



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

Propostas para Transição entre MRE e Despacho Físico por Oferta

MÁRCIO LUIS BLOOT(1); LEANDRO ANDRADE NACIF(2); ROMULO CAMARGO(3); KLAUS DE GEUS(4); FABIANO ARI LOCATELLI(5); MARCELO RODRIGUES BESSA(6); MIGUEL MORAES MARTINS SEGUNDO(6); Copel GET(1); Copel GET(2); Copel GET(3); Copel GET(4); Copel GET(5); UFPR(6);

RESUMO

Despacho por Oferta tem sido muito discutido nos últimos dois anos. Entretanto, uma proposta que procure mostrar de modo claro como o mercado de energia se comportaria em tal ambiente e quais seriam as vantagens para o agente gerador quando comparado ao atual sistema com preço centralizado e fixado por modelo ainda é necessária.

Este trabalho apresenta uma visão geral dos mercados de energia existentes em um ambiente gerador caracterizado pelo despacho por oferta e com incentivos a investimentos em ganhos de produtividade. Sugere também algumas medidas que poderiam ser usadas em um período de transição com vistas a garantir o cumprimento dos contratos, a receita de novos empreendimentos, a segurança do sistema e a remuneração ao governo pelas concessões, sem descapitalizar as empresas geradoras. Assim, as sugestões apresentadas neste artigo norteiam-se por transferir a gestão de preços e custos, ora realizada de forma centralizada, para preços decididos por mercado, em um ambiente com menor nível de regulação e com alta.

PALAVRAS-CHAVE

Despacho por oferta, mercado de energia, regulação de energia, Lei da Partilha

1.0 - INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passa por um momento de grande incerteza, com alta inadimplência, baixos valores de *Generation Scaling Factor* (GSF) e judicialização. **Necessário mostrar o histórico da judicialização do sistema, como ela foi resolvida, em parte, pela Repactuação do Risco Hidrológico**

Tais problemas afetam o gerador hidrelétrico, que vê parte substancial de sua receita ser consumida pelas despesas associadas ao GSF. Mesmo os consumidores cativos de energia vêm sendo prejudicados pelos mesmos motivos, uma vez que são responsáveis por pagar parcela do déficit do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) por meio das COTAS, repactuação do risco hidrológico e ITAIPU.

Independente dos motivos que levaram o GSF a atingir os baixos valores atuais, são fatos que a) a forte regulamentação do sistema atual, b) a produção de UHEs está descolada da maior parte de sua receita e c) a falta de precificação dos serviços, intrínsecos à segurança sistêmica, fazem com que investimentos em ganhos de produtividade sejam pouco interessantes ou até mesmo inviáveis.

Mesmo com todos os problemas relativos ao MRE, quando da Consulta Pública 33 do Ministério de Minas e Energia (CP33), cujo objetivo é o aprimoramento do marco legal do SEB, nenhuma das associações representantes dos geradores apresentou proposta para encerrar o MRE e mudar para o sistema conhecido como Despacho Físico Por Oferta (DFPO). Este trabalho utiliza o termo “Físico” para diferenciar do termo “despacho virtual”, oriundo de proposta já apresentada em outros fóruns, e que mantém o MRE e o preço centralizado. A permanência no MRE pode ser de interesse de agentes que estejam operando em situação deficitária, com

contratos no ACR e que optaram pela repactuação. Este e outros motivos, tais como a simples resistência a mudanças, podem ter causado a escassez de propostas alternativas ao MRE dentro do contexto da CP33 por parte tanto de agentes quanto de associações. Desse modo, entende-se que, em uma fase de transição, seja permitido que os agentes possam optar pela migração para o sistema de despacho físico por oferta ou pela permanência no atual sistema com MRE. Porém, deverá haver incentivos para que as empresas migrem para o DFPO, uma vez que o ambiente de mercado permite uma precificação aderente ao seu real valor, bem como investimentos em ganhos de produtividade.

Desse modo, este trabalho foi organizado com a seguinte estrutura:

- Apresentação resumida do funcionamento típico do despacho físico por oferta
- Propostas para transição a partir de princípios que incentivem o investimento em de produtividade, na simplicidade de regramento, no fim dos subsídios e no respeito à expectativa de remuneração dos contratos atuais
- Modelo de despacho hidrotérmico Lynx, utilizado para estimar os valores de faturamento das UHEs em um ambiente DFPO
- Estimativas dos faturamentos anuais de algumas UHEs em DFPO
- Considerações Finais

2.0 - FUNCIONAMENTO DO MODELO DE DFPO

O Despacho de Geração por Oferta de Preço, aqui tratado como DFPO, é o mecanismo utilizado por diversos países para a definição de geração e preço de seus sistemas elétricos. Também conhecido como *Loose Pool*, este difere do mecanismo brasileiro, pois preconiza um acoplamento da operação com a comercialização. O acoplamento ocorre em função da existência não apenas de um mercado de contratação bilateral de longo prazo, mas também de um mercado físico de energia, componente não existente no Brasil.

Nesse ambiente, o controle da geração pertence ao proprietário do empreendimento e o operador possui a responsabilidade de garantir a segurança da operação do sistema. A eficiência é atingida por meio do processo de mercado (Hunt, 2002). Segue uma explicação genérica do mecanismo, sem as particularidades adotadas por um ou outro país.

Cada gerador declara suas curvas de preço e quantidade e um simples leilão define qual será o despacho de geração para o dia seguinte (chamado de *day ahead*). A sinalização de preços oriunda do leilão é responsável pela otimização do sistema na medida em que a busca pela maximização do lucro orienta a ação de todos os participantes do mercado. Esta é a teoria dos mercados eficientes já constatada em diversos países também no setor de energia. A sua aplicação foi muito difundida na reestruturação dos mercados de energia em muitos países, na década de 1990.

O preço da energia para o período relativo ao leilão é definido pelo encontro das curvas agregadas (soma de todas as curvas) de oferta com as curvas agregadas de demanda, como representado na Figura 1. Ressalta-se que esse processo equilibra os “excedentes do consumidor” (diferença entre a disposição para pagar e o preço), representados pela coluna tracejada azul, e os “excedentes do produtor” (diferença entre o preço de venda e o custo de produção), representados pela coluna tracejada verde. Tal equilíbrio garante a eficiência econômica do mercado, que é o que realmente interessa para a sociedade (PINDYCK, RUBINFELD, 2006). Vale lembrar que esse processo substitui a utilização dos modelos computacionais na definição dos preços, mas não exclui a sua adoção. Modelos são utilizados nos estudos para a elaboração das curvas de oferta e demanda.

Os participantes mandam suas curvas de preço por oferta e também de preço por demanda. Um gerador pode atender ao seu contrato bilateral de energia por meio de sua própria geração ou por compra nesse leilão (por isso a declaração de demanda). Desse modo, ele pode fazer o que Shahidehpour et al. (2002) definem como “arbitragem”. Trata-se da compra de energia em um lugar ou período e a venda em outro lugar ou outro período. Essa prática é fundamental para que se busque a otimização da operação do sistema, que passa a ocorrer de forma descentralizada, motivada pela busca da maximização de lucros, de acordo com a teoria dos mercados eficientes (Hunt, 2002). Assim, um gerador pode atender a seus contratos de venda com a compra de energia no leilão ou com geração própria, tudo em função do preço da energia. Isso permite a efetivação de sua estratégia de planejamento e programação da geração e também de sua estratégia de contratação de energia, as quais se complementam. Essa é a grande diferença desta abordagem em relação ao modelo atual adotado no SEB. A saber, o que influencia a estratégia de contratação é a expectativa do GSF, que por sua vez, não está sob controle do gerador que elabora a estratégia. Assim, no ambiente de despacho por oferta, o agente gerador fica sujeito a um menor nível de risco (ao contrário do que pode parecer), tendo em vista sua capacidade muito maior de criar sinergia entre sua estratégia de contratação e planejamento / programação da geração. Para o caso de usinas em cascatas, existem diversas formas de equacionar a declaração nos leilões de maneira a otimizar a operação conjunta dos aproveitamentos.

A arbitragem é a versão comercial dos acoplamentos temporais e espaciais das decisões na otimização do planejamento. É ela que proporciona a otimização física do sistema de forma mais eficiente do que os modelos. Isso porque as estratégias dos agentes levam em conta um número muito maior de variáveis do que aquelas consideradas pelos modelos computacionais. Estes modelos, são limitados pela complexidade exponencial dos algoritmos de otimização que resolvem a formulação matemática do problema.



Figura 3 – Cronograma dos leilões do mercado ibérico. (fonte: OMIE)

Uma das questões mais relevantes para a transição para a DFPO é a segurança no atendimento da demanda. É importante que o regulador e o governo possuam mecanismos que reduzam riscos de não otimização das cascatas. Isso resulta em preços elevados devido a eventuais erros de coordenação por inexperiência no mercado.

2.1 Vertimento de Vazão Turbinável

Por uma questão de segurança energética, por um período não inferior a cinco anos, horizonte de análise do planejamento anual da operação, parece importante que seja implantada uma política que penalize o vertimento de vazão turbinável (grandeza conhecida no SEB como “energia vertida turbinável”).

2.2 Nível Mínimo Para Contratos de Venda de Energia

Para as usinas que optarem por participar do DPFO, com vistas a reduzir interesses em subir preços por redução em sua geração, sugere-se que, durante um período mínimo de cinco anos, as UHEs sejam obrigadas a manter um nível mínimo de contratação bilateral de venda de energia, tendo a Garantia Física atual como referência. Ao manter este nível mínimo de contratação, forçará os agentes a atenderem seus contratos com geração própria ou energia comprada no curto prazo.

2.1.3 Nível Mínimo de Armazenamento em Reservatórios Equivalentes

Para um período de transição, considerando a necessidade de garantia do atendimento no médio prazo, recomenda-se que seja estabelecido um nível mínimo de reservatório equivalente para cada subsistema, a fim de evitar instabilidades no sistema durante esta fase. O debate sobre a incidência de penalidades, ou seja, se para as UHEs com reservatório, ou para as UHEs com maior geração no período precedente, é algo que deverá ser discutido com maior profundidade oportunamente.

3.0 - PREMISSAS E DISPOSIÇÕES GERAIS PARA TRANSIÇÃO ENTRE MODELOS

No ambiente atual, o preço é definido por modelos matemáticos desatrelados da realidade operativa, isso pode ser comprovado com a simples existência dos leilões de Reconstituição de Reserva Operativa (RRO) e também pelas diferenças entre o despacho verificado e as indicações dos modelos (Mikami 2005). Conceitos tais como Garantia Física (GF) e Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foram criados para compartilhar os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas despachadas de modo centralizado entre os agentes [CCEE – Regras de Comercialização], mas produzem efeitos que resultam em sérios problemas para o gerador hidrelétrico.

Essa estrutura de operação e contabilização do setor, associada à inexistência de mercado de serviços auxiliares, despacho desatrelado do preço, o fim das concessões, separação entre receita e produção, bem como a elevada burocracia fazem com que seja desvantajoso aos geradores investir em ganhos de produtividade e em diferentes ferramentas de mercado para proteção ao risco intrínseco à comercialização da geração hidrelétrica.

Desenhar um mercado com mais liberdade na geração de energia, para o SEB, pode parecer uma tarefa de difícil execução. Para tal, é preciso resolver o problema da inadimplência, da garantia dos contratos existentes, do antagonismo entre ACR de novos empreendimentos hidrelétricos e DFPO. Finalmente, mas não menos relevante, convencer os agentes a sair de um ambiente conhecido e com possibilidades de recuperação de perdas mediante negociações junto aos órgãos do governo federal, este último utilizando-se de associações para intermediar.

O ponto de partida para discutir a transição do modelo atual para um modelo DFPO é o estabelecimento de diretrizes iniciais, a partir das quais possam evoluir soluções alternativas e consequentes debates. Assim, um modelo de transição deve respeitar as seguintes premissas: i) incentivos ao investimento em ganhos de produtividade; ii) liberdade para escolher se deve permanecer no MRE ou se se deve migrar para DFPO; iii) incentivos para migração para o DFPO; iv) garantia dos atuais contratos no ACR; v) garantia de cumprimento das expectativas de receita do governo com o fim das concessões; vi) definição pelo planejador central de quais agentes ele está buscando impactar com suas ações; vii) os custos e benefícios com os desvios causados pelo planejamento centralizado deverão ser alocados aos agentes (consumidor, gerador, transmissor e distribuidor), optantes ou não, representados por órgãos responsáveis pelo planejamento.

No tocante à possibilidade de escolha, por parte das UHEs no ACL, de adesão ou não à permanência no MRE, fica evidente que, durante a transição, o sistema irá operar com dois ambientes distintos, o DFPO e o atual. A

precificação do despacho de cada usina no DFPO será dada pelo próprio agente, enquanto que a precificação para cada usina do MRE será dada pelo ONS ou por empresa criada para esse fim.

Respeitando todas as premissas supramencionadas, seguem sugestões que visam a proporcionar equilíbrio ao processo de transição entre o modelo centralizado e o modelo baseado em DFPO.

3.1 UHEs ACL Optantes pelo DFPO

Em princípio, propõe-se não obrigar os agentes a migrarem do MRE para DFPO. Não obstante os desvios observados inerentes ao modelo centralizado, muitas empresas ainda percebem o MRE como uma garantia frente aos riscos de operar de forma individual. Assim, incentivos para que os agentes migrem para DFPO, concomitantes com uma forte redução da burocracia, são importantes para acelerar a transição para um ambiente de maior competição e com riscos gerenciados também via sistema financeiro. Assim, os principais pontos para os optantes para o DFPO são: i) prorrogação das concessões; ii) desburocratização para investimentos em ganhos de produtividade.

3.1.1 Prorrogação das Concessões

O vencimento das concessões implica a reaquisição da UHE, com valor estimado a partir da expectativa de receita com a usina. Essa arrecadação, obtida pelo governo, pode ser percebida como uma espécie de imposto adicional, uma vez que o agente que adquire ou readquire a usina deverá embutir esse valor no preço de venda da energia. Um dos principais problemas desta abordagem fazer com que as empresas acabem por operar alavancadas e com dificuldades para investir. Ainda é necessário gerenciar riscos, inerentes à geração hídrica, por meio do sistema financeiro, uma vez que não tem garantias para fornecer, considerando que a usina já foi dada como garantia no empréstimo primordial. Assim, este trabalho considera que, mediante a alteração na legislação, a concessão seja estendida para período superior a trinta anos e que o pagamento da extensão da concessão seja feito por meio do compartilhamento de produção, em um sistema inspirado na legislação do setor de petróleo. Mais especificamente a LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010, que estabelece o regime de partilha de produção. Uma pequena diferença, com relação ao sistema de partilha existente, é a criação de empresas para gerir as receitas, com consequente abertura de capital na bolsa e antecipação de faturamento pelo governo mediante venda de ações.

O percentual da produção a ser capturada dependerá dos princípios que o governo utilizar. De um lado, o governo pode desejar ficar com o máximo de receita possível, deixando apenas o necessário para pagar os custos de operação e consequente aumento nos preços de venda. De outro, pode optar por uma captura limitada, que tenha como resultado incentivos a ganhos de produtividade e melhora do fluxo de caixa. Na primeira hipótese, em caso de frustração de receitas devido a baixas afluências, por exemplo, os agentes geradores provavelmente irão aos órgãos federais solicitar reequilíbrio financeiro, com pagamento pelo contribuinte ou carga, de modo a poder fechar as contas e manter o sistema em condições de operacionalidade. Também, o confisco exagerado da produção reduzirá o caixa das empresas, tornando improvável o investimento em ganhos de produtividade, uma vez que teria de operar alavancada e, em contrapartida, a maior parte da receita iria para terceiros, o que dificulta o retorno do investimento, de modo semelhante ao MRE atual.

Como o governo necessita de recursos no curto prazo e conta com a venda da outorga para reduzir o déficit fiscal, a proposta de receber parte da geração por um longo período, por mais que a arrecadação seja maior que a venda da outorga, dificilmente despertaria interesse por parte do governo. Assim, uma das formas de antecipar o valor seria a criação de uma empresa, estatal de início, responsável pelo recebimento dos resultados da participação na produção de energia e de qualquer outra produção pela qual a usina seja responsável, bem como pela distribuição dos dividendos. Os autores entendem que a melhor alternativa seria a abertura de capital na bolsa de valores e assim vender ao menos 51% das ações. Na seção 5, será apresentada uma estimativa de quanto valeriam essas empresas e quanto o governo poderia arrecadar com a abertura de capital.

Os principais motivos que sustentam um modelo baseado na partilha direcionada a empresas estatais, com posterior abertura de capital, são: i) possibilidade do governo antecipar arrecadação sem obrigar o setor a operar alavancado; ii) o setor privado acionista irá monitorar as empresas com vistas a maximizar a produtividade e consequentes ganhos de faturamento; iii) solução para extensão de concessão devido à repactuação do risco hidrológico no ACL, realizada mediante redução no percentual capturado via partilha.

Um benefício secundário e ainda intangível consistiria no fato das empresas do sistema financeiro, contratadas para modelar a abertura de capital, necessitar aprender sobre a nova modelagem do setor, o que poderá facilitar a transição para gestão dos riscos hidrológicos mediante contratos de seguros com agentes financeiros.

Sem ter que operar alavancado e em um ambiente de despacho por oferta, a única resistência para investimentos em ganhos de produtividade seria a burocracia para a realização desses investimentos, tema a ser tratado a seguir.

3.1.2 Geradores Hídricos de Direito Estendido

É provável que, no caso da efetivação de um DFPO com partilha e abertura de capital, descritas na subseção 3.1.1, seja aconselhável revisar a burocracia estatal necessária para alterações temporárias ou permanentes das características nas UHEs. Assim, para aqueles geradores que optarem por fazer parte do DFPO, faz-se necessária uma nova modelagem de sua concessão. Isso não significa que o agente não será fiscalizado e que terá total liberdade para alterar seu empreendimento sem respeitar critérios técnicos de segurança e aumento de

produtividade, mas apenas que será fiscalizado pela iniciativa privada, que é sócia na produção de seu investimento.

3.2 Usinas do ACL Não Optantes pelo DFPO

Para as usinas que optarem por permanecer no modelo atual, tudo se passará como se estivessem em um MRE, com o ONS e CCEE calculando CMO e PLD, com os riscos de GSF inerentes ao sistema em vigor, bem como perda da concessão ao final do período de outorga. O atual sistema de contabilização entre as usinas participantes do MRE também deverá ser mantido, com suas usinas sendo representadas, na contabilização da produção física, como uma única empresa ou conta corrente de sobras e déficits. Permanece em discussão a questão sobre quem deve ficar com o lucro ou prejuízo da operação entre os dois sistemas, mas entende-se que algumas premissas devem ser consideradas: i) No mercado físico, em que as usinas provavelmente gerarão receitas associadas ao mercado de estabilidade do sistema, esse valor deverá ir para a conta corrente ou empresa encarregada de gerir o balanço financeiro; ii) Independentemente do valor acumulado nessa conta, faz-se necessário garantir que as empresas optantes pelo MRE ou o governo jamais possam capturar a receita, uma vez que não existe garantia de que o MRE continuará credor do ambiente de contabilização do DFPO; iii) Haverá incentivos para que as usinas optantes pela DFPO arquem com os déficits na conta corrente, caso ocorra; iv) No caso da conta ficar negativa, mesmo após as usinas da DFPO aportarem recursos, acredita-se que a melhor abordagem seja emitir títulos públicos lastreados na receita futura das usinas quando estas passarem para o DFPO, com receita futura vinda da partilha da produção ou pagamento pelo próximo dono da usina. v) Em um cenário com (i) até (iv) não suficientes para eliminar o déficit na conta, a carga pagará o déficit, com retorno do desembolso dado quando as usinas passarem para DFPO, com receita futura vinda da partilha da produção ou pagamento pelo próximo adquirente da usina.

O ambiente ideal, é aquele em que todas as usinas passam para o DFPO. Assim, a liberdade de permanecer no MRE poderá ser desestimulada de três maneiras. A primeira acontece de forma natural, pois todas as usinas que costumam gerar acima de sua energia alocada irão sair para a DFPO, deixando o MRE cada vez menos interessante. As usinas com contratos no ACR de longo prazo também sairão do MRE, uma vez que lhes será dada uma opção melhor, com possibilidade de gerar menor custo para a carga. Prever-se-á também a possibilidade de empresas que optarem pela DFPO poderem adquirir as usinas que permanecerem no GSF.

3.3 Usinas ACR

Existem dois tipos de usinas no ACR, os novos empreendimentos com CCEAR de longo prazo e as usinas cotistas, que operam totalmente ou parcialmente via Receita Anual de Geração (RAG). Um dos princípios basilares da transição é o incentivo no ganho de produtividade. Assim, as possibilidades para o período de transição de um tipo de contratação para outro são diferentes, porém fornecem segurança, baixo risco e mantêm o nível de contratação e custos para as distribuidoras.

3.3.1 UHEs com CCEAR

Os novos empreendimentos, com contratos de longo prazo, poderão optar por continuar no MRE, migrar para o DFPO ou receber pela produção ao preço do CCEAR da usina. Ressalta-se que as usinas que optarem por migrar para a DFPO deverão honrar seus CCEARs com as distribuidoras.

Para as usinas com CCEAR que optarem por receber sua geração valorada pelo preço contratado, para o caso de, devido a influências externas, gerar abaixo de sua energia contratada, receberá valor anual do CCEAR. Essa condição é necessária devido aos compromissos para quitação de financiamentos de longo prazo. Em uma situação na qual a geração anual excede o contrato, o resultado positivo deverá ser dividido de forma que a usina obtenha uma parcela dos ganhos e o restante fique com a carga pagadora do CCEAR. Isso pode ser considerado um forte incentivo para que a usina invista em ganhos de produtividade para aumentar sua receita.

Como as usinas possuem contratos de financiamentos de longo prazo, elas ficarão em uma situação de maior risco de faturamento caso migrem para o DFPO. No entanto, como está prevista a captura de UHEs que estão fora do DFPO pelas que estão dentro, será dado um prazo maior para estudar o mercado antes de serem passíveis de captura. Vale ressaltar que, ao final da concessão, a usina que não optar pelo DFPO e não tiver sido capturada pelas optantes retornará a união para posterior leilão.

Vale ressaltar que, apesar de ser garantida à UHE a receita total com o CCEAR, não se espera aumento nas tarifas, uma vez que, na média, a geração das usinas é superior à energia contratada.

3.3.2 UHEs Cotistas

Existem dois tipos de usinas cotistas, as que recebem 100% de sua receita via RAG geração, originárias dos primeiros contratos derivados da MP579, Lei 12.783/2013. O segundo tipo vem da Lei 13.360 de 2016 com as novas usinas cotistas passando a trabalhar com receita parcial via RAG, mínimo de 70% e receita via ACL, porém com pagamento de bônus de outorga por essa parte do contrato.

Para o período de transição existem diversas questões a serem equacionadas, tais como: i) honrar compromisso com a distribuidora *versus* redução da demanda das distribuidoras devido ao aumento de mercado *versus* receita

via RAG é muito baixa para faturar via geração e aguentar risco DFPO; ii) recuperar bônus de outorga, conforme o caso. Desse modo, têm-se as seguintes propostas para contornar estes conflitos de interesses: i) As distribuidoras contam com a garantia física de UHEs cotistas como parte de seu balanço. Assim, uma usina que optasse por aderir ao DFPO, poderia deixar as distribuidoras com as quais tem contratos, caso optasse por também abrir mão deles, com possíveis déficits. Por outro lado, a opção pelo DFPO com a manutenção do contrato valorado pela RAG traria um problema considerável para o empreendimento, já que operaria em um ambiente de maior risco. No entanto, o custo de uma usina cotista para a carga não é apenas a RAG, mas também o déficit do GSF. Assim, com vistas a incentivar uma transição segura para o DFPO, sem aumento de custos para a carga, sugere-se: a) uma contratação bilateral entre distribuidoras e usinas, de modo que o preço da energia contratada seja o custo, em R\$/MWh, da RAG acrescido da despesa média com o GSF de 2015 a 2020; b) com a abertura de mercado na contratação da carga, espera-se uma forte redução na demanda das distribuidoras e, conseqüentemente, torna-se interessante possibilitar redução na contratação dessas usinas quando migrarem para DFPO. ii) Quando da alteração via Lei 13.360 de 2016, que permitiu que as usinas tivessem até 30% de sua GF remunerada ao preço de mercado, enquanto o restante via RAG. Para ganhar o direito de operar e receber RAG e receita via comercialização de energia, foi necessário o pagamento de uma outorga. Para que a empresa não tenha prejuízo, em comparação a outras usinas, por ter pago bônus de outorga, entende-se que o valor do bônus de outorga deverá ser abatido do pagamento da partilha.

As sugestões utilizadas para as UHEs cotistas seguem os mesmos princípios já descritos, que prezam pela liberdade de escolha entre o sistema atual e o DFPO, manutenção dos contratos do ACR, manutenção das expectativas de receita por parte do governo com o fim das concessões e a abertura para concorrência via DFPO e conseqüente incentivo ao investimento em ganhos de produtividade.

3.4 Captura de UHEs Não Optantes Pela DFPO

Apesar da possibilidade das geradoras hídricas optarem por permanecer no MRE, o objetivo em médio prazo é que todas as usinas migrem para o DFPO. Assim, este trabalho sugere a possibilidade de captura de uma UHE do MRE por uma determinada empresa operando no DFPO ou um novo ingressante no mercado de energia. Aquele agente que decidir por capturar uma determinada usina, deverá fornecer ao antigo proprietário a média da energia alocada dos últimos cinco anos que a mesma usina recebeu na contabilização da CCEE. Este fornecimento, deverá durar até a data final do período de concessão previsto, antes de migrar para o DFPO. O agente ativo também deverá arcar integralmente com as despesas de O&M da UHE capturada.

No entanto, para novos empreendimentos com CCEARs de longo prazo, recebendo por produção conforme descrito em 3.3.1, a garantia necessária para a captura não é a energia alocada, mas sim o contrato firmado com as distribuidoras. Isso significa que a empresa que optar por capturar esse tipo de usina deverá garantir a energia contratada do CCEAR para a empresa proprietária da usina. Em outras palavras, a empresa proprietária da usina capturada receberá energia suficiente para honrar o contrato pagar o financiamento no CCEAR. Por outro lado, a usina deverá bancar o valor estimado relativo a O&M, em oposição à sugestão de tratamento da captura de usinas do ACL que permaneceram no MRE.

Entre o início da operação do DFPO e a possibilidade de uma usina ser capturada, deverão ser estabelecidos prazos para que as empresas mais incertas quanto a essa opção avaliem se é interessante migrar para o DFPO ou ser capturada. Assim, sugere-se, para as UHEs do ACL, um prazo de dois anos para migração antes que possam ser capturadas por outros agentes. Para novos empreendimentos com contratos CCEAR de longo prazo, recebendo por produção ao valor do contrato (em R\$/MWh), recomenda-se um período de cinco anos, uma vez que essas empresas possuem financiamentos de longo prazo, normalmente junto ao BNDES, e o fardo de pagar o financiamento deve ser considerado quando da decisão de migração entre dois modelos.

Como descrito em 3.2 (iii), as usinas optantes pelo DFPO poderão, por vontade própria, arcar com parte dos déficits entre a contabilização do MRE e a contabilização da DFPO. Quando uma determinada empresa desejar capturar uma UHE do MRE, o valor de sua contribuição para a aquisição dos déficits será critério de desempate com demais concorrentes e serão zerados no caso de captura. Os créditos não abatidos por questão de eventual captura poderão ser pagos quando 100% das UHEs estiverem no DFPO, da parcela de produção cedida via partilha.

3.5 Receita e Valor das UHEs no DFPO

Este trabalho teve como foco descrever um ambiente de mercado com DFPO e apresentar propostas, com base em princípios pré-estabelecidos. No entanto, já é possível fazer estimativas de faturamentos de UHEs no ACR, no ACL, bem como receita com a venda de ações das empresas, a serem criadas, descritas na seção 3.1.1. Para obtenção destes valores, foi utilizado ferramental desenvolvido para o Modelo Lynx de otimização do despacho hidrotérmico, configurado para otimizar a operação do parque hidrotérmico para um período de quinze anos. Para estimar a receita anual das usinas do ACR, foi multiplicada a geração pelo valor do CCEAR, até o limite do contrato, e pelo PLD o excedente da geração anual sobre a quantidade anual contratada. Para o valor a ser arrecadado pelo governo mediante partilha, utilizou-se a geração das usinas multiplicada pelos respectivos PLDs ao longo do período simulado.

4.0 - MODELO LYNX DE OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO HIDROTÉRMICO

O Projeto LYNX tem como objetivo desenvolver um novo modelo para a otimização do despacho hidrotérmico considerando um cenário capaz de representar de melhor forma a complexidade atual do Setor Elétrico Brasileiro. Trata-se de um modelo baseado em algoritmos híbridos de otimização biobjetivo contemplando medidas de risco, no qual os reservatórios de usinas são modelados individualmente, eliminando assim as simplificações derivadas da abordagem por reservatórios equivalentes, adotada em modelos vigentes. De todo o ferramental desenvolvido até o momento para o Lynx, foi utilizada apenas a etapa de otimização não linear, que executou, para duzentas séries sintéticas de vazão, otimização hidrotérmica para um período de quinze anos. As estimativas descritas na seção 3.5 foram feitas a partir dos resultados obtidos com o modelo Lynx, a saber, de geração para cada usina e de CMO por subsistema.

5.0 - VALORES DAS EMPRESAS DE PARTILHA E FATURAMENTO ANUAL DAS UHES COM CCEAR

Conforme mencionado no capítulo 3.5, utilizando o Modelo LYNX é possível estimar o faturamento das UHes com CCEAR e o valor das UHes que optem pelo DFPO, bem como o valor da empresa estatal de partilha. Foram feitas simulações para 180 meses de geração hidrotérmica, considerando 200 cenários obtidos a partir de séries sintéticas de vazões. Os dados de entrada basearam-se nos arquivos de entrada NEWAVE PMO 11/2017.

Com as simulações no Modelo LYNX foi possível se obter a geração hidrelétrica mensal em MW médios para cada uma das UHes integrantes do SIN, bem como o PLD mensal para cada um de seus subsistemas. A partir disso, estimou-se o faturamento mensal de cada uma das UHes do SIN, para cada um dos 200 cenários. Com o faturamento mensal foi possível calcular o faturamento anual ao longo dos 180 meses (15 anos) e então estimar o valor de cada UHE, através de valuation pelo Método de Fluxo de Caixa Descontado, considerando o faturamento das usinas e sua Perpetuidade. Dessa forma, o valor de cada UHE considerando seu faturamento ao longo de 15 anos e sua Perpetuidade é estimado por (DAMODARAN, 2012 apud CLASSEN et al., 2019)

A taxa de desconto considerada é o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) definido pela ANEEL que, neste trabalho, foi considerado igual a 7,32% - valor sugerido pela agência para 2018 (ANEEL, 2019). Com isso, estimou-se o valor das UHes que não possuem CCEAR e, conseqüentemente, o valor correspondente à empresa estatal de partilha que no presente trabalho é igual a 15% do valor das UHes.

A Tabela 1 apresenta os valores estimados para 5 UHes do SIN e para todo o ambiente de DFPO, excluindo as UHes com CCEAR, e os valores estimados da empresa de partilha.

UHE	CAPACIDADE INSTALADA (MW)	VALOR (em bilhões de R\$)	EMPRESA DE PARTILHA (em bilhões de R\$)
X	1676,00	15,75	2,36
Y	1260,00	15,94	2,39
Z	1540,00	14,61	2,19
W	1050,30	34,88	5,23
U	8535,00	84,83	12,72
TOTAL ACL	87709,68	807,11	121,07

Tabela 1 - Valores estimados para as UHes e empresa de partilha

Para as UHes com CCEAR estimou-se a receita acumulada com a geração hidrelétrica mensal após as simulações no Modelo LYNX e os preços de venda nos Leilões de Energia Nova (LEN), corrigidos para dezembro de 2017 com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Além disso, calculou-se uma possível sobra ou déficit de geração de energia para cada UHE, considerando a geração hidrelétrica mensal resultante das simulações no Modelo LYNX e a garantia física desses empreendimentos, de modo que se multiplicou as sobras de energia gerada pelo PLD mensal do respectivo subsistema e que se multiplicou os déficits na geração pelo preço de venda no LEN (corrigido por IPCA para dezembro de 2017). A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos para as UHes com CCEAR.

UHE	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Preço ACR (R\$/MWh)	Receita Total ACR (em bilhões de R\$)	Sobra e/ou Déficit (em bilhões de R\$)
A	1140,00	547,10	R\$221,06	15,90	2,18
B	1450,00	740,50	R\$229,56	22,35	2,90
C	855,00	427,20	R\$239,31	13,44	2,16
D	1820,00	915,40	R\$89,77	10,81	1,41
E	700,00	424,50	R\$107,59	6,01	0,39
F	450,00	260,80	R\$250,28	8,58	0,44
G	1087,00	641,08	R\$232,18	19,57	1,03
H	3750,00	2212,60	R\$124,86	36,33	6,66
I	3568,30	2328,10	R\$141,95	43,46	0,90

Tabela 2 - Receitas estimadas para as UHEs com CCEAR.

Os resultados obtidos demonstram que as usinas do ACR, neste estudo, produzem mais que a quantidade de energia contratada no CCEAR, neste trabalho igualado a GF da usina. Também que a possibilidade de uso da partilha e venda de ações das empresas criadas, gera valores que podem vir a compensar a receita com bônus de outorga. Neste estudo se todas as UHEs do ACL migrassem para o DFPO o governo poderia arrecadar até 121 bilhões de Reais.

6.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou, de forma resumida, uma possibilidade de DFPO, diferentes mercados e precificações de produtos que fazem parte da sexta de serviços que compõem o total da atividade de produção de energia.

As propostas apresentadas para o período de transição, respeitaram os princípios estabelecidos e, possuem fortes perspectivas para desenvolvimento e demonstração de resultados. Quanto às análises numéricas, as simulações deste estudo demonstraram ser possível que usinas do ACR, com 100% de sua GF comprometida em CCEAR, possam gerar um surplus de receita para gerador e distribuidoras quando a usina tem sua receita pela quantidade de energia gerada. No que se refere as usinas do ACL, que migrarem para o DFPO, o retorno financeiro do governo com as empresas administradoras da partilha pode superar consideravelmente os ganho com bônus de outorga, com a vantagem de não descapitalizar os geradores.

Este trabalho lançou várias propostas, não sendo possível dar maior detalhamento neste trabalho. No entanto, servem principalmente como premissas para novos estudos e para demonstrar que existem possibilidades alternativas ao modelo de setor defendido em outros foruns.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

HUNT, S., "Making Competition Work in Electricity" John Wiley & Sons, Inc., New York, 2002, ISBN 0-471-22098-1

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L., "Microeconomia" 6a ed. São Paulo, Pearson Prentice Hall, 2006.

South Asia Regional Initiative for Energy Integration "LEARNINGS FROM NORD POOL REGION:Power Market Development" SARI/EI Project Secretariat, 2016

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.;LI, Z. "Market Operations in Electric Power Systems" IEEE, 2002

Nacif, L. A.; Locatelli, F.A, De Geus, K "Despacho de Geração Por Oferta de Preço Como Estratégia para a Reformulação do Setor Elétrico" Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Cuiabá 2018.

N.G. Mankiw, Introdução à economia, 6a Ed., Cengage Learning 2013, ISBN 9788522111862

OMIE: Operador do Mercado Ibérico de Energia - <http://m.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-europeu?m=yes>

MIKAMI, H. ; BLOOT, M.L. ; FERREIRA, L. R. M. ; ROSA, P. J. . Avaliação dos Resultados dos Modelos Computacionais de Otimização Aplicados no Planejamento da Operação Eletroenergética do Sistema Interligado Nacional. In: XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005, Curitiba. XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005.

CLASSEN, L. P.; SOUZA, J. S.; AMORIN, A. L. W. Simulação de Monte Carlo Incorporada ao Método de Fluxo de Caixa Descontado para Determinação de Valuation. CONTABILOMETRIA - Brazilian Journal of Quantitative Methods Applied to Accounting, Monte Carmelo, v. 6, n. 1, p. 39-56, jan-jun/2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. ANEEL discute WACC para os segmentos de transmissão e geração de energia em Audiência Pública. Acesso em 19/04/2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/18168010>

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Marcio Luis Bloot

Engenheiro Eletricista Trabalhando na COPEL GET.