

Informe sobre as PCH's

1. Introdução

O presente trabalho atende às determinações da Portaria/BRDE nº 12.100, que designou um grupo de trabalho para apresentar relatório sobre estudo setorial na área de energia, com sugestão de política operacional para atuação do banco.

A determinação da Diretoria foi motivada pela crescente demanda por financiamentos para a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's. Dessa forma, embora a Portaria nº 12.100 proponha um estudo sobre a área de energia, esta Nota Técnica estará limitada à produção de energia elétrica por PCH's. O trabalho contém, além dessa parte introdutória, os seguintes itens:

- Conceituação das PCH's;
- Marco regulatório;
- Inserção das PCH's no mercado;
- Aproveitamentos hídricos para PCH's na região Sul;
- Viabilidade econômica de uma PCH;
- Sugestões para a definição de uma Política Operacional.

2. Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's

2.1- Conceituação das PCH's

São consideradas pequenas centrais hidrelétricas as usinas com capacidade de produção entre um e trinta MW e com área total do reservatório igual ou inferior a três km². (Resolução 394/1998 artigo 2º).

2.2 - Características técnicas das PCH's: Vantagens e Desvantagens.

As principais vantagens das PCH's são:

- Sua construção e operação só dependem de autorização da Aneel (nos demais casos, há exigência de leilão para a concessão da exploração da queda d'água);
- Poderão comercializar energia elétrica livremente com consumidores de carga igual ou maior que 500KW. Os demais agentes só podem

comercializar livremente com clientes cujo consumo seja igual ou superior a 3.000KW;

- As PCH's de propriedade de empresas distribuidoras, que operarem até 2003, estarão fora do limite máximo de 30% de comercialização de energia de geração própria a clientes cativos;
- As PCH's têm desconto de 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, podendo chegar a 100%, se entrarem em operação até 2003. O desconto é definido na autorização da Aneel;
- As PCH's não pagam a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos;
- As PCH's têm prazo de implantação menor que as hidrelétricas de maior porte, e o impacto ambiental que provocam é bastante reduzido;
- As PCH's têm livre acesso às redes de transmissão, desde que respeitem as características técnicas do sistema.

A principal desvantagem das PCH's é que sua produção não é controlada pela ONS, ficando expostas aos riscos hidrológicos, e - em caso de necessidade - devem comprar energia no mercado para suprir eventuais faltas de geração em relação aos seus contratos. Entretanto, essa limitação pode ser suprimida se for solicitado adesão ao MRE. Após análise técnica, a Aneel pode fixar resolução específica com o volume incorporado da PCH ao MRE, conforme resolução nº 169 de 03/05/01.

3. Marco Regulatório

A Lei nº 9.427, de 26/12/1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. O Decreto nº 2.335, de 06/10/1997, constituiu a Aneel como autarquia.

O Decreto nº 2.655, de 02/07/1998, regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, definindo os diversos participantes do mercado (geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores), estabelecendo as regras básicas do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Determinou, ainda, que as usinas com capacidade de geração igual ou superior a 50MW, poderão, a critério do Operador Nacional do Sistema – ONS, ser consideradas usinas despachadas centralmente, excluindo, pelo porte, as PCH's deste benefício.

Com as linhas de transmissão já em funcionamento, e com as previstas para implantação nos próximos anos, o mercado de energia elétrica passará a ser nacional, perdendo a característica regional. Dessa forma, os geradores de energia poderão, praticamente, ter clientes em todo o Brasil. Com isto, perderá importância a análise regional de geração e demanda de energia elétrica.

4. Inserção das PCH's no Mercado de Energia Elétrica

4.1 - Crescimento do Consumo de Energia Elétrica

Estima-se que o crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil deverá situar-se em torno de 5% ao ano, nos próximos dez anos. Esta estimativa de crescimento do consumo poderá sofrer variações motivadas principalmente pelas seguintes causas:

- variação na renda per capita;
- variação do contingente populacional;
- necessidade de racionamento;
- excesso de capacidade ou preço baixo da energia elétrica;
- surgimento de novos produtos ou serviços consumidores de energia elétrica;
- surgimento de novos setores industriais ou de serviços eletro-intensivos;
- novas tecnologias de geração de energia elétrica com custos menores.

4.2 - Preços de Venda em Contratos de Longo Prazo

A partir de 01/09/2000, o preço da energia elétrica passou a ser definido pelo Mercado Atacadista de Energia – MAE. Portanto, as séries históricas são pequenas para basear as projeções de seu comportamento. No período de julho/99 a abril/2001 – antes, portanto, da crise de energia - o preço oscilou entre R\$ 60,00/MWh a R\$ 280,00/MWh, para contratos de curto prazo.

A faixa de variação esperada, para contratos de longo prazo, nos próximos anos é de R\$ 40,00 a R\$ 80,00 por MWh posto na ligação com a rede principal. Para termos maior clareza do nível futuro dos preços, deveremos acompanhar os primeiros leilões de energia elétrica das geradoras do governo federal, a realizar-se, provavelmente, no início do segundo semestre de 2002. As PCH's podem, ainda, participar do “Programa de

Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA” (Lei nº 10.438). Nesse caso, o preço de venda da energia produzida pode atingir em torno de R\$100,00MWh.

Em momentos de grande disponibilidade de energia elétrica para comercialização, o preço médio baixa, refletindo a sobra de energia, como ocorreu em outubro de 2000, quando o preço do mercado de curto prazo baixou para R\$ 3,00 por MW/h na região Sul. Em momentos de falta, o preço no Mercado Atacadista de Energia chegou a atingiu o patamar de R\$ 700,00/MW/h.

4.3 - Análise das Variáveis Internas e Externas

As prováveis forças, fraquezas, oportunidades e ameaças para uma PCH estão listadas no quadro abaixo, e poderão ser úteis para definição de suas estratégias.

Quadro nº 01 – Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças

INTERNAS	EXTERNAS
FORÇAS	OPORTUNIDADES
Menor custo de implantação por MWh.	Crescimento do consumo estimado em 5% a.a
Nenhum custo de transmissão até 2003. Após será de 50%.	Demanda atual de mercado tem deficiência de atendimento
Implantação rápida	Empresas disponíveis p/ alianças estratégicas
Menor agressão ao meio ambiente	Aumento da consciência ambiental
Não paga pelo uso dos recursos hídricos	A médio prazo todo o sistema nacional estará interligado (mercado nacional)
Reserva de mercado para venda direta a consumidores entre 500 kW a 3000 kW	
FRAQUEZAS	AMEAÇAS
Reservatórios menores / menos confiabilidade	Clientes sensíveis a segurança de fornecimento
Não participa do M. R. E.	Clientes sensíveis a preço
Não tem acesso ao mercados de capitais (porte)	Estação de chuvas com baixa previsibilidade
Dificuldades p/manter estrutura de comercialização	Possibilidade de excesso de capacidade instalada no futuro
Porte insuficiente para manter uma estrutura de manutenção	Futuras alterações na legislação poderão prejudicar o empreendimento

Fonte: BRDE

4.4 - Efeitos do Mercado de Energia Elétrica nas Novas PCH's

Considerando a pouca relevância das PCH's em relação ao mercado total de energia elétrica, contribuindo com menos de 1% do incremento necessário a cada ano e com o equivalente a 0,04% da capacidade instalada, podemos afirmar que, do ponto de vista da viabilidade de colocação no mercado da energia elétrica produzida por uma PCH, o preço praticado em relação aos demais concorrentes é de vital importância. A PCH deverá ter o menor preço de colocação da energia produzida. Consequentemente, deverá ter o menor custo global de energia elétrica considerando todos os fatores.

4.5. Análise dos Riscos Envolvidos na Implantação de uma PCH

Apresentamos, no quadro a seguir, os riscos mais prováveis na implantação de uma PCH, os métodos de controle ou minimização e quais os agentes envolvidos.

Quadro 02 – Riscos de Implantação de uma PCH e Forma de Controle

Risco a ser Controlado	Método de Controle	Quem Corre o Risco
Aumento de custos	Contrato com preço fixo	Fornecedor de equipamento
Atraso para conclusão	Garantia de performance	Empreendedores/credores
Tecnologia	Tecnologia comprovada	Empreendedores/credores
Geológico	Estudos de técnicos qualificados	Empreendedores/credores
Força maior	Seguro	Companhia de Seguros
Fluxo de água insuficiente	Revisão do estudo hidrológico	Empreendedores/credores
Desempenho insatisfatório	Contratação de técnico	Empreendedores/credores
Desvalorização cambial	TJLP	Empreendedores/credores
Não pagamento da dívida	Garantias reais e de liquidez	Credores

FONTE: BRDE

4.6. Análise Estratégica de Inserção de uma PCH no Mercado

Considerando o pequeno porte das PCH's, e que a energia elétrica vendida no Brasil é padronizada, não permitindo diferenciação do produto, concluímos que a estratégia principal é a liderança de custo, buscando excelência operacional. Consequentemente, deve ser priorizada uma política de segmentação que propicie a redução dos custos de manutenção, de vendas e de administração.

O principal fator que contribui para a formação do custo da energia elétrica produzida por uma PCH é o valor do investimento total em relação à

energia efetiva a ser produzida (energia assegurada), ou seja, quanto menor esta relação maior viabilidade para a estratégia de liderança de custos.

Por outro lado, para obter preços de venda acima do mínimo praticado no mercado, a PCH deve associar-se a outros parceiros, atingindo, assim, retornos mais expressivos do capital investido.

5. Viabilidade Econômica de uma PCH

A viabilidade econômica de uma PCH depende, principalmente, do preço de venda da energia e dos investimentos realizados por MWh gerado. Outras variáveis também afetam a rentabilidade, como o tempo de instalação da usina, o nível de utilização da capacidade instalada, os custos administrativos e operacionais e os encargos financeiros dos financiamentos contratados.

É bastante comum no setor a fixação de parâmetros limites que indicam a provável viabilidade do projeto como, por exemplo, o preço de venda entre R\$40,00 e R\$ 80,00 / MWh vendido, ou investimentos de até R\$ 2.000,00 / MW de potência. Obviamente, são referências importantes para uma análise expedita, mas que não servem para a tomada de decisão sobre a adequação do projeto.

O instrumento analítico, que agrega todas as variáveis envolvidas, é o cálculo do retorno econômico do projeto sintetizado pela **Taxa Interna de Retorno (TIR)**, que determina a remuneração básica dos capitais investidos.

5.1 – Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é definida como a taxa de juros (ou de desconto) que torna nulo o valor presente do Fluxo de Caixa do Projeto. Para o seu cálculo é necessário, portanto, que se determine o Fluxo de Caixa do Projeto. O Fluxo de Caixa do Projeto, sobre o qual será calculada a Taxa Interna de Retorno (TIR), é formado pela soma do Resultado Contábil do Projeto com as Depreciações e as Liberações do Financiamento a ser concedido, abatidos os Investimentos e as Amortizações (principal) do Financiamento (Ver quadro nº 04).

O Resultado Contábil do Projeto é calculado pela diferença entre as receitas obtidas pela venda da energia elétrica e os custos (incluindo as depreciações), descontados os impostos, taxas e contribuições (ver quadro nº 03).

Quadro nº 03: Demonstrativo do Resultado Contábil

Especificações \ Anos	1	2	3	...	30	Observações
1. Receita Bruta						Receita anual da venda de energia elétrica
2. Tributos						Impostos Indiretos que incidem sobre faturamento
2.1 ICMS						Incide somente se a venda for direta ao consumidor
2.2 COFINS						Alíquota de 3% sobre o faturamento
2.3 PIS						Alíquota de 0,65% sobre o faturamento
2.4 CPMF						Alíquota de 0,38% sobre o faturamento
3. Receita Líquida						Receita Bruta – Tributos
4. Custos						Custos Adm/Op + Depreciações + Juros do Financ.
4.1 Custos Adm/Oper.						Variam de R\$ 4,00 a R\$ 10,00 / MWh
4.2 Depreciações						Depreciação linear dos investimentos em 30 anos
4.3 Juros Financiam.						Total dos juros pagos por ano
5. Lucro Líquido antes IR						
6. Impostos sobre Lucro						Impostos Diretos que incidem sobre o lucro
6.1 Imposto de Renda						Alíquota de 15% sobre o LL
6.2 Adicional de IR						Alíquota de 10% s/LL que exceder R\$ 240 mil/ano
6.3 Contr. Social s/ LL						Alíquota de 8% sobre o LL
7. Lucro Líquido após IR						Lucro Líquido do Projeto

Quadro nº 04: Fluxo de Caixa do Investimento

Especificações \ Anos	1	2	3	...	30	Observações
Entradas de Caixa						LL após IR + depreciações + liberações do financ.
LL após IR						Linha “7” do quadro anterior
Depreciações						Linha “4.2” do quadro anterior
Liberações do Financiam.						Quadro de usos e fontes do projeto
Saídas de Caixa						Investimento + amortizações do financiam.
Investimentos						Quadro de usos e fontes do projeto
Amortizações do Financ.						Esquema de amortização do financiamento
Saldo Anual de Caixa						Fluxo de Caixa p/cálculo da TIR do Empreendedor

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é calculada sobre o fluxo de caixa do projeto, formado pelos seus saldos anuais de caixa. Essa TIR é chamada de “Taxa Interna de Retorno com Financiamento”, e mede a rentabilidade dos capitais próprios investidos.

Para determinar a rentabilidade do projeto utiliza-se a “Taxa Interna de Retorno sem Financiamento”. Para seu cálculo devem ser eliminadas as linhas correspondentes ao financiamento, ou seja, os “*juros do financiamento*” (linha 4.1 do quadro nº 03) e as linhas das “*liberações*” e das “*amortizações*” do quadro nº 04.

Os valores adequados para a Taxa Interna de Retorno devem ser, aproximadamente, igual ao retorno esperado para outros investimentos no país da mesma classe de riscos, considerando os prazos da concessão das PCH’s de trinta anos. Ocorre que não estão disponíveis séries históricas de rentabilidade real de empreendimentos segmentados por classe de risco no Brasil; e a tentativa de obtê-las, a partir da diferença entre os ganhos nominais de projetos já implantados e deflatores diversos, resultam em taxas extremamente elevadas e com grande dispersão em torno da média, face à instabilidade do ambiente macroeconômico do país, nas últimas décadas.

Como alternativa de análise, resta considerar o piso formado pela *taxa de juros a risco zero* e acrescentar um adicional de remuneração proporcional ao risco do empreendimento. *A taxa de juros a risco zero* é definida como a remuneração realmente obtida na compra de títulos públicos federais. Hoje, esses títulos oferecem remuneração real em torno de 9,3% ao ano (Selic 18,5% - IR fonte de 20% - 5,0% de inflação anual projetada). Se os investidores conseguem auferir uma taxa de juros de 9,3% aa com risco zero, é razoável supor que a assunção de riscos, por prazos de 30 anos, exija uma remuneração adicional em torno de 30%, o que implicaria uma taxa de juros real de 12% ao ano.

Esta taxa de retorno de 12% aa é, também, o retorno mínimo exigido pelo Banco Mundial para financiar projetos de geração de energia elétrica em países em desenvolvimento.

Portanto, é recomendável que o BRDE somente financie projetos de implantação de PCH’s cuja a TIR atinja, pelo menos, um valor de 12% ao ano.

Exceções poderão ser aceitas em projetos não voltados para o mercado, como é o caso dos chamados autoprodutores, que são empresas que possuem mercado cativo e, por razões estratégicas, decidem produzir a sua própria energia. Nesses casos, a análise da rentabilidade do grupo de empresas deve, também, apresentar uma TIR de 12% a. a..

5.2 – Preço de Venda da Energia Elétrica (PPA)

Os preços de venda da energia elétrica gerada pelas PCH's são estabelecidos entre as partes por meio de negociações bilaterais. A tendência é que os valores negociados convirjam para algo próximo do valor normativo (VN) ou valor de compra da energia, estabelecido pela Aneel. Este VN é diferenciado para as diversas fontes de geração (hidráulica, térmica, eólica, etc). A resolução Aneel 22/2001, estabeleceu a seguinte tabela de preços:

referência janeiro/2001.

<i>Fonte</i>	Valor Normativo	
	R\$/MWh	US\$/MWh
Competitiva	72,35	36,85
Termelétrica a Carvão Nacional	74,86	38,13
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	79,29	40,39
Termelétrica Biomassa	89,86	45,77
Eólica	112,21	57,15
Solar Foto-voltáica	264,12	134,53

Embora a resolução Aneel nº 248, de 06 de maio de 2002, tenha revogado a resolução 22/2001, na prática a tabela continua em vigor, pois foi mantido o valor de R\$ 72,35 como valor normativo de fonte competitiva, referenciado a janeiro de 2001. A nova resolução estabelece, também, os reajustes dos valores dos contratos das distribuidoras e percentuais de repasse para as tarifas, a partir dos valores normativos para as diversas fontes, onde aparece a PCH com o valor de R\$ 79,29 (base janeiro de 2001). E é em torno deste valor que são firmados os contratos.

A correção dos valores é determinada por uma ponderação entre a evolução do IGP-M da FGV e da variação cambial no período, com peso mínimo para o IGP-M de 25%. A evolução do IGP-M, de janeiro de 2001 até abril de 2002, acumula 10,88% de crescimento, com o que o valor normativo atualizado para PCH's está em torno de R\$ 87,92/MWh. As negociações para compra de energia geradas por PCH's estão no torno de R\$ 75,00/MWh, o que torna o negócio bastante atrativo.

O contrato de longo prazo para compra/fornecimento de energia elétrica é denominado PPA (**P**ower **P**urchase **A**greement – contrato de compra de energia/capacidade). Esses contratos são celebrados bilateralmente entre o fornecedor de energia (usina / comercializadora) e o comprador (distribuidora / comercializadora / consumidor final). Esses contratos são registrados e controlados pela Aneel. Cabe salientar que algumas PCH's estão obtendo

aprovação da Aneel no que tange à *energia assegurada* (ver item 2.2 – vantagens e desvantagens de uma PCH). Com a obtenção de cota de energia assegurada é permitida a PCH participar do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), que garante a total disponibilidade da energia contratada, desde que cumpridas as regras do sistema. Dessa forma, se uma PCH tem um PPA com determinado comprador de energia, e porventura ela deixe de fornecer toda ou parte da energia contratada, o MRE fornece a energia faltante, não obrigando a PCH a recorrer ao mercado atacadista (MAE) e pagar o preço do dia (mercado spot).

É de fundamental importância ao analisar um financiamento a uma PCH, que se verifique as condições de venda da energia gerada (PPA), pois elas são determinantes do nível de risco do empreendimento.

É exceção o caso de financiamento a projetos de cooperativas de eletrificação, onde não há PPA. Elas têm mercado cativo, pois fornecem energia para os seus próprios associados. Cuidados especiais devem ser tomados quando houver um ou mais consumidores de grande porte, pois esses podem escolher seus fornecedores de energia, não obrigatoriamente na sua região geográfica, o que pode vir a comprometer a receita da cooperativa.

5.3 - Valor dos Investimentos

A variável que mais influencia a viabilidade econômica de uma PCH é o investimento por unidade de energia produzida. Nas experiências **bem sucedidas essa relação tem sido em torno de R\$ 2.000,00/MW** de capacidade de energia instalada. Essa é uma boa referência para uma análise expedita.

Observar que os investimentos devem incluir, quando for o caso, os custos de implantação da rede de transmissão de energia da PCH até a rede principal além das despesas de instalação da subestação de interligação à rede.

Devem ser consideradas, também, as questões correlatas ao investimento, tais como, o tempo de instalação do projeto, os encargos financeiros dos empréstimos para implantação da PCH e a utilização da capacidade instalada.

5.4 - Viabilidade do Comprador da Energia Gerada

Nos casos em que parcela expressiva da receita do empreendimento estar lastrada em contratos com poucos clientes, a análise deverá dar atenção especial à situação econômica e financeira desses compradores da energia produzida. Essa análise deverá ter abrangência compatível com os riscos de crédito envolvidos, levando em consideração porte do comprador (fatia de mercado que domina; nível de capitalização; experiência e qualificação dos administradores; cadastro) em relação ao tamanho e relevância do contrato de longo prazo com o nosso proponente.

5.5 - Financiamento da Implantação de uma PCH.

Do ponto de vista empresarial, a decisão de financiar com recursos de terceiros a implantação de um empreendimento depende do resultado da comparação entre a rentabilidade do projeto (medido pela Taxa Interna de Retorno sem Financiamento) com a Taxa Interna de Retorno com Financiamento. Se a TIR com financiamento for superior a TIR sem financiamento, diz-se que o financiamento alavanca a rentabilidade do projeto; em caso contrário, o financiamento é oneroso ao empreendimento, pois reduz a rentabilidade dos capitais próprios investidos.

Os financiamentos com recursos do BNDES, nas atuais condições, têm os seguintes encargos totais:

$$TJLP(9,5\%) + \text{spread básico } (\sim 2,5\%) + \text{spread de risco } (+3,0\%) = 15,0\% \text{ a.a.}$$

Para determinar os juros reais gerados pelo financiamento, devem ser descontadas desses encargos totais as estimativas de inflação para os próximos doze meses (+5,5%), o que resulta numa taxa de juro real em torno dos 9% a.a. (1,15 : 1,055).

Como estamos propondo que o Banco somente financie projetos com **TIR** igual ou superior a 12% a.a., esses encargos líquidos de 9% a.a. irão, sempre, alavancar a rentabilidade dos recursos próprios investidos.

A participação financeira máxima permitida pelo BNDES é de 80% dos itens financiáveis. Ocorre que, na implantação de novos projetos, que é o caso das PCH's, as normas internas do BRDE permitem um financiamento máximo de 50% dos itens financiáveis.

Quanto ao pagamento de juros no período de carência, o BNDES permite a capitalização integral quando o projeto for implantado por uma SPE (Sociedade de Propósitos Específicos). Caso contrário, valem as regras gerais de pagamento até 12% e capitalização do excedente. Essas diferenciações causam grandes repercussões no valor da TIR, pois alteram significativamente o fluxo de caixa do projeto.

5.6– Enquadramento na Política de Risco do BRDE.

As operações de financiamento para a construção das PCH's devem seguir as normas do BRDE quanto à classificação de risco, especialmente a Resolução 1851 (vedações impeditivas de concessão de crédito) e o Manual de Organização Operacional, em seu item 4. (Classificação de Risco de Crédito), não sendo recomendável operações que obtenham no Sistema de Classificação de Risco nível inferior a “A” e “AA”.

Porto Alegre, 04 de junho de 2002.

Artur de Andrade Junqueira
AGFLO

Mário Bercht
AGPOA

Odilon Arthur Bremer
AGCUR

Paulo Renato Ferreira da Silva
DIGER/Coordenador do GT