maior, pois, a área do receptor é reduzida, diminuindo as perdas térmicas do sistema;
- A área da superfície refletora pode ser menor, diminuindo os custos por unidade de área, tornando vantajosa a utilização de melhores materiais para a superfície.

As principais desvantagens em sistemas com concentrador solar são (Kalogirou, 2009):

- A radiação difusa não pode ser aproveitada;
- Para que o sistema seja eficiente é necessário algum sistema de rastreamento da posição do sol;
- A superfície refletora necessita de limpeza periódica, pois o acúmulo de resíduos diminui a reflexão dos raios solares.

Existem diversos projetos de concentradores solares. A superfície coletora pode ser refletora ou refratora, cilíndrica ou parabólica e pode ser contínua ou segmentada. Os receptores podem ser côncavos, convexos, cilíndricos ou planos. O fluido utilizado pode ser sal fundido, óleo ou água desmineralizada. O sistema de conversão de energia pode ser via turbina a vapor, motor Stirling, dentre outros. A combinação desses e de outros fatores resultam em quatro principais categorias para concentradores solares (Kalogirou, 2009):

- Torres Solares;
- Coletores Lineares de Fresnel;
- Concentrador Cilíndrico Parabólico;
- Discos Coletores Parabólicos.

Entre os diferentes tipos de tecnologias de CSP, a tecnologia “cilíndrico parabólico” é a mais madura, possuindo maior quantidade de instalações e mais projetos em desenvolvimento até o momento (SolarPACES, 2017). Por ser a tecnologia mais madura, esta continuará a dominar o mercado de CSP nos próximos anos, uma vez que apresenta menor risco de investimento. À médio prazo, a tecnologia de coletores lineares de Fresnel se mostra promissora, já que apresenta uma disponibilidade tão boa quanto à do cilindro parabólico (Fichtner, 2010).

Devido ao menor custo de armazenamento térmico de energia, alto fator de capacidade e o auxílio à estabilidade da rede é esperado que o sal fundido seja a principal tecnologia de armazenamento em plantas com receptores centrais (IRENA, 2012).

Para os próximos anos espera-se um aumento do número de fornecedores de CSP, aumentando a competição e a busca por melhores tecnologias entre os fabricantes e diminuindo o preço para concentradores solares (Fichtner, 2010).

Com relação ao espectro solar, a tecnologia de CSP possui grande vantagem quando comparada com a tecnologia fotovoltaica. Enquanto que os sistemas fotovoltaicos se limitam ao comprimento de onda do espectro visível (400 a 700 nm), os CSP aproveitam todo o espectro da radiação solar (Stoffel, 2010).

Outra característica vantajosa da tecnologia de CSP são os fatores de capacidade quando comparados aos sistemas fotovoltaicos tradicionais, que atingem nas melhores condições (17%), enquanto que o armazenamento de energia na forma térmica, acumulado em meios líquidos ou sólidos, como sais fundidos, cerâmicas ou misturas de sais em mudança de fase, permite que as usinas termosolares alcancem fatores de capacidade de até 70%. Sem o armazenamento, o fator de capacidade não vai além de 25% (EPE, 2012), o que demonstra a importância do sistema de armazenamento na performance destes projetos. Na Tabela 1 é apresentado um resumo de alguns aspectos considerados na escolha da melhor alternativa tecnológica, para a escolha de um projeto CSP.

Tabela 1. Resumo Comparativo da Tecnologias CSP (NREL, 2017. Adaptado.)

	Concentradores Fresnel ou Parabólicos	Torre Concentradora	Prato Parabólico Stirling	Fotovoltaico Concentrado
Temperatura de operação típica	390°C	565°C	800°C	N/A
Escala	> 50 MW para economia de escala >1 MW utilizando ciclo Rankine com fluido orgânico	>30 MW	≈ 25kW por unidade	
Armazenamento de Energia?	Sim	Sim	Não	Não
Uso de água para limpeza?	Sim	Sim	Sim	Sim
Uso de água para arrefecimento?	Preferencialmente	Preferencialmente	Não	Não
Uso do Terreno (hectare/MW)	2,02 a 3,64	1,21 a 3,64	3,24 a 3,64	2,02 a 3,64
Máxima declividade do terreno	<3%	<5%	<5%	<5%
Maturidade técnica	Média	Baixa	Baixa	Alta - PV Baixa - Configuração em concentração

3. PANORAMA DE CSP NO MUNDO E BRASIL

Segundo informações da SolarPACES (2017), atualmente, os líderes em capacidade instalada de projetos já em operação com tecnologia CSP são Espanha (2.304 MW) e Estados Unidos (1.745 MW), seguidos de países como China, Índia, Chile, África do Sul, Marrocos e Oriente Médio. A inserção significativa nestes países decorre principalmente dos subsídios e programas de fomento governamentais oferecidos. A Fig.1 mostra um diagnóstico de projetos CSP ao redor do mundo com o detalhamento de potência instalada e status de implantação (total de 9.0 GW). De acordo com REN21 (2017), a expectativa é de se atingir a marca de quase 6.0 GW de potência instalada ainda em 2017.

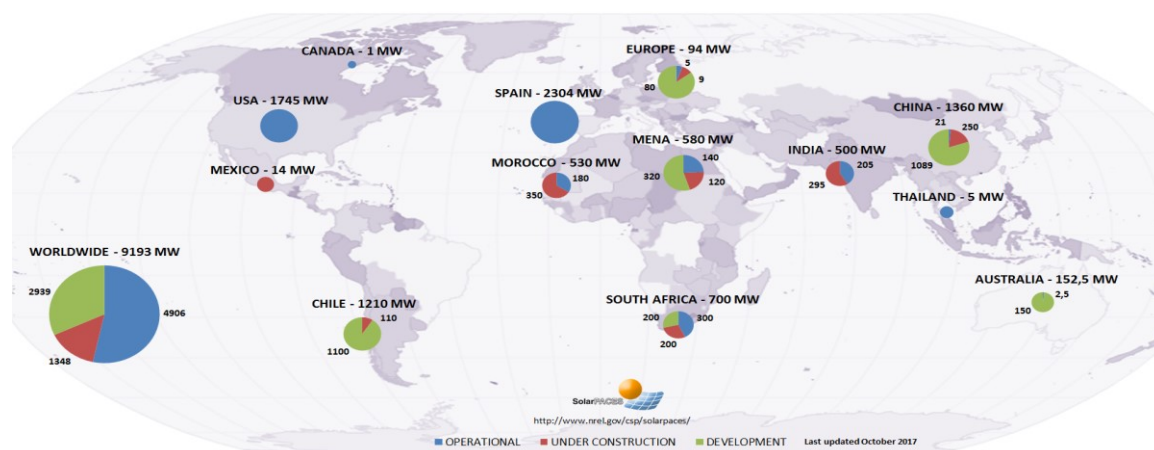


Figura 1. Visão global dos projetos com tecnologia CSP (SolarPACES, 2017)

No cenário mundial, cerca de 50% das usinas de CSP em operação estão equipadas com sistema de armazenamento térmico. Quando comparado com outras fontes de geração de energia renovável, a possibilidade de utilização de sistema de armazenamento térmico da tecnologia CSP é uma grande vantagem, agregando valor aos projetos.

4. MECANISMOS DE INCENTIVO PARA A ENERGIA SOLAR

Segundo enfatizado em IEA (2014), há uma necessidade imperativa de acelerar o desenvolvimento de tecnologias avançadas de energia, a fim de enfrentar os desafios globais de energia limpa, mudanças climáticas e desenvolvimento sustentável.

Como formas de incentivo, vários países têm adotado alguns mecanismos para acelerar o desenvolvimento de fontes renováveis. São exemplos de mecanismos: Tarifa-prêmio, Subsídio ao investimento inicial, Programa Tributário e Contábil, Incentivo e Obrigatoriedade de contratação de energia, Fundos de Investimento em Energia Solar, *Net metering*, e Ações Voluntárias de bancos e distribuidoras.

Na Alemanha, o incentivo à expansão de fontes renováveis encontra suporte no âmbito do “*Renewable Energy Sources Act*” (EEG), que determinou procedimentos de acesso de empreendimentos de geração renovável à rede, bem como assegurando tarifas-prêmio favoráveis ao investimento pelos consumidores nessas instalações. Adicionalmente ao incentivo provido pelo EEG, governos locais também oferecem benefícios adicionais por meio de incentivos fiscais para investimentos pelo consumidor final.

Os financiamentos desses investimentos, por sua vez, contam com o apoio do banco estatal *KFWBankengruppe*. Em 2010, o governo alemão lançou mão do *Energy Concept*, sob a égide do qual foi traçada uma estratégia de longo prazo em que o país se comprometeu a transformar o modelo de abastecimento de energia calcado nos pilares de confiabilidade, viabilidade econômica e adequação ecológica, fazendo do país o mais “verde” e eficiente do planeta até 2050. Entretanto, cabe destacar que o país não possui projetos em operação comercial de CSP, apenas alguns protótipos para fins de pesquisa, embora invista em pesquisa e desenvolvimento desta tecnologia para aplicação internacional.

Nos Estados Unidos, os incentivos incluem crédito via redução do imposto de renda (30% do custo da instalação), além de esquemas de depreciação acelerada. Essa depreciação aplica-se somente a empreendimentos instalados no setor comercial. O apoio ao financiamento é estabelecido através do “*American Reinvestment and Recovery Act*”. Entre outros mecanismos utilizados se incluem ainda: regras favorecidas de interconexão e *net metering*; aceitação de modelos de financiamento por terceiros; incentivos baseados em desempenho. Além disso, cada estado tem sua própria política de fomento, sendo o *net metering*, limitado a uma potência máxima, adotado em 43 dos 50 estados. A Califórnia, por exemplo, se destaca por adotar um sistema de cotas para as distribuidoras (“*Renewables Portfolio Standard*”), o qual determina os percentuais de energias renováveis que devem ser observados no estado: 20% em 2013 e 25% em 2016. Para o atendimento dessas metas foram criadas políticas diferenciadas para pequenos e grandes geradores: as contratações de geradores de grande porte são feitas por meio de leilões competitivos, o chamado “*Renewable Auction Mechanism*” (RAM). Além disso, no estado da Califórnia existe regulamentação para uma tarifa *feed-in* para pequenos geradores distribuídos até 3MWp.

A Espanha, que registrou as maiores taxas de expansão da geração solar, alterou recentemente, talvez em razão da crise econômica, o regime de tarifas-prêmio (Royal Decree n. 1.565/2010 e Royal Decree Law n. 14/2010), estabelecendo tanto os percentuais de redução progressiva dos valores de tarifa-prêmio em instalações realizadas após 2008, por tipo, quanto o prazo de validade do incentivo para instalações realizadas antes de 2008. Também no ano de 2010, o governo espanhol lançou o plano nacional para energias renováveis 2011-2020 (PANER).

Uma importante lição que justifica o relativo sucesso do mecanismo de tarifa prêmio (*feed-in*) em diversos países se deve fundamentalmente à atratividade deste instrumento segundo a ótica dos investidores. A tarifa-prêmio (*feed-in*) é calculada visando a garantir taxas de retorno atrativas em contratos de até 25 anos de duração. Mesmo reconhecendo o efeito da crise internacional sobre a deterioração orçamentária dos países europeus, o que reduz a capacidade de fomento através de subsídios e, também a sua contribuição sobre a redução de custos da geração fotovoltaica, a tarifa-prêmio tem sido reajustada periodicamente para evitar ganhos, aproximando-se cada vez mais da tarifa convencional paga pelo consumidor.

No Reino Unido, as tarifas-prêmio para geração solar de potência entre 4 e 50kWp foram reduzidas praticamente a metade para instalações feitas a partir de dezembro de 2011, após um aumento surpreendente nos investimentos em GD solar e após o processo de revisão da política de *feed-in*. A Alemanha, cuja política de *feed-in* já incorpora revisões periódicas, também reduziu as tarifas-prêmio ao final de 2011, com os novos valores vigendo a partir de janeiro de 2012. E a Itália divulgou o “*Quarto Conto Energia*”, com encerramento de todos os incentivos fiscais e financeiros a partir do segundo semestre de 2013, quando entraram em vigor novas tarifas-prêmio para instalações em telhado.

Como lição para o Brasil há de se atentar ao adequado dimensionamento da relação risco-retorno no ato do estabelecimento dos mecanismos de fomento e suas durações.

4.1 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL NO INCENTIVO E IMPLANTAÇÃO DE CSP

O armazenamento em plantas CSP tem um valor mais elevado do que a energia fotovoltaica. Mesmo em áreas onde o horário de pico de carga da tarde coincide bem com a produção de energia fotovoltaica, as usinas CSP oferecem uma variedade de serviços ancilares que estão se tornando cada vez mais valiosos à medida que a proporção de energia

fotovoltaica e eólica (ambas renováveis) aumentam no mix da matriz energética. No item a seguir podemos observar algumas iniciativas e incentivos para a implantação específica da tecnologia CSP com armazenamento.

Pesquisadores do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) dos Estados Unidos têm estudado os valores totais futuros (valor operacional mais valor de capacidade) de CSP com armazenamento em cenários com aumento da capacidade de outras fontes renováveis variáveis, como a fotovoltaica. Os principais resultados indicam que os ganhos de capacidade com o CSP evitam custos de geração térmica adicional para atender a demanda e se configura como um importante ganho para o sistema, que deve ser considerado nas decisões de investimento e planejamento. Até certo ponto, esses valores adicionados são capazes de compensar os custos mais altos do CSP.

As empresas de serviços públicos do Sudoeste dos EUA que estão escolhendo plantas CSP para cumprir com os requisitos da carteira de energia renovável parecem estar cientes destas vantagens do CSP com armazenamento para sanar os riscos potenciais decorrentes da saída de sistemas fotovoltaicos que foram implantados muito rapidamente.

Como importante vantagem do CSP, deve-se observar que ele pode gerar eletricidade quando um sistema de geração fotovoltaico não pode, na ausência de capacidades de armazenamento de energia elétrica acessíveis. A capacidade de armazenamento incorporada do CSP é mais barata e mais eficaz (com mais de 95% de eficiência de retorno, contra cerca de 80% para a maioria das tecnologias concorrentes) do que o armazenamento com baterias ou usinas reversíveis. O armazenamento térmico permite separar a coleta do calor (durante o dia) e a geração de eletricidade ao longo do tempo. Esta vantagem explica o crescente interesse em CSP com armazenamento.

Observa-se que os custos atuais mais elevados das plantas CSP ajudam a explicar porque em estudos de cenários de longo prazo, o CSP com armazenamento perde no início do horizonte para a energia fotovoltaica, mas ganha espaço ao longo do tempo, enquanto que a energia fotovoltaica tende a diminuir sua participação. Entretanto, embora estas duas fontes de energia compitam em alguns mercados atualmente, a sinergia entre elas deve prevalecer no horizonte de mais longo prazo.

A maior expansão possível de energia fotovoltaica, que implica seu domínio sobre todas as outras fontes durante uma parte significativa do dia, cria dificuldades técnicas e desafios econômicos para o atendimento à base da carga com tecnologias com combustíveis de baixo teor de carbono, como nuclear e fóssil. O gás natural seria mais adequado para operação com várias interrupções diárias e é mais econômico para as operações por ordem de mérito. Mas, como as restrições de CO₂ crescem e os preços do carbono aumentam, a participação do gás natural deve retroceder progressivamente.

Em regiões quentes e secas, implantação de sistemas fotovoltaicos abre o caminho para a expansão de CSP para atender aos picos de demanda à noite.

Vários exemplos recentes destacam maneiras de como o CSP poderia ser usado para dar suporte à operação e planejamento do sistema de energia elétrica. Em Marrocos, as plantas CSP estão sendo construídas para operar na maior parte durante o dia e vão exigir o apoio contínuo do governo, apesar de baixos custos de financiamento fornecidos por bancos multilaterais e bilaterais de desenvolvimento. No entanto, uma mistura de CSP operando à noite e FV usado durante o dia iria representar uma vantagem econômica para o governo, já que estas tecnologias são menos onerosas do que usinas a gás natural e óleo diesel, que neste caso, seriam utilizadas para atender a carga após o sol se por.

Na África do Sul, enquanto a eletricidade para atender à base da carga é gerada por usinas a carvão, picos de demanda crescente requerem a implantação de usinas flexíveis para atendimento à ponta. Para este fim, a construção de 5 GW de novas turbinas a gás ciclo aberto, estão planejadas para serem operadas atualmente com óleo diesel, enquanto o gás não está disponível. Isto oferece oportunidades significativas para usinas CSP com armazenamento, que poderiam fornecer 80% da energia elétrica nos horários de pico, com as turbinas a gás produzindo os restantes 20%.

O Departamento de política de Energia (DoE) Sul Africano oferece um excelente exemplo de como incentivar a CSP com armazenamento de energia para gerar energia no horário de pico. Recentemente o DoE introduziu uma tarifa horária (TOD) na terceira rodada do processo de licitação para usinas renováveis. Aplica-se uma tarifa básica durante o dia e uma tarifa mais elevada (que seria a tarifa básica multiplicada por 2.7) a ser aplicada no fornecimento de energia durante o horário de pico, entre 4:30 pm e 9:30 pm. Os Concorrentes só precisam definir um preço de concorrência, já que o preço das horas de ponta seria apenas resultado do multiplicador pelo preço ofertado. Assim, a tarifa horária garante um processo simples para selecionar as melhores propostas no leilão.

Tarifas variáveis para os períodos de ponta e fora de ponta não são novidades. Entretanto, a tecnologia CSP poderia não estar disponível comercialmente hoje, se este tipo de tarifa (TOD) não tivesse sido definido nos contratos das primeiras plantas CSP comerciais que foram construídas na Califórnia na década de 1980, com base no conceito de custos evitados, conforme definido no “*Public Utility Regulatory Policies Act of 1978*”, incluindo pagamentos por “energia” e “capacidade”. Estes contratos (PPAs) forneceram níveis de remuneração variando com estações do ano e as horas do dia, que foram de US\$ 60 / MWh durante os horários fora de pico no inverno para US\$ 360/ MWh durante os picos no verão, refletindo custos evitados para a concessionária.

4.2 OPÇÕES DE POLÍTICAS DE INCENTIVO À CSP

Na maioria dos casos, a tecnologia CSP com armazenamento não se apresenta competitiva no curto prazo, assim, os investimentos atuais devem ser considerados em parte como investimentos de aprendizagem, necessários para reduzir os custos desta tecnologia ainda incipiente. Os investidores precisam, portanto, de apoio, que pode assumir uma variedade de formas. Para tanto, reconhecer o verdadeiro valor do CSP no tempo e no local e recompensá-lo plenamente é um passo importante, uma vez que reduziria o ônus extra dos subsídios em quaisquer regimes de apoio.

Também impulsionaria o desenvolvimento e a implantação da tecnologia, de modo a maximizar o seu valor para todo o sistema (por exemplo, ao selecionar a proporção mais adequada de tamanho do campo solar, capacidade de armazenamento e tamanho da turbina), através de método comprovado para maximizar o retorno sobre o investimento para os desenvolvedores.

Em alguns países, os sinais de preços são fortemente distorcidos por subsídios em vários níveis. No Marrocos, por exemplo, a geração de eletricidade no horário de pico após o pôr do sol foi fortemente subsidiada até meados de 2014, não tanto pelo *Office National de l'Electricité et de l'Eau* (ONEE), mas através de outro Mecanismo a nível governamental, a “*Caisse de Compensation*”, que subsidiava os produtos petrolíferos importados (óleo combustível e diesel) utilizados em centrais térmicas durante os horários de pico. Isso impediu a sinalização adequada de preços para o desenvolvedor de plantas CSP.

Há uma grande variedade de opções de políticas e esquemas de incentivo a considerar. As Tarifas de Incentivo *Feed-in* (FiTs), os Prêmios de *Feed-in* (FiPs) e os Leilões prevaleceram para as energias renováveis na Europa, Austrália, Canadá e Japão. Nos Estados Unidos, contratos de compra de energia de longo prazo (PPA) foram assinados pelas concessionárias de serviços públicos para responder a padrões de carteira de energia renovável estabelecidos. Já os leilões são comuns em muitas economias emergentes, do Brasil à África do Sul. Sendo que a Alemanha se encontra em fase de implantação de tal mecanismo.

Outra opção de incentivo, os subsídios antecipados, tem a vantagem de enfrentar diretamente o grande impedimento da estrutura de custos com muito capital intensivo das plantas de CSP e podem ser muito úteis para a implantação da tecnologia, mas não devem compensar os incentivos na geração de energia elétrica.

As tarifas FiTs bem geridas provaram ser eficazes no estímulo à implantação, ao mesmo tempo em que proporcionam uma remuneração justa, mas não excessiva aos investidores. No entanto, eles têm apresentado sucesso desigual na condução de reduções de custos: muito eficaz para FV na Alemanha, muito menos para CSP na Espanha. Os níveis das tarifas FiT devem diminuir ao longo do tempo, de forma previsível. Além disso, FiTs não fornecem incentivo para gerar eletricidade quando e onde é mais útil para todo o sistema elétrico.

Os prêmios de *feed-in* (FiPs) estão sendo implementados ou sugeridos como possíveis ferramentas de transição para uma maior exposição ao mercado. Os prêmios são adicionados aos preços de mercado para remunerar a eletricidade renovável. Deve-se, contudo, distinguir os FiPs fixos (“*ex-ante*”) dos FiPs “*ex-post*”. Os FiPs *ex-ante* são definidos antecipadamente de uma só vez, enquanto que os FiPs *ex-post* são estabelecidos em intervalos regulares, tipicamente meses, para preencher a lacuna entre o preço médio de mercado percebido por todos os geradores de determinada tecnologia e um preço de exercício pré-determinado. Como exemplo, o “contrato por diferença” do Reino Unido pode ser considerado como um FiP *ex-post*.

Com os FiPs *ex-ante*, as plantas de CSP competem com todas as outras tecnologias de geração em mercados por atacado. Sua remuneração total é, portanto, mais incerta, o que aumenta o risco dos investidores e, em última análise, aumenta o custo de capital e o custo nivelado. Já com os FiPs *ex-post*, as plantas CSP competem entre si. Aqueles que desempenham melhor do que a média na entrega de energia, quando os preços da eletricidade são altos, obtêm maiores retornos. Já aqueles que tem desempenho pior do que a média, obtêm retornos mais baixos. Neste caso, a diferença nos retornos é mais modesta do que com os FiPs *ex-ante*, e os aumentos no risco e nos custos do capital são menos pronunciados.

Os PPAs com tarifas diferenciadas de horário de entrega seriam provavelmente o melhor instrumento de escolha para os projetos CSP. Para preservar a concorrência, tanto quanto possível, eles poderiam resultar de processos de leilão. A maioria das economias emergentes - incluindo Brasil, Índia e África do Sul -, mas também países industrializados como o Chile ou países em desenvolvimento como Marrocos, usaram procedimentos de leilão para selecionar projetos e desenvolvedores, com sucesso variável.

Diversas lições resultaram, em particular, das dificuldades encontradas na Índia. Os licitantes no processo deveriam saber o estado exato das informações que lhes são disponibilizadas. Observou-se que a imposição de grandes penalidades para projetos atrasados não ajuda muito e além disso, a experiência anterior no campo deve ser parte do processo de seleção para incentivar os potenciais proponentes inexperientes a se associarem com empresas experientes.

Em última análise, a colaboração internacional é importante e pode melhorar o sucesso dos esforços de cada país no processo de pesquisa, desenvolvimento e implantação de CSP/STE, financiamento, planejamento, desenvolvimento de estrutura legal e regulatória, para ajudar os decisores políticos, a indústria e os atores do sistema de energia em seus esforços para implementar com êxito tecnologias CSP com armazenamento.

5. ASPECTOS REGULATÓRIOS PARA ENERGIA SOLAR NO BRASIL

O modelo institucional do setor elétrico possui dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia, quais sejam: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), exclusivo para geradoras e distribuidoras, e o Livre (ACL), do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres.

O ACR é o ambiente onde as distribuidoras adquirem energia para atender à demanda dos consumidores cativos que ficam em sua área de concessão. A contratação de energia é feita através de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, em função dos resultados dos Certames, são firmados Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado (CCEAR), que podem ser de energia nova ou energia existente. Ainda no ACR, podem ser observados os leilões de energia de reserva, os quais se concluem com a realização de Contratos de Energia de Reserva (CER).

Outra possibilidade ainda no mercado regulado são os leilões de Geração Distribuída (GD), promovidos pelas distribuidoras. No caso da GD, as condições contratuais (preço, prazo, volume, etc.) são determinadas pelas distribuidoras e disponibilizadas na chamada pública. É fundamental ao empreendedor ter em mente que os leilões de energia nova e de energia de reserva são destinados as usinas em projeto ou em construção, e não existentes. Porém, no caso de GD, as distribuidoras adquirem energia de empreendimentos existentes.

O ACL é o ambiente de contratação destinado aos consumidores livres e especiais. Neste ambiente são firmados Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Livre (CCEAL), onde são determinados livremente prazos, volumes, preços, garantias financeiras, entre outros itens. Outra figura pertencente ao mercado livre de energia é o autoprodutor de energia, que tem por objetivo principal gerar energia para uso exclusivo e procura dimensionar a usina e sua geração às necessidades que possui, mas, não obstante, pode comercializar excedentes de produção via liquidação no mercado de curto prazo ou mesmo através de contratos no ACL, de curta ou de longa duração.

O mercado regulado, quando se considera os leilões de energia nova ou de reserva, tem a vantagem de oferecer prazos longos de contrato com uma receita regular e previsível, fatores que garantem menor risco para o empreendedor, ao mesmo tempo em que aumenta suas chances de conquistar um financiamento com condições mais atrativas (menor spread de risco, por exemplo). Por outro lado, o mercado regulado costuma apresentar preços menores diminuindo a atratividade comercial e o retorno dos projetos ali inseridos.

No caso da GD, cabe destacar a dificuldade para atrair investidores pelo fato dos preços de contratação não serem elevados, já que as distribuidoras compram energia no máximo pelo Valor Anual de Referência. Além disso, os contratos não possuem prazo pré-determinado e ficam a critério das necessidades de contratação das distribuidoras.

O mercado livre por outro lado, apresenta patamares de preços superiores, porém com contratos de prazo usualmente menor. Assim, investidores encontram dificuldades em viabilizar empreendimentos neste mercado pela dificuldade em obter um financiamento. A opção pela autoprodução virá do comparativo entre o preço de energia que o consumidor paga atualmente e o custo com energia que terá sendo autoprodutor. A vantagem da autoprodução é o menor risco com relação à volatilidade de preços no ACL.

5.1 REGULAÇÃO DOS LEILÕES DE ENERGIA NO BRASIL

Os leilões regulados de geração e transmissão de energia são componentes fundamentais da legislação do Setor Elétrico Brasileiro. Os tipos de leilões aplicados no Brasil são de Energia Nova (A-5, A-3 e Estruturantes), Energia Existente (Fontes Alternativas, A-1 e Ajuste) e Energia de Reserva.

Tais leilões têm promovido a concorrência entre os agentes do setor e induzido a entrada de empreendedores provenientes de outros setores e de outros países. A concorrência, por sua vez, tem resultado em redução de custos e prazos para construção de novas instalações de geração e transmissão, o que tem beneficiado o consumidor por meio da modicidade tarifária.

A expansão do parque gerador é promovida prioritariamente por meio dos Leilões de Energia Nova, isto é, leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração e, secundariamente, por meio de Leilões de Reserva. Nos Leilões de Expansão denominados “Leilões de Energia Nova”, os empreendedores concorrem para a instalação e operação de usinas de geração para atender ao crescimento da demanda prevista. Ao fim de cada leilão, são então firmados os chamados CCEARs.

Nesse âmbito de considerações, os Leilões de Energia Nova são instrumentos pelos quais o governo promove a expansão do parque gerador para atender ao crescimento da demanda referente ao mercado regulado. Os montantes a serem contratados nos Leilões de Energia Nova são definidos com base na projeção da demanda das distribuidoras nas suas respectivas áreas de concessão. Todo ano, cada concessionária de distribuição submete ao MME a sua Declaração de Necessidade de Contratação de energia (e potência), definindo os montantes a serem contratados por meio dos leilões. Com base nos valores agregados destas projeções, o governo define o montante a ser contratado nos Leilões de Energia Nova, que deve representar eventual variação positiva do mercado, face às projeções e contratações anteriormente comunicadas ao MME pelas distribuidoras.

Os vencedores dos Leilões de Energia Nova recebem contratos de comercialização de energia de longo prazo – com prazos de 15 a 30 anos –, de forma a assegurar a comercialização de energia pela duração de todo o período de concessão do empreendimento. Os preços de compra de energia são estabelecidos com base nos seus respectivos lances, sendo reajustados anualmente com base em indexadores pré-estabelecidos.

Esses contratos fixam o preço e o montante de energia (e potência) contratados do empreendimento, ao longo de todo o período de concessão, por meio de CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado).

Os Leilões de Energia Nova são realizados vários anos antes da data do início do suprimento de energia, de forma a permitir que os empreendedores concorram na fase de projeto antes do início da construção das usinas. Pode-se dizer que esses leilões promovem uma concorrência pelo mercado futuro de energia, assumidos os riscos inerentes ao desempenho das usinas e à priorização dos despachos pela operação centralizada do Sistema Interligado Nacional (SIN), que não observará a ótica dos empreendedores individualmente, mas sim do Sistema como um todo.

Há três modalidades de Leilões de Energia Nova: A-5, A-3 e de Projetos Estruturantes. Os Leilões A-5 (dito: ‘A’ menos cinco) e A-3 são leilões de compra de energia realizados com cinco e três anos, respectivamente, antes da data de início da entrega de energia elétrica. Estes leilões são abertos para empreendimentos de diversas fontes. O objetivo de tais leilões é atender a demanda de energia ao menor custo para o consumidor, embora frequentemente os editais

estabeleçam preços máximos diferenciados para empreendimentos de fontes distintas e estabeleçam montantes a serem contratados de cada “produto”, que geralmente distingue energia de fonte hidrelétrica das demais fontes de energia. Os Leilões de Fontes Alternativas visam promover a contratação de energia exclusivamente de empreendimentos de: Fonte Biomassa, Eólica e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Estes tipos de Leilões podem ocorrer com antecedência de um a cinco anos, podendo ser empregados para a contratação de energia proveniente de empreendimentos novos ou para a recontração de empreendimentos existentes, desde que sejam provenientes de empreendimentos de ‘fontes alternativas’.

A recontração de energia proveniente de empreendimentos de geração já em operação é realizada por meio dos Leilões de Energia Existente. Trata-se de uma forma de proporcionar importante flexibilidade na contratação de energia – tanto na quantidade contratada quanto nos preços praticados – de forma a permitir um ajuste nas condições vigentes, condições estas que podem mudar em função de variações no consumo de energia e de alterações nos custos dos insumos. O sistema de leilões permite tais ajustes sob a disciplina promovida pela pressão competitiva. Há duas modalidades de Leilões de Energia Existente: Leilões A-1 e Leilões de Ajuste.

Além dos Leilões de Energia Nova, Energia Existente e de Fontes Alternativas, o governo pode optar pela contratação de novos empreendimentos de geração para proporcionar uma “reserva de capacidade” para aumentar a segurança de fornecimento de energia elétrica por meio dos Leilões de Energia de Reserva.

A contratação de Energia de Reserva objetiva aprimorar a segurança de fornecimento de energia elétrica: “com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada” (Art. 3º da Lei nº 10.848).

A contratação da Energia de Reserva foi regulamentada no Decreto no 6.353, de 2008. Dentre os regulamentos destacam-se as determinações de que a: (i) Energia de Reserva seria contratada por meio de leilões; (ii) Os custos da Energia de Reserva seriam rateados por todos os consumidores por meio do Encargo de Energia de Reserva.

Os Contratos de Energia de Reserva (CER) são firmados entre cada um dos empreendedores vencedores do Leilão de Energia de Reserva e a CCEE. Estes contratos preveem uma remuneração fixa sujeita a ajustes por diferenças no montante efetivamente gerado relativo à energia contratada e punições por indisponibilidade do equipamento.

A contratação de Energia de Reserva também tem sido utilizada para implementar outras políticas energéticas, como a promoção de fontes específicas na matriz elétrica.

O aparato regulatório estabelecido para a contratação de Energia de Reserva prevê o rateio de custos por todos os consumidores – sejam do ambiente regulado ou livre –, o que o torna um mecanismo conveniente para promover a contratação de energia oriunda de fontes específicas, tais como de “fontes alternativas” e nuclear. Entretanto, nos Leilões de Energia de Reserva realizados anteriormente a 2014, somente foram admitidos empreendimentos de fonte eólica, biomassa e de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

O 6º Leilão de Energia de Reserva, realizado em 2014 (LER-2014), trouxe como fato inédito a contemplação da fonte solar fotovoltaica, junto com a fonte eólica e termelétricas à biogás e de resíduos sólidos urbanos. Este foi o primeiro leilão em que a fonte solar participou com um produto exclusivo (contrato por quantidade), ou seja, não competiu com projetos de outras fontes. Dentre os empreendimentos cadastrados, 400 foram de energia solar fotovoltaica (10.790 MW), tendo sido comercializado 1.048 MW desta fonte. A partir deste evento, a energia solar tornou-se uma realidade como uma alternativa energética renovável presente nos outros leilões de energia.

Deve-se ressaltar que a fonte solar viabilizou a comercialização de projetos no mercado regulado, com um deságio médio que ficou em 18% e um fator de capacidade médio de 23%, demonstrando que há uma oferta significativa de projetos solares competitivos no Brasil. O preço-teto de 262 R\$/MWh dado pelo Governo foi um sinal positivo para o setor de energia, indicando o interesse em inserir essa fonte na matriz energética brasileira. O preço médio de 215 R\$/MWh representou também um avanço com relação ao leilão de energia solar de Pernambuco de 2013, uma iniciativa importante do Estado, que terminou com preço médio de 229 R\$/MWh e uma contratação de 123 MW.

No ano de 2015, através dos 1º e 2º LER de 2015, a fonte solar apresentou desempenho relevante. No primeiro foram contratados 232,9 MWmed de energia (833,8 MW de potência), provenientes de 30 empreendimentos fotovoltaicos, com preço médio de venda da energia de R\$ 301,79/MWh, variando de R\$ 296,00 a R\$ 305,51/MWh, e representando, na média, um deságio de 13,6% em relação ao preço-teto de R\$ 349,00. No 2º LER de 2015 foram contratados 245,3 MWmed de energia (929,3 MW de potência), provenientes de 33 empreendimentos fotovoltaicos. O preço médio de venda da energia fotovoltaica no 2º LER/2015 foi R\$ 297,75/MWh, variando de R\$ 290,00 a R\$ 302,90/MWh, e representando, na média, um deságio de 21,9% em relação ao preço-teto de R\$ 381,00/MWh.

5.2 A COMPETITIVIDADE DA ENERGIA TERMOSOLAR NOS LEILÕES DE ENERGIA

Os leilões públicos regulados de expansão da geração, conforme descrito anteriormente, são componentes fundamentais da nova legislação do setor elétrico brasileiro. Os leilões promovem a competição entre os investidores e podem levar à entrada de empreendedores originários de outros setores e de outros países. A concorrência, por sua vez, tem resultado em redução de custos e prazos para a construção de novas instalações de geração, o que tem beneficiado o consumidor por meio da modicidade tarifária.

A apreciação dos resultados dos leilões de energia (LEN e LER) já realizados mostra a eficácia do processo competitivo para controlar o preço final. Cabe ainda ressaltar, que os projetos de fontes alternativas como a eólica, foram beneficiados pelo PROINFA (comparável ao modelo usual “*feed-in*” de incentivo), apresentando hoje preços corrigidos com valor muito acima dos preços competitivos.

O caso das fontes eólicas é exemplar, dado que se admitiu num primeiro momento preços-teto mais elevados e a importação de equipamentos de tecnologia de ponta. O resultado foi que a concorrência benéfica levou os preços finais a patamares muito competitivos e a eficiência dos projetos alcançou níveis extraordinários.

Deve-se ressaltar que a definição do preço-teto da licitação deve procurar ser o mais realista possível, o que garante uma competição forte entre os concorrentes. A fixação de preços-teto baixos e artificiais são barreiras de entrada inúteis, que pode afastar concorrentes, ameaçar a concorrência e até mesmo inviabilizar o leilão.

Conclui-se então, que a energia termosolar necessita de um processo similar ao da energia eólica e da fotovoltaica, para se consolidar no território nacional. A realização de um leilão exclusivo é uma excelente alternativa para dar início à integração da energia termosolar no Brasil. Este leilão exclusivo para a energia termosolar é o mais próximo de uma solução através de um Leilão de Reserva específico.

Um leilão de energia de reserva exclusivo para a fonte termosolar com capacidades contratadas crescentes é um instrumento de política energética e industrial a ser conduzida pelo governo federal e é sem dúvida a alavanca para a inserção desta fonte na matriz brasileira. Os volumes de energia a serem negociados de forma recorrentes funcionam como uma garantia mínima de demanda para atendimento das exigências de escala para instalação local das unidades produtivas. Em adição, o firme movimento de redução dos custos da instalação de projetos termosolares fará com que os preços finais ao consumidor sejam cada vez mais competitivos.

Atualmente, a energia termosolar das plantas CSP ainda não é amplamente competitiva, mas para o atendimento da curva de carga, plantas CSP com armazenamento teriam um valor mais elevado do que a energia fotovoltaica. Mesmo em áreas onde o horário de pico de carga da tarde coincide com a produção de energia fotovoltaica, as usinas CSP oferecem uma variedade de serviços ancilares que estão se tornando cada vez mais valiosos à medida que a proporção de energia fotovoltaica e eólica aumentam no mix da matriz energética.

A princípio, para tentar remunerar algumas das vantagens dos projetos CSP com armazenamento, poderiam ser adotados nos contratos resultantes dos leilões preços diferenciados de horário de entrega da energia, como é feito em alguns países e que seriam provavelmente um instrumento de escolha para os projetos CSP, que tem a capacidade de gerar energia em períodos de ponta do sistema, mesmo sem a luz do sol, ao contrário da fonte fotovoltaica.

Portanto, um modelo promissor de expansão de plantas CSP com armazenamento seria com base na realização planejada de Leilões exclusivos para CSP onde se adote, em complemento as características específicas, preços diferenciados com base no horário de entrega da energia (por exemplo, períodos de ponta do sistema).

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O uso da energia solar para geração elétrica tornou-se, nos últimos anos, uma realidade em alguns países, ainda que o desenvolvimento na totalidade dos casos tenha sido feito via incentivos dos mais diversos. No entanto, a curva de aprendizado da indústria no mundo está em evolução e os custos associados têm apresentado decréscimos significativos. De uma maneira geral, considera-se que esta tendência será mantida nos próximos anos, o que pode significar que a fonte se torne competitiva, sem incentivos, no futuro.

Justamente a incerteza de quando esta competitividade se dará que justifica, no presente momento, o início de um conjunto de medidas e estudos sobre formas de inserção desta fonte de geração, de modo a organizar as instituições a tratarem do assunto, tanto pelo lado do Governo como pelo lado dos agentes do mercado.

Entende-se que para viabilizar uma redução mais significativa dos custos de produção dentro da cadeia energia solar no país, através de ganhos de escala, é necessário estimular um maior desenvolvimento do mercado para a energia solar. Isto permitiria também ao país participar em alguma etapa da cadeia de uma indústria de alto valor agregado no âmbito mundial.

Como um meio para atingir esse objetivo, a contratação da geração solar centralizada de maior porte por leilões específicos de forma continuada é importante para dar uma clara sinalização da continuidade de contratação para o mercado. Os montantes de energia contratados deveriam ser reduzidos em relação à demanda total do SIN, tendo em conta os preços não competitivos com outras fontes; porém, deveriam ser minimamente suficientes para viabilizar o desenvolvimento inicial de uma cadeia produtiva, atrelada a objetivos estratégicos a serem estabelecidos.

A publicação da Portaria MME nº 236/2014, incluindo a fonte solar no Leilão de Energia de Reserva de 2014, representou um passo importante na criação do mercado consumidor para esta fonte de energia, atendendo ao anseio de inclusão desta fonte neste tipo de leilão. A expansão da participação da energia solar na matriz elétrica mundial está acontecendo de forma acelerada. Desde 2010, observa-se que a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica mundial cresceu mais do que nas quatro décadas anteriores (REN21, 2017). No Brasil, no ano de 2014, aconteceu o primeiro leilão em que foi contratada a energia proveniente de plantas fotovoltaicas centralizadas. O resultado desse leilão pode ser observado no PDE 2024 com a entrada em 2017 de 891 MW no Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do país. O reflexo é observado numa expansão indicativa de solar de 6 GW até 2024 também nessas regiões.

Vale lembrar que a fonte solar é democrática em termos de recursos, escala e geografia. A geração distribuída, instituída pela REN 482/12, seria uma grande beneficiária deste movimento da indústria e, ao mesmo tempo, uma grande impulsionadora do crescimento sustentável da indústria solar no Brasil. O binômio “leilões de grande porte” e “geração distribuída” pode fazer a fonte solar se tornar bastante competitiva no médio prazo.

Entretanto, ao contrário da energia fotovoltaica, a energia termosolar ainda não se encontra difundida no Brasil, tendo apenas projetos de pesquisa instalados de maneira ainda muito tímida, ao contrário de outros países, como os EUA, onde as primeiras plantas CSP comerciais que foram construídos na Califórnia na década de 1980, utilizando em

seus contratos de fornecimento de energia (PPAs) tarifas variáveis para os períodos de ponta e fora de ponta, para a viabilização econômica de projetos com a tecnologia CSP.

Ressalta-se ainda que os resultados de estudos de CSP com armazenamento indicam que os ganhos de capacidade com o CSP evitam custos de geração térmica adicional para atender a demanda e se configura como um importante ganho para o sistema, que deve ser considerado nas decisões de investimento e planejamento.

Os investimentos na tecnologia CSP com armazenamento, neste momento, devem ser considerados em parte como investimentos de aprendizagem, necessários para reduzir os custos desta tecnologia ainda jovem. Eles precisam, portanto, de apoio, que pode ser obtido de várias formas. No entanto, reconhecer o verdadeiro valor do CSP no tempo e no local e recompensá-lo plenamente é um passo importante, uma vez que reduzirá o ônus extra dos subsídios em quaisquer regimes de apoio. Também irá impulsionar o desenvolvimento e a implantação da tecnologia, de modo a maximizar o seu valor para todo o sistema.

A experiência internacional tem mostrado também o crescente uso de plantas CSP para cumprir com os requisitos da carteira de energia renovável de cada país, com a utilização das vantagens do CSP com armazenamento para sanar os riscos potenciais decorrentes da saída variável de sistemas fotovoltaicos que foram implantados muito rapidamente em vários países. Como importante vantagem do CSP, deve-se observar que ele pode gerar eletricidade quando um sistema de geração fotovoltaico não pode, na ausência de capacidades de armazenamento de energia elétrica acessíveis. A capacidade de armazenamento incorporada do CSP é mais barata e mais eficaz do que o armazenamento com baterias ou usinas reversíveis. Esta vantagem explica o crescente interesse em CSP com armazenamento em países tais como a Espanha, China, Índia, Marrocos, Arábia Saudita e África do Sul.

Finalmente, espera-se que a fonte de energia termosolar possa repetir o sucesso atual da energia eólica no país, que começou a ser acompanhada pela energia fotovoltaica nos últimos leilões de energia do MME e que projetos de P&D, como os P&Ds Estratégicos originários da Chamada nº 19/2015 da ANEEL, ajudem a fonte termosolar a participar de uma forma mais competitiva e sustentável da matriz energética brasileira.

Agradecimentos:

À CESP como proponente do Projeto de P&D “Integração de fonte de geração termosolar por meio da nacionalização e implantação de usina piloto ao complexo de energias alternativas da UHE Porto Primavera”, que visa atender ao P&D Estratégico da Chamada nº 19/2015 da ANEEL, tendo como Executoras as empresas: MRTS Consultoria, Institutos Lactec, Eudora Energia, RTB Energias Renováveis e M.FAP Consultoria Elétrica.

REFERÊNCIAS

- EPE, 2012. Nota Técnica: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro.
- Fichtner, 2010. Technology Assessment of CSP Technologies for a Site Specific Project in South Africa Final Report, The World Bank. Johannesburg: ESMAP - Energy Sector Management Assistance Program.
- IEA, 2014. International Energy Agency (IEA). Technology Roadmap - Solar Thermal Electricity.
- IRENA. 2012. Renewable Energy Technologies: cost analysis series. International Renewable Energy Agency.
- Kalogirou, S. A., 2009. Solar Energy Engineering - Processes and Systems. [S. l.]: Elsevier.
- NREL, 2017. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>. Acesso em: 17 mai. 2017.
- REN21. 2017. Renewables 2016 global status report. Renewable Policy Network for the 21st century. Paris. Disponível em: <<http://www.ren21.net>>. Acesso em: 12 abr. 2017.
- SolarPACES, 2017. Solar Power and Chemical Energy Systems. Disponível em: <<http://www.solarpaces.org>>. Acesso em: 17 mai. 2017.
- Stoffel, T. et al., 2010. Concentrating Solar Power - Best Practice Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data. Golden, Colorado: NREL - National Renewable Energy Laboratory.

INCENTIVE MECHANISMS AND REGULATORY OPTIONS FOR PROMOTING THE CONCENTRATING SOLAR POWER INSERTION IN BRAZIL

Abstract. *Concentrating Solar Power (CSP) plants are increasing worldwide reaching the overall installed capacity of 6 GW. Following this trend, in Brazil, given favorable territorial characteristics for this technology implantation and government development initiatives such as the ANEEL Strategic R&D Project call n°19/2015 - "Development of National Technology for Heliothermic Generation of Electric Energy", it is opportune analyze mechanisms of incentive options and the regulatory matters that can promote the competitiveness of this incipient source in the national territory. Therefore, this study aims precisely to address these relevant issues, based on international and national experiences that had the same objective of development.*

Key words: *Concentrating Solar Power, Regulation, Incentive Mechanisms*