



Esdras Godinho Ramos

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

EVTEA para o Uso de Fonte de Energia Renovável no PISF: uma avaliação de alternativas para a sustentabilidade energética

Trabalho para conclusão do curso de Especialização em Políticas de Infraestrutura.

Área de Concentração: Estudo de Viabilidade.

Orientador: Dr. Ian Guerriero.

Brasília – DF

Março / 2019

EVTEA para o Uso de Fonte de Energia Renovável no PISF: uma avaliação de alternativas para a sustentabilidade energética

Esdras Godinho Ramos¹

Resumo—A pesquisa envolve estudar a viabilidade técnica, econômica-financeira e ambiental para o uso de fonte de energia renovável no Projeto de Integração do Rio São Francisco - PISF. O PISF está inserido dentro da Política Nacional de Recursos Hídricos e compreende a maior obra de infraestrutura hídrica do governo federal. O principal custo na fase de operação e manutenção é com energia elétrica. Esse custo impacta diretamente no custo da água que deverá ser repassado para os estados beneficiados. A pesquisa é composta por levantamento processual das informações técnicas do Projeto e de estudos já realizados para avaliar alternativas para melhorar a sustentabilidade energética.

Palavras-chave—Projeto de Integração do Rio São Francisco (PISF), Energia Renovável, Sustentabilidade, Estudo de Viabilidade, EVTEA, VPL, TIR, LCOE.

I. INTRODUÇÃO

A. PISF

O Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional – PISF está inserido dentro da Política Nacional de Recursos Hídricos e compreende a maior obra de infraestrutura hídrica do governo federal, orçada em mais de dez bilhões de reais. Com 477 quilômetros de extensão em dois eixos (Leste e Norte), o empreendimento visa garantir a segurança hídrica de 12 milhões de pessoas em 390 municípios nos estados de Pernambuco, Ceará, Rio Grande do Norte e Paraíba, onde a estiagem é frequente [1]. A obra tem o objetivo principal de otimizar os sistemas de reservação dos Estados receptores, principalmente Castanhão, Orós, Armando Ribeiro Gonçalves, Engenheiro Ávidos e Eptácio Pessoa. E com isso servir, primeiramente, para o abastecimento humano, seguido da dessedentação animal e irrigação.

Na primeira etapa, as motobombas do projeto têm uma potência instalada de 105,02 MW podendo ser

ampliadas para até 318,48 MW. Ainda no Eixo Norte são previstas a instalação de duas usinas hidrelétricas, para aproveitamento da queda natural existente nas barragens Jati e Atalho, no Estado do Ceará, cujas potências instaladas foram preliminarmente estimadas em 49 MW e 18,5 MW respectivamente.

B. A problemática do custo da energia elétrica

Devido à grande demanda de energia do empreendimento é fundamental que se estude alternativas para redução do custo com energia elétrica.

Mesmo em fase de testes, o projeto gastou com compra de energia em 2017, em média, cerca de nove milhões de reais por mês. Infere-se da Nota Técnica Conjunta nº 1/2016/COSER/SRE/SAS da Agência Nacional de Águas [2], que o custo com energia elétrica corresponde a cerca de 60% dos custos envolvidos na operação e manutenção do projeto. Esse custo é a variável mais sensível na influência do custo total de operação. O consumo anual previsto para a 1ª Etapa do PISF considerando a outorga da ANA é de 72,21 MWm ou 632.588,60 MWh.

O custo com energia elétrica impacta diretamente no custo da água e entende-se que esse custo deverá ser repassado para os estados beneficiados. Isso dificulta que os primeiros contratos com os estados sejam assinados. No entanto, mesmo na fase de pré-operação, foi bombeada quantidade significativa de água sem a sua cobrança.

Nos estudos contratados pela Codevasf para Elaboração do Modelo de Gestão para o PISF elaborado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) foram definidos dez Programas Estratégicos para o Plano Diretor de Gestão (PDG) do PISF. Um Programa Estratégico representa um conjunto de ações, projetos, processos e eventos que têm que ser executados para o alcance dos objetivos do projeto. Nesse estudo, o programa denominado Otimização de Energia Elétrica para o PISF foi considerado de mais alta prioridade em um cenário de escassez de recursos ([3] página 147).

¹Ramos, Esdras é analista de infraestrutura em exercício no Ministério do Desenvolvimento Regional. Graduado em Engenharia Mecatrônica (2008) e Mestre em Sistemas Mecatrônicos (2011), ambos pela Universidade de Brasília.

Não há ainda um modelo de gestão definido para a operação do PISF e para exploração do potencial energético.

Em um período de cenário econômico adverso é fundamental ter alternativas para melhorar a sustentabilidade financeira do Projeto, que não dependa exclusivamente de recursos da União.

C. Estrutura do artigo

A pesquisa se baseia em levantamento processual das informações técnicas do Projeto e de estudos já realizados para avaliar alternativas para melhorar a sustentabilidade energética. A partir dessas informações são feitas reflexões e conclusões sobre a gestão da energia elétrica e da viabilidade das diferentes alternativas de exploração do potencial energético.

O artigo está dividido em seis tópicos que são: Introdução, Algumas Questões Fundamentais, Soluções Com Foco no Aspecto Técnico, Soluções Com Foco no Aspecto Administrativo, Conclusão e Referências.

O artigo tem por objetivo contribuir para a reflexão quanto à sustentabilidade do PISF, que se faz necessária para que o Projeto atinja seu objetivo de trazer segurança hídrica à região do nordeste setentrional e permita um melhor desenvolvimento da região.

II. ALGUMAS QUESTÕES FUNDAMENTAIS

A. Incerteza da oferta e demanda por água

O PISF tem o objetivo principal de otimizar os sistemas de reservação dos Estados receptores, principalmente Castanhão, Orós, Armando Ribeiro Gonçalves, Engenheiro Ávidos e Epitácio Pessoa. E com isso servir em primeiro lugar para o abastecimento humano, seguido da dessedentação animal e irrigação.

Para atender a demanda por água, a capacidade instalada na Etapa I é de 38,75 m³/s (14 m³/s do Leste e 24,75 m³/s do Norte). No entanto, há fatores que impactam para o atendimento da oferta e da demanda, como por exemplo:

- Necessidade de água dos quatro Estados Receptores: Pernambuco, Paraíba, Ceará e Rio Grande do Norte.
- Contratos de adução de água a serem firmados com os Estados Receptores.
- Capacidade e disponibilidade de pagamento dos Estados.
- Preço do m³ de água.
- Custos com operação e manutenção.
- Nível de água do Rio São Francisco.

- Outorga da Agência Nacional de Águas - ANA, que limita a vazão máxima firme que pode ser retirada do rio. Atualmente a vazão é de 26,4 m³/s.
- Eficiência do sistema de adução, envolvendo operação e manutenção.
- Condições dos açudes receptores.
- Perdas hídricas por evaporação e desvios.
- Condições Hidrológicas.
- Advento dos ramais associados.
- Outra solução que atenda a necessidade de água que não seja o PISF.

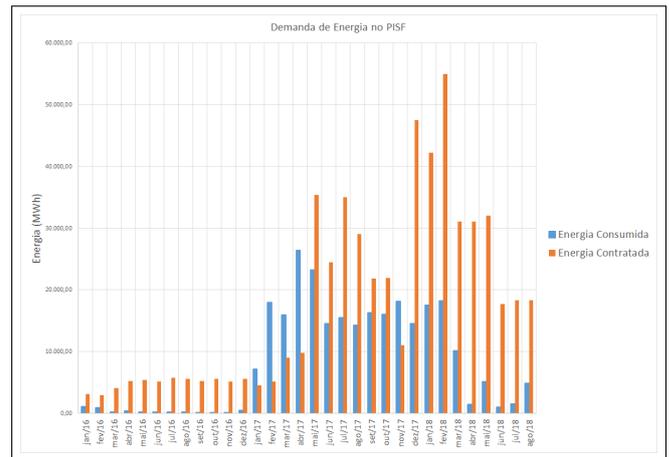


Fig. 1. Demanda de Energia no PISF

A figura 1 ilustra a dificuldade de se prever a demanda de energia real, principalmente na fase de pré-operação. Nos meses de janeiro a abril e novembro de 2017, a energia consumida foi maior que a contratada. A situação foi inversa em todos os demais meses. O bombeamento no Eixo Leste começou mais efetivamente em janeiro de 2017, com a água chegando em Monteiro na Paraíba em março. O bombeamento nesse período inicial foi intenso para abastecer a cidade de Campina Grande que estava à beira de um colapso hídrico, tendo água apenas por dois dias na semana. Muitas ações foram tomadas para antecipar a chegada da água no município o que demandou mais energia. No início de 2018 era previsto manter o bombeamento do Eixo Leste e incluir do Eixo Norte, mas nenhum dos Eixos operaram o que fez com que a energia contratada fosse bem superior do que a consumida. Como o PISF compra energia no ambiente de contratação livre, a diferença é liquidada automaticamente ao Preço Líquido de Diferenças - PLD, no Mercado de Curto Prazo e o excedente gera créditos para a Codevasf que é o agente comprador da energia.

B. Sustentabilidade financeira do PISF

O projeto está entrando na fase de operação e seu elevado custo operacional mensal demandará recursos que no atual cenário econômico concorrem com outros investimentos de política pública. O Governo estuda formas de passar sua operação para um ente privado, mas, de qualquer forma, o projeto deve buscar ser sustentável financeiramente.

A cobrança pela adução de água já era prevista desde os estudos de viabilidade iniciais, do ano 2000. O problema atual é como viabilizar essa cobrança uma vez que os Estados têm níveis diferentes de preparo para a gestão dessa água e têm dificuldades em se comprometer, a princípio, com esse custo adicional, mesmo necessitando de água. Sabem que, em caso de não pagamento, dificilmente seriam penalizados com recusa de fornecimento de água caso necessitem urgentemente dela. Há forte pressão política devido às questões básicas humanitárias de segurança hídrica.

A sustentabilidade financeira do PISF dependerá de um modelo de gestão que permita a cobrança efetiva pela água, com garantias, inclusive para o caso de não haver demanda suficiente pela água e que a oferta seja garantida para manter o Projeto em operação. Para isso é necessário também que os estados se organizem e tenham como cobrar pela água.

O custo com a energia elétrica é o que mais impacta no custo total da operação. Esta pesquisa se limita à sustentabilidade energética do Projeto. A exploração energética da região pode ser mais uma fonte de renda para viabilizar o Projeto. O produto energia é mais facilmente negociável que o produto água e pode gerar um interesse adicional para que os estados formalizem os contratos para a compra da água.

C. Arranjo institucional para a gestão do PISF

Qual o melhor arranjo institucional para a gestão do PISF é um problema complexo e atualmente em discussão.

Os estudos e negociações acontecem desde 2005 e em outubro de 2018, o BNDES contratou um consórcio que estudará arranjos para uma possível gestão e operação do PISF por meio de parcerias com a iniciativa privada.

Esta pesquisa visa contribuir com a questão estudando a gestão da energia, do seu custo e nas formas de exploração de energia renovável. A definição do melhor arranjo vai depender do tipo de fonte geradora a ser escolhida e como mensurar o benefício que o

investidor terá sobre a área e como esse benefício pode ser revertido para o PISF.

Dentro do modelo de gestão está a definição de arranjos institucionais para administrar o Projeto.

Uma possível solução é a formação de Consórcio entre os estados de Pernambuco, Paraíba, Ceará e Rio Grande do Norte. Esse Consórcio seria responsável pela gestão do PISF, podendo contratar uma prestadora de serviço de operação e manutenção que, por sua vez, seria responsável pela adução de água para as Operadoras Estaduais de cada estado. O custo da água do PISF seria repassado então para a população beneficiada.

Outra opção seria a União fazer a gestão utilizando uma Operadora Federal, assim como é hoje esperado da Codevasf, que venderia a água para os estados individualmente. É possível também a criação de uma Operadora formada por entes públicos, por exemplo, Codevasf e Chesf. Ou ao invés de uma Operadora Federal, poderia ser uma Operadora privada, por contratação direta, ou Parceria Público Privada, ou Concessão.

Como outra opção, a gestão pode ser totalmente privada, a União concederia o PISF, ou privatizaria.

Diversos arranjos podem ser pensados, deve-se analisar a especificidade do Projeto, a atratividade que pode gerar no setor privado, deve-se considerar a política nacional de desenvolvimento, questões fiscais, etc. Além disso, o arranjo deve considerar a possibilidade de exploração energética da região, que colocaria, possivelmente, mais um agente nesse arranjo.

No entanto, o presente artigo não se aprofundará neste tema de arranjo institucional para a gestão do PISF.

D. Atração de investimentos

No atual cenário econômico, de baixo crescimento, lei do teto dos gastos, mudanças políticas e possivelmente regulatórias, a atração de investimentos pode ficar prejudicada. Como atrair recursos diante da reduzida capacidade de investimento do Estado é um desafio.

A atração de investimentos passa pela demonstração dos agentes do setor elétrico que o projeto de geração de energia renovável nas áreas do PISF é economicamente viável e vantajoso. Se superada essa fase, e os investidores se sentirem confiantes, a questão passa a ser de como financiar o projeto.

Tradicionalmente, no Brasil, a origem dos recursos advém fundamentalmente do financiamento proporcionado por bancos estatais (preponderantemente o BNDES, complementados pela CEF e pelo Banco do

Brasil – BB) ([4] página 49). Além desses bancos, destaca-se para a região Nordeste, a possibilidade de financiamento pelo Banco do Nordeste do Brasil.

Existem também outras possibilidades de financiamento, através de emissão de debêntures, captação de recursos por fundos de pensão, investidores externos, etc. Podendo a estrutura de financiamento do projeto ser pela tradicional estrutura de financiamento corporativa ou por *Project Finance*.

O *Project Finance* pode ser definido como a captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, no qual os provedores de recursos vêem o fluxo de caixa vindo do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre seu capital investido no projeto ([5], página 22).

Para ampliar os rendimentos, as empresas podem buscar uma taxa de alavancagem adequada, ou seja, adquirir empréstimos de modo que o efeito a longo prazo sobre o patrimônio líquido seja positivo.

Para projetos de geração de energia renovável, o BNB oferece até 80% de financiamento ([6] página 14).

Dependendo do arranjo institucional, pode-se construir formas de subsídio para que o custo da energia no PISF diminua e, por consequência, se reduza o custo da água, apesar do que uma política por subsídio deve ser muito bem justificada a sua necessidade em termos de retorno econômico e de política pública. De acordo com o relatório divulgado em maio/2018 pela Secretaria de Acompanhamento Fiscal, Energia e Loteria do Ministério da Fazenda, os subsídios da União totalizaram R\$ 354,7 bilhões em 2017, o que representou 5,4% do PIB ([7], página 9).

III. SOLUÇÕES COM FOCO NO ASPECTO TÉCNICO

A. Migração do ACL para o ACR

Atualmente o PISF está no Ambiente de Contratação Livre - ACL, ou seja, realiza contratos de compra de energia diretamente com geradores ou comercializadores. Devido à atual baixa previsibilidade da demanda por água, os contratos de compra de energia são de vigência anual. Como os contratos são de curto prazo, e devido à alta variabilidade de preços do mercado livre, em média, o preço do MWh tem sido superior ao do Ambiente de Contratação Regulado - ACR. No entanto, diferentemente do mercado regulado, o

excedente de energia comprada e não consumida é liquidado mensalmente no Mercado de Curto Prazo com o valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD que é determinado em base semanal e sofre com bastante variabilidade. Por exemplo, no ano de 2017 essa diferença foi favorável ao PISF, o que talvez, considerando o resultado, tenha sido melhor do que se o projeto estivesse no ACR. Porém, não há garantia que para os próximos anos o PISF será beneficiado com a variação dos preços do PLD, podendo ter que arcar com oscilações que lhe dê prejuízo. Ou seja, é um risco que deve ser gerido por quem está no ACL. Vale lembrar que é um mercado especulativo e que depende das condições climáticas e o PISF, por sua natureza, não é agente especulador. Mesmo se o PLD estiver mais caro, se houver necessidade de compra adicional devido à necessidade de bombeamento de água, o PISF deverá comprar. Migrar para o mercado regulado mitigaria o risco da incerteza da conta de energia devido à incerteza da demanda. O preço da distribuidora é conhecido e regulado e paga-se somente o que consome. Apesar do PISF atravessar quatro estados, todas as estações de bombeamento e subestações de energia estão em Pernambuco¹, logo poderia ser atendido por apenas uma distribuidora de energia.

Por outro lado, uma possível migração do ACL para o ACR não é imediata já que a concessionária teria que se preparar podendo a migração levar até cinco anos. E isso seria um movimento contrário ao entendimento de que há maior redução de custo no ACL do que no ACR. Em outubro de 2015 o ACL representava 23,3% do consumo no país, e em um ano passou para 27,1% [8]. No entanto, há de ser avaliada a migração do ACL para o ACR como uma alternativa para a redução dos custos com energia elétrica. Na seção IV é apresentado um maior aprofundamento do tema, entrando no aspecto administrativo.

B. Gerar energia no PISF

Ao mesmo tempo em que se pode considerar o alto consumo de energia um problema, também pode ser encarado como oportunidade de negócio.

Outra opção para melhorar a sustentabilidade financeira do PISF é aproveitar o potencial energético da área, e a infraestrutura já investida para gerar

¹Pernambuco é beneficiado com todo o ICMS da compra da energia do PISF que está em 25% do preço da energia. Considerando o montante significativo, o que ele recebe daria para pagar a conta de água proveniente do PISF para ele. Do jeito que está, os quatro estados pagariam a energia e só PE recebe ICMS.

energia. Seria uma fonte de renda adicional à adução de água, que é a finalidade principal do projeto. No entanto, o produto energia pode ser até mais facilmente negociável que o produto água.

1) *Potencial de Energia Hidráulica:* Desde a fase de análise e seleção de alternativas para os traçados do PISF já se cogitava aproveitar o fluxo de água para geração de energia por usinas hidrelétricas. Em 1999 foram estudados seis sítios com potencial para implantação, em Atalho, Missão Velha, Missão Velha II, Quixabinha, Emas e Serra do Espigão, todas no Eixo Norte ([9], página 60). Os estudos levaram à escolha de apenas duas usinas hidrelétricas, após a EBI-3, com potências de 49 MW para Jati e 18,5 MW para Atalho, com vazões próximas de 90 m³/s cada uma. Atalho fica na sequência de Jati, logo no início do Trecho II. No entanto, as potências instaláveis nesses reservatórios tiveram que ser recalculadas em um novo estudo, considerando uma posterior derivação de até 30 m³/s no Cinturão das Águas do Ceará (CAC), à montante de Jati, conforme pode ser visualizado nas figuras 2, 3, 4.

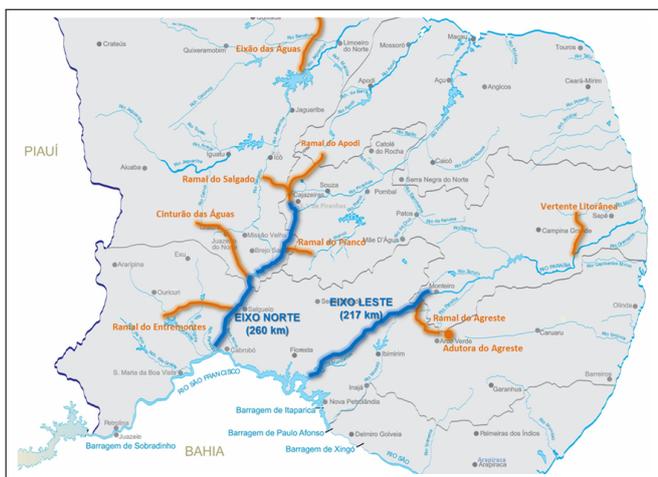


Fig. 2. Eixos Norte e Leste e Ramais Associados. Fonte: Ministério do Desenvolvimento Regional

Foram definidos três cenários para disponibilidade de vazão para geração hidrelétrica nas centrais de Jati e Atalho. O primeiro cenário é o de vazão atualmente outorgada pela Agência Nacional de Águas ANA, que outorgou a vazão de 26,4 m³/s correspondendo à demanda projetada para até 2025, para os dois Eixos, sendo considerado 10 m³/s para o Eixo Leste e 16,4 m³/s para o Eixo Norte. O segundo cenário considerou a capacidade de bombeamento de até 22,2 m³/s da estação EBI-3, no Eixo Norte e para o terceiro cenário,

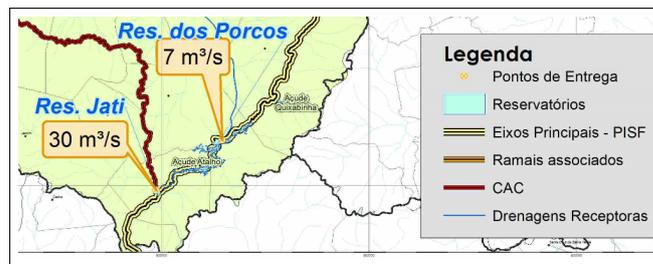


Fig. 3. Derivação para o Cinturão das Águas do Ceará. Fonte: Ministério do Desenvolvimento Regional

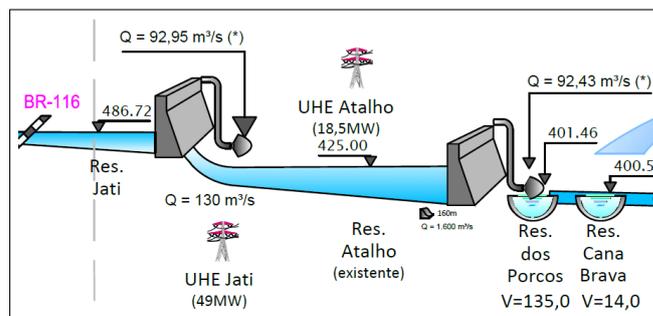


Fig. 4. UHE de Jati e Atalho. Fonte: Ministério do Desenvolvimento Regional

considerou-se a possibilidade de expansão, em uma segunda etapa, dessa capacidade para até 89,0 m³/s.

A figura 5 demonstra as vazões recalculadas para as centrais hidrelétricas de Jati e Atalho. A vazão disponível para Jati vai de 15,18 m³/s a 62,95 m³/s e para Atalho vai de 15,09 m³/s a 62,60 m³/s. A potência recalculada para as usinas vai de atuais 8,2 MW a 33,60 MW para Jati, e de 3,2 MW a 13,0 MW para Atalho, a depender das obras complementares e das vazões possíveis, totalizando o máximo de 46,60 MW ([6], páginas 51 e 52).

Vale lembrar que a viabilidade das centrais hidrelétricas depende da disponibilidade de vazão firme que passará por elas e, a princípio, o projeto não garante ainda que haverá demanda firme a longo prazo.

A Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL nº 673, de 4 de agosto de 2015 define em seu Art. 2º as características de empreendimentos enquadrados como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, a saber:

Art. 2º Serão considerados empreendimentos com características de PCH aqueles empreendimentos destinados a autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a

calha do leito regular do rio.

§ 1º O aproveitamento hidrelétrico com área de reservatório superior a 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio, será considerado como PCH se o reservatório for de regularização, no mínimo, semanal ou cujo dimensionamento, comprovadamente, foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

§ 2º A regularização de que trata o §1º deste artigo será aferida por meio do volume útil e da vazão máxima turbinada.

Como a área inundada de Jati é de 1,18 km² e a de Atalho é de 6,23 km², ou seja, menores que 13 km² e, com exceção do cenário de maior potência da usina de Jati, as usinas de Jati e Atalho se enquadram nas características de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH.

Vazões	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3 (Futuro)
Vazão Bombeada para o PISF Trecho Norte na Estação EBI-3	16,11 m ³ /s (vazão outorgada pela ANA)	22,2 m ³ /s (capacidade máxima de bombeamento dos conjuntos moto bombas já instalados na Estação EBI-3)	89,0 m ³ /s (capacidade máxima de bombeamento dos conjuntos moto bombas projetados na Estação EBI-3)
Vazões Entregues nas Derivações Autorizadas Localizadas a Montante das PCH's	4,88 m ³ /s (vazão para o CAC, definida proporcionalmente a vazão bombeada - 30,3%)	6,73 m ³ /s (vazão para o CAC, definida proporcionalmente a vazão bombeada - 30,3%)	30,0 m ³ /s (vazão máxima para o CAC)
Vazão das bacias hidrográficas intermediárias a montante das Usinas	3,95 m ³ /s (vazão determinada nos estudos anteriores do Consórcio HidroConsult e MHW Brasil)	3,95 m ³ /s (vazão determinada nos estudos anteriores do Consórcio HidroConsult e MHW Brasil)	3,95 m ³ /s (vazão determinada nos estudos anteriores do Consórcio HidroConsult e MHW Brasil)
Vazão Disponível para Geração na PCH Jati	15,18 m ³ /s	19,42 m ³ /s	62,95 m ³ /s
Perdas Hídricas no Reservatório de Atalho	0,56% (percentual definido nos estudos anteriores do Consórcio HidroConsult e MHW Brasil)	0,56% (percentual definido nos estudos anteriores do Consórcio HidroConsult e MHW Brasil)	0,56% (percentual definido nos estudos anteriores do Consórcio HidroConsult e MHW Brasil)
Vazão Disponível para Geração na PCH Atalho	15,09 m ³ /s	19,31 m ³ /s	62,60 m ³ /s

Fig. 5. Cenários para as vazões das Centrais Hidrelétricas ([10], página 205)

2) *Potencial de Energia Eólica:* Para a alternativa de geração por fonte eólica foi identificada apenas uma região com potencial, sobre o túnel Cuncas. Nessa região foi calculado o potencial de 126 MW. Em geral, nas áreas desapropriadas do PISF, a velocidade dos ventos a uma altura de 100 metros não ultrapassa 6,5 m/s o que é considerado baixo para os padrões de geração eólica. Além disso, seriam necessários ao menos três anos de medições para a área ser habilitada à participar de leilões. A linha de transmissão mais próxima não é a do PISF, é a LT de 230 kV Milagres-Coremas, o que dificultaria a conexão, e as obras para a montagem das torres eólicas podem impactar no túnel.

Por essas desvantagens, essa alternativa de geração de energia elétrica foi descartada ([11], página 28).

3) *Potencial de Energia Solar:* O estudo de exploração do potencial de energia solar demonstrou que a região é beneficiada por excelente radiação solar, conforme pode ser visualizado na figura 6 (quanto mais escura a cor, melhor a radiação).

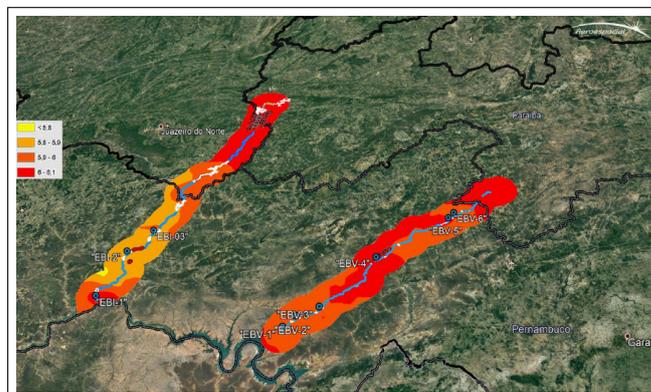


Fig. 6. Mapa de radiação solar global horizontal (GHI) em kWh/m²/ano, para a área do PISF com 12 km de raio dos canais ([10], página 72)

Considerando a área desapropriada do PISF, que são de 200 metros ao longo dos canais (100 metros a partir do centro do canal), mais os reservatórios, foi calculado o potencial de mais de 4 GW de energia ([10], página 176). Em um posterior refinamento desse cálculo, o potencial, considerando a utilização de áreas sobre e no entorno dos canais, mais a ocupação de 25% do espelho d'água de reservatórios, foi estimado em 3,5 GW ([11], páginas 28 e 37).

A figura 7 ilustra as opções de ocupação da área por painéis solares e a tabela I resume as vantagens e desvantagens de cada opção.

4) *Viabilidade Econômica das Alternativas:* Para a análise da viabilidade econômica das alternativas considerou-se a alavancagem financeira de 80% e obteve-se um WACC (Custo Médio Ponderado do Capital, da sigla em inglês) de 3,90% e um CAPM (Taxa Mínima de Atratividade) de 10,61%. A taxa de juros considerada foi a do BNB de 2,22% a.a., o que demonstra que nesse quesito o estudo não foi conservador, já que foi uma taxa baixa em comparação com outras do mercado como do BNDES que estava em 5,50% a.a. [6]. Com taxas de juros maiores, o retorno sobre o investimento é menor.

A imagem 8 mostra os Parâmetros e Cálculos para o CAPM e WACC utilizados no estudo.



Fig. 7. Opções de ocupação da área por painéis solares [12], ([13] página 19)

Para referência de preços de energia elétrica, utiliza-se o preço teto definido nos últimos leilões que foram calculados pela ANEEL e onde participaram as fontes de energia eólica e solar. A figura 10 apresenta os preços teto dos últimos cinco leilões. Caso os valores de LCOE (custo nivelado de energia) calculados no estudo estejam abaixo dos preços teto, é indicativo que há atratividade econômica para a geração de energia no PISF [6].

O custo nivelado de energia (LCOE na sigla em inglês) é o valor presente líquido do custo unitário da eletricidade ao longo da vida útil de um ativo gerador. Frequentemente é tomado como preço médio de referência em uma avaliação econômica de primeira ordem da competitividade de custos de um sistema de geração de eletricidade que incorpora todos os custos ao longo de sua vida útil: investimento inicial, operações e manutenções, custo de combustível, custo de capital.

TABELA I
VANTAGENS E DESVANTAGENS ENTRE CADA OPÇÃO DE EXPLORAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR

Opção	Vantagem	Desvantagem
Terra	Permite usar seguidor solar o que melhora o Fator de Capacidade; Tecnologia mais difundida; Facilita instalação.	Dificulta segurança e limpeza das placas; Maior custo de oportunidade da área.
Canal	Melhor ocupação da área; Reduz evaporação; Melhora eficiência das placas.	Mais caro devido à estrutura de suporte; Não se usa seguidor solar; Montagem e manutenção mais complexas; Mais extenso o que aumenta perdas na conexão; Pode atrapalhar alguma manutenção no canal.
Água	Melhor ocupação da área; Reduz evaporação; Facilita instalação, manutenção e conexão; Melhora eficiência e segurança das placas; Pode melhorar a qualidade da água ao reduzir crescimento de algas.	Poucos fornecedores; Não se usa seguidor solar; Depende de certo nível de água no reservatório.

O custo nivelado é aquele valor pelo qual uma receita fixa de valor igual entregue ao longo da vida do parque gerador faria com que o projeto se equilibrasse. Isso pode ser calculado aproximadamente como o valor presente líquido de todos os custos durante a vida útil do ativo dividido pelo total de energia elétrica emitida pelo ativo (traduzido de [14]).

O custo nivelado de energia pode ser dado pela equação da figura 9.

Parâmetros	Notas	
Estrutura de capital		
% Dívida = D/(D+E)	80,00%	Máximo financiamento pelo FNE
% Equity = E/(D+E)	20,00%	
Imposto de renda	34,00%	Alíquota de IR e CSLL projetada (25% e 9%, respectivamente)
Taxa de Inflação		
Inflação Brasil	4,00%	Relatório Focus
Inflação EUA	2,20%	Inflação histórica americana (1995-2017)
Custo do capital próprio (Ke)		
		$k_e = R_f + \beta \times [E(R_m) - R_f] + \alpha BR$
Taxa livre de risco (Rf)	4,08%	Média histórica do Treasury Bond americano com vencimento de 10 anos (01/1995 -12/2017)
Risco País (αBR)	3,88%	Mediana do EMBI+ Brasil (01/95-12/2017)
Prêmio de Mercado [E(Rm)-Rf]	5,22%	Média histórica do prêmio de risco de mercado de 1988 a 2017 (S&P 500 x t bond 10 anos)
Beta desalavancado (βd)	0,27	Média de empresas comparáveis (reuters)
Beta alavancado (βa)	0,97	Imposto de renda Brasil para alavancagem
Ke em R\$ correntes	13,04%	
Ke em R\$ constantes	10,61%	
Custo ponderado de Capital (WACC)		
Custo (longo prazo) corrente Kd	4,47%	custo médio de financiamento de longo prazo (BNB)
Custo (longo prazo) constante Kd	2,22%	Taxa de Juros Real BNB
WACC em R\$ correntes (s/ Imposto)	6,18%	$WACC = D/(D+E) \times K_d + E/(D+E) \times K_e$
WACC em R\$ constantes (s/ Imposto)	3,90%	
WACC	3,90%	

Fig. 8. Parâmetros e Cálculos para o CAPM e WACC ([6], página 20)

$$LCOE = \frac{\text{soma dos custos durante a vida útil}}{\text{soma da energia elétrica produzida durante a vida útil}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Fig. 9. Equação do cálculo do LCOE

- I_t : custos com investimentos no ano t.
- M_t : custos com operações e manutenções no ano t.
- F_t : custos com combustível no ano t.
- E_t : energia elétrica gerada no ano t.
- r : taxa de desconto.
- n : tempo de vida útil esperada da planta geradora.

5) Viabilidade econômica da Energia Hidráulica:

Desde o início do PISF, havia a intenção de instalar Pequenas Centrais Hidroelétricas, aproveitando as quedas de água para geração de energia necessária para o bombeamento. Conforme o relatório [6]:

Originalmente, o projeto do PISF previa a instalação de duas PCHs com potências de 49 MW em Jati e 18,5 MW em Atalho. Para tanto, considerava uma vazão máxima de 92,95 m³/s para Jati e 92,43 m³/s para

Ano	Leilão	Fonte Eólica		Fonte Solar	
		Preço-Teto do Leilão (R\$/MWh)	Preço Médio Vencedor (R\$/MWh)	Preço-Teto do Leilão (R\$/MWh)	Preço Médio Vencedor (R\$/MWh)
2015	22ºLEN A-3	184,00	181,14	-	-
2017	25ºLEN A-4	276,00	118,89	329,00	145,68
2017	26ºLEN A-6	276,00	98,62	-	-
2018	27ºLEN A-4	255,00	67,60	312,00	118,07
2018	28ºLEN A-6	227,00	90,77	-	-

Obs.: 1. Preços em moeda corrente, na data de realização dos leilões.
2. Células vazias indicam que a fonte não participou do leilão.

Fig. 10. Preços dos últimos leilões para eólica e solar ([6], página 43)

Atalho. Os totais de potência e vazão foram revisados, considerando a vazão atual de 16,4 m³/s outorgada pela ANA para o Eixo Norte e a capacidade máxima atual de bombeamento da EBI-3, de 22,2 m³/s. É previsto a ampliação da capacidade de bombeamento da EBI-3 para 89 m³/s (6 conjuntos de motobombas adicionais às duas existentes em cada EB do Eixo Norte) ([6], página 51).

Para essa ampliação, e no caso de se utilizar as PCHs, haveria a necessidade da construção de uma subestação

adicional e de linhas de transmissão (vide figura 11).

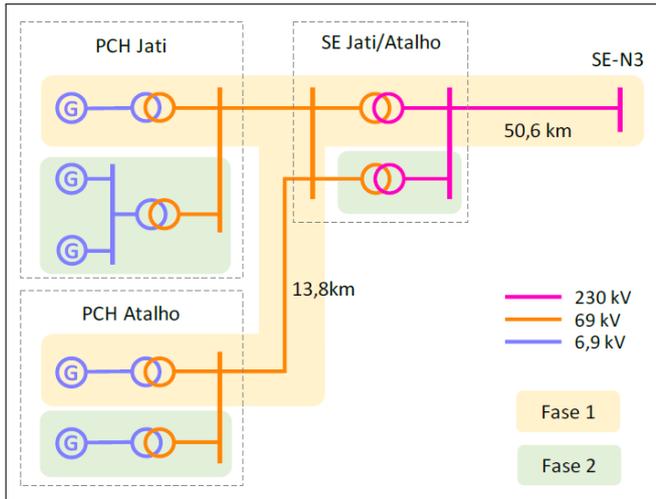


Fig. 11. Arranjo de conexão para Jati e Atalho ([10], página 216)

No estudo [6] foram considerados quatro cenários para avaliação de viabilidade das centrais hidráulicas de Jati e Atalho, levando em conta indisponibilidades fortuitas ou programadas dessas centrais de 18,5% e 22,5%. Os cenários considerados foram:

- Cenário 0 sem previsão de ampliação do PISF – fase I (vazão de 16,4 m³/s).
- Cenário 1 com previsão de ampliação do PISF fases I e II (vazão de 16,4 m³/s).
- Cenário 2 com previsão de ampliação do PISF (vazão de 22,2 m³/s).
- Cenário 3 com previsão de ampliação do PISF (vazão de 89 m³/s) ([6], página 51).

Para os quatro cenários foram apresentados oito estudos de viabilidade para Jati e Atalho conforme mostrado nas figuras 12 e 13 [6].

Cenário	Indisp. %	Vazão EB3 m ³ /s	MW Instalado	CAPEX Geração (R\$ mil/MW)	CAPEX Conexão (R\$ mil/MW)	CAPEX (R\$ mil)	LCOE (R\$/MWh)	VPL (R\$ mil)	TIR (% a.a.)	Payback Descontado (anos)
0	18,5%	15,18	8,20	5.257	1.674	56.831	98	44.184	58%	3
0	22,5%	15,18	8,20	5.257	1.674	56.831	103	39.958	54%	3
1	18,5%	15,18	11,20	5.431	2.692	90.978	170	11.610	19%	9
1	22,5%	15,18	11,20	5.431	2.692	90.978	179	7.833	16%	11
2	18,5%	19,42	11,20	5.431	2.692	90.978	120	43.952	40%	4
2	22,5%	19,42	11,20	5.431	2.692	90.978	126	38.588	37%	4
3	18,5%	62,95	33,60	4.032	1.064	171.229	74	221.672	90%	2
3	22,5%	62,95	33,60	4.032	1.064	171.229	78	204.424	84%	2

Obs: preço de referência para cálculo de VPL e TIR foi de R\$ 198/MWh (preço LEN A-4 2018)

Fig. 12. Sumário do LCOE para a PCH de Jati ([6], página 51)

Cabe destacar que os resultados dessas viabilidades foram calculados considerando o PISF como investidor, ou seja, não foi considerado um possível valor de outorga no

Cenário	Indisp. %	Vazão EB3 m ³ /s	MW Instalado	CAPEX Geração (R\$ mil/MW)	CAPEX Conexão (R\$ mil/MW)	CAPEX (R\$ mil)	LCOE (R\$/MWh)	VPL (R\$ mil)	TIR (% a.a.)	Payback Descontado (anos)
0	18,5%	15,09	3,20	8.685	3.542	39.125	167	5.572	20%	8
0	22,5%	15,09	3,20	8.685	3.542	39.125	176	3.931	17%	10
1	18,5%	15,09	6,5	6.842	2.596	61.344	302	negativo	-	-
1	22,5%	15,09	6,5	6.842	2.596	61.344	318	negativo	-	-
2	18,5%	19,31	6,5	6.842	2.596	61.344	224	negativo	-	-
2	22,5%	19,31	6,5	6.842	2.596	61.344	236	negativo	-	-
3	18,5%	62,60	13,0	5.396	1.485	89.456	106	58.796	51%	3
3	22,5%	62,60	13,0	5.396	1.485	89.456	112	52.653	47%	3

Obs: preço de referência para cálculo de VPL e TIR foi de R\$ 198/MWh (preço LEN A-4 2018)

Fig. 13. Sumário do LCOE para a PCH de Atalho ([6], página 52)

caso de licitação (arrendamento de terras, infraestrutura existente, água, etc). Dentre as premissas adotadas, destacam-se:

- O modelo não considerou valor residual e descomissionamento.
- O modelo considerou o preço de R\$ 198/MWh, observado no último leilão LEN A4 2018 (PCH), cujo preço teto foi de R\$ 281/MWh.
- O custo operacional anual considerado foi de 2% sobre o valor do CAPEX da geração.
- O modelo considerou para o cálculo de IRPJ e CSLL o regime tributário de lucro presumido, cuja tributação se dá sobre o faturamento. Por essa razão não foi considerada a depreciação dos ativos.
- O modelo considerou dois anos de investimentos e operação a partir do 3º ano por 20 anos. [6], página 52).

Verifica-se pelas figuras 12 e 13 que a viabilidade econômica da PCH de Jati é melhor que a de Atalho. Em Jati não houve VPL negativo para os cenários avaliados, diferente de Atalho em que houve VPL negativo para os cenários 1 e 2.

6) Viabilidade econômica da Energia Solar: Para geração de energia solar foram considerados três arranjos [6]:

- 1) Atendimento à demanda energética do PISF (etapa I e II);
- 2) Total de geração de energia escoável;
- 3) Potencial total de geração de energia na área do PISF.

Na avaliação dos modelos econômicos foi considerado um preço médio de R\$ 215/MWh (entre o preço teto e o arrematado no LEN 01/2018) para energia solar.

No cenário 3, considerando o limite para escoamento da energia de 251 MW para cada eixo (Norte e Leste), determinado pelo limite das duas linhas de transmissão, além do próprio consumo de energia pelo sistema de bombeamento do PISF na fase I, adotou-se como premissa para o excedente de energia não escoável, investimentos adicionais de conexão de R\$ 358 mil/MW. Neste cenário, o cálculo dos investimentos em conexão foi baseado no escoamento da energia pela “rede de 230 kV” em ambos os eixos ([6], página 83).

Os LCOEs calculados, considerando as opções de escoamento do PISF, se resumem aos seguintes valores para Geração Solar (Eixos Norte e Leste):

- Entorno dos canais R\$ 141 – 157/MWh.
- Sobre os canais R\$ 204 – 226/MWh.
- Reservatórios R\$ 154 – 168/MWh.

Considerando o preço teto do 27º LEN Leilão de Energia Nova 2018 para solar que foi de R\$ 312/MWh, os arranjos estudados apresentaram viabilidade econômica ([6], página 84).

Há que se destacar que as linhas de transmissão, apesar de terem sido construídas pelo PISF, podem vir a ser apropriadas por agentes externos, como por exemplo, por uma distribuidora de energia, o que reduziria a contrapartida do PISF em uma eventual concessão para produção de energia e, por consequência, diminuiria o benefício que o PISF obterá.

C. *Questão ambiental*

O Projeto de Integração do Rio São Francisco – PISF obteve Licença Prévia (LP) em 2005 e a Licença de Instalação (LI) em 23 de março de 2007. Em outubro de 2018 foi emitida a Licença de Operação nº 1.464/2018 (LO) para o Eixo Leste [15]. Além das licenças, há 38 programas ambientais que parte já foi executado e parte ainda está em execução. De acordo com o Sumário Executivo do PISF, mais de 10% da execução financeira do projeto é referente a esses programas. Ou seja, uma quantia substancial foi investida na área ambiental e parte pode ser valorizada para a geração de energia elétrica.

Para o caso de licenciamento ambiental das PCHs, durante o processo de licenciamento do PISF já estavam previstas a instalação delas. “Desta forma, já pos-

suem as respectivas Licenças de Instalação, permitindo a implantação imediata das mesmas” ([16], página 18).

A geração de energia solar nas áreas do PISF pode ser considerada como um empreendimento com pequeno potencial de impacto ambiental onde pode ser enquadrado na Resolução CONAMA 279/2001, sendo necessário apenas uma extensão da LI e da LO [16].

A Resolução CONAMA 279/2001 estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental. No art. 2º dessa resolução foi definido o que é o Relatório Ambiental Simplificado – RAS, que contém:

os estudos relativos aos aspectos ambientais relacionados à localização, instalação, operação e ampliação de uma atividade ou empreendimento, apresentados como subsídio para a concessão da licença prévia requerida, que conterá, dentre outras, as informações relativas ao diagnóstico ambiental da região de inserção do empreendimento, sua caracterização, a identificação dos impactos ambientais e das medidas de controle, de mitigação e de compensação.

Além do RAS, para a geração fotovoltaica nas áreas do PISF deve ser necessária a elaboração de um Relatório de Detalhamento dos Programas Ambientais – RDPA [16].

IV. SOLUÇÕES COM FOCO NO ASPECTO ADMINISTRATIVO

A. *Gestão voltada à compra de energia elétrica no ACL ou no ACR*

O PISF está no Ambiente de Contratação Livre e a compra de energia é feita por meio de contratos bilaterais entre a Codevasf e o vendedor de energia.

Devido à baixa previsibilidade da demanda, os contratos foram firmados com vigência anual assim como foi explicado na seção III.

O Ministério estima o quanto de energia deve ser comprado no ano, baseado no cronograma da obra e no Plano de Gestão Anual e envia a estimativa para a Codevasf que pode ainda fazer alguns ajustes na previsão. O Ministério então coloca na sua previsão orçamentária o montante e repassa o orçamento e o financeiro para a Codevasf via Termo de Execução Descentralizada. Como a Codevasf é uma empresa pública, então se submete à Lei Geral de Contratações e compra energia por meio de licitação pública. De certo modo a Codevasf é pioneira nisso pois não é comum

um órgão público ser agente comprador de energia na CCEE e operar no ACL. A tabela 2 demonstra o cronograma de eventos internos da Codevasf para a aquisição de energia [17].

TABELA II
CRONOGRAMA DE EVENTOS DA CODEVASF PARA COMPRA DE ENERGIA [17]

Ação	Evento	Responsável
1	Informação dos volumes a serem contratados	MDR/PGA
2	Emissão de Nota Técnica e Solicitação de Licitação	Área Técnica
3	Elaboração de minutas do edital e cronograma	Área Técnica
4	Análise das minutas	Licitação
5	Análise jurídica das minutas	Jurídico
6	Emissão de Proposição à Diretoria Executiva	Área Técnica
7	Aprovação e submissão ao Conselho de ADM	Diretoria Executiva
8	Autorização da licitação	Conselho de ADM
9	Disponibilização do Edital	Licitação
10	Publicação do edital no D.O.U	Licitação
11	Designação de comissão técnica	Presidência
12	Habilitação	Comissão Técnica
13	Realização do LEILÃO	Comissão Técnica
14	Emissão do Relatório de Exame e Julgamento	Comissão Técnica
15	Emissão de Proposição à Diretoria Executiva para homologação e adjudicação	Área Técnica
16	Homologação, adjudicação e submissão ao Conselho de ADM	Diretoria Executiva
17	Homologação e adjudicação	Conselho de ADM
18	Publicação do resultado no D.O.U	Licitação
19	Designação de fiscal e gestor	Presidência

Para se aderir à CCEE é necessário abrir uma conta corrente em um banco e cadastrar a conta nos sistemas da CCEE. No caso em exemplo, a Codevasf abriu conta no banco Bradesco.

A principal vantagem nesse ambiente é a possibilidade de o consumidor escolher, entre os diversos tipos de contratos, aquele que

melhor atenda às suas expectativas de custo e benefício [18].

Apesar de a Codevasf operar nesse ambiente desde 2014 e já ter adquirido algum “*know-how*”, alguns desafios são inerentes à sua natureza, afinal é um órgão público, e o vendedor de energia considera o risco que isso pode ter para a precificação da energia. A Administração Pública tem um histórico de ser menos eficiente que a iniciativa privada, além de ser um agente novo, e que procura contratos de curto prazo (um ano), enquanto geralmente os contratos no ACL são de 5 ou 6 anos podendo também ser de longo prazo como 20 ou 25 anos. Quanto mais longo, mais em conta fica a energia. Talvez por isso, algumas licitações da Codevasf para compra de energia não tenham atraído mais que três concorrentes, e baixa concorrência costuma resultar em preços maiores [17].

Em geral, os preços no ACL são menores que no ACR, e de acordo com o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE), o preço para dezembro de 2019 no ACL é de em média R\$ 196,09 e para 2021 está em R\$ 161/MWh [18], ou seja, para contratos com prazo de vigência de três anos, se conseguiria um preço menor do que para um ano.

Já para o ACR, o preço da energia da distribuidora CELPE para a classe A1 onde se enquadra o PISF está em R\$ 233,83/MWh no horário fora de ponta. A vantagem do ACR é que o preço da tarifa não varia tanto com o passar dos anos e costuma acompanhar o IGP-M e se paga conforme o consumo, enquanto no ACL é conforme contrato. Por exemplo, a tarifa de energia da CELPE de 2014 a 2018 variou de R\$ 198,74/MWh a 233,83/MWh enquanto no mesmo período os preços contratados pela Codevasf variaram de R\$ 185/MWh a R\$ 790/MWh [17].

Em contrapartida, considerando que a Codevasf tem um saldo positivo de cerca de R\$ 64 milhões (até final de 2018) devido a ter comprado mais energia do que o que foi demandado, a resultante considerando o crédito disponível após as liquidações foi calculado em R\$ 189,06/MWh para o período compreendido de outubro de 2014 a dezembro de 2018, ou seja, valor abaixo dos contratos para um ano que em média estão sendo negociados [17].

A gestão da compra de energia no ACL é mais complicada que no ACR e pode se tornar ainda mais complexa com o advento do “Preço Horário” onde o PLD será alterado por hora e não mais por semana [19]. Essa alteração já deverá ocorrer em julho de 2019. Apesar de mais complexo, entende-se que o Preço

Horário será benéfico, pois permite uma gestão pelo lado da demanda.

Pode-se dizer que para a gestão da compra de energia, o maior problema é a atual dificuldade de se prever a demanda devido ao PISF estar em fase de “pré-operação”, onde ainda há obras e ainda há indefinições pelo lado dos Estados de quanto demandarão de água por ano. Essas incertezas impactam até mesmo em uma possível migração para o ACR porque a distribuidora precisa conhecer essa demanda para cinco anos, e esse é o limite de tempo que ela teria para aceitar essa migração, ou seja, dependeria de um estudo prévio e do interesse da CELPE. Caso se decida migrar para o ACR esse contrato seria com a CELPE já que todas as subestações de energia se encontram em Pernambuco, porém seria necessário o desligamento da Codevasf com a CCEE e o saldo/crédito que a Codevasf tem seria perdido.

Decidindo-se manter no ACL, pode-se pensar em se trabalhar com cenários com horizontes de curto, médio e longo prazo, e tentar contratos de energia de ao menos médio prazo. Isso exigiria não apenas um Plano de Gestão Anual (PGA), mas um Plano de Gestão Plurianual que ainda não existe.

Há também a opção de migrar de um Consumidor Livre para um Consumidor Parcialmente Livre:

Considera-se Consumidor Parcialmente Livre o Consumidor Livre que exerce a opção de contratar parte das necessidades de energia e potência das unidades consumidoras de sua responsabilidade com a distribuidora local, nas mesmas condições reguladas aplicáveis a consumidores cativos, incluindo tarifas e prazos. Art. 15 da RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 376, DE 25 DE AGOSTO DE 2009.

No entanto, a parte da demanda alocada para o mercado regulado não pode ser muito variável, deve ter boa previsibilidade para a distribuidora, mas como ainda há grande variação, não parece ser a solução definitiva.

Uma possível solução, no mercado livre é estabelecer contratos de um, dois e três anos. Quanto mais distante, menor a quantidade de energia firme contratada e para o contrato de curto prazo, além da energia firme, pode haver uma faixa de tolerância (flexibilização) de uns 10%, por exemplo. Ou seja, extrapolação de até 10% a maior ou menor do que o previsto, o vendedor arca, mais que isso arca o consumidor. A margem de variação admitida pelo vendedor teria seu risco precificado.

Como melhorar as estimativas e as compras é o

grande desafio que tende a ser superado quando o projeto entrar em operação com a demanda mais estável ou conhecida.

Outro grande desafio será institucionalizar o conhecimento sobre a complexa gestão de compra de energia adquirido por servidores da Codevasf de modo que se internalize e que se desenvolva na instituição, independentemente das pessoas que por hora detêm o conhecimento. Desafio maior ainda por ser uma empresa pública em período de déficit fiscal e em um ambiente que necessita eficiência e gestão diária para compra de energia.

B. Modelos de Gestão voltados à produção de energia elétrica

O Decreto nº 2.003 de 10 de setembro de 1996 regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE e por Autoprodutor de Energia Elétrica - APE. Segundo esse decreto, a produção de energia elétrica, por produtor independente e por autoprodutor, depende de concessão ou autorização e, de acordo com o art. 2º, para fins de disposto nesse decreto, considera-se:

- I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;
- II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Para produzir energia elétrica e atender exclusivamente à demanda para a 1ª etapa do PISF, uma primeira opção é tornar o PISF um autoprodutor de energia (APE). Nesta opção, o PISF poderia investir capital próprio e ser proprietário das usinas com capacidade de cerca de 300 MW de capacidade instalada [11]. O excedente de energia produzida poderá ser vendido para concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição.

Nessa opção o PISF poderia contratar empresas mediante licitação para obra pública com operação e manutenção sujeito às leis nº 8.666/1993 e nº 12.462/2011, no entanto, arcaria com todos os custos, inclusive de depreciação dos ativos e do custo transacional de gestão, fiscalização e controle durante todas as fases do empreendimento.

Como o empreendimento de geração de energia elétrica é de longo prazo, poderia-se formar, em tese, parcerias público privada (PPPs) ou concessões, mesmo para o caso de autoprodução. Mas em uma concessão, o pagamento ao concessionário se dá por meio de tarifa paga pelos usuários dos serviços concedidos que no caso o usuário direto dos serviços é o próprio governo que repassaria os custos na tarifa de água, mas isso já envolve modelos de gestão do PISF que não estão no escopo deste estudo.

No caso das PPPs:

O agente privado é remunerado exclusivamente pelo governo ou numa combinação de tarifas cobradas dos usuários dos serviços mais recursos públicos [20].

No entanto, na atual situação fiscal das contas públicas, menos atrativo será para o agente privado depender de recursos do governo.

Para produzir energia elétrica visando sua comercialização, o PISF pode conceder áreas e infraestruturas já construídas para a iniciativa privada. Nesse caso o empreendedor privado seria cadastrado como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE). O empreendedor arcaria com todos os custos da geração de energia elétrica e venderia a energia para o mercado regulado e/ou livre. Por ele se beneficiar da infraestrutura concedida, ele pagaria o valor correspondente à contrapartida do PISF de modo que seu preço final ainda seja competitivo no mercado, ou seja, sem a necessidade de haver alguma forma de subsídio.

A decisão de conceder o uso privativo de bem público federal compete ao Presidente da República, podendo ser delegado ao Ministro da Fazenda, permitida a subdelegação (art. 18, §3º e §4º da Lei nº 9.636/1998).

O uso privativo outorgado na concessão administrativa de uso não demanda que haja uma finalidade pública direta naquela concessão, admitindo-se que tal finalidade seja indireta, inclusive com o objetivo de amealhar rendas para o Poder Público, e não há prazo máximo ou mínimo para tais outorgas. E na doutrina há vários entendimentos no sentido de ser possível concessão de uso por prazo indeterminado. No entanto, a boa prática pondera que sempre deve o contrato de concessão de uso definir o prazo de vigência e os critérios e os prazos para sua prorrogação, se for o caso. E tal fixação deve tomar em conta o tempo necessário para que se concretizem as

premissas econômicas ou sociais motivadoras da concessão ([21], página 273, modificado). Na concessão administrativa de uso, o bem é devolvido em condições iguais ou incrementadas em comparação ao que foi inicialmente concedido ([21], página 264).

Dos mercados possíveis de venda de energia elétrica, o mercado regulado é o que traz mais segurança para o investidor, pois tem garantia de compra dessa energia pelas distribuidoras por um longo prazo. Então, como forma de atrair investidores, poderia-se conceder o uso de parte da infraestrutura para quem vencesse um leilão específico de produção de energia em áreas determinadas do PISF.

Dos tipos de leilão para contratação de energia, talvez o mais tradicional é o Leilão de Energia Nova, que:

tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. Este leilão pode ser de dois tipos: A -5 (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) e A -3 (em até três anos) [22].

No entanto, nesse leilão não há como garantir a vitória do investidor interessado em produzir energia nas áreas do PISF. Uma forma de garantir a execução dessas usinas nas áreas do PISF seria por meio de um Leilão Estruturante, que:

destinam-se à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo presidente da República. Tais leilões se referem a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e o interesse público. Buscam assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico, bem como garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos [22].

No entanto, esse tipo de leilão só foi realizado três vezes, para as hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. Considerando o caráter estratégico do PISF, não é tão improvável a realização de um leilão estruturante.

Em um leilão de energia os entes privados poderão

participar individualmente ou se organizarem em consórcio ou em Sociedade de Propósito Específico (SPE).

Uma das principais diferenças entre consórcio e SPE, é que o consórcio é caracterizado pela:

ausência de personalidade jurídica e pela ampla liberdade, considerada bastante vantajosa à prática comercial, que é conferida às partes quanto à sua estruturação, inclusive no que tange à definição das contribuições dos consorciados, critérios de divisão dos resultados e rateio das despesas ([5] página 80).

Diferente do consórcio:

A SPE se trata, portanto, de um modelo de organização empresarial pelo qual se constitui uma nova empresa com personalidade jurídica, seja sociedade limitada ou sociedade anônima, com um objetivo específico, podendo em alguns casos ter prazo de existência determinado [23].

A SPE é uma organização associativa com a finalidade de atingir um objetivo econômico.

A Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004 estabelecia os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) para empreendimentos cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição fosse menor ou igual a 30 MW. E essa redução não é inferior a 50% na TUST ou na TUSD. Essa resolução fez com que os projetos maiores que 30 MW fossem fracionados em SPEs de até 30 MW para se beneficiarem da redução. A Resolução Normativa Nº 745 de 22 de novembro de 2016 da ANEEL alterou a Resolução anterior estendendo a potência que pode ser beneficiada para até 300 MW. No entanto, mesmo após essa resolução, os empreendimentos continuaram, na prática, sendo fracionados em lotes de até 30MW porque há um benefício tributário que reduz a alíquota de PIS/COFINS de 9,25% para 3,75% para quem está no regime tributário de Lucro Presumido. “Entretanto, para participar do lucro presumido o empreendimento obrigatoriamente precisa ter uma receita anual de até R\$ 78 milhões” [24]. Então, para capturar esses incentivos, as empresas têm adotado plantas “fragmentadas”. No entanto, essa fragmentação é passível de ser penalizada por parte do órgão fazendário.

Em tese, o PISF, por meio de uma empresa pública vinculada, poderia se associar a várias SPEs ou consórcios para geração de energia com potencial de até 300 MW cada, para fazer jus aos benefícios da Resolução Normativa Nº 745/2016.

Quanto mais da infraestrutura já instalada do PISF for aproveitada pelo parceiro, mais ela poderá ser valorada. Quanto maior a contrapartida do PISF maior o retorno que poderá receber do parceiro em energia ou em recurso financeiro.

Uma SPE ou consórcio pode ser formado com o objetivo de vender parte da energia para o mercado regulado por meio de leilão e outra parte da energia ser vendida no mercado livre. A SPE ou consórcio seria então enquadrado como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE). Outra parte dessa energia, referente à contrapartida, seria consumida internamente pelo PISF.

Dentre as possibilidades de exploração da área do PISF para produção de energia, a solar é a que demonstrou ser mais promissora devido, principalmente, ao grande potencial estimado em 3,5 GW [11].

1) DEFINIÇÃO DO VALOR DA CONTRAPARTIDA CORRESPONDENTE À INFRAESTRUTURA PRÓPRIA DO PISF: O PISF é a maior obra de infraestrutura hídrica do país e possui nove subestações de energia, 270 km de linhas de transmissão em alta tensão, 477 km de extensão de canais com faixa desapropriada de cerca de 200 m ao longo dos canais, além de 27 reservatórios, estradas, 38 programas ambientais e licenças ambientais obtidas, restando a L.O. do eixo norte.

Parte dessa infraestrutura, a que puder ser aproveitada para geração de energia, pode entrar como contrapartida do PISF que será valorada e compensada pela “disponibilidade” de parte da energia gerada. Não necessariamente parte da energia gerada irá para o PISF, mas pode ser o valor financeiro correspondente.

Foram avaliadas cinco alternativas de modelo de gestão para a geração de energia [11]:

- 1) Autoprodução.
- 2) Leilão para Exploração do Potencial de Energia Escoável do PISF.
- 3) Leilão para Exploração Integral do Potencial do PISF.
- 4) SPE com a CHESF utilizando Recursos do FEN.
- 5) Participação em Leilão de Energia Nova.

2) AUTOPRODUÇÃO – ALTERNATIVA I: O estudo em referência [11] considerou para a autoprodução o arranjo que apresentou menor LCOE, formado pela PCH de Jati (8,2 MW) e por geração solar ao longo dos canais, próximos às Estações de Bombeamento

e utilizando tecnologia de seguidor solar, totalizando 221,6 MW.

Nessa alternativa, o PISF seria o investidor, onde seriam aplicados recursos públicos para a construção e operação das usinas.

O preço final da energia seria de R\$ 152/MWh e a TIR de 31,74% [11].

Pode-se considerar também, para a autoprodução, a geração de energia exclusiva por fonte solar.

3) LEILÃO PARA EXPLORAÇÃO DO POTENCIAL DE ENERGIA ESCOÁVEL DO PISF – ALTERNATIVA II: O PISF possui duas linhas de transmissão, uma em cada Eixo, com capacidade de cerca de 250 MW cada. Essa alternativa considera a possibilidade de utilizar essa infraestrutura já construída e além de produzir cerca de 100 MW para consumo próprio, também exportar o excedente até o limite das linhas, ou seja, até 500 MW [11].

Diferentemente da alternativa I, aqui é proposto um leilão para a exploração desse potencial, ou seja, o investimento não seria do PISF e sim de um investidor privado que poderá fazer uma ou várias sociedades de propósito específico (SPE) com o PISF.

A energia correspondente à contrapartida do PISF será fornecida, a título de Autoprodução, na proporção da sua participação na(s) SPE(s), a ser avaliada pelo(s) investidor(es)/gerador(es). A energia complementar, diferença entre a necessidade total do PISF e o montante avaliado na contrapartida, será assegurada pela(s) SPE(s) através de contrato de venda de energia, ao mesmo preço vencedor do leilão ([11], página 34).

Pela ótica do investidor privado, o preço final da energia seria de R\$ 208/MWh [11].

Estimou-se, para esse caso, que a contrapartida do PISF correspondente ao valor da infraestrutura já construída e que seria aproveitada é de cerca de 22,3% e esse valor de CAPEX é equivalente à uma redução de 6,87% no Fator de Capacidade. Em energia esse valor corresponde a 365.348 MWh/ano. Ainda restaria para a necessidade de consumo do PISF o equivalente a 267.240 MWh/ano. O restante de energia necessária poderia ser adquirida ao mesmo preço vencedor do leilão [11].

Caso o PISF adquirisse o restante da energia à preço de R\$ 208/MWh, o preço final da energia para o PISF considerando encargos do ACL seria de R\$ 96,90 MWh/ano [11].

A figura 14 visa esclarecer essa alteração no Fator de Capacidade. O aumento do CAPEX devido à incorporação e valoração dos ativos do PISF impacta no aumento do LCOE anteriormente calculado. O efeito do aumento no LCOE também poderia ser obtido ao considerar apenas a redução no Fator de Capacidade, já que a valoração no CAPEX seria revertida em créditos de energia, o que de fato reduz o Fator de Capacidade do gerador. Essa variação do Fator de Capacidade multiplicada pela capacidade instalável anual é igual à energia a ser disponibilizada para o PISF.



Fig. 14. Relação da variação do CAPEX e FC e conversão para energia.

4) LEILÃO PARA EXPLORAÇÃO INTEGRAL DO POTENCIAL DO PISF – ALTERNATIVA III: A alternativa para exploração integral do potencial do PISF considera a geração de 3,5 GW de energia solar tendo que fazer investimentos extras em conexões, como em subestações e linhas de transmissão, no entanto, ainda não seria necessário desapropriar áreas, seria utilizada a do próprio projeto.

Por ser a opção que mais utiliza a infraestrutura já construída do PISF, é também a que mais remunera a contrapartida, ou seja, é a que o PISF obterá mais benefício financeiro ou em energia.

Devido ao grande potencial, o estudo [11] propõe que seja um único leilão estruturante, escalonado em um horizonte de até seis anos e fracionado em lotes.

Uma vez fracionado em lotes (fases), propõe-se instalações sequenciais, de parques de geração até completar o potencial total de 3,5 GW, com o PISF recebendo sua cota-parte a título de sua participação sob a forma de autoprodução de energia e comprando, se necessário, o complemento para o total demandado ao preço que se sagrar vencedor naquele leilão, e assim sucessivamente, até completar a sua necessidade total de energia. Eventual excedente de energia em função de um menor consumo pelo PISF equivalente à contraparte, será liquidado ao preço do PLD com a receita revertida ao PISF.

Será consagrado vencedor o(s) investidor(es)/gerador(es) que mais valorizar a contrapartida do PISF e ofertar o menor preço de energia ([11], página 39).

Vale ressaltar que para esse leilão, a oferta do participante será no binômio preço da energia e valor da contrapartida do PISF. Isso para não acontecer de, por exemplo, ofertar um preço de energia muito baixo e compensar com uma subvalorização da contrapartida do PISF, ou ao contrário, supervalorizar a contrapartida do PISF mas, para compensar, eleva o preço da energia. O ganhador deverá valorar a contrapartida à um valor justo e a partir daí ofertar seu preço de energia. Como ficará o cálculo da pontuação deverá ser definido pelo órgão regulador.

Pela ótica do investidor privado, o preço final da energia seria de R\$ 229/MWh [11].

Estimou-se, para esse caso, que a contrapartida do PISF correspondente ao valor da infraestrutura já construída e que seria aproveitada é de cerca de 7,9% e esse valor de CAPEX é equivalente à uma redução de 2,04% no Fator de Capacidade. Em energia esse valor corresponde a 633.606 MWh/ano. Esse montante de energia é o suficiente para a demanda do PISF na 1ª etapa, ou seja, o custo de energia para o projeto seria reduzido para R\$ 0MWh [11].

Registra-se que nesta alternativa, suportada pelo Leilão Estruturante, utiliza-se além da tecnologia tradicional, duas outras tecnologias cobrindo o canal e flutuantes sobre os reservatórios, cujo CAPEX e fator de capacidade são diferentes do tradicional elevando o preço da energia em 9,6%. Esse percentual foi aplicado sobre a referência de preço de Leilão utilizada para cálculo da TIR e VPL no estudo de viabilidade econômico-financeira somente desta alternativa. Por outro lado, essas novas tecnologias reduzem em até 5,4% a evaporação da água bombeada o que poderá significar uma redução de até 34 mil MWh/ano de energia, com uma economia aproximada de R\$ 8 milhões/ano ([11], página 41).

5) *SPE COM A CHESF UTILIZANDO RECURSOS DO FEN – ALTERNATIVA IV:* A Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015 autorizou a CHESF a participar do Fundo de Energia do Nordeste com o objetivo de prover recursos para a implantação de empreendimentos de energia elétrica.

Para a utilização do recurso, a concessionária deverá ter participação acionária de até 49% do capital próprio das sociedades de propósito específico a serem constituídas.

Como a lei que criou o FEN ainda depende de regulamentação, embora seja de 2015, esta alternativa foi descartada por não ser aplicável a curto prazo ([11], página 41).

6) *PARTICIPAÇÃO EM LEILÃO DE ENERGIA NOVA – ALTERNATIVA V:* Nesta alternativa o PISF teria que buscar parceiros que aceitassem construir um parque gerador de energia para competir com outros investidores em leilão de energia nova.

Essa pode ser vista como a alternativa mais comum pela ótica do setor elétrico, visando um maior benefício para o consumidor nacional, mas incluiria riscos que dificilmente seriam assumidos pelo setor público, dentre os quais:

- 1) Inicialmente o PISF precisaria se capacitar para o chamamento e seleção de parceiro.
- 2) A seleção de parceiros pode demandar prazo elevado, sobretudo se forem muitas as alternativas a serem avaliadas de parcerias em função dos leilões.
- 3) Diferentes parceiros poderão se interessar por diferentes conjuntos de usinas, o que levará à necessidade de avaliações para a eliminação e posterior seleção das mais atrativas.
- 4) Finalmente, e mais relevante, não há qualquer garantia de que uma parceria constituída ex-ante de um processo de leilão se sagrará vencedora em qualquer leilão futuro ([11], página 42).

7) *COMPARAÇÃO ENTRE AS ALTERNATIVAS:* A alternativa que mais reduz o custo com a energia para o PISF é a que explora todo o potencial energético por aproveitar mais a infraestrutura já construída, o que aumenta sua contrapartida. A figura 15 compara as principais alternativas.

V. CONCLUSÃO

Desde os primeiros estudos de viabilidade para o PISF, cerca de vinte anos atrás, já se previa a opção de além de aduzir água, gerar energia, podendo ser um Autoprodutor. Já era previsto que o custo com energia elétrica seria significativo para elevar a água

Alternativas	Potência Instalada (MW)	Energia (MWh/med)	Preço da Alternativa (R\$/MWh)	Preço Efetivo para o PISF (R\$/MWh)
I - Autoprodução	221,4	72,2	152	152
II - Leilão Estruturante para Exploração do Potencial de Energia "Escoável" do PISF	607,0	186,9	208	96,9
III - Leilão Estruturante para Exploração Integral do Potencial do PISF	3.545,0	913,3	229	00

Fig. 15. Comparação entre Alternativas ([11], página 42)

à grandes alturas, no entanto, não se podia prever, inicialmente, o quanto custaria o MWh nos dias de hoje, e nem o desenvolvimento das fontes de energia solar fotovoltaica e eólica que aumentaram o rendimento e diminuíram os custos mais do que o estimado a vinte anos atrás. Alterações no projeto como a derivação de água para o CAC, antes de Jati, e a redução da oferta de água para o PISF resultaram em menor viabilidade das possíveis PCHs de Jati e Atalho. A baixa velocidade dos ventos foi um dos fatores que descartou a opção da energia eólica, no entanto, a excelente radiação solar, e os benefícios de pontos de conexão próximos, áreas desapropriadas, licenciadas ambientalmente e da própria infraestrutura já construída, viabilizam a geração por fonte solar. Devido a essa viabilidade e ao alto potencial solar, e da relevância que o projeto tem por ser a maior obra de infraestrutura hídrica do Brasil, beneficiar diretamente quatro estados, cerca de 12 milhões de pessoas, e às diversas externalidades positivas que o projeto trás a nível nacional, é justificável adotar até mesmo um Leilão Estruturante que poderia valorizar a infraestrutura já construída e produzir energia a preços competitivos, o que não se configuraria subsídio cruzado e garantiria uma redução do custo da energia podendo chegar até a zero para a primeira Etapa. Para isso, há necessidade de o governo se articular e envolver todos os agentes interessados, dentre eles, MDR, MME, EPE, ANEEL, CNPE, CODEVASF, CHESF e BNDES. O leilão estruturante não necessariamente precisa ser de todo o potencial solar, de cerca de 3,5 GW, mas pode ser menor, ou até mesmo somente o potencial Escoável, sendo que quanto maior a contrapartida do PISF, mais receberá em energia ou em recurso financeiro, o que reduz seus custos. No entanto, cabe ao governo decidir a magnitude, podendo também partir como um Auto-produtor utilizando recursos próprios, em um projeto menor, e aos poucos, à medida que se confirme a boa viabilidade para produção de energia, partir para lotes maiores com parcerias com investidores privados.

O projeto está em fase de transição de Pré-Operação para Operação e se depara com grandes variações na

demanda por energia elétrica em consequência, principalmente, de ainda estar em obras e da indefinição por parte de alguns estados de quanto demandarão por água.

Essa indefinição da demanda e do Plano de Gestão ser anual, ou seja, de curto prazo, faz com que os contratos firmados no ACL sejam de vigência anual e por prudência se tem contratado mais energia do que o necessário. O fato da Codevasf ser uma empresa pública e operar no ACL é um outro fator de risco que impacta nos preços, mesmo ela tendo feito boas compras até então dentro de suas limitações.

Uma possível migração para o ACR necessitaria de aprovação pela distribuidora CELPE que teria até cinco anos para se preparar. No entanto, a atual grande variação da demanda seria problema para ela também. A migração também pode causar prejuízo financeiro para a Codevasf que em dezembro de 2018 tinha um saldo positivo de mais de sessenta milhões de reais e que seria perdido. E a migração para o ACR pode não ser vista com bons olhos por quem irá operar o PISF futuramente, haja vista que a operação está cogitada para ser concedida para parceiros privados que poderiam aliar a operação com produção de energia e se valerem da gestão no ACL para auferirem mais receita.

REFERÊNCIAS

- 1 MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL. **Projeto de Integração do Rio São Francisco**. [S. l.], 2019. Disponível em: <http://www.mi.gov.br/web/projeto-sao-francisco/entenda-os-detalhes> . Acesso em: 13 fev. 2019.
- 2 PETRY, André et al. Nota Técnica Conjunta nº 1/2016/COSER/SRE/SAS. **Definição da receita requerida e tarifas de referência (disponibilidade e consumo) para a prestação do serviço de adução de água bruta do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional - PISF**, [S. l.], p. 1-10, 30 nov. 2016.
- 3 FGV. Produto 7 - Plano Diretor de Gestão - PDG 1º Ciclo 2016-2019 (Versão Final). **Estudos para Elaboração do Modelo de Gestão para o Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF)**, [S. l.], p. 1-277, 15 dez. 2015.
- 4 FRISCHTAK, CLAUDIO; NORONHA, JÚLIA. O FINANCIAMENTO DO INVESTIMENTO EM INFRAESTRUTURA NO BRASIL: UMA AGENDA PARA SUA EXPANSÃO SUSTENTADA. Confederação Nacional da Indústria, Brasília, 2016. pp 37-74.
- 5 Enei, José Virgílio Lopes. **Project finance: financiamento com foco em empreendimentos: (parcerias público-privadas, leveraged buy-outs e outras figuras afins)** – São Paulo: Saraiva, 2007.
- 6 CONSÓRCIO PROJCONSULT/ELEMENTOS/CAMP. ANÁLISE DE VIABILIDADE DOS PROJETOS E ARRANJOS SELECIONADOS. **Relatório RP04, contrato**

- 217027, **Projeto INTERÁGUAS**, Rio de Janeiro, p. 1-94, 5 out. 2018.
- 7 ESAF - ESCOLA DE FAZENDÁRIA. **Contribuições acadêmicas para a política de subsídios da União**. Brasília: Esaf, 2018.
- 8 CCEE. **Migrações para o mercado livre de energia crescem 25 vezes em 2016**. [S. l.], 2017. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_384293&_afLoop=325547724624548&_adf.ctrl-state=1ao0aj5n01_75#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_384293%26_afLoop%3D325547724624548%26_adf.ctrl-state%3D1ao0aj5n01_79. Acesso em: 12 fev. 2019.
- 9 CONSÓRCIO ENGECORPS/HARZA. Projeto Transposição de Águas do Rio São Francisco para o Nordeste Setentrional. **Relatório R17 - Análise e Seleção de Alternativas**, São Paulo, p. 1-112, 1 jun. 1999.
- 10 CONSÓRCIO PROJCONSULT/ELEMENTOS/CAMP. PLANILHA COMPARATIVA. **Relatório RP02, contrato 217027, Projeto INTERÁGUAS**, Rio de Janeiro, p. 1-331, 9 jul. 2018.
- 11 CONSÓRCIO PROJCONSULT/ELEMENTOS/CAMP. ANÁLISE DO MODELO DE GESTÃO APROPRIADO. **Relatório RP07, contrato 217027, Projeto INTERÁGUAS**, Rio de Janeiro, p. 1-49, 22 out. 2018.
- 12 Complem. **Complem será a primeira no estado a utilizar energia solar de usina fotovoltaica** [s. l.], [2018?]. Disponível em: <http://complem.com.br/complem-sera-a-primeira-no-estado-a-utilizar-energia-solar-de-usina-fotovoltaica/>. Acesso em 27 nov. 2018.
- 13 CONSÓRCIO PROJCONSULT/ELEMENTOS/CAMP. ANÁLISE FUNDAMENTAL DO TEMA. **Relatório RP01, contrato 217027, Projeto INTERÁGUAS**, Rio de Janeiro, p. 1-331, 14 mai. 2018.
- 14 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Projected Costs of Generating Electricity**. [S. l.], 2005. Disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source. Acesso em: 19 nov. 2018.
- 15 Ibama. **Ibama autoriza operação do Eixo Leste da Transposição do São Francisco** [s. l.], 2018. Disponível em: [https://www.ibama.gov.br/noticias/436-](https://www.ibama.gov.br/noticias/436-2018/1758-ibama-autoriza-operacao-do-eixo-leste-do-projeto-de-transposicao-do-sao-francisco)
- 2018/1758-ibama-autoriza-operacao-do-eixo-leste-do-projeto-de-transposicao-do-sao-francisco . Acesso em 26 nov. 2018.
- 16 CONSÓRCIO PROJCONSULT/ELEMENTOS/CAMP. TERMOS DE REFERÊNCIA PARA ORIENTAÇÃO AOS ESTUDOS AMBIENTAIS. **Relatório RP05, contrato 217027, Projeto INTERÁGUAS**, Rio de Janeiro, p. 1-95, 21 set. 2018.
- 17 ANA - Agência Nacional de Águas. **WORKSHOP DE AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS REGULATÓRIAS PARA AQUISIÇÃO EFICIENTE DE ENERGIA DO PISF**. Brasília: ANA, 4 dez. 2018.
- 18 BBCE. **Ambiente de Contratação Livre**. [S. l.], 2018. Disponível em: <https://www.bbce.com.br>. Acesso em 06 dez. 2018.
- 19 ANEEL. **Preço Horário** [s. l.], 2018. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/17681159. Acessado em 06 dez. 2018.
- 20 Governo do Brasil. **Parceria Público-Privada (PPP)** [s. l.], [2012]. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2012/04/parceria-publico-privada-ppp>. Acesso em 03 jan. 2019.
- 21 MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. **Concessões**. 1ª edição, Belo Horizonte: Fórum, 2016. 422p. ISBN 978-85-450-0040-2.
- 22 CCEE. **Tipos de Leilões** [s. l.], [201-]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acesso em 02 jan. 2019.
- 23 SILVA, Aline Cavalcante dos Reis; SCHULZ, André Luis. **A sociedade de propósito específico e a lei anticorrupção**. In: *Âmbito Jurídico*, Rio Grande, XXI, n. 170, mar 2018. Disponível em: http://www.ambitojuridico.com.br/site/?n_link=revista_artigos_leitura&artigo_id=20256&revista_caderno=8. Acesso em 14 fev. 2019.
- 24 ABRAPCH. **Incentivo Tributário Causa Ineficiência no Setor Elétrico** [s. l.], 2018. Disponível em: <http://www.abrapch.org.br/noticias/3510/incentivo-tributario-causa-ineficiencias-no-setor-eletrico>. Acessado em 20 dez. 2018.