

O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de project finance

Nelson Fontes Siffert Filho, Leonardo de Almeida Alonso, Eduardo Barros das Chagas
Fernanda Rechtman Szuster e Claudia Sardenberg Sussekind

<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>

O PAPEL DO BNDES NA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL E O MECANISMO DE *PROJECT FINANCE*

Nelson Fontes Siffert Filho
Leonardo de Almeida Alonso
Eduardo Barros das Chagas
Fernanda Rechtman Szuster
Claudia Sardenberg Sussekind*

* *Respectivamente, chefe, gerente, gerente, contadora e economista do Departamento de Energia Elétrica da Área de Infraestrutura do BNDES.*

SETOR ELÉTRICO

Resumo

Este trabalho apresenta um retrospecto da atuação do BNDES no financiamento da expansão do setor elétrico nacional nos últimos cinco anos, abordando a importância da estrutura de project finance como mecanismo para a equalização das fontes de recursos de novos empreendimentos em geração e transmissão de energia elétrica. Busca-se apontar que o mecanismo de project finance pode ser utilizado como pilar do equacionamento das fontes de recursos para o desenvolvimento da infraestrutura do país.

O artigo é composto de cinco seções, incluindo a introdução. A segunda seção revela as principais características do setor elétrico nacional, com destaque para o novo marco regulatório. A terceira parte descreve os pontos positivos e negativos da estrutura de project finance na implantação de projetos de geração e transmissão de energia elétrica. A quarta expõe um retrospecto da atuação do BNDES no apoio à expansão do setor elétrico nos últimos cinco anos. Na última seção, são apresentadas as conclusões e considerações finais.

Ao longo dos últimos 130 anos, a energia elétrica tornou-se base universal de desenvolvimento econômico e inserção social. Nesse sentido, o planejamento de sua oferta é imprescindível. Se, de um lado, a escassez de energia elétrica representa um gargalo para o crescimento econômico, de outro, a abundância denota ineficiência de alocação de recursos, uma vez que o investimento no setor é intensivo em capital.

Por se tratar de um serviço de utilidade pública, e dada a natureza técnica da indústria – com características de monopólio natural nos segmentos de transmissão e distribuição –, o denominado setor elétrico é objeto de regulação. Tal regulação é o aspecto central para o monitoramento da conduta dos agentes e a criação de condições favoráveis à realização de novos investimentos e de incentivos adequados para a maximização da eficiência técnica, econômica e ambiental da indústria como um todo.

O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela alternância entre períodos de participação predominante do capital privado e do capital público. Até o início da década de 1930, a implantação e a expansão da atividade de prestação de serviços de energia elétrica foram baseadas em investimentos privados. O período seguinte, que se estendeu até o início dos anos 1990, foi marcado pela participação quase absoluta do Estado. Na década de 1990, com a crise financeira do setor e a incapacidade de investimento do Estado, verificou-se novamente a abertura ao capital privado, com a adoção de um modelo baseado nas regras de livre-mercado. Essa política se mostrou ineficiente e culminou com o racionamento de energia elétrica nos anos de 2001 e 2002.

Atualmente, o setor elétrico nacional é regido pelo novo marco regulatório, que foi implementado pela Lei 10.848, de 15.3.2004, e regulamentado pelo Decreto 5.163, de 30.7.2004. O novo modelo do setor, que procurou atrair tanto o capital privado como o público, também contribuiu para criar um ambiente institucional favorável à implantação de novos projetos com a estruturação financeira baseada no *project finance*.

O *project finance* é um mecanismo de estruturação das fontes de financiamento de um projeto em que os riscos de sua implantação e operação são diluídos entre os *stakeholders*, em vez de serem concentrados nos investidores. Basicamente, o fluxo de caixa do projeto é a principal fonte de pagamento do serviço e da amortização do capital de terceiros, enquanto, no financiamento corporativo, as garantias dos financiamentos são calcadas principalmente nos ativos dos investidores.

No setor elétrico brasileiro, a utilização do *project finance* na estruturação de projetos teve impulso somente no final dos anos 1990, após as reformas institucionais do setor, as quais promoveram abertura à iniciativa privada. Inicialmente, com as licitações de novos empreendimentos de transmissão, que objetivavam a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), o *project finance* foi utilizado para estruturar projetos do segmento de transmissão e, posteriormente, de geração.

O objetivo deste artigo é apresentar o retrospecto da atuação do BNDES no financiamento da expansão do setor elétrico nacional nos últimos cinco anos. É realizada também uma abordagem da estrutura de *project finance* como mecanismo fundamental para a equalização das fontes de recursos de novos empreendimentos em geração e transmissão de energia elétrica. Nesse sentido, este trabalho buscará apontar que o mecanismo de *project finance* pode ser utilizado como pilar do equacionamento das fontes de recursos para o desenvolvimento da infraestrutura do país.

O artigo é composto de quatro seções. A primeira revela as principais características do setor elétrico nacional, com destaque para o novo marco regulatório. A segunda parte descreve os pontos positivos e negativos da estrutura de *project finance* na implantação de projetos de geração e transmissão de energia elétrica. A terceira apresenta um retrospecto da atuação do BNDES no apoio à expansão do setor elétrico nos últimos cinco anos. Na última seção, são apresentadas as conclusões e considerações finais.

O Setor Elétrico Brasileiro e o Novo Marco Regulatório

Geração de Energia Elétrica

Em dezembro de 2007, o Brasil possuía um parque gerador de energia elétrica com 1.705 usinas e potência instalada de 100.786,1 MW. Basicamente, essa capacidade é concentrada na hidreletricidade (UHEs, PCHs e CGHs), com 76,42% da capacidade total, dividida em 674 usinas. Em seguida, a termoeletricidade, que considera as fontes de gás natural, óleo diesel e combustível e carvão mineral, conta com 719 plantas geradoras que respondem por 17,18% da capacidade instalada.

A predominância da geração hídrica na matriz elétrica brasileira decorre de sua geografia extensa, predominantemente de planaltos com rios caudalosos, o que lhe confere uma grande vantagem energética, já que a hidreletricidade é mais competitiva que outras fontes de energia. Consequentemente, outra vantagem importante da matriz elétrica brasileira é a característica de ser limpa e renovável. Cerca de 80% da capacidade instalada nacional provém de fontes renováveis, como biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, cavaco de madeira, casca de arroz etc.), água e vento, enquanto

Tabela 1

Empreendimentos em Operação em Dezembro de 2007

TIPO	CAPACIDADE INSTALADA			TOTAL			
	Nº de Usinas	(kW)	%	Nº de Usinas	(kW)	%	
Hidro	Central Geradora	220	115.042	0,11			
	Pequena Central	295	1.886.767	1,87			
	Usina Hidrelétrica	159	75.023.597	74,44	674	77.025.406	76,42
Gás	Natural	81	10.208.182	10,13			
	Processo	30	1.146.978	1,14	111	11.355.160	11,27
Petróleo	Óleo Diesel	580	3.230.624	3,21			
	Óleo Residual	21	1.315.798	1,31	601	4.546.422	4,51
Biomassa	Bagaço de Cana	248	3.103.283	3,08			
	Licor Negro	13	794.817	0,79			
	Madeira	27	231.407	0,23			
	Biogás	3	41.590	0,04			
	Casca de Arroz	3	18.920	0,02	294	4.190.017	4,16
Nuclear		2	2.007.000	1,99	2	2.007.000	1,99
Carvão Mineral		7	1.415.000	1,40	7	1.415.000	1,40
Eólica		16	247.050	0,25	16	247.050	0,25
Total		1.705	100.786.055	100,00	1.705	100.786.055	100,00
Importação	Paraguai		5.650.000	5,61			
	Argentina		2.250.000	2,23			
	Venezuela		200.000	0,20			
	Uruguai		70.000	0,07		8.170.000	8,11
Total		1.705	108.956.055	108,11	-	108.956.055	108,11

Fonte: *Aneel*.

a média mundial é de apenas cerca de 13%. A Tabela 1 apresenta a matriz elétrica instalada do Brasil na data-base de dezembro de 2007.

O Brasil dispõe do quarto maior parque de geração de hidreletricidade do mundo, menor apenas que o chinês, o americano e o canadense. Do mesmo modo, o potencial de geração hídrica no Brasil é estimado em cerca de 260 GW, ou seja, o grau de utilização atual do potencial hídrico nacional atinge apenas cerca de 30%. Isso significa que o Brasil poderia triplicar a atual capacidade de geração hídrica,¹ potencial de que poucos países no mundo dispõem. Muitos países desenvolvidos já esgotaram ou estão prestes a esgotar seu potencial de geração de energia com base em hidrelétricas.

¹ Na verdade, deve ser considerado que muitos projetos acabam por não serem viáveis ambientalmente. Por outro lado, muitos aproveitamentos ainda devem ser inventariados.

Entre os países que possuem a vantagem energética da hidreletricidade, o Brasil ainda tem uma característica peculiar. Diferentes regiões do país possuem regimes pluviométricos distintos, mas complementares. A estação chuvosa das regiões Sul, Norte e Nordeste corresponde à estação seca das regiões Centro-Oeste e Sudeste, e vice-versa. Dessa forma, o despacho das usinas hidrelétricas pode ser otimizado entre as regiões, a fim de melhor utilizar a água armazenada nos reservatórios, dadas as restrições de chuva e seca.

No mercado de energia elétrica, o consumo e a produção se dão em tempo real, não sendo possível estocar o produto final, mas sim sua fonte, seja água, petróleo, biomassa, carvão, urânio ou outra qualquer. No caso brasileiro, o modelo hídrico desenvolvido foi direcionado para a construção de grandes reservatórios de regularização plurianual, de forma que reduza o risco hidrológico. Assim, a água estocada pode ser utilizada para gerar energia em períodos de hidrologia adversa.

Atualmente, a capacidade de armazenamento é de cerca de 275 GW/mês, estando 65% concentrada ao redor das fronteiras dos estados de Minas Gerais, São Paulo e Goiás, em uma área de cerca de 600 km². Em termos regionais, verifica-se que 69,7% do parque de geração hídrica encontra-se nas regiões Sudeste e Centro-Oeste; as regiões Sul e Nordeste respondem por 6,8% e 19%, respectivamente, enquanto a região Norte responde por apenas 4,6%. Todavia, em termos potenciais de utilização de novos aproveitamentos hidrelétricos, cerca de 40% do potencial de geração hídrica situa-se na região da Bacia Amazônica.

Nos últimos anos, a sociedade brasileira vem questionando a construção de grandes reservatórios de regularização plurianual. O principal argumento é o impacto ambiental causado pelo alagamento de grandes faixas territoriais. Consequentemente, verificam-se uma ruptura do modelo inicial de base hídrica e a construção de grandes blocos de energia para o modelo hidrotérmico atual.

Nesse período, quase não houve crescimento na capacidade total dos reservatórios.² A capacidade absoluta de armazenamento de energia tem se mantido constante, enquanto a carga vem aumentando. Assim, a capacidade de armazenamento atual dos reservatórios é suficiente, em média, para somente cerca de nove meses de consumo, imaginando-se zero a afluência nas bacias hidrográficas. Nesse aspecto, a geração térmica passa a desempenhar, ao menos parcialmente, o papel dos grandes reservatórios,

² O último reservatório de regularização no Brasil foi a UHE Serra da Mesa, implantada no final da década de 1990.

em relação à segurança do sistema. Ou seja, o despacho das usinas térmicas reduz a necessidade de acionamento das hidrelétricas e, portanto, contribui para a não-depleção dos reservatórios, reduzindo, assim, o risco de abastecimento.

Além disso, mesmo sendo mais caras, as termelétricas continuam sendo competitivas em um país com farta oferta de recursos hídricos. As usinas hidrelétricas caracterizam-se pelo seu elevado custo de investimento e baixíssimo custo variável de operação. Ao contrário, o custo de implantação das termelétricas é mais baixo, mas a sua operação é muito mais cara, pois incorre no custo dos combustíveis. Dessa forma, a usina hídrica é mais adequada para ser despachada na base do sistema, e a térmica, na ponta. Como os custos fixos de uma hidrelétrica são elevados, ela deve ser despachada continuamente, enquanto a termelétrica, que tem custos fixos baixos e custos variáveis elevados, é mais adequada para atender os aumentos descontínuos de carga.

Pelo fato de o Brasil ser um país de dimensões continentais e contar com uma matriz elétrica concentrada na geração hídrica, são exigidos vultosos investimentos em transmissão de energia. Primeiro, os novos aproveitamentos hidrelétricos incorporados ao parque gerador são cada vez mais distantes dos centros de carga. Segundo, quanto maior a interconexão entre diferentes bacias hidrográficas e os centros de carga das diferentes regiões do país, maiores são a segurança de abastecimento e a capacidade de otimização do despacho das usinas, gerando uma capacidade instalada virtual de cerca de 20% do parque gerador nacional.

Transmissão

Em dezembro de 2007, o SIN, que é composto da malha de transmissão de tensão acima de 230 kV (tensões abaixo desta pertencem à rede básica das distribuidoras), somava 87.568 km de extensão, o que é singular em termos mundiais. Para se ter uma ideia da dimensão da malha de transmissão brasileira, seu porte é grande o suficiente para conectar toda a Europa, de Lisboa a Moscou, assim como grande parte dos Estados Unidos, da costa leste à costa oeste.³

Como pode ser observado na Figura 1, o SIN abrange grande parte do Brasil, com exceção da Região Norte. Nesse sentido, essa área é isolada do restante do país, e, portanto, sua demanda de eletricidade tem de ser atendida por usinas geradoras locais, movidas principalmente a óleo combustível.

³ O comentário abstrai a necessidade de reforços na rede pelo tamanho da demanda de energia elétrica da região.

Figura 1
Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: Grassi (2005).

No entanto, brevemente essa região será conectada ao SIN por intermédio de duas grandes linhas de transmissão, que já foram licitadas. A primeira está atualmente em fase de implantação, e ligará, em 230 kV, a Subestação (SE) Jauru, localizada em Cuiabá (MT), à SE Samuel, em Porto Velho (RO). A segunda ligará a SE Tucuruí (PA) à SE Cariri, que fica em Manaus (AM), passando por Macapá (AP).

Desde 1999, toda a expansão do segmento de transmissão de energia tem ocorrido por meio de leilões públicos realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que obedecem às Leis 8.987, de 13.2.1995; 8.666, de 21.6.1993; 9.074, de 7.7.1995; e 9.648, de 27.5.1998. Dos 15 leilões já realizados, foram licitados 67 projetos, no total de 21.317,6 km de linha de transmissão, sem contar com a capacidade de transformação das subestações.

O ambiente de concorrência provido pelos leilões tem atraído tanto o capital privado quanto o público, e os deságios ofertados pelos participantes têm sido cada vez maiores, atingindo o objetivo do marco regulatório de modicidade tarifária. Também pode ser ob-

servada a grande predominância do investimento privado, com 39 projetos, ou 13.250 km de linhas de transmissão, além dos 12 com participação mista (4.842 km).

A expansão do sistema de transmissão ocorre de forma semelhante à do segmento de geração. São utilizados leilões reversos, nos quais os vencedores são determinados pelo critério de menor valor de receita de transmissão, a chamada receita anual permitida (RAP). Desse modo, a concessão do serviço público de transmissão é arrematada por aquele que ofertar o maior deságio da RAP inicial do leilão. Como o segmento de transmissão de energia é um monopólio natural, desde 1999 vem sendo empregada a concorrência durante o processo de licitação para maximizar a modicidade tarifária e minimizar o lucro extraordinário do monopólio.

Os projetos de transmissão são intensivos em capital e se caracterizam pelo baixo risco de implantação. Em geral, não incorrem em riscos de licenciamento ambiental nem geológico; a engenharia é relativamente simples e a tecnologia dos equipamentos empregados é mundialmente difundida.

Além disso, os riscos operacionais também são reduzidos. O mecanismo de remuneração fixa RAP, pela disponibilidade ao SIN dos ativos do projeto de transmissão, torna o seu fluxo de caixa bastante previsível. O risco de conflito entre os agentes envolvidos também é diminuto em função da estrutura contratual que rege o segmento de transmissão. Isso posto, pode-se afirmar que um projeto de transmissão representa quase uma renda fixa do capital investido.

O grande sucesso da expansão do sistema de transmissão brasileiro deve-se, em grande parte, ao modelo institucional, jurídico e financeiro desenvolvido, o qual busca a diluição dos riscos de implantação e de operação dos projetos entre os diversos agentes envolvidos, com reflexos também na diluição dos riscos de crédito. Com isso, os investidores têm obtido êxito em equacionar as fontes de recursos para a implantação dos projetos, principalmente por meio do mecanismo de *project finance*. Cabe destacar que, nesse aspecto, o BNDES tem desempenhado um papel crucial, como principal provedor das fontes de recursos de longo prazo para a implantação dos projetos de transmissão.

Basicamente, são seis os contratos que regulam os serviços de transmissão de energia elétrica no Brasil:

- Contrato de concessão (CC) – regula a concessão do serviço público de transmissão para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão;

- Contrato de prestação de serviços de transmissão (CPST) – estabelece os termos e as condições de administração e coordenação das prestações de serviço de transmissão. Esse instrumento contratual torna o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) o representante de cada transmissora perante os usuários do sistema de transmissão, fazendo com que o ONS desempenhe o papel de “síndico do sistema elétrico nacional”, que tem uma natureza operativa essencialmente condominial;
- Contrato de compartilhamento de instalações (CCI) – estabelece os procedimentos técnico-operacionais e as responsabilidades comerciais e civis que irão regular o compartilhamento das instalações e subestações;
- Contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCT) – estabelece condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais e comerciais que irão regular a conexão da linha de transmissão com os usuários da rede básica, por meio dos pontos de conexão de propriedade da mesma;
- Contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) – estabelece os termos e as condições que irão regular o uso da rede básica; e
- Contrato de constituição de garantia (CCG) – estabelece os termos e as condições de garantia de pagamento e fiel cumprimento das obrigações do contrato de uso do sistema de transmissão.

O Novo Marco Regulatório

Sob a égide do novo marco regulatório, implementado pela Lei 10.848, de 15.3.2004, e regulamentado pelo Decreto 5.163, de 30.7.2004, a regulação passou a considerar as especificidades únicas do setor elétrico nacional, em vez de incorporar modelos de países de base térmica, como no passado. Os objetivos principais que nortearam a implementação do novo marco regulatório foram: garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente; e promover a inserção social por intermédio da universalização da energia elétrica.

A segurança do suprimento é garantida por uma série de medidas, as quais, direta ou indiretamente, atuam para reduzir o risco de desabastecimento. Entre as medidas diretas, destacam-se:

- realização da expansão do sistema por meio de leilões, nos quais os licitantes vencedores celebram contratos bilaterais de longo prazo com as distribuidoras;
- exigência de que as distribuidoras contratem 100% da sua demanda, quando anteriormente admitia-se uma parcela de 5% de demanda descontratada;
- todo contrato, entendido como instrumento financeiro, deve estar lastreado em capacidade firme de geração; e
- monitoramento permanente do setor de forma que se tomem medidas preventivas contra eventuais desequilíbrios entre oferta e demanda de energia elétrica. Para tal, foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Com o novo marco regulatório, o Estado volta a assumir papel relevante no planejamento de longo prazo do setor, com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Considerando que a base nacional é predominantemente hídrica e que as hidrelétricas levam de quatro a cinco anos para serem implementadas (sem contar o período de estudo de inventário, licenciamento ambiental e elaboração do projeto básico), a expansão do setor elétrico brasileiro precisa ser planejada com bastante antecedência. Esse movimento se coaduna com o permanente monitoramento do setor, com o objetivo de aumentar a segurança do suprimento.

Tendo em vista que a matriz elétrica nacional é caracterizada pela predominância da fonte hídrica, o custo marginal de expansão aumenta progressivamente, pois obedece à ordem crescente de implantação de projetos mais produtivos e próximos dos grandes centros consumidores. À medida que se expande o sistema, projetos mais caros e distantes dos centros consumidores passam a ser elegíveis para implantação. Ao contrário, países com maior fatia de termelétrica e/ou com todo potencial hídrico praticamente explorado têm o custo marginal de expansão constante, dadas as tecnologias atuais de implantação de usinas térmicas, sejam elas nucleares, movidas a carvão, gás natural etc. Esse fato implica maior risco para novos projetos, uma vez que concorrem com usinas já amortizadas e que, portanto, são mais competitivas.

No novo marco regulatório, toda a expansão do parque gerador é feita por intermédio de leilões realizados pela Aneel, nos quais os vencedores são eleitos pelo critério de menor tarifa ofertada. Assim, para reduzir o risco de mercado dos novos geradores, incentivar o investimento em geração e estimular a contratação eficiente da energia pelos consumidores cativos, foi criado o ambiente de contratação regulada (ACR), que passou a ser o mercado para

atendimento do *pool* de distribuidores, funcionando com base em leilões de menor tarifa para energia nova ou existente. Ele então coexiste com o ambiente de contratação livre (ACL), destinado ao atendimento dos consumidores livres⁴ e autoprodutores.⁵

O ACL se baseia na contratação bilateral entre um gerador e um consumidor livre que deverá ter um consumo com demanda maior que 3 MW e tensão superior a 69 kV. As distribuidoras e o sistema de transmissão da rede básica são remunerados pelos serviços de transmissão (tarifa fio), tendo os contratos lastro físico na geração de energia. Todavia, esses contratos costumam ser de médio prazo (cerca de cinco anos) e, portanto, seus preços no momento da renovação contratual estão sujeitos às condições à época do mercado de energia elétrica.

Os leilões de energia nova tanto podem ser para entrega da energia daqui a cinco anos (A-5) ou para entrega daqui a três anos (A-3). No primeiro, as hidrelétricas são supostamente mais competitivas, enquanto no segundo, dado o menor prazo para implantação, as termelétricas tendem a ser mais competitivas. O leilão A-3 é considerado de ajuste da oferta e da demanda projetada para daqui a três anos, permitindo que a demanda estimada seja mais bem calibrada pelas distribuidoras em um horizonte temporal mais curto. Os vencedores dos leilões assinam contratos bilaterais com as distribuidoras do *pool* por um período de fornecimento de 15 ou 30 anos (relativamente a termelétricas e hidrelétricas, respectivamente).

Os leilões de energia existente são realizados anualmente com o objetivo de contratar energia para entrega a partir do ano seguinte, à medida que os contratos em vigor forem vencendo. Os geradores que triunfam nesses leilões assinam contratos bilaterais com cada um dos distribuidores, com prazos entre cinco e 15 anos, que incluem descontrações previstas para os próximos anos.

Os leilões de ajuste destinam-se à contratação de energia existente para o atendimento de distribuidores ainda descontraídos após os leilões de energia nova. Neles, cada distribuidor poderá contratar até 1% de sua carga, firmando contratos bilaterais com prazos máximos de dois anos.

Em prol da modicidade tarifária, relativamente aos projetos hídricos, os consumidores livres e autoprodutores declarados vencedores devem ressarcir o ACR pela diferença entre o valor

⁴ *Consumidores livres são aqueles que consomem acima de 3 MW médios em qualquer nível de tensão.*

⁵ *Autoprodutores são aqueles que produzem energia para consumo próprio. Geralmente são indústrias eletrointensivas.*

ofertado e a maior tarifa negociada no leilão (considerado como o custo marginal de expansão, *ceteris paribus*). Essa determinação é baseada no conceito de que os aproveitamentos naturais dos rios são um bem da sociedade brasileira, e é a ela que devem ser direcionados os benefícios da sua exploração. Por outro lado, o novo marco regulatório acabou excluindo os autoprodutores (normalmente as empresas dos setores eletrointensivos) dos leilões e, conseqüentemente, prescindindo desse capital para os investimentos na expansão do setor.

Conforme já mencionado, um dos objetivos principais do novo marco regulatório é a modicidade tarifária. Entre as suas concepções principais, destaca-se a busca por desvincular do preço da energia elétrica o custo marginal de expansão. Assim, os leilões de energia hídrica foram separados em energia nova e velha, ou seja, energia de projetos já em operação e de projetos a serem implantados, agregando nova capacidade produtiva. Nesse sentido, as usinas antigas, já inteiramente amortizadas, não concorrem com projetos novos, que têm de remunerar todo o custo de implantação e financiamento. Portanto, as usinas antigas e descontratadas não conseguem vender a sua energia por valor próximo ou igual ao preço que viabiliza novos empreendimentos, contribuindo, assim, para a modicidade tarifária. Cabe destacar que esse mecanismo também atua na segurança do suprimento, pois impede que novos projetos, que precisam de tarifas mais elevadas para remunerar o investimento, concorram diretamente com aquelas usinas com o capital já amortizado.

O tipo de contratação de energia também foi dividido em contratos de quantidade e de disponibilidade. Nos contratos de quantidade, inerentes às UHEs, o risco hidrológico é assumido pelo empreendedor, enquanto nos contratos de disponibilidade, que são próprios das usinas térmicas, esse risco é assumido pelos consumidores finais, ou seja, é um contrato de aluguel da usina. Apesar disso, as usinas hidrelétricas contam com meios mitigadores do risco hidrológico, entre os quais se destaca o mecanismo de realocação de energia (MRE).⁶

⁶ O MRE aloca entre as geradoras as diferenças entre a energia gerada e aquela assegurada por cada usina integrante do SIN operada pelo ONS. O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, por meio da transferência do excedente de energia daqueles geradores que geraram além de suas energias asseguradas para aqueles que geraram abaixo, de modo que os geradores recebam pela energia assegurada em vez daquela por eles efetivamente gerada. A geração efetiva de energia é determinada pelo ONS, o atual responsável pelo despacho de energia no SIN, tendo em vista as condições de demanda e hidrológicas. Por intermédio do MRE, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas geradoras não depende da energia efetivamente gerada por elas, mas sim da energia assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando do respectivo Contrato de Concessão, podendo ser revista pelo Poder Concedente periodicamente.

Outra novidade introduzida no sistema de leilões foi a exigência de licença ambiental prévia para todos os projetos a serem selecionados para participar dos leilões. O objetivo dessa decisão foi tentar reduzir o risco de obtenção da autorização ambiental, o que implica risco de atraso na implantação do projeto. Apesar do avanço obtido, os resultados podem não ser eficazes, uma vez que o problema em questão não se concentra na obtenção da licença prévia, mas sim na de instalação. Nesse sentido, o risco continua sendo dos investidores, já que eles assumem o compromisso de entrega de energia em uma data determinada.

Entre as várias mudanças implementadas pelo novo marco regulatório, destaca-se também a obrigatoriedade definitiva de desverticalização das empresas do setor, além da proibição de *self-dealing*.⁷ Dessa forma, as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia tiveram de ser formalmente separadas, devendo os grupos realizar as respectivas cisões de seus ativos.

Sendo assim, com o novo marco regulatório, o setor elétrico nacional passou a ser constituído, institucionalmente, pelos seguintes agentes:

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – órgão criado pela Lei 9.478, de 6.8.1997, visando à formulação de políticas e diretrizes energéticas e assessoramento da Presidência da República;
- Ministério de Minas e Energia (MME) – poder concedente, planejamento setorial;
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – órgão criado pela Lei 10.847, de 15.3.2004, vinculado ao MME e com a finalidade de prestar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar e dar apoio técnico ao planejamento do setor energético;
- Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – agência reguladora (autarquia federal), criada pela Lei 9.427, de 26.12.1996, vinculada ao MME, e com a responsabilidade de regulação, fiscalização e realização dos leilões de energia;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – administração dos contratos de compra e venda de energia;

⁷ *Self-dealing* significa celebrar contratos de compra e venda bilaterais entre empresas de um mesmo grupo econômico. Até o novo marco regulatório, era permitido que uma distribuidora de energia contratasse até 30% de sua carga de suas próprias geradoras.

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – acompanhamento da continuidade e qualidade do suprimento de energia; e
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – despacho de carga centralizado.

Os setores de infraestrutura – entre os quais se insere o setor elétrico – são caracterizados por prover ativos empregados na produção/utilização de serviços públicos, o que impõe ao Estado a necessidade de atuar direta ou indiretamente para a sua viabilização, fornecendo ele próprio esses serviços (diretamente), ou regulando-os para que os agentes privados atuem em favor do interesse coletivo (indiretamente). Em geral, setores de infraestrutura têm indivisibilidades técnicas que os caracterizam como monopólios naturais. Isso implica que o Estado deve estruturar meios para que seja expurgado o ganho do monopolista em prol da sociedade, por meio da viabilização da concorrência, ainda que concentrada na fase de licitação, ou por intermédio da regulação, como no caso das distribuidoras de energia elétrica.

Os setores de infraestrutura, em particular o setor elétrico, também são marcados por exigências de grandes inversões iniciais de capital, presença de capacidade ociosa e demanda com baixa elasticidade de preço. Por outro lado, as margens operacionais são mais elevadas, previsíveis e duradouras, diferentemente de outros setores industriais. A conjugação dessas características é o que possibilita o aumento considerável da alavancagem financeira no equacionamento das fontes de recursos para a implantação de projetos nos setores de infraestrutura, notadamente por meio do *project finance*.

O mecanismo de *project finance* há tempo vem sendo objeto de estudo pela academia no mundo inteiro. Inúmeros são os artigos que o conceituam, definem, quantificam e traçam seu histórico. Dessa forma, este artigo não procurou abordar o *project finance* no sentido amplo, restringindo-se apenas aos aspectos inerentes à realidade brasileira e, mais especificamente, à expansão do setor elétrico nacional nos últimos anos.

No Brasil, o *project finance* teve impulso na segunda metade da década de 1990. Com o início das reformas institucionais nos setores de infraestrutura, o Estado deixou de ser o principal investidor em projetos, passando a função à iniciativa privada. Nesse

O Padrão de Financiamento e o Mecanismo de *Project Finance*

O Mecanismo de *Project Finance*

sentido, a alternativa do *project finance*, baseada em contratos privados de longo prazo, não era necessária até então, já que, no financiamento dos projetos de infraestrutura estatais, não havia necessidade de oferecer garantias aos entes financeiros públicos. As reformas ocorreram principalmente nos setores de telecomunicações, energia elétrica, petróleo e gás e infraestrutura de transporte.

Diversas são as definições de *project finance*, as quais podem ser assim sintetizadas: o *project finance* é um mecanismo de estruturação de financiamento a uma unidade ou conjunto de unidades produtivas (projeto) legalmente independentes dos investidores (patrocinadores), na qual os financiadores assumem que o fluxo de caixa a ser gerado e os ativos do projeto são as fontes primárias de pagamento e garantia do financiamento. O fato de o projeto ser legalmente independente significa que os investidores devem constituir uma sociedade independente (sociedade de propósito específico – SPE) para a implantação do projeto.

Normalmente, durante o período de implantação do projeto, os financiadores podem recorrer – integralmente (*full-recourse*) ou não recorrer (*no-recourse*) – aos ativos dos investidores para assegurar o pagamento do crédito. Ou seja, embora seja desejável, não há a obrigatoriedade de os projetos serem completamente autossuficientes desde seu início, de modo que os credores prescindam da solidariedade dos patrocinadores. Dessa forma, o *project finance* difere do financiamento corporativo, pois este é amparado nos ativos e no fluxo de caixa dos investidores.

Uma condição básica para a implementação de um *project finance* é a identificação de todos os riscos inerentes à implantação do projeto. Não obstante, esses riscos devem ser mitigados e “alocados” a todas as partes envolvidas na estruturação do financiamento. Entre as partes, podem ser destacadas as seguintes: SPE; patrocinadores (investidores que aportam capital na SPE); financiadores/debenturistas; seguradoras; agentes administradores de contas (*trustees*, no caso anglo-saxão); construtores; poder concedente, no caso de serviços regulados; compradores dos produtos produzidos; fornecedores de insumos; e operadores do projeto na sua fase operacional.

A análise dos riscos de um projeto é fator fundamental na estruturação do *project finance*. Segundo Tinsley (2000), os riscos de um *project finance* são classificados em 16 grupos, que sinteticamente podem ser segregados nas fases de desenvolvimento, implantação e operação. Esses riscos estão diretamente ligados às condições necessárias para a estruturação de um *project finance* e são apresentados a seguir, agregados em nove categorias.

a) Risco de Suprimento

O risco de suprimento refere-se ao acesso a insumos para o projeto em quantidades, qualidade, preços e prazos previstos. Em relação ao setor elétrico, o risco não afeta o segmento de transmissão, pois não incorre em um processo produtivo. Quanto ao segmento de geração, o risco de suprimento está associado ao tipo de fonte de energia.

Conforme já mencionado na seção sobre o novo marco regulatório, o risco de suprimento em projetos hídricos está associado à disponibilidade de água para ser turbinada, pois o tipo de contrato instituído pelo novo modelo é de quantidade; no entanto, o risco hidrológico é mitigado pelo mecanismo de funcionamento do setor. Primeiramente, as usinas podem comercializar, no máximo, a sua energia assegurada. Em segundo lugar, todas as usinas hidrelétricas (aqui se excetuam as pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas) participam do MRE, e, desse modo, o risco hidrológico é diluído por todas as usinas em cada subsistema. Além disso, no caso de o subsistema não gerar energia suficiente para determinada usina, esta poderá ser suprida por outro subsistema até o limite da capacidade de transmissão entre os dois, mas ficará exposta à diferença do preço de liquidação de diferenças (PLD).

Cabe destacar que a energia assegurada pode ser reduzida a cada cinco anos ou na ocorrência de eventos extraordinários, conforme determina o Decreto 2.655, de 2.7.1998; a redução, porém, nunca pode ser superior a 5%, ou 10% no acumulado.

No caso de projetos termelétricos, o risco de suprimento realmente existe (gás, óleo, carvão etc.) e deve ser mitigado e/ou compartilhado contratualmente com seus fornecedores, de forma que garanta ao projeto uma quantidade mínima a ser fornecida e/ou um preço máximo de fornecimento. Esses contratos podem imputar ao fornecedor a responsabilidade pela produção de insumos com terceiros, caso ele não possa honrá-lo. Os riscos de suprimento também podem ser mitigados por mecanismos de gatilho. Além disso, o patrocinador pode contratar seguros contra a falta de insumos ou, ainda, proteger-se contra oscilações no preço do insumo com mecanismos de *hedge*, tais como contratos futuros, contratos a termo, ou opções.

Cabe destacar que, conforme já abordado anteriormente, a partir do novo marco regulatório, as termelétricas assinam contratos de disponibilidade, ou seja, é um aluguel da usina para estar à disposição de operação pelo ONS, de modo similar às linhas de transmissão. Portanto, o risco hidrológico é transferido para os consumidores finais.

b) Risco de Mercado

O risco de mercado refere-se às possíveis disparidades entre as previsões que serviam de base ao exame da viabilidade econômica e do dimensionamento da operação e a demanda real de bens e serviços a que ela é destinada a satisfazer. A literatura econômica em geral considera que, no setor energético, esse risco é relativamente menos importante porque não existe concorrência dentro do mercado; no máximo há concorrência no acesso ao mercado, ou seja, nos leilões.

No segmento de transmissão, também não há risco de mercado considerável pelas razões já expostas anteriormente. Os projetos de transmissão são remunerados pela RAP por intermédio de contratos de trinta anos, ou seja, possuem receitas previsíveis e de longo prazo. Além disso, o risco de crédito é bastante reduzido pela estrutura contratual e pelo fato de ser diluído entre todos os agentes usuários do SIN, sejam geradores ou consumidores.

Quanto ao segmento de geração, o risco de mercado também já foi abordado. No ACR, os projetos possuem 70% da sua energia, no mínimo, amparada por contratos de longo prazo (15 e trinta anos), que, assim como na transmissão, possui risco de crédito mitigado e diluído. Os 30% (no máximo) restantes da energia podem ser destinados ao ACL, e o projeto passa a assumir o risco de crédito dos compradores.

De forma geral, pode-se afirmar que os novos projetos de geração e transmissão de energia elétrica são lastreados por contratos de longo prazo, com baixo risco de crédito e valores bastante previsíveis, sendo, portanto, bastante vantajoso para a estruturação de financiamento por meio do *project finance*.

c) Risco Operacional

O risco operacional envolve aspectos tecnológicos, gerenciais e de custo, que são inerentes à fase operacional. O setor elétrico é tecnologicamente maduro, e novos avanços tecnológicos⁸ não costumam ser prejudiciais para projetos em implantação ou já implantados. Na verdade, a variável do avanço tecnológico é mais evidente durante a fase de desenvolvimento. No entanto, em função do esquema de concorrência na fase concessão/autorização (leilão), os ganhos tecnológicos acabam por ser refletidos nos preços de oferta, e, portanto, capturados pelo consumidor.

⁸ Cabe ressaltar que os credores entendem que riscos tecnológicos devem ser assumidos pelos patrocinadores.

Entretanto, nenhum projeto está imune aos riscos de falha humana, material, ou outros que venham a prejudicar os lucros. Nesse sentido, tanto as SPEs de transmissão como de geração celebram contratos longos de operação e manutenção da planta produtiva (contratos de O&M), que podem ser com os próprios patrocinadores, além de fazerem seguros operacionais. Esses contratos são essenciais para a estruturação de um *project finance*, pois o fluxo de caixa do projeto é a principal garantia do financiamento durante a fase operacional e, por isso, deve ser “blindado” dos impactos negativos por meio da alocação de tais riscos a quem tem mais competência para assumi-los.

O componente gerencial do risco operacional está relacionado à ineficiência administrativa. Primeiramente, os principais prejudicados são os próprios patrocinadores, pois têm seus ativos mal geridos. Dessa forma, a SPE, por ser protegida por regras rígidas e claras de governança corporativa, acaba se protegendo também do conflito entre os próprios patrocinadores. Além disso, na estrutura de *project finance*, esse risco é mitigado pela inclusão de *covenants* ou obrigações no contrato de financiamento, tais como necessidade de atingir determinados índices financeiros, necessidade de anuência dos credores para a celebração de contratos, restrições na administração e destinação do fluxo de caixa do projeto.

d) Riscos de Implantação

Nos setores de infraestrutura, ao contrário dos demais setores industriais, os riscos do período de construção são os mais importantes. Isso é uma contrapartida dos perfis temporais dos fluxos de despesas e receitas. As maiores e mais prolongadas despesas iniciais fazem com que os custos irrecuperáveis (*sunk costs*) de uma planta inacabada sejam bem mais significativos nos setores de infraestrutura. Depois de concluída a fase de implantação, a maior estabilidade das receitas faz com que, em geral, os riscos de exploração sejam menores nos projetos de infraestrutura do que nos demais projetos industriais.

Consequentemente, o principal componente de risco em um *project finance* está associado à fase de implantação. Conforme já mencionado, os riscos de um projeto se sobrepõem, e, portanto, um problema durante a fase de implantação pode desencadear outros, que, por fim, impedem, postergam ou prejudicam a fase operacional do projeto.

Os arranjos de garantias para mitigar o risco de não-conclusão envolvem compromissos de que o projeto será entregue em um prazo estabelecido, havendo margens predefinidas para atrasos, atendendo às especificações de eficiência operacional e, em

alguns casos, de que seja cumprido o orçamento da construção. Nesse sentido, os credores usualmente exigem que os patrocinadores se comprometam a aportar recursos próprios antecipadamente à liberação do financiamento e que celebrem contrato de suporte para garantir o aporte para eventuais aumentos no orçamento. Do mesmo modo, aos acionistas cabe não apenas aportar os recursos próprios, mas garantir, empenhar as ações e principalmente os recebíveis dos projetos, que, uma vez performados, garantem automaticidade ao serviço da dívida, por intermédio da cessão e da reserva de meio de pagamento.

Conforme já mencionado, existem testes de conclusão para atestar que o projeto foi concluído sob os aspectos técnicos e financeiros. À medida que os índices que compõem os testes vão sendo atingidos, os suportes de garantia fornecidos pelos patrocinadores passam a ser regressivamente exigidos pelos credores, cada vez em menor grau, até que cessem as exigências. Caso o projeto não tenha êxito nos testes de conclusão, podem ser acionadas as cláusulas de vencimento antecipado da dívida.

Diversos são os tipos de riscos que podem ser mais característicos da fase de implantação:

- Riscos de Construção

Os riscos de construção estão associados a erros no processo ou na concepção do projeto que podem levar a um descumprimento dos prazos originais, a uma má *performance* do empreendimento, ao aparecimento de custos extras, ou até a sua inviabilização. Para que esses riscos não ocorram ou sejam mitigados, devem ser divididos de maneira adequada entre as partes responsáveis pela construção.

Assim, os patrocinadores procuram transferir, ao máximo, o risco de conclusão para os construtores e fornecedores de equipamentos por meio da celebração de contratos *turn-key lump sum* do tipo *empower procurement and construction* (EPC), segundo o qual o construtor é obrigado a entregar, por preço pré-acordado, o projeto funcionando sob determinadas especificações, tendo a responsabilidade de construção sobre todo o projeto; entretanto, esse tipo de contrato é mais custoso, pois a margem e o risco dos construtores e fornecedores são maiores. Por outro lado, os construtores e fornecedores contratam seguros diversos, de forma a reduzir os riscos por eles assumidos. Entre os seguros geralmente contratados (e que são exigidos pelos financiadores), podem ser mencionados os de engenharia; responsabilidade civil; transportes; lucros cessantes – entre os quais se destacam *advance loss of profit* (ALOP) e *delay in start-up* (DSU) –; e *performance*.

A construção do empreendimento também envolve outras demandas e agentes. Os projetistas têm de estar em constante contato com os construtores e fornecedores. Ambos devem possuir experiência e boa saúde financeira e também contratar empresas para fazer a interface entre suas obrigações recíprocas e o cronograma de implantação. Além disso, a SPE contrata empresas de engenharia (engenheiro do proprietário) para fiscalizar a execução das obras, enquanto os financiadores também podem contratar sua engenharia de acompanhamento das obras.

Na verdade, os riscos de construção somente se encerram após o início da operação, com os testes efetivos dos equipamentos e demonstração da capacidade de desempenho técnico e financeiro do projeto.

Na implantação de um empreendimento de energia elétrica, em particular nos projetos de geração e transmissão, o risco de construção é bem distinto. Projetos de transmissão se caracterizam pelo baixo risco e curto período de implantação; neles, a engenharia é relativamente simples, e a tecnologia dos equipamentos empregados é universalmente difundida. Em contraposição, a construção de usinas de geração é mais arriscada e demorada, dependendo primordialmente do projeto de cada empreendimento.

- Riscos de Caso Fortuito e Força Maior e Ambiental

Esse risco está associado a eventos inesperados que, de certa forma, não podem ser controlados ou previstos. Suas causas podem ser originárias de ações:

- da natureza – catástrofes naturais como enchentes, tsunamis, furacões, tornados, terremotos, incêndios, erupções vulcânicas etc.;
- do homem – guerras, terrorismo, greves, insurreições (podem ser políticas), sabotagem, espionagem e fraudes etc.;
- do governo e políticas (atos do príncipe) – atividades organizadas, de cunho político, que provocam impactos sociais, como decretação de estado de sítio ou de toque de recolher; a ocorrência de greves gerais, insurreições sociais, e outros tipos de manifestação. O risco político refere-se ao ambiente institucional em que o projeto se encontra e às possibilidades de mudanças provocadas por entes políticos que possam, de alguma maneira, prejudicar o projeto; e

- impessoais – aquelas que ocorrem por nenhuma razão em particular, como crise no sistema financeiro global, colapsos na rede de energia elétrica, colapsos na rede de transporte etc.

Conforme já abordado, relativamente ao risco político, o novo marco regulatório consolidou favoravelmente o ambiente institucional de funcionamento do setor elétrico, favorecendo a estruturação de projetos com base no *project finance*. Dessa forma, pode-se dizer que, atualmente, o risco regulatório é reduzido tanto para o segmento de geração quanto para os de transmissão e distribuição. Além disso, criou condições para a associação do capital público e privado na implementação de novos projetos.

Outro risco político seria o da encampação da concessão pelo poder concedente, o que parece menos razoável, a não ser que os empreendedores não cumpram com suas obrigações perante o poder concedente. A princípio, não se espera esse tipo de atitude de empreendedores desse porte e de grupos empresariais a que pertencem. No entanto, esse risco existe, e a maneira de mitigá-lo é uma cuidadosa gestão financeiro-empresarial e operacional da SPE.

O risco ambiental é uma variável capaz de gerar perdas significativas para o projeto, as quais podem ter origem no aumento dos custos com compensações ambientais, com a paralisação das obras ou operação do projeto, em razão de embargos ambientais, manifestações de grupos ambientalistas etc. Além disso, problemas socioambientais podem deteriorar as relações entre as partes envolvidas, principalmente, entre os patrocinadores e autoridades governamentais.

Os projetos hídricos a serem implantados e em implantação têm sido expostos cada vez mais ao risco ambiental, com problemas de licenciamento, paralisações e aumento de custos, sendo preteridos em prol de termelétricas de combustão fóssil, cujo efeito é consideravelmente mais danoso ao meio ambiente.

É importante destacar que os riscos de caso fortuito, força maior e ambiental não são cobertos pelos mecanismos de seguro, salvo raríssimas exceções. Portanto, na estruturação do *project finance*, deve ser avaliado se esse tipo de risco é mais evidente e provável, ou não. Para os projetos de sistemas de transmissão, esses riscos têm baixa ocorrência e impacto diminuto, logo, podem ser assumidos pelas partes envolvidas na implantação do projeto, até pelos credores, o que pode tornar possível a estruturação do *project finance no-recourse* ou *limited-recourse*. Já no caso da implantação de uma UHE, por exemplo, esses riscos são mais prováveis e

têm um impacto maior sobre o equilíbrio econômico-financeiro do projeto. Nesse caso, a estruturação de *project finance* costuma ser realizada na forma *full-recourse*, de modo que os patrocinadores assumam tais riscos.

Outras formas de mitigação, afora os instrumentos contratuais, são: provisão de recursos extras para cobrir excedentes de custo de construção, previsão de atrasos no fluxo de caixa projetado, obtenção prévia de aprovações ambientais e de demais autorizações pelas instituições governamentais competentes.

e) Riscos de Custos Financeiros

Normalmente, os riscos de custos financeiros ocorrem após a estruturação das fontes de recursos do projeto, seja por meio de *project finance* ou não. No caso do *project finance*, o valor do financiamento baseia-se na capacidade de pagamento do fluxo de caixa do projeto sobre o fluxo de pagamentos de principal e juros da dívida (índice de cobertura do serviço da dívida). Em casos extremos de descasamento acentuado entre os indicadores de correção dos ativos e passivos do projeto, a capacidade de pagamento do financiamento pode ser comprometida. Para projetos de geração e transmissão de energia elétrica, os maiores exemplos desses riscos são as desvalorizações cambiais e o descasamento entre a taxa de juros de longo prazo (TJLP) e a inflação.

Nesses projetos, o fluxo de caixa operacional é indexado, na sua grande maioria, à inflação (seja IPCA ou IGP-M). Para financiamentos em moeda estrangeira, a desvalorização cambial implica um aumento súbito do fluxo de pagamento da dívida em relação ao fluxo operacional, comprometendo, portanto, a capacidade de pagamento do projeto. O mesmo fato (porém em menor magnitude) verifica-se em financiamentos em TJLP, quando o índice de inflação que indexa o fluxo de receitas é consideravelmente inferior à variação da TJLP que indexa a dívida.

No entanto, esses riscos podem ser mitigados de diversas formas na fase de estruturação do financiamento. Para dívidas atreladas a moedas externas, pode-se exigir à SPE que contrate instrumentos de *hedge* de variação cambial *versus* índice de inflação de indexação das receitas (IPCA ou IGP-M). Do mesmo modo, para o cálculo do valor do financiamento, devem ser realizadas simulações probabilísticas e de estresse, de forma que se tornem conhecidos os eventos que comprometem a liquidez da SPE. O financiamento também deve contar com uma folga mínima do índice de cobertura do serviço da dívida (normalmente igual a 1,3) e reserva dos meios de pagamento, composta de: (i) conta centralizadora de receitas; e (ii) conta reserva não inferior ao fluxo de pagamento de três meses

do serviço da dívida e custos operacionais (não movimentáveis pela SPE), além da conta movimento.

f) Risco Legal

O risco legal afeta as partes envolvidas no projeto por meio de efeitos prejudiciais advindos das relações contratuais entre elas e terceiros (microeconômicos) ou relativamente aos sistemas jurídicos do país e/ou de domicílio dos principais agentes envolvidos (macroeconômicos).

Conforme Chagas (2006), o direito consuetudinário anglo-saxão (conhecido como *common law*) baseia-se na jurisprudência, consubstanciada pelos costumes da sociedade, em que os contratos possuem maior robustez legal. No Brasil, o sistema jurídico baseia-se no direito romano, em que os códigos legais são mais importantes que a jurisprudência e os costumes. Nesse sentido, o sistema jurídico brasileiro determina que o interesse público pode sobrepor-se ao privado (contratos administrativos), e seus instrumentos legais são menos efetivos e mais frágeis, exigindo maior cautela por parte dos investidores do que no ambiente da *common law*. Assim, no Brasil, foi e é ainda necessário o desenvolvimento de marcos regulatórios dos diversos setores econômicos para a viabilização de projetos por meio de *project finance*.

Borges (2005) cita também diferenças específicas entre os sistemas jurídicos brasileiro e anglo-saxão que implicam alteração no escopo do mecanismo de *project finance*, como a figura do *trustee*. O *trustee* é o agente do *trust*, que, por sua vez, é o contrato anglo-saxão em que ativos são transferidos para a propriedade de um terceiro designado para agir de determinada forma ou para atingir certo fim. Esse tipo de contrato não é aceito no direito brasileiro por atentar contra princípios de sucessão e de insolvência. Com isso, no Brasil, o *agente fiduciário* não tem a propriedade dos bens sobre os quais deve agir, sendo, no máximo, fiel depositário de alguns bens ou direitos, ou, em outros casos, administrador ou gestor de recursos de terceiros.

Cabe destacar que as responsabilidades, garantias e divisão de riscos num *project finance* exigem contratos complexos, confiáveis e respeitados, além de um ambiente legal em que seja possível fazer valer os contratos judicialmente (*law enforcement*). Essas relações contratuais de alocação de riscos constituem uma das bases da estrutura financeira em questão, com a tendência de substituição das garantias usuais (carta de fiança, hipoteca, aval, carta de crédito etc.) por garantias de construção ou de *performance* durante a fase de implantação do projeto, e, preferencialmente,

por garantias ligadas ao fluxo de caixa do projeto durante sua fase de operação.

g) Risco de Participantes

Esse risco está ligado às inter-relações entre todos os agentes envolvidos tanto na implantação do projeto como na estruturação do *project finance*. Por exemplo, o contrato de EPC inclui diversas partes que devem interagir coordenadamente entre si, sejam os construtores civis, os fornecedores de equipamentos, os montadores, os projetistas etc. Da mesma forma, os credores devem ter respaldo das agências reguladoras, nesse caso a Aneel, para cessão ou penhor dos direitos emergentes da concessão ou autorização, assim como para a notificação aos clientes da SPE para a centralização dos pagamentos no agente financeiro arrecadador de recursos. Enfim, o risco de participantes diz respeito tanto à capacidade creditícia quanto à relação entre as partes (patrocinadores, investidores de capital próprio, credores, detentores de títulos de dívida emitidos pelo projeto, governo, fornecedores, construtores, operadores, compradores da produção, consultores financeiros, legais, ambientais, engenheiros independentes etc.).

O risco de participantes pode ser mitigado por intermédio de instrumentos que evitem ou coíbam qualquer recusa ou transferência de responsabilidade entre as partes, como dar atenção especial ao *compliance* de contratos e imputação de garantias cruzadas entre os agentes envolvidos em determinado contrato. Cabe também destacar que, conforme anteriormente ressaltado, nos ambientes institucionais anglo-saxões, as cláusulas *step-in-right* – que propiciam, em certos eventos de *default*, que os credores possam assumir diretamente a operação e a propriedade do projeto – sempre foram possíveis, ao contrário do que acontecia no Brasil, onde só passaram a ser admitidas recentemente com a Lei das Parcerias Público-Privadas (PPP).

O setor elétrico reúne um conjunto de condições que propiciam a estruturação de novos projetos por meio do mecanismo de *project finance*, entre as quais se destacam as seguintes:

Considerações sobre o *Project Finance*

- Primeiramente, os ativos de geração e transmissão de energia são fisicamente identificáveis e, portanto, podem ser econômica e legalmente segregados por meio de uma SPE. Não obstante, conforme já mencionado, o setor é caracterizado por grandes inversões de capital, com elevadas margens operacionais, exigindo, assim, financiamentos em montante alto o suficiente para inibir ou impedir

que os investidores o obtenham por meio de ofertas de garantias corporativas.

- Os projetos costumam apresentar fluxo de caixa previsível.⁹ Conforme já abordado, projetos de transmissão possuem receita predefinida e indexada anualmente à inflação (IPCA ou IGP-M), sendo considerada uma renda fixa. Projetos de geração contam com contratos de compra e venda de energia de longo prazo, apesar de poderem ter suas receitas reduzidas, mas em escala e probabilidade relativamente reduzidas ou, caso contrário, mitigável.
- Ambiente regulatório estável favorável após as reformas do setor iniciadas na década de 1990 e consolidado com a instituição do novo marco regulatório.
- Estabilidade econômica e institucional do país.

As especificidades do setor elétrico mencionadas anteriormente, que o tornam favorável à estruturação de *project finance*, também podem ser consideradas para outros setores da infraestrutura, como portos, aeroportos, rodovias, ferrovias e exploração energética. No entanto, deve-se ater às condições do ambiente regulatório favorável à realização de financiamentos estruturados. Nesse sentido, torna-se mister a implantação de marcos regulatórios nesses segmentos, assim como realizado no setor elétrico.

Por meio da intensificação do uso da estruturação de projetos por intermédio do mecanismo de *project finance*, poderão ser reduzidas a restrição de capital e as garantias dos agentes privados que são necessárias para os vultosos investimentos nos setores de infraestrutura. Nesse aspecto, o *project finance* poderá ser utilizado para alavancar o desenvolvimento da infraestrutura do país, diminuindo as amarras para o desenvolvimento, a exemplo do que foi feito na Espanha.

⁹ Na verdade, a previsibilidade do fluxo de caixa está diretamente relacionada com a característica de capital intensivo. Altas inversões de capital requerem altos financiamentos (alavancagem), que apenas são possíveis com um fluxo de caixa alto (margens operacionais elevadas) e previsível. Projetos com fluxo de caixa volátil e margens operacionais mais apertadas também podem ser estruturados por meio do *project finance*, pois naturalmente o capital requerido para o investimento é relativamente menor (mantendo-se o mesmo nível de retorno ou giro sobre o ativo operacional ou capital próprio e abstraindo-se o risco intrínseco). Ou seja, o valor máximo de financiamento que o fluxo de caixa do projeto suporta, sendo este calculado de forma conservadora em face de sua volatilidade, é suficiente para chegar a uma alavancagem satisfatória para o investimento requerido, pois este não é relativamente elevado como no setor elétrico.

Atuação do BNDDES no Setor Elétrico

Ao longo dos últimos anos o BNDDES tem contribuído intensivamente para a expansão do setor elétrico brasileiro, sendo o principal agente provedor de recursos de longo prazo para o equacionamento das fontes de recursos dos projetos, atuando direta ou conjuntamente com instituições financeiras repassadoras. De 2003 a junho de 2008, foram apoiados 210 projetos, no montante financiado de R\$ 32,2 bilhões, para investimentos de R\$ 54,5 bilhões, como pode ser observado na Tabela 2.

Relativamente à geração de energia elétrica, o BNDDES aprovou no período 142 projetos, com um montante de financiamento no valor de R\$ 21,3 bilhões e investimentos de R\$ 36,2 bilhões, agregando ao sistema elétrico brasileiro 15.214 MW de potência instalada. Também se destaca a forte predominância das hidrelétricas, que concentraram R\$ 13,6 bilhões de financiamentos, com uma expansão de capacidade de 11.130 MW. Quando consideradas também as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), os números aumentam para R\$ 17,6 bilhões em financiamentos, ou 12.476 MW de potência, o que perfaz 82% do incremento total.

O segmento de transmissão também teve apoio substancial do BNDDES. No mesmo período, foram aprovados 34 projetos, o que representa 9.846 km adicionais em linhas de transmissão (sem considerar o aumento da capacidade de transformação), com financiamentos de R\$ 5,9 bilhões em um universo de R\$ 9,8 bilhões de investimentos. Somente os projetos apoiados pelo BNDDES nesse período representam cerca de 11,3% da malha de transmissão do SIN, que possuía cerca de 87 mil km em dezembro de 2007.

Tabela 2

Operações Aprovadas pelo Departamento de Energia Elétrica de 2003 a Junho de 2008

SEGMENTO	CAPACIDADE INSTALADA	NÚMERO DE PROJETOS	FINANCIAMENTO BNDDES (Em R\$ Mil)	INVESTIMENTO PREVISTO (Em R\$ Mil)
1. Geração	15.214 MW	142	21.324.763	36.196.706
Hidrelétricas	11.130 MW	37	13.676.117	23.673.936
Termelétricas	1.549 MW	4	1.136.838	3.226.910
PCH	1.346 MW	67	3.905.156	5.720.307
Biomassa	955 MW	30	1.985.152	2.536.246
Eólicas	234 MW	4	621.500	1.039.308
2. Transmissão	9.846 km	34	5.903.944	9.827.610
3. Distribuição		31	4.931.964	8.499.458
4. Racionalização (Proesco)		3	2.440	2.863
Total		210	32.163.111	54.526.637

Após o racionamento de energia elétrica de 2001/2002, as distribuidoras de energia apresentavam restrições de seus indicadores financeiros para alavancar seus programas de investimento. Nesse período, o apoio financeiro do BNDES restringiu-se aos empréstimos emergenciais (Recomposição de Tarifa Extraordinária – RTE – e Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA), que foram de R\$ 2,1 bilhões.¹⁰ A partir de 2004, a situação econômico-financeira das distribuidoras melhorou e, com isso, o BNDES intensificou sua atuação no apoio aos programas plurianuais de expansão da capacidade de distribuição. Nesse sentido, foram aprovados 31 projetos no período, com financiamento de R\$ 4,9 bilhões e investimentos da ordem de R\$ 8,5 bilhões.

O apoio do BNDES via *project finance* no setor elétrico iniciou-se no segmento de transmissão. Isso se deve ao baixo risco de crédito dos projetos, em função, principalmente, do reduzido risco de implantação, rápida construção (o que implica aporte antecipado do capital próprio) e receita fixa (RAP) indexada à inflação.

Considerando o setor de infraestrutura como um todo, nos últimos dez anos foram aprovados 138 projetos no BNDES nos moldes de *project finance*, totalizando R\$ 50,1 bilhões em financiamentos, para R\$ 93,1 bilhões em investimentos, como pode ser observado na Tabela 3. Em relação ao setor de energia elétrica, foram aprovados 93 projetos, com R\$ 39 bilhões em financiamentos, para R\$ 52,9 bilhões em investimentos.

Esses números demonstram a importância do *project finance* na estruturação dos projetos, em face das restrições de capital e garantias. Nesse aspecto, vale destacar que todos os projetos de transmissão foram realizados na forma de *project finance*. Já em relação ao segmento de geração hídrica, a sua utilização é mais recente e relativamente menor, até porque, antes do novo marco regulatório, a figura do autoprodutor era mais presente, e o *project finance* não era possível pelo fato de os projetos serem alocados com os ativos dos investidores.

Em função das vantagens relacionadas anteriormente em estruturar uma operação de financiamento para empresas de infraestrutura na modalidade de *project finance*, a tendência para os próximos anos é a de consolidação do *project finance* como mecanismo primordial para o financiamento de projetos *greenfield*.

- A Atuação do BNDES e a Modicidade Tarifária

A atuação do BNDES no setor de energia tem por objetivo propiciar os meios financeiros para a expansão da oferta de forma

¹⁰ Valor não considerado na Tabela 2.

Tabela 3

Operações Aprovadas de Project Finance nos Últimos Dez Anos

SETOR	QUANTIDADE DE PROJETOS	FINANCIAMENTO (Em R\$ Bilhões)	INVESTIMENTO (Em R\$ Bilhões)
Energia Elétrica	93	39,0	52,9
Geração Hidrelétrica	22	18,5	30,3
Geração Termelétrica	4	12,0	9,2
PCHs	28	1,8	2,6
Transmissão	34	6,2	10,1
Fontes Alternativas	3	0,3	0,5
Cogeração	2	0,2	0,2
Telecomunicações	5	4,8	21,1
Logística	31	3,9	10,8
Rodovias	19	2,2	4,5
Portos, Terminais e Armazéns	8	1,2	4,3
Ferrovias	4	0,4	2,0
Gás e Petróleo	8	1,6	7,0
Transp. e Distr. Gás	5	0,4	0,8
Expl. Prod. Refino de Petróleo	2	0,3	3,0
Transp. Dutoviário	1	0,8	3,2
Construção Naval	1	0,8	1,4
Total	138	50,0	93,1

adequada e atrair novos investidores, de modo que garanta as condições necessárias para o crescimento econômico sustentado do país. Em linha com as diretrizes do novo modelo do setor elétrico, desde 2003 o BNDES vem aperfeiçoando as condições operacionais de apoio financeiro aos projetos de investimento em energia elétrica, contribuindo, portanto, para a modicidade tarifária. Entre as medidas implementadas no período em referência, que vêm contribuindo para a modicidade tarifária, destacam-se as seguintes:

1) fim da parcela de 20% do financiamento em cesta de moedas, sendo o atual custo financeiro baseado em 100% em TJLP;

2) redução expressiva tanto do *spread* básico, de 2,5% para 0,9% e 1,3%, quanto dos *spreads* de risco, de 2,5% médios para 1,3%;

3) elevação dos prazos máximos de amortização de 12 para vinte anos para projetos de geração hídrica acima de 1.000 MW;

4) elevação dos percentuais máximos de participação nos itens financiáveis de 70% para 80%, limitados a 75% do investimento total e aporte mínimo de 20%; e

5) aprovação da Resolução que regulamenta a estruturação de projetos sob a ótica de *project finance*.

Tendo por base as medidas mencionadas anteriormente, procurou-se realizar uma simulação sobre a avaliação econômico-financeira de um projeto hipotético. A análise foi baseada tomando-se como referência um projeto de implantação de uma hidrelétrica de porte médio (cerca de 500 MW de capacidade nominal), com fator de capacidade de 60% e um custo médio de R\$ 3,5 milhões/MW de capacidade instalada. Também foram adotadas premissas de natureza financeira, como o retorno do capital próprio dos acionistas da ordem de 12% a.a., entre outros.

Pelos resultados apresentados, verifica-se que, *ceteris paribus*, variando as condições do apoio financeiro do BNDES, a tarifa de energia de um projeto de uma hidrelétrica que remunera o

Tabela 4

Evolução das Políticas Operacionais do BNDES para Geração Hidrelétrica

DESCRIÇÃO	2003/2004	2005	2006	2007	2008
Tipo de Amortização	SAC	SAC	SAC	SAC	SAC
Conta Reserva	3 meses	3 meses	3 meses	3 meses	3 meses
Prazo de Amortização	Até 12 anos	Até 12 anos	Até 14 anos	Até 16 anos	Até 20 anos
Custo Financeiro	80% TJLP / 20% Cesta de Moedas	80% TJLP / 20% IPCA	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP
Participação Máxima do BNDES (Itens Financiáveis) (%)	70	80	80	85	80
ICSD Mínimo	1,30	1,30	1,30	1,30	1,20
Remuneração Básica (A) (%)	2,5	2,5	1,5	1,0	0,9
Risco de Crédito (B) (%)	1,5	1,5	0,8 a 1,8	0,46 a 3,57	0,46 a 3,57
Remuneração Total BNDES (A + B) (%)	4,0	4,0	2,3 a 3,3	0,96 a 4,57	0,96 a 4,57

Tabela 5

Varição da Tarifa de Energia e Participação do BNDES em Função da Política Operacional

	ANO	ICSD MÍN.	PRAZO DE AMORT. (Meses)	CUSTO FINANCEIRO	% BNDES	CUSTO TOTAL BNDES (Média)	TIPO DE AMORT.	VARIAÇÃO DA TARIFA (%)	
Premissas	2003 e 2004	1,3	144	80% TJLP / 20% Cesta de Moedas	70	4,5	SAC	Resultados	
	2005			80% TJLP / 20% IPCA	80				1
	2006		168			2,5			-10
	2007	1,2	240	100% TJLP	85	2,2			-20
	2008	1,2	240		80	2,0			-20

capital do investidor é bastante sensível às condições do financiamento. As melhorias das condições da participação do BNDES implementadas desde 2003 aos projetos de geração de energia hídrica acarretam uma redução tarifária de, pelo menos, 20%, representando uma contribuição importante do BNDES para a modicidade tarifária. Essa externalidade é positiva tanto para sociedade brasileira como para a competitividade de diversos segmentos da indústria nacional. A Tabela 5 apresenta a contribuição das alterações das políticas operacionais do BNDES para a modicidade tarifária.

Este artigo buscou traçar um panorama do setor elétrico brasileiro nos últimos anos, com ênfase nos avanços obtidos com o novo marco regulatório para facilitar a estruturação de projetos via *project finance*, e destacou a importante contribuição do BNDES para a expansão do setor, especialmente por meio de financiamentos nessa modalidade.

Com um “apagão” na história recente, grande potencial hidrelétrico a ser explorado e dimensões continentais a serem abastecidas, urge a necessidade de investimentos vultosos no setor elétrico brasileiro. O novo marco regulatório de 2004 procurou atrair tanto o capital privado quanto o público para atender à demanda desse bem que é base universal do desenvolvimento econômico nos dias de hoje.

Conclusão

O novo marco regulatório reforçou as condições favoráveis que já existiam no setor elétrico para a adoção do *project finance* como modelo de estruturação financeira. O setor, caracterizado por grandes inversões de capital e elevadas margens operacionais, foi favorecido pelo incremento na previsibilidade de seu fluxo de caixa trazido pelos contratos de longo prazo e beneficiado pelo ambiente regulatório estável e pela estabilidade econômica e institucional do país. Tais fatores contribuíram para o desenvolvimento de um modelo institucional, jurídico, financeiro e de pulverização de risco de crédito bem-sucedido, por meio do qual os investidores têm obtido êxito em equacionar as fontes de recursos para a implantação dos projetos. Nesse aspecto, o BNDES tem desempenhado um papel decisivo, como principal provedor das fontes de recursos de longo prazo.

A atuação do BNDES no setor elétrico tem buscado propiciar os meios financeiros para a expansão da oferta de forma adequada, promovendo a modicidade tarifária e atraindo novos investidores, de modo que garanta as condições necessárias para o crescimento econômico sustentado do país. Desse modo, desde 2003, o BNDES vem aperfeiçoando as condições operacionais de apoio financeiro aos projetos de investimento em energia, diminuindo o custo financeiro dos empréstimos por meio da queda nas taxas, elevando os prazos, reduzindo o índice de cobertura do serviço da dívida requisitado e aumentando a participação máxima do BNDES sobre os itens financiáveis de cada projeto.

De 2003 a junho de 2008, o BNDES apoiou 210 projetos do setor elétrico em atuação direta ou em conjunto com instituições financeiras repassadoras, alcançando um montante financiado de R\$ 32,2 bilhões em um universo de R\$ 54,5 bilhões de investimento total entre as atividades de geração (hidrelétricas, termelétricas, PCHs, biomassa, eólicas), transmissão, distribuição e racionalização de energia. O apoio do BNDES a projetos estruturados via *project finance* iniciou-se pelo segmento de transmissão e já se difundiu nas atividades de geração; no mesmo período, todos os projetos de transmissão e a maioria dos de geração hidrelétrica foram estruturados nesta modalidade.

Como foi apresentado nesse artigo, o *project finance* trouxe o equacionamento das fontes de recursos para o desenvolvimento do setor elétrico. Essa poderosa forma de estruturação financeira pode ser também a solução para o desenvolvimento de outros setores da infraestrutura brasileira, tais como portos, aeroportos, rodovias, ferrovias etc. No entanto, é importante lembrar que as condições do ambiente regulatório são extremamente importantes para a estruturação de projetos nessa modalidade. Assim, torna-se mister a implantação de marcos regulatórios nesses segmentos, da mesma forma como foi realizado no setor elétrico.

Por meio da intensificação do uso da estruturação de projetos via *project finance*, poderão ser viabilizadas as necessidades de capital e garantias dos agentes privados que são imprescindíveis para os vultosos investimentos requeridos pelos setores de infraestrutura. Nesse aspecto, o *project finance* poderá ser utilizado para alavancar o desenvolvimento da infraestrutura do país, contribuindo para superar os obstáculos para o desenvolvimento do Brasil.

Referências

BONOMI, C. A. & MALVESSI, O. *Project finance no Brasil – Fundamentos e estudos de casos*. Rio de Janeiro: Atlas, 2004.

BORGES, L. X. F. *Aplicabilidade das técnicas de project finance para financiamento da infra-estrutura no Brasil: caso da implantação da telefonia celular banda B de 1997 a 2001*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, 2005 (Tese de Doutorado).

_____. “Project finance em infra-estrutura: descrição e críticas”. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 5, n.9, p. 105-121, 1998.

BORGES, L. X. F & NEVES, C. “Parceria público-privada: riscos e mitigação de riscos em operações de infra-estrutura”. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 23, p. 73-118, jun. 2005.

BORGES, L. X. F & PASIN, J. A. B. “A nova definição de parceria público-privada”. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 10, n. 20, p. 173-196, dez. 2003.

CHAGAS, E. B. *Project finance no setor elétrico brasileiro: um estudo de caso da Usina Hidrelétrica de Barra Grande*. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Administração, 2006 (Dissertação de Mestrado).

_____. *Project finance – estudos de casos*. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Administração, 2002 (Dissertação de Mestrado).

FINNERTY, J. D. *Project financing: asset-based financial engineering*. Nova York: John Wiley & Sons, Inc. 1996.

HARRIS, S. et al. *The economic motivations for using project finance*. Harvard Business School, 2003.

NEVITT, P. & FABOZZI, F. *Project financing*. 7. ed. Londres: Euromoney Books, 2000.

TINSLEY, R. *Advanced project financing*. Londres: Euromoney Books, 2000.

Sites Consultados

<http://www.aneel.gov.br>

<http://www.ons.com.br>

<http://www.ccee.org.br>