

POTENCIAIS PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ARCELORMITTAL TUBARÃO¹

*Helder Vieira da Silva*²
*Jorge Luiz Mattos Bittencourt*³
*Junio Graciano H. de Siqueira*⁴
*Wanderson Luiz Endlich*⁵

Resumo

Como é de conhecimento público, os custos por energia têm crescido substancialmente como reflexo do crescimento econômico não acompanhado, da melhor maneira, pelo aumento da oferta energética. Este fenômeno é mundial, e o Brasil não é exceção. Este contexto fez com que a ArcelorMittal Tubarão reavaliasse potenciais projetos internos em geração de energia elétrica, visto que este insumo em particular tem apresentado significativos aumentos de preços e até mesmo possibilidades de crise de abastecimento. Desta forma, o objetivo deste trabalho é apresentar a metodologia utilizada para elencar e avaliar estes projetos.

Palavras-chave: Geração; Energia.

POTENTIAL ELECTRIC ENERGY GENERATION PROJECT IN ARCELOR MITTAL TUBARÃO

Abstract

As is public knowledge, the costs for energy have grown substantially as a reflection of economic growth unaccompanied, in the best way, by increasing the energy supply. This phenomenon is worldwide, and Brazil is not an exception. This context has caused the ArcelorMittal Tubarão to reanalyze potential projects in internal generation of electricity, since this input in particular has seen significant increases in prices, and even possibilities of a crisis of supply. Thus, the objective of this work is to present the methodology used to group and evaluate these projects.

Key-words: Generation; Energy.

¹ *Contribuição técnica ao 29º Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades,, 13 a 15 de agosto de 2008, Porto Seguro, BA*

² *Especialista em Energia do Departamento de Produção de Gusa e Energia da ArcelorMittal Tubarão - Serra - ES*

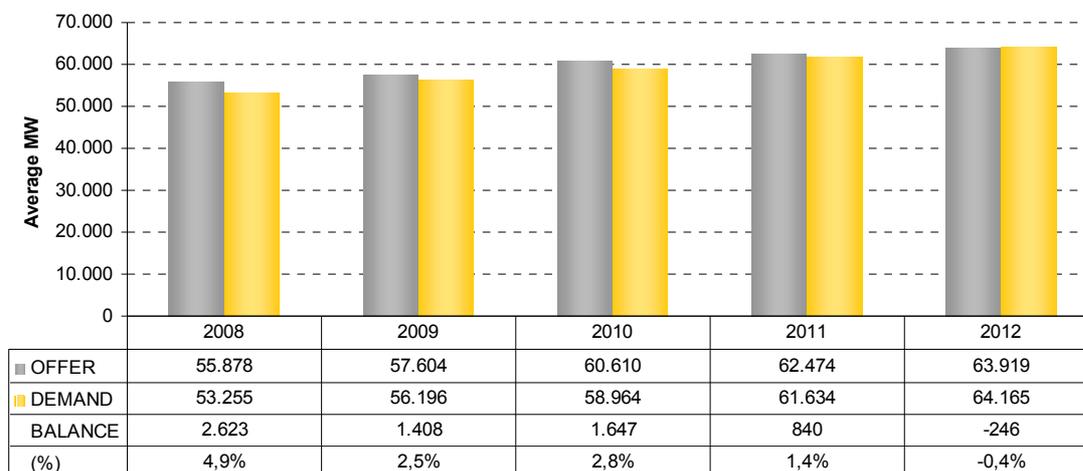
³ *Gerente de Coqueria e Energia do Departamento de Produção de Gusa e Energia da ArcelorMittal Tubarão - Serra – ES*

⁴ *Diretor Presidente da Coqueria Sol - Serra - ES*

⁵ *Especialista em Investimento da Divisão de Investimento da ArcelorMittal Tubarão - Vitória - ES*

1 INTRODUÇÃO

Em função do crescimento econômico, o Brasil tem apresentado aumentos relevantes na demanda interna de energia elétrica, porém tais aumentos não têm sido seguidos por um correspondente investimento em capacidade de geração. A figura abaixo ilustra essa situação.



Fonte: Cemig/Fev 2008

Figura 1 – Evolução Carga vs Geração Assegurada

Conforme citado anteriormente, a tendência atual de previsão é um possível descompasso entre o consumo e a geração assegurada, ou seja, mesmo que não haja um racionamento futuro, já estamos face a face com uma grande pressão de preços. Esta pressão pode ser exemplificada pelo fato de que em 2005 era possível comprar energia em contrato de longo prazo para o período atual por R\$ 90/MWh, em valores atuais, enquanto que um contrato assinado hoje para início imediato ficaria na ordem de R\$ 140/MWh.

Desta forma, seguindo inclusive a Política de Energia do Grupo ArcelorMittal, fizemos um trabalho de reavaliação de potenciais fontes de geração interna de energia elétrica, que poderiam, ao serem implantadas, suprir o Grupo ArcelorMittal Brasil. Sendo que nesta fase não estão sendo considerados potenciais créditos de carbono.

2 BALANÇO DE ENERGIA DA ARCELORMITTAL BRASIL

A ArcelorMittal Tubarão é auto suficiente em energia elétrica, com o envio de 115 MW médios, conforme mostrado na Figura 2, porém o Grupo ArcelorMittal Brasil como um todo não é auto suficiente (Figura 3), gerando atualmente cerca de 64% de seu consumo de 653 MW médios.

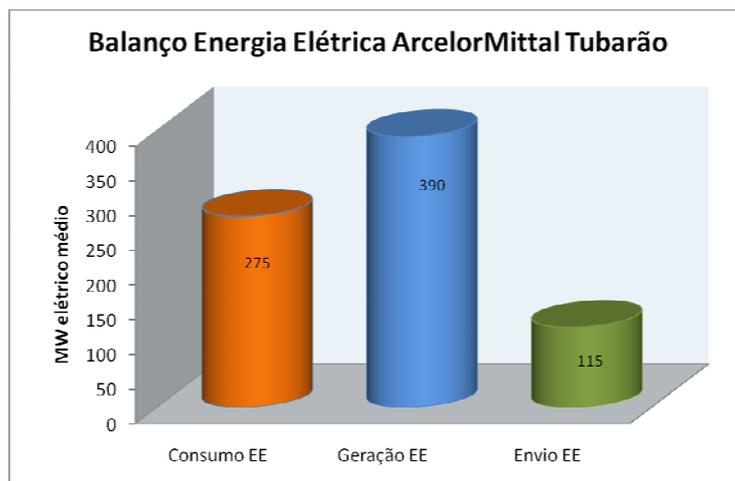


Figura 2 – Balanço de energia elétrica da ArcelorMittal Tubarão



Figura 3 – Balanço de energia elétrica da ArcelorMittal Brasil, para atender a 653 MW médios.

Desta forma, vê-se que realmente há espaço para alocar dentro do Grupo ArcelorMittal Brasil energia proveniente de novos aproveitamentos internos.

3 POTENCIAIS PROJETOS DE GERAÇÃO

Em uma siderúrgica integrada como a ArcelorMittal Tubarão existem várias possibilidades de recuperação de energia para a produção de eletricidade. Sendo que as escolhidas para reavaliação foram as consideradas de menor risco tecnológico e com nível de utilização comercial conhecido. Desta forma os projetos analisados foram:

3.1 Turbinas de Topo nos Alto-Fornos 2 e 3

A ArcelorMittal Tubarão já utiliza uma Turbina de Topo – TRT no Alto-Forno 1 há mais de 10 anos, e tem conhecimento o suficiente para afirmar que é um equipamento confiável e de baixo custo de manutenção, que sendo instalados nos Altos-Fornos 2 e 3 teríamos uma geração total de 17,2 MW médios.

A TRT gera energia através da expansão do gás de Alto-Forno (BFG) em sua turbina, não queimando o gás.

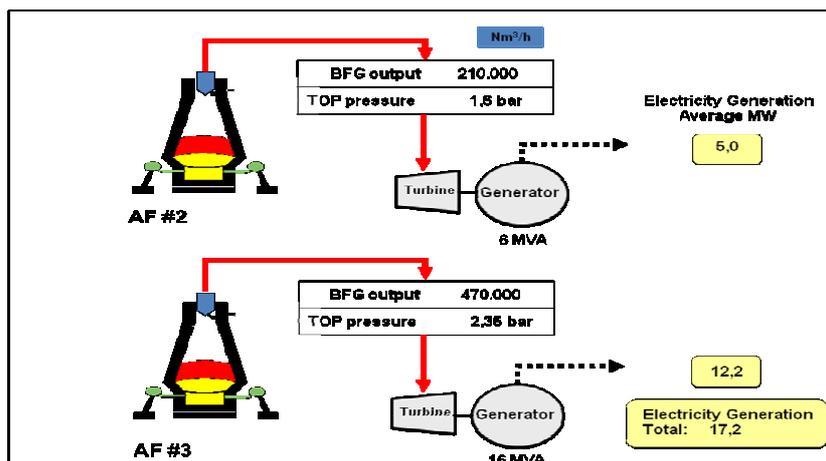


Figura 4 – Esquema das TRTs nos Alto-Fornos 2 e 3.

Os parâmetros para o cálculo da viabilidade econômica foram os da Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros da análise econômica das TRTs nos Alto-Fornos 2 e 3.

Parâmetros de Entrada	
Gasto	58.000 R\$ 1.000
Preço Energia Elétrica	140 R\$/MWh
Tx Desconto Capital Próprio	15,0% aa Real
Geração	17,20 MW médio
Valor Anual Manutenção	2,5% % Em relação ao Investimento
Custo BNDES	5,0% aa Real (com spread)
Amortização BNDES	14 anos
Parcela Financiamento BNDES	80,0% Do investimento Total

Fonte: Site BNDES.

Com base nestes parâmetros foram feitos dois fluxos de caixa, considerando dois anos de construção e quinze anos de projeto. O primeiro fluxo de caixa foi fazendo o total do investimento utilizando capital próprio, e o segundo foi através de uma alavancagem financeira via BNDES, que tem carência de seis meses após a operação comercial do empreendimento.

O resultado de *pay back* da opção via capital próprio foi conforme gráfico do Valor Presente Líquido - VPL acumulado ao longo dos anos, abaixo.

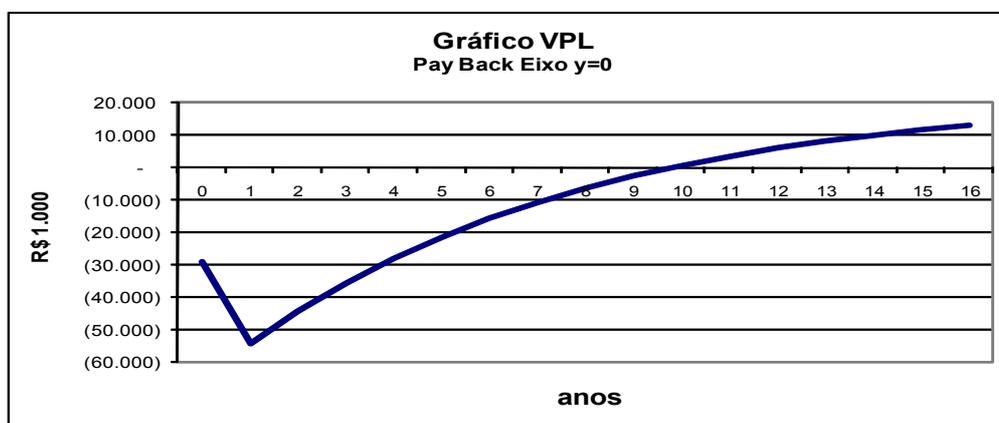


Figura 5 – Valor Presente Líquido - VPL ao longo dos anos sem alavancagem, TRTs

Com demonstra o gráfico anterior, o VPL final é positivo e o *pay back* é conseguido entre 9 e 10 anos, através de uma Taxa Interna de Retorno - TIR de 19,3% aa. Ou seja, o projeto é viável mas apresenta tempo de retorno elevado. Adicionalmente, foi feita uma análise de sensibilidade do projeto em relação ao preço da energia e ao valor do projeto, conforme a seguir.

Tabela 2 – Análise de sensibilidade da TIR em relação ao preço da energia e ao valor do projeto, sem alavancagem.

Variação em Relação ao Preço Energia (R\$/MWh)	Valor do Investimento em Relação ao Projeto								
	80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
125,00	21,65%	20,35%	19,17%	18,09%	17,09%	16,18%	15,33%	14,54%	13,80%
130,00	22,52%	21,19%	19,97%	18,87%	17,85%	16,91%	16,04%	15,23%	14,48%
135,00	23,38%	22,01%	20,77%	19,64%	18,59%	17,63%	16,74%	15,92%	15,15%
140,00	24,23%	22,83%	21,55%	20,39%	19,33%	18,35%	17,44%	16,59%	15,80%
145,00	25,06%	23,63%	22,33%	21,14%	20,05%	19,05%	18,12%	17,26%	16,45%
150,00	25,89%	24,42%	23,10%	21,88%	20,77%	19,74%	18,80%	17,91%	17,09%
155,00	26,71%	25,21%	23,85%	22,61%	21,48%	20,43%	19,46%	18,56%	17,72%
160,00	27,52%	25,99%	24,60%	23,34%	22,18%	21,11%	20,12%	19,20%	18,35%
165,00	28,32%	26,76%	25,34%	24,05%	22,87%	21,78%	20,77%	19,83%	18,96%

- Menor de 15%aa (projeto inviável)
- Entre 15% e 18%aa (projeto com risco de rentabilidade)
- Entre 18% a 25%aa (projeto rentável)
- Maior que 25%aa (projeto de grande rentabilidade)

Conclui-se que, por exemplo, se o custo do projeto aumentar em 20%, a TIR ficaria em torno de 15,8% aa, ou seja, muito próxima ao custo de capital próprio, o que tornaria o projeto arriscado. Assim, teríamos uma margem estreita para elevações de custo.

Por outro lado, a linha de financiamento BNDES alavanca substancialmente os resultados do projeto, tornando-o bem atrativo, conforme é mostrado adiante.



Figura 6 – Valor Presente Líquido - VPL ao longo dos anos com alavancagem, TRTs

Nesta situação o *pay back* ficaria em apenas entre 2 a 3 anos, com uma TIR de 61,4% aa. Enquanto que a análise de sensibilidade passaria a ser:

Tabela 3 – Análise de sensibilidade da TIR em relação ao preço da energia e ao valor do projeto, com alavancagem.

Variação em Relação ao Preço Energia (R\$/MWh)	Valor do Investimento em Relação ao Projeto									
	100%	115%	130%	145%	160%	175%	190%	205%	220%	
125,00	54,16%	45,87%	39,18%	33,65%	28,98%	24,98%	21,49%	18,42%	15,67%	
130,00	56,62%	48,12%	41,26%	35,59%	30,80%	26,70%	23,13%	19,99%	17,19%	
135,00	59,05%	50,34%	43,31%	37,50%	32,60%	28,40%	24,75%	21,53%	18,67%	
140,00	61,44%	52,54%	45,34%	39,39%	34,38%	30,08%	26,34%	23,06%	20,13%	
145,00	63,80%	54,70%	47,34%	41,26%	36,13%	31,73%	27,91%	24,55%	21,57%	
150,00	66,13%	56,84%	49,32%	43,10%	37,86%	33,37%	29,46%	26,03%	22,99%	
155,00	68,43%	58,95%	51,28%	44,93%	39,57%	34,98%	30,99%	27,49%	24,39%	
160,00	70,70%	61,03%	53,21%	46,73%	41,26%	36,58%	32,51%	28,94%	25,77%	
165,00	72,94%	63,09%	55,11%	48,51%	42,93%	38,15%	34,01%	30,36%	27,13%	

	Menor de 15%aa (projeto inviável)
	Entre 15% e 18%aa (projeto com risco de rentabilidade)
	Entre 18% a 25%aa (projeto rentável)
	Maior que 25%aa (projeto de grande rentabilidade)

Conforme vemos acima, o projeto ficaria em risco no caso de seu custo for 2,2 vezes o valor orçado, e, mesmo assim, se a energia cair a R\$ 130/MWh. Ou seja, o risco é baixíssimo.

3.2 Coke Dry Quench na Coqueria Sol

A Coqueria Sol iniciou sua operação em 2007 sem o apagamento a seco do coque (Coque Dry Quench – CDQ), portanto toda sua produção de 1,55 Mt/ano é apagada a úmido, sem nenhum aproveitamento do calor do coque.

Então, no contexto de preços atuais da energia, resolvemos reavaliar esta condição, e para isso utilizamos os parâmetros abaixo

Tabela 4 – Parâmetros da análise econômica do CDQ na Coqueria Sol.

Parâmetros de Entrada	
Gasto	51.810 x 1000
Preço Energia Elétrica	140 R\$/MWh
Tx Desconto Capital Próprio	15,0% aa Real
Capacidade Instalada	20,00 MW
Geração	11,80 MW médio líquidos
Valor Anual Manutenção	4,0% % Em relação ao Investimento
Custo BNDES	5,0% aa Real (com spread)
Amortização BNDES	14 anos
Parcela Financiamento BNDES	80,0% Do investimento Total
Redução do Coke Rate	2,0%
Preço Coke	495 R\$/t

Fonte: Site BNDES.

Conforme caso anterior, também foram considerados dois anos de construção e quinze anos de projeto. Bem como, estudado o caso com e sem alavancagem BNDES.

Deve-se observar que, além do ganho com a energia elétrica, foi levado em consideração o ganho em 2% no “coke rate” proporcionado pelo CDQ.

Com base nos parâmetros acima, chegamos aos seguintes resultados:

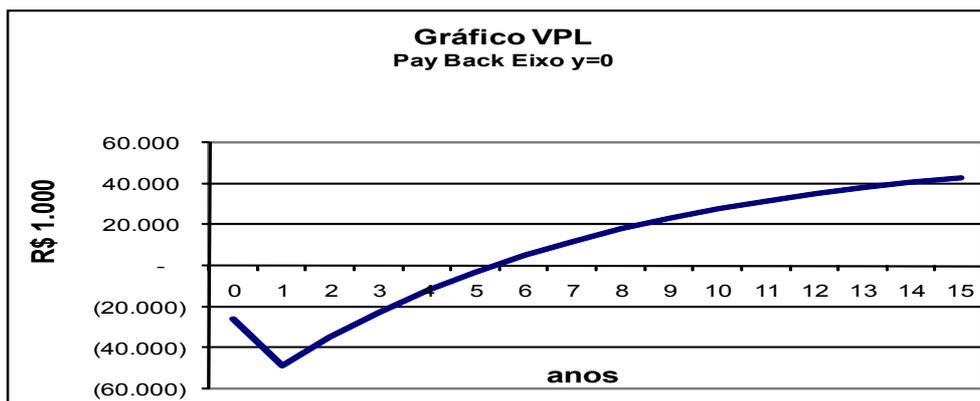


Figura 7 – Valor Presente Líquido - VPL ao longo dos anos sem alavancagem, CDQ Sol.

Assim, o projeto teria um *pay back* de um pouco mais de cinco anos e uma TIR de 30,2%. O que o torna viável. Fazemos ainda uma análise de sensibilidade em relação ao preço do coque.

Tabela 5 – Análise de sensibilidade da TIR em relação ao preço do coque e ao valor do projeto, sem alavancagem.

		Valor do Investimento em Relação ao Projeto									
		100%	115%	130%	145%	160%	175%	190%	205%	220%	
Variação em Relação do Coke (R\$/t)	300	24,03%	20,78%	18,15%	15,97%	14,11%	12,51%	11,11%	9,86%	8,75%	
	350	25,66%	22,27%	19,53%	17,26%	15,34%	13,67%	12,22%	10,93%	9,78%	
	400	27,25%	23,72%	20,88%	18,52%	16,53%	14,81%	13,30%	11,97%	10,78%	
	450	28,81%	25,14%	22,19%	19,75%	17,69%	15,91%	14,35%	12,98%	11,75%	
	500	30,34%	26,54%	23,48%	20,96%	18,82%	16,98%	15,38%	13,96%	12,70%	
	550	31,84%	27,91%	24,75%	22,14%	19,93%	18,04%	16,38%	14,93%	13,63%	
	600	33,32%	29,26%	25,99%	23,29%	21,02%	19,07%	17,37%	15,87%	14,53%	
	650	34,78%	30,58%	27,21%	24,43%	22,09%	20,08%	18,33%	16,79%	15,41%	
700	36,21%	31,89%	28,41%	25,55%	23,14%	21,07%	19,27%	17,69%	16,28%		

- Menor de 15%aa (projeto inviável)
- Entre 15% e 18%aa (projeto com risco de rentabilidade)
- Entre 18% a 25%aa (projeto rentável)
- Maior que 25%aa (projeto de grande rentabilidade)

Fonte: Elaboração própria.

Desta forma, o projeto, na situação considerada para preço do coque, ficaria sob risco na situação de seu custo de implantação aumentar acima de 60%.

E, considerando a alavancagem proporcionada pela linha de financiamento BNDES, o *pay back* cai para menos de 2 anos e a análise de sensibilidade passa a ter o seguinte comportamento:

Tabela 6 – Análise de sensibilidade da TIR em relação ao preço do coque e ao valor do projeto, com alavancagem.

		Valor do Investimento em Relação ao Projeto								
		100%	125%	150%	175%	200%	225%	250%	275%	300%
Variação em Relação do Coke (R\$/t)	300	76,70%	60,28%	48,39%	39,33%	32,15%	26,29%	21,37%	17,16%	13,48%
	350	81,94%	64,88%	52,51%	43,08%	35,60%	29,50%	24,40%	20,04%	16,24%
	400	87,04%	69,36%	56,53%	46,73%	38,97%	32,63%	27,34%	22,82%	18,91%
	450	92,01%	73,74%	60,46%	50,31%	42,26%	35,69%	30,20%	25,54%	21,49%
	500	96,86%	78,01%	64,30%	53,81%	45,48%	38,68%	33,01%	28,19%	24,01%
	550	101,59%	82,18%	68,06%	57,23%	48,64%	41,62%	35,76%	30,78%	26,48%
	600	106,22%	86,27%	71,73%	60,59%	51,73%	44,50%	38,46%	33,32%	28,89%
	650	110,74%	90,27%	75,34%	63,88%	54,77%	47,32%	41,10%	35,82%	31,26%
700	115,18%	94,19%	78,87%	67,11%	57,75%	50,10%	43,70%	38,27%	33,58%	

- Menor de 15%aa (projeto inviável)
- Entre 15% e 18%aa (projeto com risco de rentabilidade)
- Entre 18% a 25%aa (projeto rentável)
- Maior que 25%aa (projeto de grande rentabilidade)

Assim, somente se o custo do projeto aumentar perto de 2,75 vezes é que haveria ameaças, mesmo assim se houver um preço de coque baixo.

3.3 Pequena Central Hidro-Elétrica

A ArcelorMittal Tubarão utiliza cerca de 47.000 m³/h de água do mar para, principalmente, trocar calor com a Centrais Termoelétricas. Este volume é bombeado e depois retorna, por gravidade, para o oceano. No final do canal de retorno há um desnível de cerca de 14 metros, onde pode-se instalar uma pequena central hidroelétrica (PCH), com queda líquida de 13 metros.

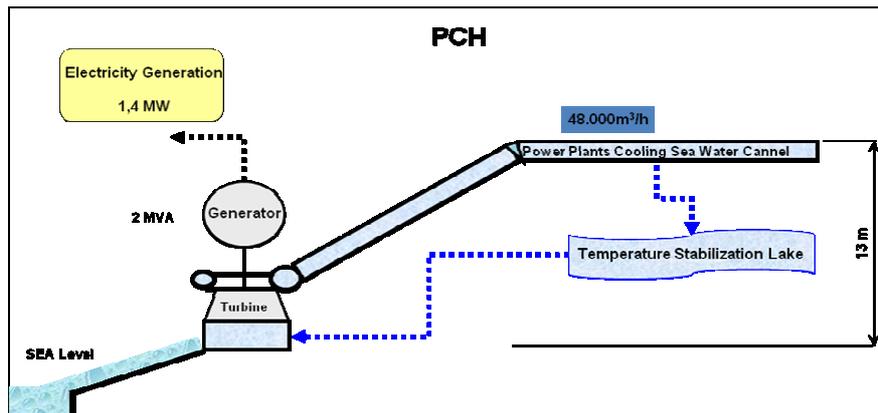


Figura 8 – PCH

Os parâmetros para o estudo deste projeto foram:

Tabela 7 – Parâmetros da análise econômica da PCH.

Parâmetros de Entrada	
Gasto	6.000 R\$ 1.000
Preço Energia Elétrica	140 R\$/MWh
Tx Desconto Capital Próprio	15,0% aa Real
Geração	1,29 MW médio
Valor Anual Manutenção	3,0% % Em relação ao Investimento
Custo BNDES	5,0% aa Real (com spread)
Amortização BNDES	14 anos
Parcela Financiamento BNDES	80,0% Do investimento Total

Fonte: Site BNDES.

Simplificando a análise em relação aos projetos anteriores, chegamos ao seguinte comportamento em relação à análise de sensibilidade:

Tabela 6 – Análise de sensibilidade da TIR em relação ao preço da energia do valor do projeto, com alavancagem.

		Valor do Investimento em Relação ao Projeto								
		80%	100%	120%	140%	160%	180%	200%	220%	240%
Variação em Relação ao Preço Energia (R\$/MWh)	125,00	47,07%	34,87%	26,11%	19,42%	14,06%	9,60%	5,77%	2,40%	-0,64%
	130,00	49,39%	36,89%	27,91%	21,06%	15,60%	11,06%	7,18%	3,78%	0,73%
	135,00	51,69%	38,88%	29,69%	22,68%	17,10%	12,49%	8,56%	5,12%	2,05%
	140,00	53,95%	40,85%	31,44%	24,28%	18,58%	13,89%	9,90%	6,42%	3,32%
	145,00	56,19%	42,79%	33,16%	25,85%	20,04%	15,26%	11,21%	7,69%	4,57%
	150,00	58,39%	44,70%	34,87%	27,40%	21,47%	16,60%	12,49%	8,93%	5,77%
	155,00	60,56%	46,60%	36,56%	28,93%	22,88%	17,93%	13,75%	10,14%	6,95%
	160,00	62,71%	48,47%	38,22%	30,44%	24,28%	19,23%	14,98%	11,32%	8,10%
	165,00	64,83%	50,32%	39,87%	31,93%	25,65%	20,52%	16,20%	12,49%	9,23%

	Menor de 15%aa (projeto inviável)
	Entre 15% e 18%aa (projeto com risco de rentabilidade)
	Entre 18% a 25%aa (projeto rentável)
	Maior que 25%aa (projeto de grande rentabilidade)

Considerando que há um risco tecnológico em relação a uma turbina utilizar água do mar, e, mesmo com alavancagem, o projeto não teria condições de absorver um custo a maior que 60%, então pode-se interpretar que esse projeto está numa condição desfavorável em relação aos demais.

4 CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS

TRTs: Com base no mostrado acima, podemos concluir a viabilidade das TRTs nos Alto-Fornos #2 e #3. Sendo que o financiamento BNDES traria uma grande melhora no resultado econômico e maior segurança ao resultado.

CDQ Sol: Este projeto apresenta resultados até melhores que os das TRTs, porém estamos tendo dificuldades em contatar fabricantes. Desta forma, o valor orçado, bem como a geração de energia esperada, foi baseado no projeto da Xingtai Iron and Steel Group Company Limited. Assim, estamos pesquisando fornecedores para continuar o estudo do projeto.

PCH: Este projeto tem um risco tecnológico, uma geração final pequena e uma rentabilidade relativamente menor (inclusive não tendo “pay back” no caso sem alavancagem financeira), desta forma concluímos pela sua não execução para o curto e médio prazo.

Outro projeto que está para ser estudado é a Central Termoelétrica nº 7, cujo dimensionamento está para ser definido após a definição de uma potencial expansão na ArcelorMittal Tubarão.