

**FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS
INSTITUTO SUPERIOR DE ADMINISTRAÇÃO E ECONOMIA
MBA EM SETOR ELÉTRICO**

JOÃO JOSÉ CORREIA BRAGA FILHO

**FINANCIAMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E ESTÍMULO AO AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE**

**CURITIBA
2014**

JOÃO JOSÉ CORREIA BRAGA FILHO

FINANCIAMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E ESTÍMULO AO AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE

Trabalho de conclusão de curso apresentado como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Setor Elétrico, do MBA em Setor Elétrico, do Instituto Superior de Administração e Economia da Fundação Getúlio Vargas.
Orientador: Professor Diogo Mac Cord de Faria.

CURITIBA
2014

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS
PROGRAMA FGV MANAGEMENT
MBA EM SETOR ELÉTRICO

O Trabalho de Conclusão de Curso
“Financiamentos no Setor Elétrico e Estímulo ao Ambiente de Contratação Livre”

Elaborado por João José Correia Braga Filho

e aprovado pela Coordenação Acadêmica do MBA em Setor Elétrico, foi aceito como requisito parcial para a obtenção do certificado do curso de pós-graduação, nível especialização, do Programa FGV Management.

Curitiba, 30 de junho de 2014.

Fabiano Simões Coelho
Coordenador

Diogo Mac Cord de Faria
Professor Orientador

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno João José Correia Braga Filho, abaixo assinado, do curso MBA em Setor Elétrico, do Programa FGV Management, realizado nas dependências do Instituto Superior de Administração e Economia, ISAE/FGV, no período de 19/10/2012 a 01/06/2014, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado “Financiamento no Setor Elétrico e Estímulo ao Ambiente de Contratação Livre” é autêntico de sua autoria.

Curitiba, 30 de junho de 2014.

João José Correia Braga Filho

À Caroline minha esposa,
por tornar a minha vida mais completa.

Aos meus pais João José e Maria de Fátima,
pois sem eles nada seria possível.

AGRADECIMENTOS

A todos aqueles que direta ou indiretamente participaram deste desafio.

Aos colegas da TRADE ENERGY que partilham diariamente seus conhecimentos e experiências e assim contribuem para meu desenvolvimento pessoal e profissional, os meus sinceros agradecimentos.

Há um tempo em que é preciso abandonar as roupas usadas, que já tem a forma do nosso corpo, e esquecer os nossos caminhos, que nos levam sempre aos mesmos lugares. É o tempo da travessia: e, se não ousarmos fazê-la, teremos ficado, para sempre, à margem de nós mesmos.

Fernando Teixeira de Andrade

RESUMO

No Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro a expansão do parque gerador nacional se dá através do ambiente de contratação regulado. Devido à contratação de longo prazo realizada pelas distribuidoras para atenderem seus mercados consumidores, os financiamentos são viabilizados quase que exclusivamente neste ambiente. Porém esta estrutura atende parcialmente as necessidades de ampliação do sistema elétrico, sendo necessária uma nova possibilidade aos empreendedores de auxiliarem no desenvolvimento do país. Este trabalho visa identificar os principais aspectos relacionados à expansão da geração no setor elétrico brasileiro a partir do ambiente de contratação livre, apresentar um estudo de viabilidade de uma pequena central hidrelétrica e por fim sugerir algumas possibilidades de forma que o Mercado Livre, dentro de sua relevância no setor elétrico, possa contribuir com o crescimento econômico e social do Brasil.

Palavras chave: Expansão da geração, ambiente de contratação regulado, financiamentos no setor elétrico e ambiente de contratação livre.

ABSTRACT

In the New Model of the Brazilian Electrical Sector, the expansion of the national generator park takes place through the regulated environment. Due to the long-term contracts signed by distributors to meet their consumer markets demand, financing is almost exclusively made possible in this domain. However, this structure does not thoroughly accomplish the required expansion of the electrical system. Therefore, new strategies come to be required in order to assist entrepreneurs in the development of the country. This work aims to identify the main aspects of generation expansion in the free market of the Brazilian Electrical Sector, present a feasible study for a small hydroelectric plant and also suggest some strategies by which the free market, considering its relevance in the electricity sector, can contribute to Brazilian economic and social development.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	10
2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	12
3. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	15
4. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO.....	16
4.1. ACR – AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA	16
4.2. ACL – AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	18
4.3. MERCADO DE CURTO PRAZO E PLD.....	19
5. AGENTES DE GERAÇÃO	21
5.1. SERVIÇO PÚBLICO	22
5.2. AUTOPRODUÇÃO.....	22
5.3. PIE – PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA.....	22
6. COMERCIALIZADORES DE ENERGIA	23
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	24
8. ESTUDO DE CASO.....	27
8.1. DADOS DA PCH SÃO JOÃO.....	27
8.2. ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA.....	28
8.2.1. Custo de Capital do Empreendimento	28
8.2.2. Mecanismo de Financiamento.....	31
8.2.3. BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social....	33
8.2.4. Viabilidade do Investimento.....	35
8.2.5. Observações.....	36
8.2.6. Resultados Encontrados.....	37
8.2.7. Considerações.....	38
9. SUGESTÕES	40
10. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	43
11. REFERÊNCIAS	45
12. ANEXO.....	46

1. INTRODUÇÃO

O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro implantado em 2004 pelo governo federal, com o objetivo de aprimorar o modelo anterior, trouxe vários benefícios à sociedade, principalmente através do estímulo a expansão do parque gerador nacional bem como a busca contínua por tarifas mais justas aos consumidores finais visando o desenvolvimento econômico e social do país.

Uma década após a entrada em operação do Novo Modelo e com o aumento do consumo de energia elétrica nos últimos anos, identificam-se alguns aspectos passíveis de aprimoramento no setor, de tal forma que sejam mantidos os estímulos a expansão da geração, porém alcançando um maior número de agentes beneficiados.

Quando se trata de empreendimentos de geração de energia no Brasil, naturalmente intensivos em capital, a grande dificuldade está na obtenção de financiamentos que atendam os requisitos de viabilidades dos projetos. O método de operação do sistema elétrico torna os preços de energia muito voláteis dificultando ao agente financiador na mensuração dos riscos envolvidos no processo, o que aumenta os custos de financiamento.

Diante disso, o desenvolvimento de novos projetos de geração de energia fica limitado ao ambiente regulado, onde as distribuidoras garantem aos geradores a contratação de energia por vários anos, através do repasse assegurado nas tarifas dos consumidores finais.

O Mercado Livre de Energia é onde ocorrem as livres contratações de energia entre os agentes de geração, comercialização e consumo. É o ambiente de atuação dos grandes consumidores de energia dos segmentos industrial e comercial, representando 1/4 do consumo de energia elétrica nacional. Mesmo assim, diante de sua grandeza o ambiente livre não consegue auxiliar quanto ao desenvolvimento do parque gerador brasileiro.

A entrada em vigor da Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013 reduziu a oferta de energia no Mercado Livre e também restringiu o retorno dos consumidores livres ao Mercado Cativo. Estes vários fatores aliados a momentos hidrológicos desfavoráveis nos últimos anos trouxeram grandes dificuldades aos agentes participantes do mercado de livre comercialização.

É nesta linha que este trabalho tem por objetivo contextualizar o atual momento do setor elétrico brasileiro e identificar as principais dificuldades relacionadas aos financiamentos para ampliação do sistema. Em seguida será apresentado um estudo de caso que trata da viabilidade de um projeto de geração a partir de uma pequena central hidrelétrica, e ao fim serão abordados alguns aspectos e sugestões para que o Mercado Livre de energia possa utilizar sua grande estrutura em favor da expansão do sistema interligado nacional.

2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ao longo dos anos de 2003 e 2004 foi estruturado pelo governo federal o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, fundamentado pelas Leis 10.847, 10.848 de 15 de março de 2004 e pelo Decreto 5.136 de 30 de julho de 2004, veio aprimorar o estabelecido pelo projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro).

O projeto RE-SEB ocorreu ao longo dos anos 90 e definiu como principal objetivo a desverticalização das empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de forma a incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização e manter sobre forte regulação estatal as atividades de transmissão e distribuição (monopólio natural). A Lei 9.074 de 07 de julho de 1995 assegurou a todos os agentes do setor o livre acesso às redes de transmissão e distribuição, além de introduzir a figura dos consumidores livres.

Estas alterações foram realizadas visando a atrair investimentos privados no setor elétrico principalmente em relação à expansão do parque gerador brasileiro, pois o estado até então responsável pela prestação do serviço público, não possuía mais condições de investimento em infraestrutura e a manutenção do modelo anterior certamente ocasionaria um colapso do sistema elétrico, fundamental para o desenvolvimento econômico do país.

Nesta linha, as companhias antes verticalizadas foram segmentadas entre as atividades de geração, transmissão e distribuição e várias empresas foram privatizadas, atraindo capital externo visando à manutenção dos serviços e a qualidade do atendimento.

Com o passar dos anos verificou-se que o modelo não estava atendendo uma das premissas básicas esperadas com a implantação do modelo de livre comercialização. Ao contrário do que se esperava, os preços do insumo energia estavam aumentando ao invés de serem reduzidos através da competição entre os agentes de mercado. Este fato ocorreu principalmente pela prática do auto suprimento ou “*self dealing*”, onde empresas de mesmo grupo econômico atuantes nos segmentos de geração e distribuição acabavam repassando às tarifas dos consumidores finais valores elevados que visavam muito mais o resultado da empresa controladora “*holding*” do que uma tarifa justa à sociedade.

As indefinições regulatórias ao final da década de 90, após a publicação da Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, denominada “Lei Geral das Concessões”, acabaram inibindo os investimentos em infraestrutura e a expansão do parque gerador nacional para atendimento da demanda crescente ficou comprometida. Esta lacuna aliada a um período desfavorável de chuvas e a verificação de inconsistências nas garantias físicas das usinas em operação, fizeram com que em abril de 2001 o risco de colapso do sistema elétrico estivesse em 15%, muito acima do limite aceitável de 5%. Diante disso, em 01 de junho de 2001 o governo federal decretou o racionamento de energia nas regiões sudeste, centro oeste, norte e nordeste do país.

Este episódio ficou conhecido como o “apagão do setor elétrico brasileiro” e teve um impacto tão significativo junto à sociedade que se acredita que foi um fator chave para a mudança no comando do país nas eleições presidenciais realizadas em 2002.

Ao assumir o poder em 2003 a nova equipe de governo, até então oposição, tratou de botar em prática uma de suas principais promessas de campanha, a formulação e implantação do novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Como dito anteriormente, o denominado “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro” veio aprimorar algumas das falhas identificadas no modelo anterior, principalmente em relação ao planejamento da expansão da geração e a comercialização de energia elétrica.

O Novo Modelo é estruturado com base em três pilares fundamentais os quais são:

- Segurança de suprimento: medidas para garantir o monitoramento constante entre oferta e demanda, exigência de 100% de lastro na contratação de energia por parte das distribuidoras e consumidores livres, além da revisão na metodologia do cálculo das garantias físicas para formação de lastro dos agentes de geração.
- Modicidade tarifária: contratação de energia por parte dos agentes de distribuição através de leilões regulados com o critério de menor preço, objetivando o repasse nas tarifas dos consumidores finais do menor valor possível.

- Universalização: promover a inserção social levando energia elétrica a parcela da sociedade que ainda não possui acesso aos benefícios da eletricidade, por meio de programas e subsídios.

Com base nos pilares do modelo, algumas instituições sofreram alterações relacionadas às suas atuações como o MME – Ministério de Minas e Energia, responsável pela formulação e implantação de políticas energéticas e o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, que passou a ter papel fundamental para o bom funcionamento do sistema elétrico através do planejamento e programação da operação da geração, bem como supervisão, coordenação e administração dos serviços de transmissão.

Novos agentes institucionais foram criados como o CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, com a função de monitorar constantemente a segurança no suprimento de energia elétrica, a EPE – Empresa de Pesquisa Energética, responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico e por fim, o antigo MAE – Mercado Atacadista de Energia deu lugar a nova CCEE – Câmara de Comercialização de Energia, com o objetivo de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN – Sistema Interligado Nacional no ACR – Ambiente de Contratação Regulada e ACL – Ambiente de Contratação Livre. A ilustração a seguir apresenta o relacionamento hierárquico entre os agentes institucionais do setor elétrico.

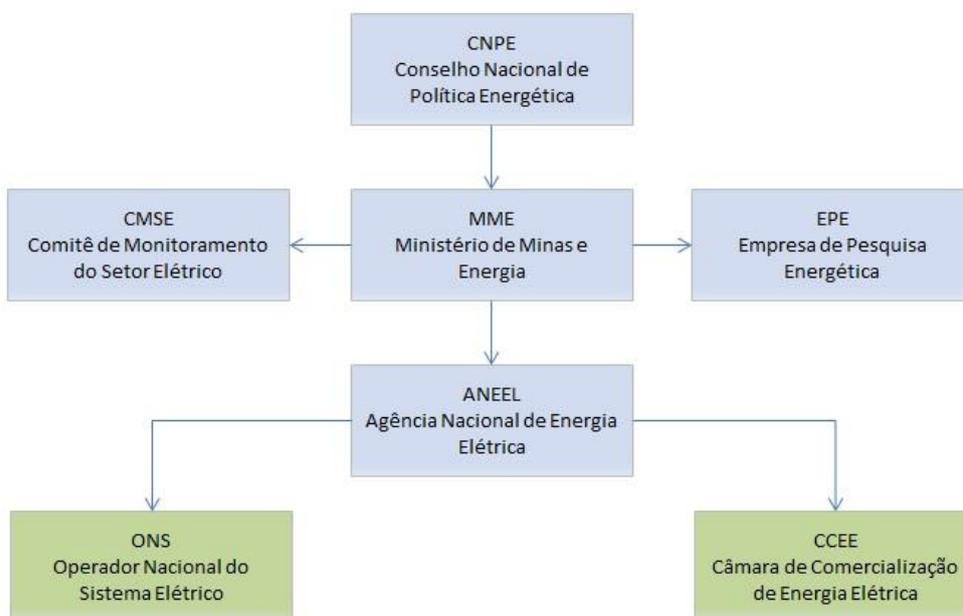


FIGURA 1 – AGENTES INSTITUCIONAIS DO SETOR ELÉTRICO
FONTE: O AUTOR (2014)

3. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O SIN – Sistema Interligado Nacional possui algumas particularidades que o diferenciam de outros países, principalmente relacionadas à operação e o despacho de forma centralizada por parte do ONS. Predominantemente hidrotérmico o sistema é operado de forma a garantir a continuidade do fornecimento ao menor custo global, através da otimização dos recursos disponíveis.

Assim, os agentes geradores não detêm gerência sobre a produção de seus empreendimentos. Logo, cabe a eles a gestão de seu negócio apenas no âmbito comercial, através de estratégias de comercialização de energia elétrica. A relação entre vendedores e compradores no SIN se dá através de contratos de compra e venda de energia elétrica registrados na CCEE. Lembra-se que os contratos de energia elétrica não estão atrelados a entrega física do insumo e sim a comprovação por parte dos agentes vendedores de lastro de energia e potência.

Em outras palavras, a comercialização de energia elétrica no SIN pode ser entendida como a transação entre agentes vendedores e compradores de quotas de garantia física (lastro). A garantia física, conhecida também como energia assegurada, é um montante de energia elétrica calculado para cada empreendimento e outorgado aos geradores pelo poder concedente. É o lastro de venda de uma usina o qual serve como base comercial para a realização de seus contratos de comercialização. É permitida aos vendedores a realização de contratos até o limite de suas garantias físicas. Quando um agente não possui lastro suficiente para honrar seus compromissos de venda, ele deve realizar contratos de compra.

Os critérios de cálculo e revisão das garantias físicas são fundamentais para o correto funcionamento do setor elétrico, tanto para verificação do lastro/geração na operação do sistema, bem como apresentar subsídios ao planejamento da expansão. Estas evoluções são constantemente monitoradas pelo MME, EPE e CCEE.

4. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

O Novo Modelo do Setor Elétrico segmentou o mercado de energia elétrica em dois ambientes, o ACR – Ambiente de Contratação Regulada, objetivando a contratação obrigatória as distribuidoras de 100% de seus mercados projetados, e o ACL – Ambiente de Contratação Livre, onde os agentes comercializam livremente energia elétrica. Esta metodologia visa atender os pilares de segurança de suprimento a partir da expansão da oferta e da modicidade tarifária através da contratação das distribuidoras em leilões visando o menor preço, sendo o ambiente regulado ponto de referência para as transações no ambiente livre.

4.1. ACR – AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

É composto pelas concessionárias e permissionárias de distribuição às quais atendem grande parte das unidades consumidoras no Brasil, sendo o grande mercado do setor. A contratação por parte das distribuidoras é realizada através de leilões, sendo vedada a comercialização de energia junto a consumidores livres.

Os leilões são realizados pela CCEE através de delegação superior (ANEEL e MME) onde as distribuidoras compram diretamente e compulsoriamente dos vencedores do certame, celebrando em seguida os CCEAR's – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado. Esses contratos apresentam mecanismos financeiros específicos com o intuito de mitigar os riscos de inadimplência dos compradores através de constituição de garantias financeiras, de forma que seja mantida a receita dos vendedores.

Em linhas gerais, após a Lei 10.848 os processos licitatórios obrigatórios no ambiente regulado foram divididos em dois tipos, leilões de energia existente e energia nova. Esta segregação é necessária para diferenciar os custos da energia produzida pelos empreendimentos de geração. Empreendimentos já existentes possuem grande parte de seus custos atrelados à operação e manutenção de seus ativos, ao passo que geradores de energia nova necessitam amortizar os investimentos realizados, logo apresentam um custo de energia mais elevado.

Diante disso foram modelados leilões que pudessem atender as necessidades das distribuidoras respeitando os prazos de entrada em operação dos empreendimentos de geração. Assim, considerando como ano “A” o início do período de entrega de energia, tem-se:

- Leilão A–5: projetos estruturantes, energia nova. Cinco anos de antecedência;
- Leilão A–3: energia nova. Três anos de antecedência;
- Leilão A–1: energia existente. Ano anterior ao fornecimento;
- Leilão A–0 ou Ajuste: energia existente. Ano de fornecimento;
- Leilão de Fontes Alternativas: energia nova ou existente.

O desenho esquemático abaixo elucida o funcionamento dos leilões regulados, considerando o ano “A” o ano de início de suprimento.

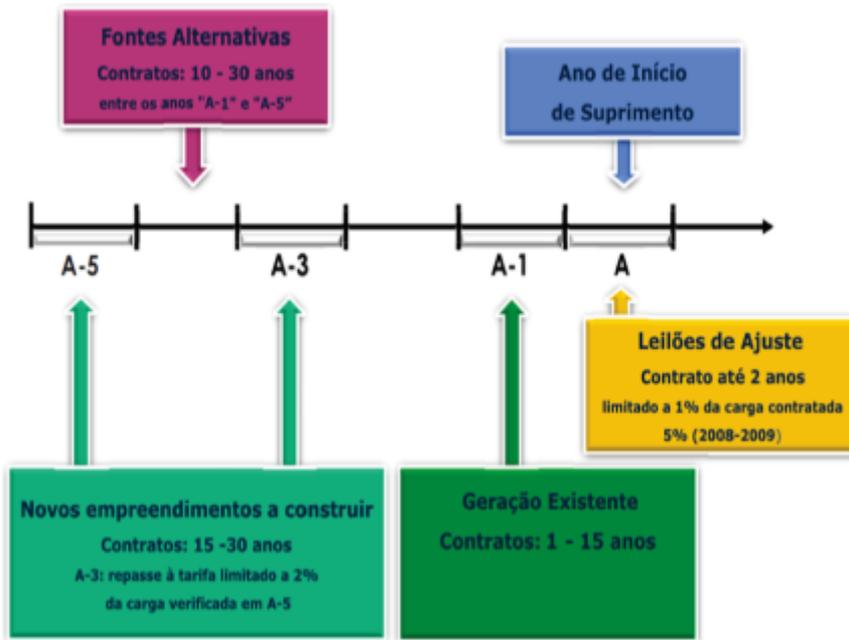


FIGURA 2 – ACR – MECANISMOS DE CONTRATAÇÃO
 FONTE: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2014)

O ACR concentra também a energia gerada pela usina de Itaipu e pelo PROINFA – Programa de Incentivo as Fontes Alternativas, os quais apresentam condições específicas de comercialização definidas pela ANEEL.

4.2. ACL – AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Também conhecido como Mercado Livre de Energia Elétrica é o ambiente onde ocorrem as transações entre agentes de geração, comercializadores, importadores, exportadores, consumidores livres e consumidores especiais mediante a celebração de contratos bilaterais livremente pactuados entre esses agentes. São negociados preços, quantidades, prazos de entrega, tipo de energia, entre outros.

O ACL concentra cerca de 25% de toda energia comercializada no SIN, podendo-se dizer que é onde atua grande parte da indústria brasileira. Preços menores que no ACR, possibilidade de formatação de produtos adequados as necessidades e a administração de prazos são os principais atrativos a migração dos consumidores a este mercado. O gráfico que se segue confronta o consumo de energia entre os ambientes regulado e livre.

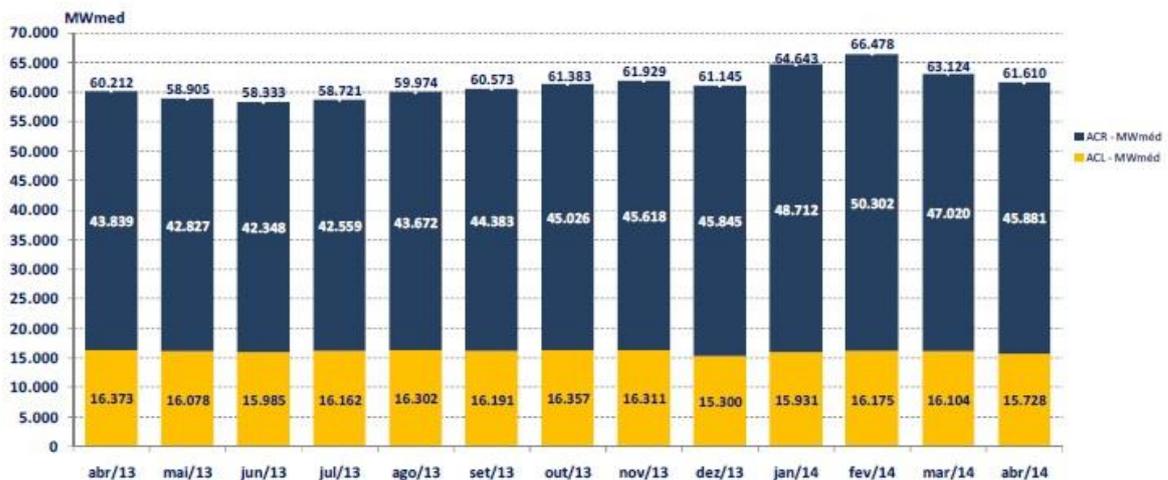


GRÁFICO 1 – CONSUMO ACR X ACL.
 FONTE: INFOMERCADO CCEE, Nº 82, JUNHO (2014)

Para ingressar no ambiente livre os consumidores devem atender os requisitos básicos estabelecidos na legislação vigente, ou seja, MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição maior ou igual a 3 MW para consumidores livres e MUSD maior ou igual a 0,5 MW e menor que 3 MW para consumidores especiais. A estes últimos apenas é permitida a aquisição de energia proveniente de

empreendimentos de fontes incentivadas como PCH's (pequenas centrais hidrelétricas), eólicas, biomassa, solar, entre outras.

Por apresentarem custos superiores a geração convencional, os geradores de fontes incentivadas possuem o benefício de 50% de redução nas tarifas de uso do sistema de distribuição, o qual é também repassado aos compradores deste tipo de insumo, aumentando a competitividade e a viabilidade deste tipo de fonte no mercado.

O retorno de consumidores livres e especiais ao ACR deve respeitar o prazo mínimo de cinco anos da data de solicitação. Fica a critério da concessionária de distribuição local acatar ou não a solicitação dos consumidores antes desse prazo.

4.3. MERCADO DE CURTO PRAZO E PLD

Independente do ambiente de contratação, todos os contratos de compra e venda de energia elétrica devem ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A CCEE é responsável pela contabilização de toda energia gerada e consumida no âmbito do SIN. Para tal a Câmara utiliza o PLD – Preço de Liquidação das Diferenças de forma a apurar a participação de cada agente na contabilização mensal para posterior liquidação financeira.

Pode-se dizer que o PLD é o preço base da comercialização de energia elétrica. Usado para liquidar diferenças é uma espécie de preço de última instância e é apurado semanalmente pela CCEE para cada patamar de carga, com base no CMO – Custo Marginal de Operação (calculado pelo ONS) o qual considera em sua metodologia o equilíbrio ótimo entre a utilização da água e o despacho termelétrico na operação do sistema interligado. O gráfico a seguir apresenta a evolução do PLD a partir do início de sua apuração em 2003 até 2014.

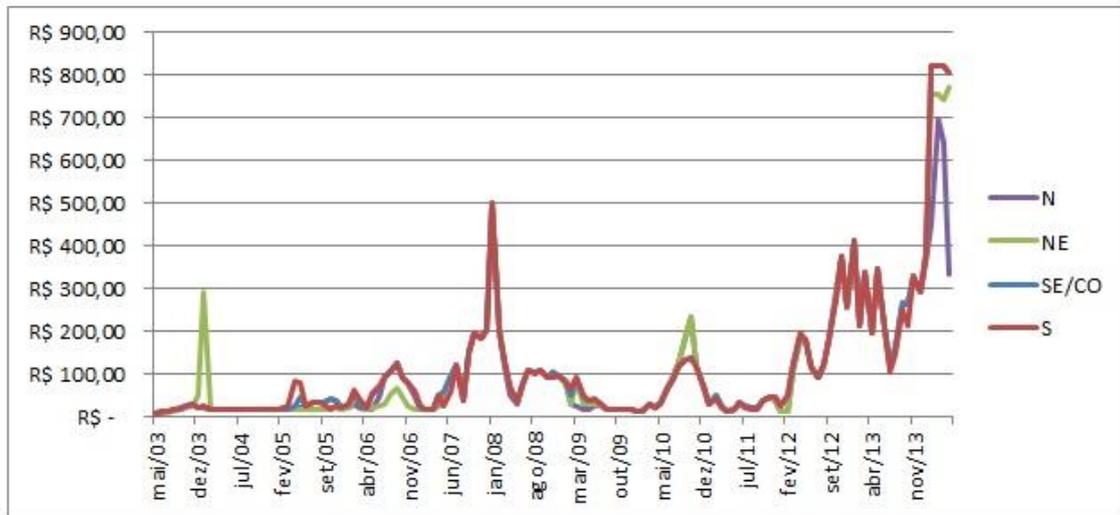


GRÁFICO 2 – EVOLUÇÃO DO PLD, 2003 – 2014
 FONTE: O AUTOR (2014)

A partir do gráfico é possível verificar ao longo do horizonte de análise que o preço de liquidação das diferenças até meados de 2012 situou-se abaixo dos R\$ 100,00 / MWh com raras exceções ultrapassando em alguns períodos os R\$ 200,00 / MWh.

As falhas no planejamento da expansão do setor elétrico como a contratação de grande quantidade de energia térmica, atraso do início operação de usinas hidrelétricas e linhas de transmissão e a realização de leilões por menor preço sem considerar fonte ou localização, aliadas ao crescimento do consumo ao longo da última década, contribuíram para a elevação do PLD bem como os custos de energia elétrica nos últimos anos.

Esta situação ficou muito visível a partir de meados de 2012 quando condições climáticas desfavoráveis, principalmente na região sudeste do país reduziram os níveis dos reservatórios, gerando a necessidade de despacho térmico complementar para atender a carga do SIN.

Os períodos úmidos que vieram em sequência não deram conta de recuperar os reservatórios, os despachos térmicos antes esporádicos foram mantidos, novas usinas e linhas de transmissão não entraram em operação, em 2013 a metodologia de cálculo foi modificada de forma a refletir o novo momento, o governo não promoveu nenhum programa de racionalização no uso da energia elétrica, pelo

contrário, concedeu um desconto de 30% nas tarifas de todos os consumidores brasileiros.

O resultado não poderia ser diferente, o custo de operação do sistema ficou cada vez mais elevado refletindo no PLD e por sua vez nos custos dos geradores e consumidores. Até junho de 2014 o PLD alcançou os R\$ 800,00 / MWh em várias semanas. Consultorias especializadas estimam que estes cenários adversos serão mantidos ao longo de 2014 e 2015 com um impacto de aproximadamente 60% de aumento nas tarifas de energia elétrica até 2016.

5. AGENTES DE GERAÇÃO

A geração de energia elétrica é a transformação de um tipo de energia, normalmente mecânica (movimentos de rotação) em eletricidade. Os principais recursos utilizados no processo são: água, derivados de petróleo, ventos, biomassa e o sol. O domínio de técnicas de geração de eletricidade é extremamente estratégico para o desenvolvimento das sociedades.

Como mencionado anteriormente, no Brasil a atividade de geração de energia elétrica é regulamentada de tal forma a permitir a livre competição entre os agentes, os quais podem atuar tanto no ACR – Ambiente de Contratação Regulada como no ACL – Ambiente de Contratação Livre.

Diante de tal relevância e por se tratar de serviço de utilidade pública, cabe ao poder concedente a determinação das concessões e atos de outorga para empreendimentos de geração e aproveitamento dos recursos naturais com base na Lei 8.987, “Lei Geral das Concessões”.

Atualmente existem três regimes de produção de energia elétrica os quais serão apresentados a seguir:

5.1. SERVIÇO PÚBLICO

Como mencionado anteriormente, as Leis 8.987 e 9.074 ambas de 1995 regulamentam os serviços de energia elétrica através de concessões, permissões e autorizações. O regime de serviço público é aplicado às concessões e demais atos do poder concedente.

Os aproveitamentos hidráulicos, a implantação de usinas termelétricas e demais fontes destinadas à prestação de serviço público são objetos de concessão. Os contratos de concessão determinam as obrigações entre o prestador do serviço público e a União, inclusive o prazo da concessão que deve ser suficiente para a recuperação dos investimentos não sendo superior a 35 anos.

5.2. AUTOPRODUÇÃO

O agente autoprodutor de energia elétrica é aquele que na figura de pessoa física, jurídica ou consórcio possui concessão ou autorização para produzir energia elétrica para consumo próprio. Os atos do poder concedente estão condicionados a comprovação por parte dos autoprodutores quanto à destinação da energia produzida.

Porém mediante autorização prévia é facultado ao autoprodutor ceder montantes entre consorciados em um mesmo empreendimento, venda de excedentes de produção e permuta com distribuidores a fim de permitir o consumo de energia em locais diferentes da geração.

5.3. PIE – PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA

Conforme disposto no artigo 11 da Lei 9.074 de 07 de julho de 1995:

Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Parágrafo único. O Produtor Independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, atendido ao disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização, sendo-lhe assegurado o direito de acesso à rede das concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição e das concessionárias do serviço público de transmissão.

Os produtores independentes devem contribuir com os encargos sobre a exploração de energia elétrica como a compensação à União, estados e municípios pela utilização dos recursos hídricos, taxa de fiscalização ANEEL e encargos referentes aos serviços do sistema e utilização de combustíveis fósseis.

É permitido ao PIE comercializar energia com os seguintes agentes:

- Comercializadores;
- Consumidores livres;
- Concessionários ou permissionários de serviço público;
- Consumidores industriais ou comerciais que forneçam insumos para o processo de cogeração;
- Consumidores, independentes de tensão e carga em condições previamente ajustadas com a distribuidora; e
- Qualquer outro consumidor que não tenha assegurado o fornecimento pela distribuidora local.

6. COMERCIALIZADORES DE ENERGIA

A atividade dos comercializadores de energia elétrica é estabelecida pela lei 9.648 de 27 de maio de 1998 e sua atuação na compra e venda de energia elétrica se dá através de autorização do poder concedente. Possuem um papel fundamental no setor elétrico, pois atuam entre os geradores e os consumidores visando proporcionar um ambiente seguro para ambos, de forma que atendam suas necessidades.

Os comercializadores são percebidos como especuladores no setor elétrico e que acabam aumentando os custos finais da energia elétrica. Entretanto, esta ótica

não é coerente. Os agentes de comercialização atuam na função de tomar para si os riscos inerentes às atividades de compra e venda de energia elétrica, retirando dos geradores e consumidores mais este risco, pois como se sabe a forma de geração de energia e os interesses dos geradores são completamente antagônicos as necessidades dos consumidores.

As diversas transações realizadas pelos comercializadores entre os agentes do setor elétrico servem para dar estabilidade e transparência aos preços de energia elétrica praticados no mercado e reduzir custos transacionais. Normalmente atuam administrando portfólios de contratos de compra junto aos geradores e formatando produtos específicos para atendimento dos consumidores finais.

A comercialização envolve valores financeiros extremamente elevados, assim verifica-se que os grandes agentes que realizam essa atividade são muito capacitados em função de estarem sempre acompanhando os acontecimentos no setor, a evolução da regulação, as regras e os procedimentos da CCEE, os cálculos de CMO/PLD, climatologia, entre outros.

As regras de comercialização de energia permitem que agentes de geração e consumo sejam representados por outros agentes, sendo esta representação em muitos casos atividade dos comercializadores. Logo, os conhecimentos mencionados acima são utilizados em benefício dos clientes representados de uma comercializadora e também em favor do setor elétrico, através de atuações em consultas públicas visando um mercado favorável a todos.

Ao fim, pode-se dizer que os comercializadores são grandes responsáveis pelo crescimento do ambiente de comercialização livre nos últimos anos. Hoje atuam junto à CCEE “152 comercializadores, 557 produtores independentes, 40 geradores, 1.162 consumidores especiais e 616 consumidores livres”¹.

7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

No atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro a expansão do parque gerador nacional se dá através do ACR – Ambiente de Contratação Regulado, onde as

¹ INFOMERCADO CCEE, Nº 82, JUNHO (2014).

distribuidoras são obrigadas a contratar energia elétrica de forma atender a previsão de crescimento de suas áreas de concessão.

Os contratos realizados entre geradores e distribuidoras são instrumentos de longo prazo, normalmente em torno de quinze a trinta anos, representando aos geradores uma garantia de receita pelo período de vigência da contratação. Esta garantia de recebimentos é chamada de PPA (*power purchase agreement*) ou contrato de compra de energia, e é fundamental ao empreendedor apresentar seu PPA à instituição que irá lhe conceder o financiamento de seu projeto.

Para que a receita seja realmente mantida foram estruturados nos contratos do ACR mecanismos específicos de garantia de pagamento por parte dos agentes de distribuição que visam mitigar os riscos de crédito aos empreendedores em seus projetos de financiamento, exemplificados a seguir²:

I. BANCO GESTOR: instituição Financeira, sem vinculação societária, direta ou indireta, com COMPRADOR ou VENDEDOR, contratada pelo COMPRADOR com a anuência do VENDEDOR, para a centralização e administração do fluxo de recursos da CONTA CENTRALIZADORA, da CONTA VINCULADA e da CONTA RESERVA, na forma prevista no CCG, para fins de pagamento dos valores indicados nos DOCUMENTOS DE COBRANÇA;

II. CCEAR: Contrato bilateral celebrado entre o VENDEDOR e o COMPRADOR, no Ambiente de Contratação Regulada – ACR;

III. CONTA CENTRALIZADORA: Conta corrente de titularidade do COMPRADOR, mantida no BANCO GESTOR, utilizada para centralizar parte do produto da cobrança da tarifa de fornecimento de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, cujo fluxo mensal de recursos deve equivaler a, no mínimo, 1,2 vezes o somatório do(s) valor(es) do(s) DOCUMENTO(S) DE COBRANÇA com vencimento no mês em referência, movimentável unicamente pelo BANCO GESTOR;

IV. CONTA MOVIMENTO: Conta corrente de titularidade do COMPRADOR, mantida no BANCO GESTOR, de livre movimentação do COMPRADOR, ou qualquer outra conta corrente que o COMPRADOR venha a indicar por simples comunicação ao BANCO GESTOR;

V. CONTA RESERVA: Conta corrente de titularidade do COMPRADOR, mantida no BANCO GESTOR, cuja abertura e manutenção serão exigidas no caso de inadimplência no pagamento dos valores indicados nos DOCUMENTOS DE COBRANÇA;

VI. CONTA DO VENDEDOR: Conta bancária de titularidade do VENDEDOR utilizada para recebimento dos recursos oriundos dos pagamentos indicados nos DOCUMENTOS DE COBRANÇA;

VII. CONTA VINCULADA: Conta corrente de titularidade do COMPRADOR, mantida no BANCO GESTOR, a qual receberá transferência de parcela dos recursos da CONTA CENTRALIZADORA para pagamento dos valores indicados nos DOCUMENTOS DE COBRANÇA, movimentável unicamente pelo BANCO GESTOR em cumprimento às determinações do VENDEDOR e na forma do CCG;

VIII. DOCUMENTO DE COBRANÇA: Documento fiscal e/ou comercial, previsto na legislação vigente, emitido pelo VENDEDOR em face do COMPRADOR, nos termos do CCEAR;

² ANEXO III AO CCEAR POR DISPONIBILIDADE 13º LEILÃO DE ENERGIA PROVENIENTE DE NOVOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO (2011)

No Brasil o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social é o principal órgão de financiamento de investimentos de longo prazo para projetos de infraestrutura. A aprovação de um financiamento de longo prazo para a realização de um projeto de geração de energia elétrica é um processo longo e burocrático em que o banco realiza uma análise de riscos detalhada, sendo a apresentação de um contrato de compra de energia realizado com uma distribuidora condição quase que indispensável para a liberação dos recursos.

Diante disso, a efetivação de um projeto de geração de energia elétrica fica vinculada ao ACR onde o gerador deve vender sua geração em um leilão realizado para a contratação das distribuidoras.

Conforme visto anteriormente o Mercado Livre é responsável por 1/4 do consumo de energia elétrica no Brasil. É o ambiente onde ocorrem as livres contratações entre os geradores, comercializadores e consumidores finais. É mais dinâmico, apresenta produtos que podem ser customizados, e é onde atua grande parte da indústria nacional.

Mesmo diante de toda a sua estrutura, o ACL não consegue auxiliar o desenvolvimento do país no que diz respeito à expansão da geração de energia elétrica, em função dos motivos acima expostos relacionados aos financiamentos de longo prazo realizados pelo BNDES. Os maiores entraves ao ACL estão nos riscos inerentes à contratação de energia livre, em grande parte vinculada a volatilidade do PLD e devido ao dinamismo deste mercado, a realização de contratos de longo prazo, quinze a trinta anos.

A Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013 ao destinar cotas de garantia física de usinas já amortizadas ao ACR acabou retirando uma parcela importante de energia do mercado, reduzindo por sua vez a oferta no ambiente livre. A mesma Lei estabelece em cinco anos o prazo para retorno dos consumidores especiais ao mercado cativo, que até então era seis meses. A partir da verificação desses fatos torna-se necessário um mecanismo de expansão de geração de tal forma que possa atender as necessidades desse grande contingente de consumidores livres e especiais.

Entende-se que no atual modelo do Setor Elétrico, o país perde a possibilidade de contar com uma importante estrutura no fomento a expansão da geração de energia elétrica que é o ambiente de contratação livre e seus agentes participantes.

8. ESTUDO DE CASO

Com base em tudo o que foi visto até o momento, será apresentado estudo de caso que tem por objetivo identificar as principais dificuldades e oportunidades na viabilização um projeto de implantação de uma PCH – Pequena Central Hidrelétrica, a partir de sua operação no ACL – Ambiente de Contratação Livre.

Para efeito deste estudo e visando manter o sigilo acerca dos dados pesquisados, serão apresentadas as informações referentes ao empreendimento hipotético, denominado “PCH São João” - porém os dados utilizados nas avaliações são reais, baseados em projetos semelhantes que se encontram em andamento e outros em operação comercial. Outro fato importante a destacar é que as metodologias de cálculo em todas as fases de um projeto desta grandeza podem variar bastante em função das considerações realizadas para cada empreendedor de forma que atendam suas expectativas.

8.1. DADOS DA PCH SÃO JOÃO

A PCH São João é uma pequena central hidrelétrica caracterizada como PIE – Produtor Independente de Energia Elétrica, localizada no estado do Paraná na região chamada de Capão Bonito há 20 km da cidade da Lapa, 80 km de Curitiba. Instalada no aproveitamento do Rio Santa Clara, afluente do Rio Iguaçu.

Potência Instalada: 21,000 MW

Garantia Física: 11,550 MW médios

Custos de Implantação:

Itens Financiáveis

- Projetos: R\$ 420.000,00
- Obras Cíveis: R\$ 45.150.000,00
- Equipamentos Eletromecânicos: R\$ 38.850.000,00
- Transmissão, Bay e Telecomunicações: R\$ 5.775.000,00
- Projeto Executivo: R\$ 1.575.000,00

- Meio Ambiente: R\$ 3.675.000,00
- Itens não Financiáveis
- Seguros: R\$ 630.000,00
 - Terras: R\$ 7.875.000,00
 - Outros: R\$ 1.050.000,00
 - Valor Total do Investimento: R\$ 105.000.000,00

Horizonte de Planejamento: 30 anos

Inflação Projetada: 5,00% a.a.

Capital Próprio: R\$ 31.500.000,00 (30,00%)

Capital de Terceiros: R\$ 73.500.000,00 (70,00%)

Prazo do Financiamento: 16 anos

Juros: 7,50% a.a.

Carência: 6 meses

8.2. ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA

Após a determinação das questões técnicas relativas ao projeto é necessário conhecer o preço limite para que o empreendimento seja viabilizado. Diante das metodologias existentes, entende-se que a analítica é mais precisa em função de apresentar o valor do dinheiro no tempo.

8.2.1. Custo de Capital do Empreendimento

As empresas que atuam na área de infraestrutura no Brasil possuem uma estrutura alavancada onde a geração de receita anual é muito inferior ao capital imobilizado. Diante disso é fundamental ao investidor conhecer o real custo do capital e como ele será remunerado.

Em função da dificuldade para obtenção de informações concisas, principalmente relacionadas ao mercado acionário brasileiro, esta etapa do estudo irá se basear nos estudos realizados pela Nota Técnica nº 89/2014-SRE/ANEEL de

21 de março de 2014 que trata da metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas.

A metodologia combina o CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) com o WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) ou Custo Médio Ponderado de Capital. O CAPM é utilizado para determinar o custo do capital próprio do investidor equacionando a relação entre risco não diversificável e o retorno exigido para o conjunto de ativos, ao passo que o WACC serve para encontrar o valor médio ponderado do custo do capital próprio com o custo do capital de terceiros combinado com a aplicação dos impostos.

8.2.1.1. Custo do Capital Próprio

$$k_e = R_f + \beta \times (k_m - R_f), \text{ onde}$$

ke: taxa de retorno exigida do ativo;

Rf: taxa livre de risco;

β : indicador de risco não-diversificável;

km: retorno do mercado.

Aplicando valores:

$k_e = 0,0459 + 0,73 \times (0,1038 - 0,0459) \therefore k_e = 0,0882$, acrescentando o prêmio de risco país (Brasil) de 3,52%,

$$k_e = 0,1234 = 12,34\%$$

8.2.1.2. Custo do Capital de Terceiros

$$k_d = R_f + P_c, \text{ onde}$$

kd: custo do capital de terceiros;

Rf: taxa livre de risco;

Pc: prêmio de risco de crédito.

Aplicando valores:

$kd = 0,0459 + 0,0293 \therefore kd = 0,0752$, acrescentando o prêmio de risco país (Brasil) de 3,52%,

$$kd = 0,1104 = 11,04\%$$

8.2.1.3. Custo Médio Ponderado de Capital e Taxa Mínima de Atratividade

De posse dessas informações acima e utilizando alguns parâmetros estabelecidos pela ANEEL na Nota Técnica como estrutura ótima de capital (50% próprio e 50% terceiros), carga tributária igual a 34%, e retirando 2,47% referente à inflação é possível encontrarmos o WACC (Custo Médio Ponderado de Capital), conforme expressão abaixo:

$$WACC = ke \times \frac{E}{E+D} + kd \times (1-T) \times \frac{D}{E+D}, \text{ onde}$$

WACC: custo médio ponderado de capital;

ke: taxa de retorno exigida do ativo;

kd: custo do capital de terceiros;

T: carga tributária;

E: *EQUITY* (capital próprio);

D: *DEBT* (capital de terceiros).

Aplicando valores:

$$WACC = 0,1234 \times 0,5 + 0,1104 \times (1 - 0,34) \times 0,5$$

$$WACC = 0,0981$$

Retirando a inflação (2,47%) da taxa,

$$WACC = 0,0716 = 7,16\%$$

Componente	Fórmula	Valor
Estrutura Ótima de Capital		
Capital Próprio =	(P/V)	50,00%
Capital de Terceiros =	(D/V)	50,00%
Custo de Capital Próprio		
Taxa Livre de Risco =	r_f	4,59%
Prêmio de risco de Mercado =	$r_m - r_f$	5,79%
Beta médio desalavancado =	$\beta_{RR}^{Desalav}$	0,44
Beta médio alavancado =	β_{RR}^{Alav}	0,73
Risco do Negócio =	$\beta \cdot (r_m - r_f)$	4,23%
Prêmio de risco país =	r_B	3,52%
Custo de capital próprio nominal =	r_p	12,34%
Custo de Capital de Terceiros		
Prêmio de Risco de Crédito =	R_c	2,93%
Custo de Dívida Nominal =	r_D	11,03%
Custo Médio Ponderado (c/ 34% de Impostos)		
WACC real antes de impostos =	r_{WACC}	10,85%
WACC real <u>depois de impostos</u> =	r_{WACC}	7,16%

TABELA 1 – COMPONENTES DO WACC.
 FONTE: NOTA TÉCNICA Nº 89/2014-SRE/ANEEL, MARÇO (2014)

Assim, chega-se ao custo médio ponderado de capital, que também pode ser entendido como a taxa mínima de atratividade (TMA), ou seja, o menor valor aceito para o risco a ser corrido. Para este estudo de caso, por liberalidade os empreendedores resolveram considerar um pequeno prêmio ao risco, elevando o valor encontrado nos cálculos acima para 8,00%.

Assim, tem-se TMA = 8,00% a.a.

8.2.2. Mecanismo de Financiamento

A metodologia financeira utilizada para o empreendimento PCH São João será a de *Project Finance*. Esta técnica consiste em uma forma de viabilização de projetos de longo prazo, intensivos de capital, onde a principal fonte de recursos para atendimento das necessidades do empreendedor como serviço da dívida, custo de operações e a remuneração do investimento se dá através da própria receita do

projeto. É largamente utilizada para financiamento de projetos de infraestrutura, em função da previsibilidade de receitas.

Normalmente é criada uma SPE – Sociedade de Propósito Específico, a qual concentra os riscos dos projetos, isolando-os dos acionistas.

Em razão dos riscos envolvidos no projeto, o financiador necessita de uma avaliação completa por parte do empreendedor de forma que todos os riscos sejam mitigados para que não ocorram surpresas com a receita do projeto ao longo do prazo da dívida. No setor elétrico, um contrato de venda de energia elétrica de longo prazo é um instrumento que dá segurança os credores, pois minimiza os riscos de crédito. As vantagens e desvantagens relacionadas ao *Project Finance* podem ser segregadas na tabela 2 abaixo. A seguir, na figura 3, é apresentado um diagrama esquemático com os agentes envolvidos na estrutura de financiamento.

<u>Vantagens</u>	<u>Desvantagens</u>
Alocação dos riscos do projeto;	Complexidade;
Aumento da capacidade de investimento dos acionistas;	Viável apenas para grandes projetos;
Maiores detalhes e estudos de viabilidade, bem como mitigação de riscos.	Burocracia quanto a efetivação e liberação dos recursos.

TABELA 2 – VANTAGENS E DESVANTAGENS RELACIONADAS ÀS ESTRUTURAS DE *PROJECT FINANCE*
 FONTE: O AUTOR (2014)

A financing of a particular economic unit in which a lender is satisfied to look initially to the cash flow and earnings of that economic unit as the source of funds from which a loan will be repaid and to the assets of the economic unit as collateral for the loan.³

³ NEVITT AND FABOZZI (2000, P. 1)

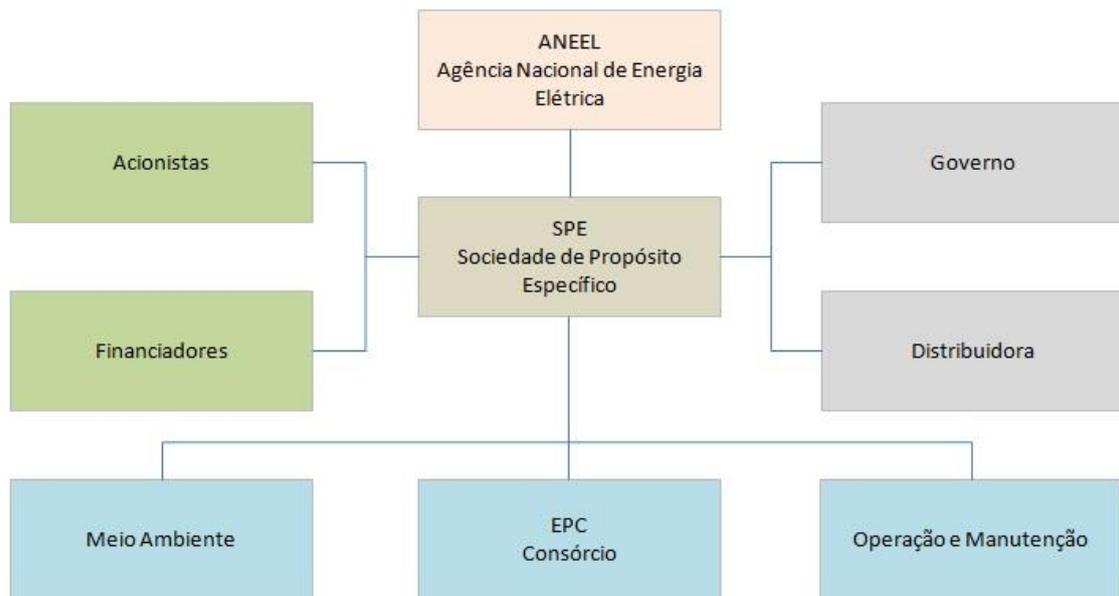


FIGURA 3 – *PROJECT FINANCE* – AGENTES ENVOLVIDOS
 FONTE: O AUTOR (2014)

8.2.3. BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

O BNDES é uma empresa pública federal e a principal fonte de financiamentos de longo prazo em todos os segmentos da economia nacional. Há sessenta anos atua apoiando setores como infraestrutura, agricultura, indústria e outros. No setor de infraestrutura a operação do banco é realizada normalmente através do financiamento de projetos de investimento.

Em relação à energia renovável, o BNDES apoia projetos de geração como hidrelétricas, eólicas, solares e outras fontes renováveis. Financiamentos superiores a 20 milhões de reais que visam implantação expansão e modernização de empreendimentos.

8.2.3.1. Condições de Financiamento

Valor mínimo: R\$ 20 milhões

Taxa de Juros: custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Risco de Crédito

Custo Financeiro: TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

Remuneração Básica do BNDES: 1,0% a.a.

Taxa de Risco de Crédito: de 1,0% a 4,18% a.a.

Participação Máxima do BNDES: até 80% (fontes renováveis)

Prazo Máximo de Amortização: até 20 anos (fontes renováveis)

Sistema de Amortização: Constante (SAC)

8.2.3.2. BNDES – *Project Finance*

O BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, no fomento aos projetos de infraestrutura, apresenta a estrutura de financiamento na forma de *Project Finance*, conforme a seguir:

Considera-se colaboração financeira estruturada sob a forma de *Project Finance* a operação de crédito realizada que possua, cumulativamente, as seguintes características:

- a. O cliente deve ser uma Sociedade por Ações com o propósito específico de implementar o projeto financiado, constituída para segregar os fluxos de caixa, patrimônio e riscos do projeto;
- b. Os fluxos de caixa esperados do projeto devem ser suficientes para saldar os financiamentos;
- c. As receitas futuras do projeto devem ser vinculadas, ou cedidas, em favor dos financiadores;
- d. O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) projetado para cada ano da fase operacional do projeto deve ser de, no mínimo, 1,3; o ICSD poderá ser de, no mínimo, 1,2, desde que o projeto apresente Taxa Interna de Retorno (TIR) mínima de 8% a.a. em termos reais.
- e. O capital próprio dos acionistas deve ser de no mínimo 20% do investimento total do projeto, excluindo-se, para efeito desse cálculo, eventuais participações societárias da BNDESPAR. A critério do BNDES, a geração de caixa do projeto poderá ser considerada como parte do capital próprio dos acionistas; e
- f. Os contratos da operação devem vedar a concessão de mútuos do cliente aos acionistas e ainda estabelecer condições e restrições aos demais pagamentos efetuados pelo cliente a seus acionistas, a qualquer título.

Classificação de Risco

Para aprovar uma operação *Project Finance*, a classificação de risco do BNDES leva em conta os seguintes fatores, além dos normalmente considerados:

- A classificação de risco dos controladores da beneficiária, conforme a dependência do projeto e do financiamento em relação aos mesmos;
- O risco de implantação do projeto e os respectivos mitigadores;
- O grau de alavancagem da beneficiária;
- A suficiência, previsibilidade e estabilidade dos fluxos de caixa do projeto;
- O risco operacional do projeto e respectivos mitigadores;
- O valor, liquidez e segurança das garantias oferecidas pela beneficiária.

Garantias Pré-Operacionais

Na fase de implantação do projeto, a exigência de garantia fidejussória dos controladores da beneficiária poderá ser dispensada, desde que observado o seguinte:

- Compromisso dos acionistas controladores da beneficiária de complementar o capital da empresa em montante suficiente para finalizar a implantação do projeto.
- Celebração de contratos que obriguem os empreiteiros e/ou fornecedores de equipamentos a concluir o projeto dentro do orçamento predeterminado, em data previamente especificada e conforme as especificações técnicas destinadas a assegurar a operacionalização e o desempenho eficiente do projeto.
- Contratação de um seguro garantia, em benefício dos financiadores, contra riscos referentes à fase pré-operacional do projeto.

Caso haja dúvida sobre a capacidade dos acionistas de efetuar sua contribuição financeira para o projeto, deverá ser exigido o aporte antecipado do capital próprio como condição prévia para a liberação do financiamento.

Garantias Operacionais

Na fase operacional do projeto, a exigência de garantia fidejussória dos controladores da beneficiária poderá ser dispensada pela concessão, cumulativa, do seguinte:

- Penhor ou alienação fiduciária, em favor dos principais financiadores, das ações representativas do controle da beneficiária.
- Penhor, em favor dos principais financiadores, dos direitos emergentes do contrato de concessão, quando houver.
- Outorga, aos principais financiadores, do direito de assumir o controle da beneficiária, quando admitido pela legislação.

Garantias Reais

A exigência do índice de 130% de garantias reais poderá ser dispensada caso a beneficiária comprometa-se a:

- Não oferecer, em garantia a terceiros, os ativos e recebíveis do projeto sem autorização dos principais financiadores.
- Oferecer em garantia aos principais financiadores, caso estes solicitem, quaisquer ativos e recebíveis supervenientes do projeto.

8.2.4. Viabilidade do Investimento

Com base nos dados acima levantados é possível simular uma análise de fluxo de caixa de forma a se verificar a viabilidade do empreendimento PCH São João. Para tal foram utilizadas as seguintes premissas:

Valor Total do Investimento: R\$ 105.000.000,00

Forma de Financiamento: BNDES – *Project Finance*

Capital Próprio: 30%

Capital de Terceiros: 70%

Horizonte de Planejamento: 30 anos

Prazo de Financiamento: 16 anos

Taxa de Juros: 7,50% a.a.

ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida: mínimo 1,2

Carência: 6 meses

Inflação Projetada: 5,00% a.a.

TMA – Taxa Mínima de Atratividade: 8,00% a.a.

Início do Fornecimento de Energia: 01 de janeiro de 2017

Prazo de Obras e Implantação: 3 anos, início em 2014

Preço de Venda de Energia Elétrica: R\$ 145,00 / MWh

8.2.5. Observações

Após o levantamento das informações referentes ao projeto, são necessárias algumas premissas a serem utilizadas no estudo de forma a nortear a busca pela viabilidade do investimento.

- O preço de venda de energia elétrica é a principal variável do projeto. O valor de R\$ 145,00 / MWh é o preço de mercado praticado em junho de 2014 para um contrato de energia incentivada com 50% de benefício nas tarifas de uso do sistema de distribuição, que se inicia em 2017 e pelo qual um comercializador de energia estaria disposto a firmar um contrato de longo prazo, em torno de 10 anos. Destaca-se que em maio de 2014 o governo definiu como preço teto para o leilão A-3 (ACR, energia proveniente de PCH's), com início de suprimento em 2017, o valor de R\$ 148,00 / MWh;
- O estudo considera a venda integral da garantia física da usina;
- O aporte de recursos por parte do empreendedor se dá no ano zero (início do projeto) e os recursos do BNDES ao longo dos dois anos seguintes;
- Os tributos apurados para o empreendimento (SPE – Sociedade de Propósito Específico) com base no regime de lucro presumido;
- As tarifas e os encargos setoriais vigentes (ANEEL) em junho de 2014;
- Lembra-se que este é um estudo de viabilidade para efeito deste trabalho acadêmico de pesquisa, o qual considera alguns detalhes de forma simplificada. Obviamente a aplicação prática do assunto aqui tratado requer avaliações profundas com uma grande riqueza de detalhes.

A tabela a seguir apresenta o fluxo de caixa do projeto para os seis primeiros anos do horizonte de planejamento. Todas as informações utilizadas na avaliação estão presentes de forma completa no ANEXO.

Fluxo de Caixa	2014 ANO 0	2015 ANO 1	2016 ANO 2	2017 ANO 3	2018 ANO 4	2019 ANO 5
<i>Inflação</i>	1,00	1,05	1,10	1,16	1,22	1,28
<i>Preço de Venda</i>	R\$ 145,00	R\$ 152,25	R\$ 159,86	R\$ 167,86	R\$ 176,25	R\$ 185,06
Receitas				16.983.296,43	17.832.461,25	18.724.084,31
(-) Despesas	0,00	0,00	0,00	-3.034.097,46	-3.187.002,33	-3.347.552,45
<i>PIS (0,65%)</i>				-110.391,43	-115.911,00	-121.706,55
<i>COFINS (3,00%)</i>				-509.498,89	-534.973,84	-561.722,53
<i>CSLL (9,00%)</i>				-183.419,60	-192.590,58	-202.220,11
<i>IR (15,00%)</i>				-315.665,93	-332.649,22	-350.481,69
<i>Taxa de Fiscalização ANEEL</i>				-84.916,48	-89.162,31	-93.620,42
<i>Compensação Financeira Rec. Hidricos</i>				0,00	0,00	0,00
<i>TUSD</i>				-510.512,63	-536.038,26	-562.840,17
<i>Administração / Seguros</i>				-347.287,50	-364.651,88	-382.884,47
<i>Operação e Manutenção</i>				-972.405,00	-1.021.025,25	-1.072.076,51
(=) Lucro Operacional Líquido EBITDA (LAJIDA)	0,00	0,00	0,00	13.949.198,97	14.645.458,92	15.376.531,86
(=) Lucro Antes de Juros e IR EBIT (LAJIR)	0,00	0,00	0,00	13.949.198,97	14.645.458,92	15.376.531,86
(-) Despesas com Juros	0,00	0,00	0,00	-5.512.500,00	-5.167.968,75	-4.823.437,50
(=) Lucro Líquido	0,00	0,00	0,00	8.436.698,97	9.477.490,17	10.553.094,36
(-) Investimentos no Imobilizado	-31.500.000,00	-38.587.500,00	-40.516.875,00	-4.593.750,00	-4.593.750,00	-4.593.750,00
(-) Investimentos e Capital de Giro						
(=) Fluxo de Caixa Livre da Empresa (FCLE)	-31.500.000,00	-38.587.500,00	-40.516.875,00	3.842.948,97	4.883.740,17	5.959.344,36
CF0				CF3	CF4	CF5
VPL >= 0	-31.500.000,00	-34.758.360,25	-32.874.655,99	2.808.681,74	3.215.163,78	3.533.960,33
VPL (conferência)	R\$ 0,00					
TIR	11,02%		Receita	13.450.113,44	14.120.219,11	14.823.830,07
			Endividamento	10.106.250,00	9.761.718,75	9.417.187,50
WACC	7,16%		ICS D	1,33	1,45	1,57
TMA	8,00%					

TABELA 3 – FLUXO DE CAIXA DO PROJETO DE INVESTIMENTO
FONTE: O AUTOR (2014)

8.2.6. Resultados Encontrados

Depois de elaborado o fluxo de caixa do projeto foi utilizado para a verificação de viabilidade do empreendimento as ferramentas VPL e TIR.

8.2.6.1. VPL – Valor Presente Líquido

É uma metodologia matemática para a determinação do valor presente de fluxos de caixa futuros a uma determinada taxa de juros pré-definida, neste caso a TMA, descontando-se o investimento inicial. É interessante, pois representa o custo do dinheiro no tempo, ou seja, retorna todos os valores a uma mesma base visando à avaliação para posterior tomada de decisão. Caso o VPL seja maior ou igual a zero o projeto agrega valor ao empreendedor, caso contrário deve ser descartado.

8.2.6.2. TIR – Taxa Interna de Retorno

É uma taxa de desconto que ao aplicada a um fluxo de caixa, faz com que todas as despesas no valor presente sejam iguais ao investimento. Pode ser entendida como a taxa que faz com que o VPL seja zero. Para efeito de análise, o projeto que agrega valor é aquele em que a TIR é maior que a TMA.

Diante do acima exposto, considerando a TMA – Taxa Mínima de Atratividade como 8,00%, foi encontrado o Valor Presente Líquido positivo, (VPL > 0). De forma a complementar foi apurado uma Taxa Interna de Retorno igual a 11,02%, ou seja, (TIR < TMA).

Outro fator preponderante verificado foi o ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida, o qual foi mantido acima de 1,2, conforme exigência do BNDES. Este critério serve para o financiador acompanhar que o nível de endividamento da SPE não está aumentando ao longo do período de amortização da dívida.

Assim, diante das premissas consideradas na avaliação, pode-se dizer que o projeto de implantação da PCH São João é viável, pois a partir da determinação de VPL e TIR verificou-se que ele agrega, constrói riqueza ao empreendedor, devendo ser implantado.

8.2.7. Considerações

Após a análise e verificação de viabilidade do empreendimento chega-se ao ponto chave, a aplicação prática do projeto. Conforme abordado anteriormente a análise de riscos realizada pelo BNDES leva em consideração a necessidade de um contrato de venda de energia por prazo semelhante ao horizonte de planejamento, de forma a garantir a previsibilidade de receitas do projeto ao longo dos anos futuros.

Como se sabe, é muito difícil a realização de uma operação de venda de energia no ambiente livre para um prazo tão longo de contratação, como é feito no ACR. O Mercado Livre é muito dinâmico em suas operações entre geradores, comercializadores e principalmente os consumidores livres, normalmente industriais não possuem gestão sobre seus mercados para um horizonte tão longo de tempo,

de forma a estimar suas necessidades de carga. Ressalta-se que a condição fundamental para a existência do ACL é a atratividade ao consumidor final (livre ou especial) em relação ao Mercado Cativo.

Os custos de financiamento estão diretamente ligados à análise de riscos efetuada pelo agente financiador e um contrato de longo prazo é um atenuante deste risco. Em caso da não verificação de contrato firme em algum período futuro é considerado como preço de venda de última instância o PLD mínimo apurado pela CCEE, R\$ 15,62 / MWh (2014) o que inviabiliza totalmente o projeto em razão do aumento excessivo do risco.

O Preço de Liquidação das diferenças é muito volátil em função da quantidade de variáveis consideradas em seu cálculo e a sua previsão extremamente complexa para espaços curtos de tempo e impossível para grandes horizontes. Atualmente em 2014 o PLD pode ser um valor situado entre os R\$ 15,62 (PLD mínimo) e R\$ 822,83 (PLD máximo). A consideração do PLD mínimo na análise penaliza demais os estudos, pois se verifica com base em históricos anteriores que os preços de contratos futuros tendem a convergir para as expectativas de preço de liquidação realizadas no momento da contratação independente dos valores momentâneos do PLD, piso ou teto.

Para efeito de comparação e verificação da sensibilidade do projeto, foi simulado o mesmo estudo de caso, considerando um preço de venda de energia elétrica de R\$ 120,00 / MWh. O preço de venda acima pode ser encontrado no leilão A-3 de 2013, para contratação de energia eólica, fonte que possui incentivo semelhante à PCH e Biomassa.

O resultado encontrado apresentou uma redução na TIR do projeto de 11,02% para 8,69%. Por mais que o valor da taxa seja um pouco maior que a TMA, o projeto seria inviabilizado em função da redução do ICSD que não mais atenderia o critério estabelecido pelo BNDES. Diante disso, a empresa estaria elevando seu grau de endividamento e por sua vez os riscos relacionados ao financiamento, logo o projeto não teria continuidade junto à instituição de fomento.

A partir da constatação acima, evidencia-se a necessidade de realização de leilões de expansão separados por fontes e também por localização. Por mais que as fontes tenham incentivos semelhantes, possuem custos de projetos e implantação diferentes e a escolha apenas pelo preço mais baixo estaria

desestimulando o investimento em outras fontes, inibindo a diversificação da matriz, o que é extremamente necessário para um país continental como o Brasil.

9. SUGESTÕES

Como está se tratando da expansão da geração a partir do Mercado Livre, é importante destacar que neste ambiente os agentes possuem “liberdade” para realizar contratos de compra e venda de energia elétrica que melhor atendam suas necessidades, podendo assim surgir inúmeras possibilidades e estruturas de contratação. Obviamente todos os agentes ao aderirem ao ACL estão sujeitos ao disposto na convenção de comercialização de energia elétrica bem como as regras e procedimentos de comercialização.

A partir dos estudos realizados acerca do tema e do acompanhamento da atuação dos segmentos no ambiente livre (geração, comercialização e consumo), verificam-se algumas situações possíveis, principalmente quando se compara com o ACR, ambiente o qual recebeu maiores incentivos e conseguiu ter êxito no propósito da expansão da geração.

No ambiente regulado a distribuidora possui um papel intermediário entre a geração e o consumo. É responsável pela aquisição de energia e posterior repasse aos consumidores finais através de tarifas reguladas pela ANEEL. Diferente do que muitos imaginam o “negócio” de uma distribuidora é o serviço de distribuição e não venda de energia.

Esta modelagem faz com que as distribuidoras sejam as responsáveis por concentrar as operações de compra e venda no ambiente através da retenção dos recursos advindos dos consumidores finais e o pagamento aos geradores pela compra da energia. A concentração de responsabilidades traz uma série de riscos aos agentes de distribuição inerentes ao funcionamento do setor elétrico. Estes riscos sistêmicos são incorporados as tarifas de energia durante os processos de revisão e reajuste tarifários.

Em se tratando de Mercado Livre é possível verificar esta figura de intermediação nos comercializadores de energia. Estes agentes possuem condições de realizar atividades semelhantes de forma a concentrar as operações entre os

geradores e consumidores livres, bem como gerenciar os riscos referentes à contratação de energia elétrica através da montagem de uma carteira sólida de contratos que permita remunerar corretamente os fornecedores e trazer competitividade a indústria e comércio. Lembra-se que este é o principal motivo para a existência dos comercializadores.

Para isso seriam necessárias algumas alterações no atual modelo como a definição de quais comercializadores poderiam operar nesta linha, o porte financeiro dessas empresas, o limite de risco que poderiam assumir tendo em vista seus contratos de compra e venda de energia ou lastro verificado.

Outro aspecto importante é a criação de mecanismos semelhantes aos verificados no Mercado Regulado para a constituição de garantias financeiras, retenção dos recursos sobre a venda de energia através de uma espécie de “*CONTA CENTRALIZADORA*”, para que os compromissos com os geradores sejam efetivados prioritariamente sem passar pela administração das comercializadoras. Essas medidas visam garantir a receita dos geradores para que possam cumprir com suas obrigações, pois além de mitigarem riscos de crédito reduzem os custos de financiamentos. A ilustração a seguir visa representar uma sugestão sobre o modelo de contratação de energia.

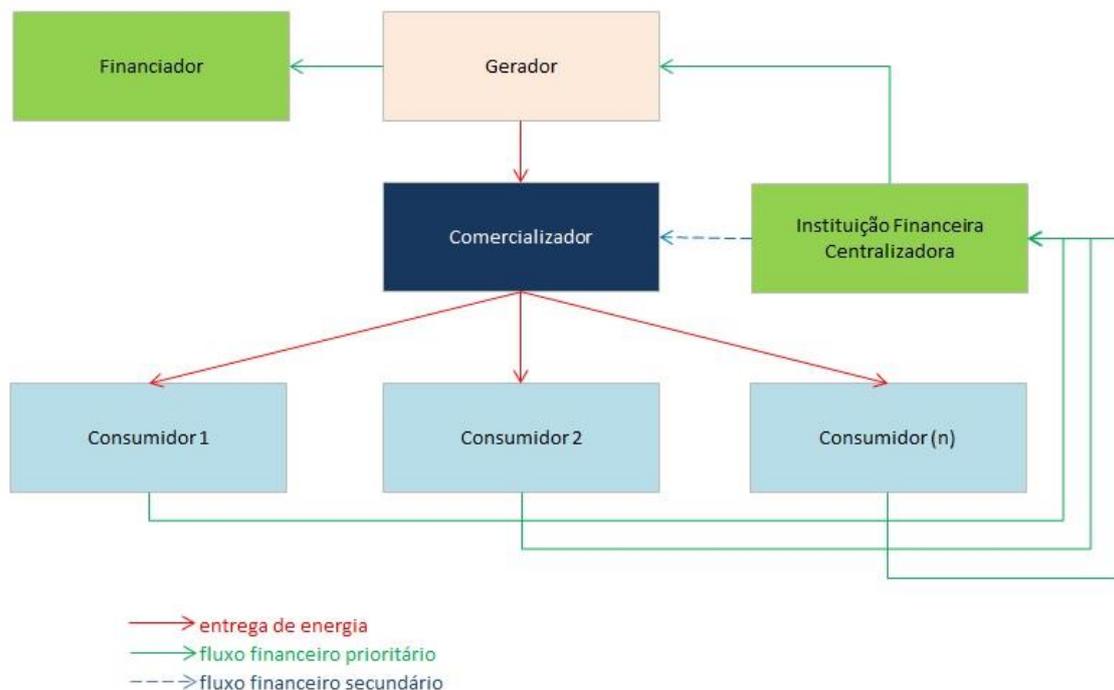


FIGURA 4 – ESTRUTURA POSSÍVEL DO MODELO.
FONTE: O AUTOR (2014)

A questão a ser superada é a exigência de contratos de longo prazo como tratado anteriormente pelo financiador. A atual forma de operação dos agentes no ambiente livre não condiz com a realização de contratos por prazos maiores que dez anos. Assim é necessário desenvolver soluções independentes dessa dificuldade.

Uma possibilidade seria a exigência ao empreendedor, ao longo do prazo de financiamento, apresentar novos contratos de venda de energia elétrica em substituição aos vigentes, “x” anos antes do término dos mesmos. Esses contratos serviriam como mecanismos garantidores ao BNDES, por exemplo, sem prejudicar o andamento do projeto de geração. Em caso de não apresentação de novos contratos, solicitar apresentação de outras formas de garantia ou a penalização do empreendedor.

A estruturação dessas operações de venda de energia pode ser realizada naturalmente pelos comercializadores através de venda direta ou a realização de leilões de forma a garantir o melhor preço de venda ao gerador, bem como a transparência do processo de precificação. Essa atuação conjunta ao longo dos anos aumentaria a confiança dos agentes de mercado em relação ao ACL, contribuindo para o crescimento do modelo.

A viabilização de uma forma de expansão da geração a partir do Mercado Livre seria muito interessante para o Setor Elétrico como um todo. Além de contribuir para o aumento da segurança no suprimento de energia, fomentaria a modicidade tarifária em função de tornar o ambiente mais competitivo e propício para o desenvolvimento econômico e social do Brasil.

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou um panorama geral do setor elétrico brasileiro particularmente a partir da entrada do Novo Modelo, implementado pelo governo federal em 2004, com uma visão voltada para a ampliação necessária do parque gerador nacional, objetivando o atendimento dos pilares base do setor os quais são: segurança de suprimento, modicidade tarifária e universalização do acesso a energia elétrica.

A partir da realização dos estudos, foi identificado que uma das maiores dificuldades quanto à viabilização de empreendimentos de geração está na obtenção dos financiamentos em razão da gestão dos riscos atrelados a infraestrutura no setor elétrico. Esses projetos envolvem muitos recursos financeiros por longos períodos de tempo. Assim é fundamental ao agente financiador, o BNDES na grande maioria dos casos, análises complexas para se estimar a qualidade das receitas futuras com a geração de energia. Em função disso, infelizmente muitos projetos acabam não saindo do papel.

O estudo de caso permitiu verificar a viabilidade financeira de um projeto de geração a partir de uma pequena central hidrelétrica localizada no estado do Paraná. Porém em relação à aplicação prática do projeto voltada para o Mercado Livre, como previsto, os principais desafios identificados foram os contratos de longo prazo bem como os mecanismos de garantia financeira. Estes fatores acabam freando a ampliação do setor e os benefícios trazidos a sociedade.

O setor elétrico brasileiro assim como os outros setores de infraestrutura são extremamente estratégicos ao desenvolvimento econômico e social do país e o aprimoramento das regras vigentes envolve muitas questões que independem da necessidade do país ou mesmo de um planejamento de longo prazo.

Diante disso, para que os obstáculos identificados neste trabalho sejam superados é mais do que necessário vontade política para se verificar as reais necessidades dos agentes como um todo, em seguida planejar soluções de curto, médio e longo prazo baseadas em informações técnicas concretas e em seguida

implantá-las de forma a atender os interesses de toda a sociedade. O Brasil possui uma estrutura formada por entidades e profissionais altamente qualificados para a gestão do sistema elétrico, não podendo deixar que o mesmo seja administrado de forma a atender interesses avessos aos estabelecidos pelos seus pilares fundamentais.

Este foi um primeiro passo com a intenção de provocar o interesse relacionado à importância do Mercado Livre, e como este ambiente pode atuar no fomento a expansão do setor. Sabe-se que as dificuldades são enormes e há muito que ser feito, porém com conhecimento, seriedade e vontade de melhorar, os objetivos poderão ser alcançados.

11. REFERÊNCIAS

TOLMASQUIM, Maurício T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**, Brasília, 2011, Editora Synergia.

TOLMASQUIM, Maurício T. **As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro**, 2002, Edição Canal Energia.

FORTUNATO, Luís A. M. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**, 1990.

D'ARAUJO, Roberto P. **O Setor Elétrico Brasileiro – uma Aventura Mercantil**, Brasília 2009, Editora Pensar o Brasil.

DAMODARAN, A. **Finanças Corporativas: Teoria e Prática**, São Paulo, 2004.

LEITE, A.L.S. **Perspectiva do Investimento no Setor Elétrico. Projeto PIB**, 2009.

ASSAF NETO, A. **Matemática Financeira e suas Aplicações**, São Paulo, 1998, Editora Atlas.

BONOMI, C. A. MALVESSI, O. **Project Finance no Brasil**, São Paulo, 2008, Editora Atlas.

DA SILVEIRA, A. D. M. **Governança Corporativa no Brasil e no Mundo**, 2010, Editora Campus.

Nota Técnica nº 89/2014-SER/ANEEL. Assunto: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas.

Infomercado CCEE, nº 82 – Junho/2014.

Site oficial BNDES. Disponível em: <www.bndes.gov.br>. Acesso em: 15/05/2014.

Site oficial ANEEL. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 07/02/2014.

Site oficial FGV. Disponível em: <www.fgv.br>. Acesso em: 04/12/2013.

Site oficial CCEE. Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em 12/06/2014.

Site oficial ABRACEEL. Disponível em: <www.abraceel.com.br>. Acesso em 08/11/2013.

Site oficial MME. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em 02/02/2014.

Site oficial EPE. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em 02/02/2014.

12. ANEXO

Fluxo de Caixa	2014 ANO 0	2015 ANO 1
<i>Inflação</i>	1,00	1,05
<i>Preço de Venda</i>	R\$ 145,00	R\$ 152,25
Receitas		
(-) Despesas	0,00	0,00
<i>PIS (0,65%)</i>		
<i>COFINS (3,00%)</i>		
<i>CSLL (9,00%)</i>		
<i>IR (15,00%)</i>		
<i>Taxa de Fiscalização ANEEL</i>		
<i>Compensação Financeira Rec. Hídricos</i>		
<i>TUSD</i>		
<i>Administração / Seguros</i>		
<i>Operação e Manutenção</i>		
(=) Lucro Operacional Líquido EBITDA (LAJIDA)	0,00	0,00
(=) Lucro Antes de Juros e IR EBIT (LAJIR)	0,00	0,00
(-) Despesas com Juros	0,00	0,00
(=) Lucro Líquido	0,00	0,00
(-) Investimentos no Imobilizado	-31.500.000,00	-38.587.500,00
(-) Investimentos e Capital de Giro		
(=) Fluxo de Caixa Livre da Empresa (FCLE)	-31.500.000,00	-38.587.500,00
	CFO	CF1
VPL > = 0	-31.500.000,00	-34.758.360,25
VPL (conferência)	R\$ 0,00	
TIR	11,02%	
WACC	7,16%	
TMA	8,00%	

	2016		2017		2018		2019		2020
	ANO		ANO		ANO		ANO		ANO
	2		3		4		5		6
	1,10		1,16		1,22		1,28		1,34
R\$	159,86	R\$	167,86	R\$	176,25	R\$	185,06	R\$	194,31
			16.983.296,43		17.832.461,25		18.724.084,31		19.660.288,53
	0,00		-3.034.097,46		-3.187.002,33		-3.347.552,45		-3.516.130,07
			-110.391,43		-115.911,00		-121.706,55		-127.791,88
			-509.498,89		-534.973,84		-561.722,53		-589.808,66
			-183.419,60		-192.590,58		-202.220,11		-212.331,12
			-315.665,93		-332.649,22		-350.481,69		-369.205,77
			-84.916,48		-89.162,31		-93.620,42		-98.301,44
			0,00		0,00		0,00		0,00
			-510.512,63		-536.038,26		-562.840,17		-590.982,18
			-347.287,50		-364.651,88		-382.884,47		-402.028,69
			-972.405,00		-1.021.025,25		-1.072.076,51		-1.125.680,34
	0,00		13.949.198,97		14.645.458,92		15.376.531,86		16.144.158,46
	0,00		13.949.198,97		14.645.458,92		15.376.531,86		16.144.158,46
	0,00		-5.512.500,00		-5.167.968,75		-4.823.437,50		-4.478.906,25
	0,00		8.436.698,97		9.477.490,17		10.553.094,36		11.665.252,21
	-40.516.875,00		-4.593.750,00		-4.593.750,00		-4.593.750,00		-4.593.750,00
	-40.516.875,00		3.842.948,97		4.883.740,17		5.959.344,36		7.071.502,21
	CF2		CF3		CF4		CF5		CF6
	-32.874.655,99		2.808.681,74		3.215.163,78		3.533.960,33		3.777.352,44
Receita			13.450.113,44		14.120.219,11		14.823.830,07		15.562.621,57
Endividamento			10.106.250,00		9.761.718,75		9.417.187,50		9.072.656,25
ICSD			1,33		1,45		1,57		1,72

	2021		2022		2023		2024		2025
	ANO								
	7		8		9		10		11
	1,41		1,48		1,55		1,63		1,71
R\$	204,03	R\$	214,23	R\$	224,94	R\$	236,19	R\$	248,00
	20.643.302,95		21.675.468,10		22.759.241,50		23.897.203,58		25.092.063,76
	-3.693.136,57		-3.878.993,40		-4.074.143,07		-4.279.050,22		-4.494.202,73
	-134.181,47		-140.890,54		-147.935,07		-155.331,82		-163.098,41
	-619.299,09		-650.264,04		-682.777,25		-716.916,11		-752.761,91
	-222.947,67		-234.095,06		-245.799,81		-258.089,80		-270.994,29
	-388.866,06		-409.509,36		-431.184,83		-453.944,07		-477.841,28
	-103.216,51		-108.377,34		-113.796,21		-119.486,02		-125.460,32
	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00
	-620.531,29		-651.557,85		-684.135,74		-718.342,53		-754.259,66
	-422.130,13		-443.236,63		-465.398,46		-488.668,39		-513.101,81
	-1.181.964,36		-1.241.062,57		-1.303.115,70		-1.368.271,49		-1.436.685,06
	16.950.166,38		17.796.474,70		18.685.098,43		19.618.153,36		20.597.861,02
	16.950.166,38		17.796.474,70		18.685.098,43		19.618.153,36		20.597.861,02
	-4.134.375,00		-3.789.843,75		-3.445.312,50		-3.100.781,25		-2.756.250,00
	12.815.791,38		14.006.630,95		15.239.785,93		16.517.372,11		17.841.611,02
	-4.593.750,00		-4.593.750,00		-4.593.750,00		-4.593.750,00		-4.593.750,00
	8.222.041,38		9.412.880,95		10.646.035,93		11.923.622,11		13.247.861,02
	CF7		CF8		CF9		CF10		CF11
	3.956.107,84		4.079.657,15		4.156.250,04		4.193.093,82		4.196.476,33
	16.338.352,65		17.152.870,28		18.008.113,80		18.906.119,49		19.849.025,46
	8.728.125,00		8.383.593,75		8.039.062,50		7.694.531,25		7.350.000,00
	1,87		2,05		2,24		2,46		2,70

	2026		2027		2028		2029		2030
	ANO								
	12		13		14		15		16
	1,80		1,89		1,98		2,08		2,18
R\$	260,40	R\$	273,42	R\$	287,09	R\$	301,44	R\$	316,52
	26.346.666,95		27.664.000,29		29.047.200,31		30.499.560,32		32.024.538,34
	-4.720.112,87		-4.957.318,52		-5.206.384,44		-5.467.903,66		-5.742.498,85
	-171.253,34		-179.816,00		-188.806,80		-198.247,14		-208.159,50
	-790.400,01		-829.920,01		-871.416,01		-914.986,81		-960.736,15
	-284.544,00		-298.771,20		-313.709,76		-329.395,25		-345.865,01
	-502.933,34		-529.280,01		-556.944,01		-585.991,21		-616.490,77
	-131.733,33		-138.320,00		-145.236,00		-152.497,80		-160.122,69
	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00
	-791.972,64		-831.571,27		-873.149,84		-916.807,33		-962.647,69
	-538.756,90		-565.694,74		-593.979,48		-623.678,45		-654.862,38
	-1.508.519,31		-1.583.945,28		-1.663.142,54		-1.746.299,67		-1.833.614,65
	21.626.554,07		22.706.681,78		23.840.815,87		25.031.656,66		26.282.039,49
	21.626.554,07		22.706.681,78		23.840.815,87		25.031.656,66		26.282.039,49
	-2.411.718,75		-2.067.187,50		-1.722.656,25		-1.378.125,00		-1.033.593,75
	19.214.835,32		20.639.494,28		22.118.159,62		23.653.531,66		25.248.445,74
	-4.593.750,00		-4.593.750,00		-4.593.750,00		-4.593.750,00		-4.593.750,00
	14.621.085,32		16.045.744,28		17.524.409,62		19.059.781,66		20.654.695,74
	CF12		CF13		CF14		CF15		CF16
	4.171.874,77		4.124.052,23		4.057.143,08		3.974.728,66		3.879.904,22
	20.839.076,73		21.878.630,57		22.970.162,10		24.116.270,20		25.319.683,71
	7.005.468,75		6.660.937,50		6.316.406,25		5.971.875,00		5.627.343,75
	2,97		3,28		3,64		4,04		4,50

2031 ANO 17	2032 ANO 18	2033 ANO 19	2034 ANO 20	2035 ANO 21
2,29	2,41	2,53	2,65	2,79
R\$ 332,34	R\$ 348,96	R\$ 366,41	R\$ 384,73	R\$ 403,96
33.625.765,26	35.307.053,52	37.072.406,20	38.926.026,51	40.872.327,83
-6.030.823,79	-6.333.564,98	-6.651.443,23	-6.985.215,39	-7.335.676,16
-218.567,47	-229.495,85	-240.970,64	-253.019,17	-265.670,13
-1.008.772,96	-1.059.211,61	-1.112.172,19	-1.167.780,80	-1.226.169,83
-363.158,26	-381.316,18	-400.381,99	-420.401,09	-441.421,14
-648.515,31	-682.141,07	-717.448,12	-754.520,53	-793.446,56
-168.128,83	-176.535,27	-185.362,03	-194.630,13	-204.361,64
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-1.010.780,08	-1.061.319,08	-1.114.385,04	-1.170.104,29	-1.228.609,50
-687.605,50	-721.985,77	-758.085,06	-795.989,31	-835.788,78
-1.925.295,39	-2.021.560,16	-2.122.638,16	-2.228.770,07	-2.340.208,58
27.594.941,47	28.973.488,54	30.420.962,97	31.940.811,12	33.536.651,67
27.594.941,47	28.973.488,54	30.420.962,97	31.940.811,12	33.536.651,67
-689.062,50	-344.531,25	0,00	0,00	0,00
26.905.878,97	28.628.957,29	30.420.962,97	31.940.811,12	33.536.651,67
-4.593.750,00	-4.593.750,00	0,00	0,00	0,00
22.312.128,97	24.035.207,29	30.420.962,97	31.940.811,12	33.536.651,67
CF17	CF18	CF19	CF20	CF21
3.775.338,11	3.663.324,16	4.176.505,65	3.950.014,54	3.735.812,68
26.583.267,90	27.910.031,29			
5.282.812,50	4.938.281,25			
5,03	5,65			

2036	2037	2038	2039	2040
ANO	ANO	ANO	ANO	ANO
22	23	24	25	26
2,93	3,07	3,23	3,39	3,56
R\$ 424,16	R\$ 445,37	R\$ 467,64	R\$ 491,02	R\$ 515,57
42.915.944,22	45.061.741,43	47.314.828,51	49.680.569,93	52.164.598,43
-7.703.659,97	-8.090.042,96	-8.495.745,11	-8.921.732,37	-9.369.018,99
-278.953,64	-292.901,32	-307.546,39	-322.923,70	-339.069,89
-1.287.478,33	-1.351.852,24	-1.419.444,86	-1.490.417,10	-1.564.937,95
-463.492,20	-486.666,81	-511.000,15	-536.550,16	-563.377,66
-834.318,88	-877.234,83	-922.296,57	-969.611,40	-1.019.291,97
-214.579,72	-225.308,71	-236.574,14	-248.402,85	-260.822,99
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-1.290.039,98	-1.354.541,98	-1.422.269,08	-1.493.382,53	-1.568.051,66
-877.578,22	-921.457,13	-967.529,98	-1.015.906,48	-1.066.701,81
-2.457.219,00	-2.580.079,95	-2.709.083,95	-2.844.538,15	-2.986.765,06
35.212.284,26	36.971.698,47	38.819.083,39	40.758.837,56	42.795.579,44
35.212.284,26	36.971.698,47	38.819.083,39	40.758.837,56	42.795.579,44
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35.212.284,26	36.971.698,47	38.819.083,39	40.758.837,56	42.795.579,44
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35.212.284,26	36.971.698,47	38.819.083,39	40.758.837,56	42.795.579,44
CF22	CF23	CF24	CF25	CF26
3.533.232,59	3.341.643,14	3.160.447,50	2.989.081,33	2.827.010,95

	2041	2042	2043	2044
	ANO	ANO	ANO	ANO
	27	28	29	30
	3,73	3,92	4,12	4,32
R\$	541,35	R\$ 568,42	R\$ 596,84	R\$ 626,68
	54.772.828,35	57.511.469,77	60.387.043,25	63.406.395,42
	-9.838.669,94	-10.331.803,43	-10.849.593,60	-11.393.273,28
	-356.023,38	-373.824,55	-392.515,78	-412.141,57
	-1.643.184,85	-1.725.344,09	-1.811.611,30	-1.902.191,86
	-591.546,55	-621.123,87	-652.180,07	-684.789,07
	-1.071.456,57	-1.126.229,40	-1.183.740,87	-1.244.127,91
	-273.864,14	-287.557,35	-301.935,22	-317.031,98
	0,00	0,00	0,00	0,00
	-1.646.454,24	-1.728.776,95	-1.815.215,80	-1.905.976,59
	-1.120.036,90	-1.176.038,74	-1.234.840,68	-1.296.582,71
	-3.136.103,31	-3.292.908,48	-3.457.553,90	-3.630.431,60
	44.934.158,41	47.179.666,33	49.537.449,65	52.013.122,13
	44.934.158,41	47.179.666,33	49.537.449,65	52.013.122,13
	0,00	0,00	0,00	0,00
	44.934.158,41	47.179.666,33	49.537.449,65	52.013.122,13
	0,00	0,00	0,00	0,00
	44.934.158,41	47.179.666,33	49.537.449,65	52.013.122,13
	CF27	CF28	CF29	CF30
	2.673.731,73	2.528.766,45	2.391.663,84	2.261.997,15

Amortização

n	Valor da Parcela		Juros		Amortização		Saldo Devedor	
0							R\$	73.500.000,00
1	R\$	10.106.250,00	R\$	5.512.500,00	R\$	4.593.750,00	R\$	68.906.250,00
2	R\$	9.761.718,75	R\$	5.167.968,75	R\$	4.593.750,00	R\$	64.312.500,00
3	R\$	9.417.187,50	R\$	4.823.437,50	R\$	4.593.750,00	R\$	59.718.750,00
4	R\$	9.072.656,25	R\$	4.478.906,25	R\$	4.593.750,00	R\$	55.125.000,00
5	R\$	8.728.125,00	R\$	4.134.375,00	R\$	4.593.750,00	R\$	50.531.250,00
6	R\$	8.383.593,75	R\$	3.789.843,75	R\$	4.593.750,00	R\$	45.937.500,00
7	R\$	8.039.062,50	R\$	3.445.312,50	R\$	4.593.750,00	R\$	41.343.750,00
8	R\$	7.694.531,25	R\$	3.100.781,25	R\$	4.593.750,00	R\$	36.750.000,00
9	R\$	7.350.000,00	R\$	2.756.250,00	R\$	4.593.750,00	R\$	32.156.250,00
10	R\$	7.005.468,75	R\$	2.411.718,75	R\$	4.593.750,00	R\$	27.562.500,00
11	R\$	6.660.937,50	R\$	2.067.187,50	R\$	4.593.750,00	R\$	22.968.750,00
12	R\$	6.316.406,25	R\$	1.722.656,25	R\$	4.593.750,00	R\$	18.375.000,00
13	R\$	5.971.875,00	R\$	1.378.125,00	R\$	4.593.750,00	R\$	13.781.250,00
14	R\$	5.627.343,75	R\$	1.033.593,75	R\$	4.593.750,00	R\$	9.187.500,00
15	R\$	5.282.812,50	R\$	689.062,50	R\$	4.593.750,00	R\$	4.593.750,00
16	R\$	4.938.281,25	R\$	344.531,25	R\$	4.593.750,00	R\$	-
	R\$	120.356.250,00	R\$	46.856.250,00	R\$	73.500.000,00		