

Economics of Wind Farms in Brazil

Viabilidade Econômica de Centrais de Energia Eólica no Brasil

J. P. Molly, DEWI Wilhelmshaven



1. Introduction

At the end of March 2004 the long expected Brazilian wind energy programme Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, Promotion Programme for Electricity Generated from Renewable Sources) has been started. This programme supports the development of the renewable energy sources small hydroelectric power plants (less than 30 MW), biomass and wind energy. With the publication of the tariffs for each source to be paid by the utilities and the Call for Proposals project developers with 92 proposals for more than 3,400 MW in the field of wind energy applied for the 1,100 MW planned for the first stage of Proinfa. At the end of June the selection process done by Eletrobrás, the Brazilian governmental organ for the co-ordination of the utilities, had been concluded. Under the Proinfa restriction of a maximum of 220 MW for each federal state, the applicants had been chosen according to the age of their environmental licence (the older the licence, the higher the priority in the candidate list). With 220 MW the federal states Ceará, Rio Grande do Norte, Santa Catarina and Rio Grande do Sul reached the maximum possible portion established in the Proinfa rules. In the meanwhile most of the contracts between Eletrobrás and the 50 selected projects have been signed, so that the detailed project development can be started.

In the last years the developers performed wind measurements on or near the chosen sites of their planned wind farms, which in the project application phase also was part of the technical requirements to be fulfilled. The results show that most of the planned wind farms will have capacity factors above 0.3, that means the average wind farm power output during one year is 30% of the rated power of the wind turbines. Compared to the wind situation in Germany this value is much better than the average value of 0.23 in Germany. Especially in the Northeast of Brazil (Ceará, Rio Grande do Norte) gross capacity factors of more than 0.4 can be expected. According to this situation, the announced reimbursement values, which depend on the capacity factor of the wind farm

1. Introdução

No final de março de 2004, se iniciou o tão esperado programa brasileiro de energia eólica, o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica). Este programa suporta o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, como Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH, menores que 30 MW) biomassa e energia eólica. Com a publicação das tarifas a serem utilizadas pelas concessionárias no pagamento para cada fonte de energia e a chamada pública, as empresas de desenvolvimento de projetos de parque eólicos apresentaram 92 propostas, totalizando assim em mais de 3400 MW de projetos inscritos para a primeira fase do Proinfa, que estabeleceu o limite para esta fonte em 1100 MW. O processo de seleção dos projetos para o programa foi realizado e concluído no final de junho pela ELETROBRÁS, órgão governamental brasileiro que coordena todas concessionárias de energia elétrica do país. Sob a restrição de 220 MW por cada estado, de acordo com as regras do Proinfa, os candidatos foram selecionados considerando a idade das licenças ambientais (quanto mais velha a licença ambiental, mais prioritário é o projeto na lista de candidatos). Os estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Santa Catarina e Rio Grande do Sul atingiram a cota máxima possível estabelecida pelo Proinfa, os 220 MW. A maioria dos contratos entre a ELETROBRÁS e os 50 projetos selecionados já foram assinados, possibilitando aos projetistas que iniciem os projetos detalhados de desenvolvimento dos parques eólicos.

Nos últimos anos os projetistas realizaram medições eólicas nos próprios sítios ou pelo menos próximo aos parques planejados, o que também é um requisito técnico na fase de inscrição do projeto no programa. Como os resultados mostram, a maioria dos parques eólicos projetados tem fator de capacidade acima de 0,3 que significa a média de produção de energia durante um ano é 30% da potência nominal dos aerogeradores. Comparando com a situação eólica na Alemanha, este valor médio encontrado no Brasil é muito melhor do que o valor médio de 0,23 de

site, are lower than in Germany. With 180.18 to 204.35 R\$/MWh (48.7 €/MWh to 55.2 €/MWh, 1 € = 3.7 R\$) the reimbursement is about 45 % to 37 % less than in Germany. The reimbursement will be guaranteed for 20 years of operation. On a first glance the reimbursement should be good enough for the operation of economically viable wind farms in Brazil. But wind energy in Brazil is at the beginning of its development and many important economic factors are not easy to predict from today's point of view. Costs for the project development, construction, infrastructure, O&M, financing, etc. may be well known in the developed wind energy markets, but are quite unknown in Brazil due to a lack of experience and the financial risk of the country. Therefore the general question is: are the reimbursements sufficient or not?

2. Economical Evaluation

In this investigation the influences of some parameters on the Internal Rate of Return (IRR) will be discussed to show the sensitivities incorporated when changing various operation, financing and wind conditions. Base of the considerations are the Proinfa rules and the conditions established by the special financing programme of the Brazilian federal development bank BNDES. The examples shown include the various Brazilian taxes, social contributions and fees, so that the results are quite near to the reality. Of course the various costs used are simplified, based on general experience gained in other countries and on information from developers. The costs are divided into two principal values: investment for the wind farm and operational costs. Table 1 shows the assumed range of values for the investment of a turn-key wind farm in the local currency R\$/kW.

The economical calculations have been done with a constant annual energy yield. Any fluctuations and their influence on the reimbursement are not taken into account in the sensitivity analysis done in chapter 2. The Brazilian-specific type of payment, i.e. reimbursement coupled to the capacity factor and adapted every two years to the average of the past operation years, is also not considered, because on average over 20 years the effects will cancel each other out. Furthermore, inflation is not taken into account, because a more or less correct prediction over 20 years is not possible. The results under inflation conditions also depend very much on the different inflation

lã. No nordeste do Brasil (Ceará e Rio Grande do Norte) particularmente, os fatores de capacidade brutos podem ultrapassar a casa dos 0,4. De acordo com essa situação, os valores de remuneração anunciados, que dependem do fator de capacidade do sítio do parque eólico, são mais baixos do que na Alemanha. Com valores que vão de 180,18 a 204,35 R\$/MWh (48,7 €/MWh to 55,2 €/MWh, 1 € = 3,7 R\$) a remuneração é de quase 45 % a 37 % menor que na Alemanha. A remuneração será garantida por 20 anos de operação. De um ponto de vista inicial a remuneração deverá ser suficiente para a operação de parques eólicos economicamente viáveis no Brasil. Mas a energia eólica no Brasil está apenas no início de seu desenvolvimento e muitos outros importantes fatores econômicos ainda não estão muito bem previstos na situação atual. Custos para o desenvolvimento de projeto, construção, infra-estrutura, O&M, financiamento e etc. já são bem conhecidos no atual mercado eólico desenvolvido, mas são ainda completamente desconhecidos no Brasil devido a falta de experiências e por causa do risco financeiro do país. Portanto a principal questão é: a remuneração é ou não suficiente?

2. Avaliação Econômica

Serão tratadas nesta análise as influências de alguns parâmetros da Taxa Interna de Retorno (TIR) para mostrar as sensibilidades incorporadas quando mudando operações, em financiamento e condições eólicas. A base das considerações são as regras do Proinfa e as condições estabelecidas pelo programa de financiamento especial do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. Os exemplos demonstrados incluem vários impostos brasileiros, contribuições sociais e taxas, portanto os resultados são bem próximos da realidade. Claro que os diferentes custos aqui utilizados são simplificados, baseados em experiências gerais conquistadas em outros países e em informações de projetistas. Os custos são divididos em dois valores principais: investimento para o parque eólico e custos operacionais. A Tab. 1 mostra a faixa de valores assumidos para um investimento tipo "turn key" de um parque eólico usando a moeda local, R\$/kW.

Os cálculos econômicos foram feitos com uma produção anual de energia constante. Qualquer flutuação e influências na remuneração não foram levados em conta na análise de sensibilidade executada no capítulo 2. O tipo específico de

	-10% R\$/kW	Average / Média R\$/kW	+10% R\$/kW
Wind Turbine + Additional Costs Aerogerador + Custos Adicionais	3.150	3.500	3.850

Tab. 1: Assumed wind farm project cost

Tab.1: Custo assumido para o projeto de parque eólico

indices which are used for the correction of the energy reimbursement and the cost increase of the wind farm operation.

2.1 Reimbursement Conditions

The reimbursement values (Valor Económico) published in July 2003 by the Ministry for Mines and Energy in Brasília where higher than those published at the end of March 2004. But the difference in the values is not so severe as it seems to be at first glance, because in parallel the guaranteed reimbursement period was extended from 15 to 20 years. In Fig. 1 the comparison shows the differences in the reimbursement in relation to the Gross Capacity Factors (FCB = Fator de Capacidade Bruto). Assumed is an Internal Rate of Return (IRR) of always 15 %.

As shown in Fig. 1 the reimbursement published in April 2004 is reduced about 11.6 % at low and 6.0 % at high capacity factors. This higher reimbursement of the better wind locations clearly shows the will of the ministry to favour the best wind locations in Brazil. A rough study led to possible cost figures for the investment and operation costs of wind farms which are the basis for the "average" marked line. Of course it is relatively difficult to estimate the investment of projects and the operation and maintenance cost in Brazil today. In Fig. 1 the main parameters of the financing conditions are indicated. It is important to remember that the examples given in this article do not take into account any inflation rate.

remuneração brasileiro que é ligado ao fator de capacidade sendo adaptado a cada dois anos para a média dos anos operacionais anteriores, também não foi considerado porque em média acima de 20 anos os efeitos são inexistentes. Os resultados em condições inflacionárias são dependentes de diferentes índices de inflação, os quais são usados para a correção da remuneração de energia e do aumento dos custos de operação do parque eólico.

2.1 Condições de Remuneração

Os valores de remuneração (Valor Econômico) publicados em julho de 2003 pelo Ministério de Minas e Energia em Brasília, foram maiores do que os que foram publicados no final de março de 2004. Mas de primeira vista a diferença nos valores não é tão grande como parece, porque em paralelo o período de remuneração garantida foi aumentado de 15 para 20 anos. Na Fig. 1 a comparação mostra as diferenças na remuneração em relação ao Fator de Capacidade Bruto (FCB). A Taxa Interna de Retorno (TIR) assumida é sempre de 15%.

Como mostrado na Fig. 1 a remuneração publicada em abril de 2004 é quase 11% menor quando o fator de capacidade é baixo e 6% em fatores de capacidade altos. Esta melhor remuneração para locais com melhores condições de vento, mostra a disposição do ministério em favor destes sítios no Brasil. Um estudo bruto demonstra os valores possíveis de custos para o investimento e custos

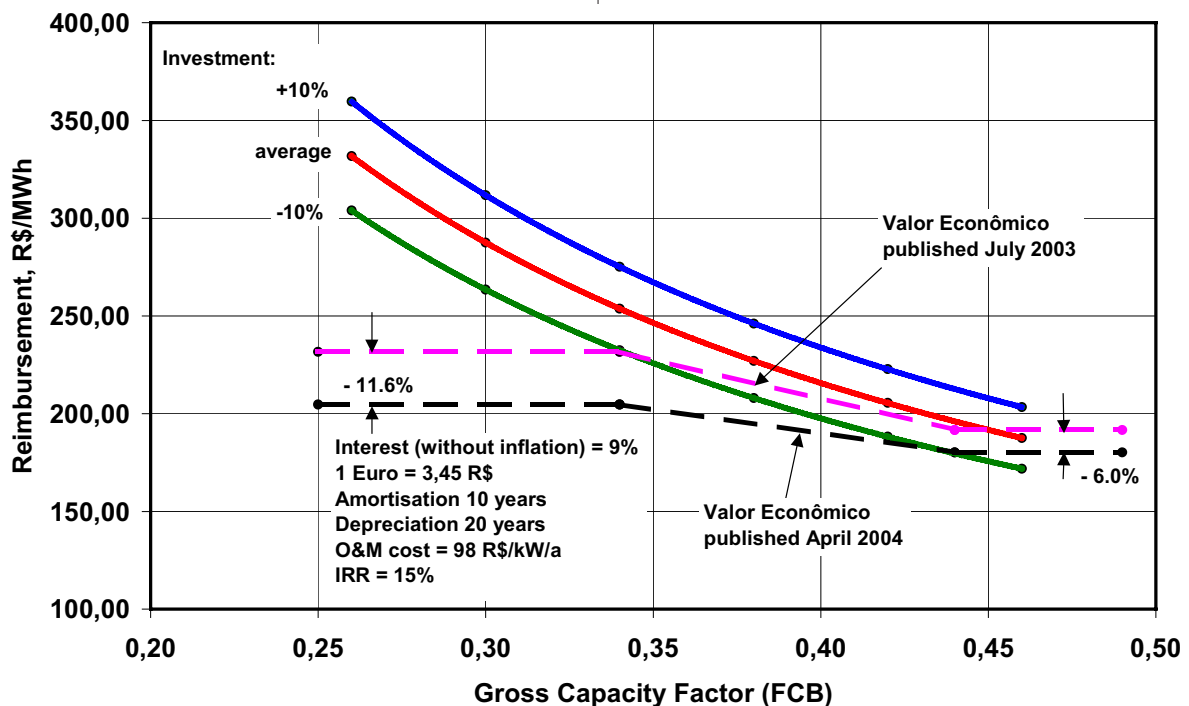


Fig. 1: Necessary energy reimbursement depending on the Gross Capacity Factor of the site (100% national project portion and 70 % of BNDES credit assumed). (FCB = Fator de Capacidade Bruto)

Fig. 1: Remuneração necessária dependendo do Fator de Capacidade Bruto do sítio (porção do projeto 100% nacional e 70 % de crédito BNDES assumido). (IRR = TIR)

When comparing in Fig. 1 the necessary energy reimbursement for a range of +/- 10 % from average with the guaranteed reimbursement by Proinfa, the total project cost have to be 10 % less than average in "high wind areas" and in the order of 20 % in "low wind areas". For most of the projects this will be a real challenge, because the financing of the projects had been assumed with a 100% Brazilian production contribution, so that 70 % of the project cost can profit from the special financing conditions of the National Brazilian Development Bank BNDES.

2.2 Financing Conditions

The BNDES offers a credit programme for wind farm financing featuring a special credit interest rate for a maximum of 70 % of the creditable investment. The bank offers the credit only for national products involved in the project. Proinfa demands a minimum of 60 % of national products in a project, in which case the bank would finance a maximum of 42 % of the investment with the special credit. The rest must be financed more expensively with credits from the free credit market or has to be own capital. Fig. 2 shows that the necessary reimbursement would have to grow about 5.5 % for 80 % national product portion and 11.1 % for 60 % to get the same IRR over a 20 years operation time. In other words, the investment must be lowered from 3,500 R\$/kW to 3,280 R\$/kW or 3,090.- R\$/kW respectively, if the other incorporated costs and values are kept unchanged.

de operação de parques eólicos, os quais são bases para a linha marcada como "média" (average). Claro que é relativamente difícil estimar o investimento dos projetos e os custos de manutenção e operação no Brasil nos dias de hoje. Na Fig.1 são indicados os principais parâmetros de condições de financiamento. O importante é lembrar que os exemplos apresentados neste artigo não levam em conta nenhum índice de inflação.

Quando comparando na Fig. 1 a remuneração de energia necessária para uma faixa de +/-10% da média com a remuneração garantida pelo Proinfa, o custo total do projeto deve ser 10% menor que a média em "áreas de alto vento" e na ordem de 20% em "áreas de baixo vento". Para a maioria dos projetos este será o verdadeiro desafio, porque o financiamento do projeto foi assumido com uma contribuição de 100% de nacionalização, para que então 70% dos custos do projeto sejam beneficiados pelas condições especiais de financiamento do BNDES.

2.2 Condições de Financiamento

O BNDES oferece um programa de crédito para financiamento de parques eólicos, o qual prevê uma taxa de juros especial para um máximo de 70% de crédito do investimento. O banco oferece o crédito somente para os produtos nacionais envolvidos no projeto. O Proinfa exige um mínimo de 60% de nacionalização nos projetos, um caso em que o banco irá apenas financiar com o crédito especial um máximo de 42% do investimento.

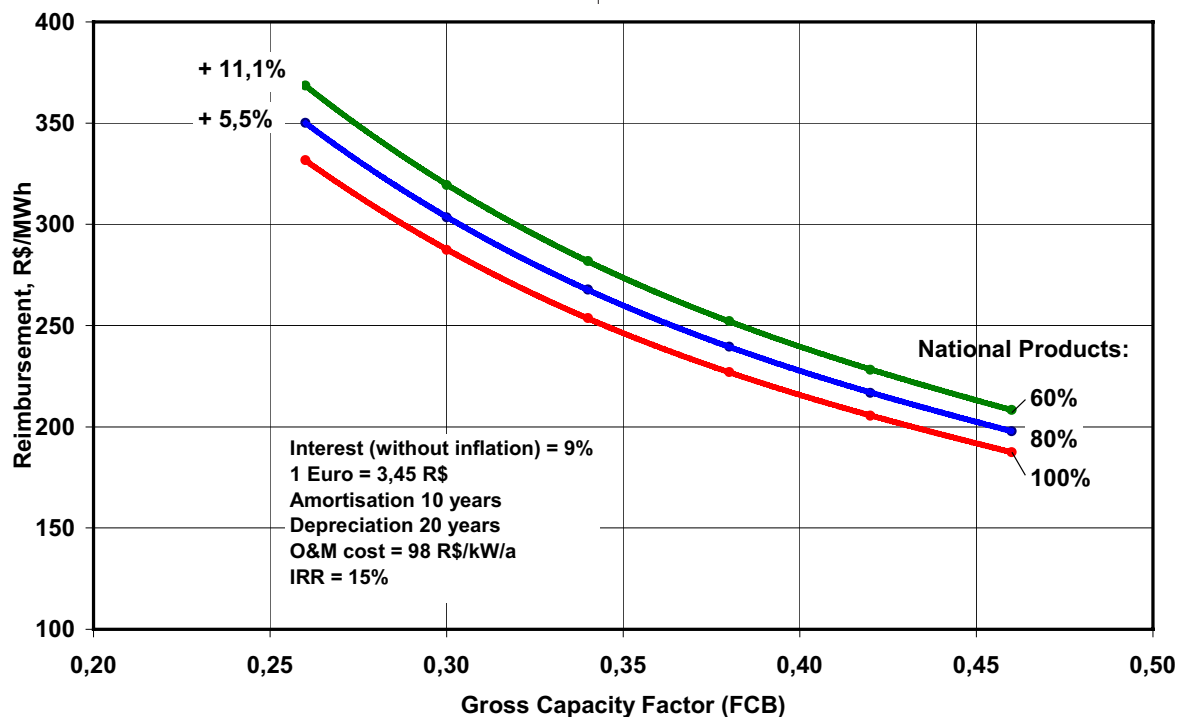


Fig. 2: Influence of the wind farm's national product portion on the necessary energy reimbursement to achieve the same IRR. (FCB = Fator de Capacidade Bruto)

Fig. 2: Influência da porção nacional em parques eólicos sobre a remuneração necessária para atingir a mesma TIR (= IRR)

In comparison to earlier times, Brazil has a moderate inflation rate today. Nevertheless it is somewhat higher than in European countries and in the order of about 6 -12 % per year, depending on the inflation index used. BNDES applies for the calculation of its interest rates within the TJLP (Long Term Interest Rate, Taxa de Juros de Longo Prazo) a special inflation index, which normally is lower than the ones generally used for the correction of prices. As already stated, the calculations done here are without inflation, which means that the inflation portion of the interest rate had been taken out. Together with the TJLP a risk factor of 3.5 % is applied. BNDES will change their credit interest rates every three months according to the inflation rates and their own money cost. This special credit line will be offered until the end of 2005. The energy reimbursement is planned to be adapted every year according to the IGPM (General Index of Market Prices). Due to the possible time differences between the BNDES adoption of the credit costs and the inflation of project operation costs, the IRR can be influenced positively or negatively. Fig. 3 gives a feeling how the IRR change with other inflation free interest rates. A change of the credit interest rate of +/- 3 % is equal to a necessary change of the energy reimbursement of +/- 6,2 % to keep the IRR at 15 %.

2.3 Currency Effects on Financing

Many components in Brazil have to be imported from abroad and therefore depend on the currency exchange rate Euro/Real or US\$/Real. This

O restante deve ser financiado de uma maneira mais cara com créditos do mercado livre ou ser capital próprio. A Fig. 2 mostra que a remuneração necessária deve aumentar quase 5,5% para a porção nacional de 80% e 11% para 60%, isto para poder obter a mesma TIR sobre os 20 anos de operação. Ou em outras palavras, o investimento tem que ser reduzido de 3,500 R\$/kW para 3.280 R\$/kW ou ainda 3,090.- R\$/kW respectivamente, se os outros custos incorporados permanecerem inalterados.

Em comparação com épocas anteriores, o Brasil tem uma porcentagem de inflação moderada nos dias de hoje. Contudo e de alguma maneira é ainda mais alto do que nos países europeus, caminhando na faixa de 6-12% por ano, dependendo do índice de inflação usado. O BNDES aplica para os cálculos de juros as taxas da TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), um índice de inflação especial que é normalmente mais baixo do que os geralmente utilizados para a correção dos preços. Como já dito os cálculos aqui realizados não contemplam inflação, isto significa que a porção das taxas de inflação foram retiradas. Junto com a TJLP um fator de risco de 3.5 % é aplicado. O BNDES irá mudar as taxas de juros a cada três meses de acordo com as taxas de inflação e o custo próprio de dinheiro. Esta linha de crédito especial será oferecida até o final de 2005. A remuneração de energia é planejada para ser adaptada cada ano de acordo com o IGPM (Índice Geral de Preços de Mercado). Devido os diferentes momentos entre a adoção dos custos de

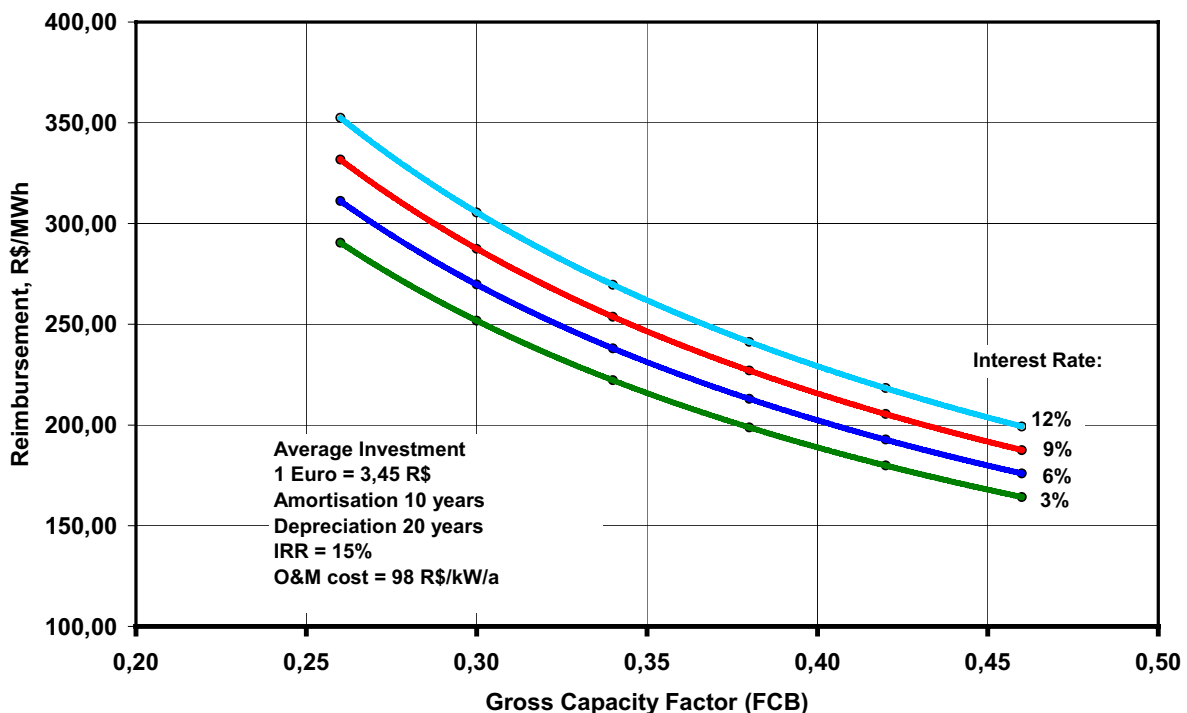


Fig. 3: Influence of the interest rate on the necessary energy reimbursement to achieve the same IRR. (FCB = Fator de Capacidade Bruto)

Fig. 3: Influência da taxa de juros na remuneração de energia necessária para atingir a mesma TIR (= IRR)

exchange rate strongly depends on the country risk and the internal inflation development. For internal products the inflation correction index IGPM is used and generally accepted, in which the general effects of the currency exchange on the Brazilian industry prices is included. For direct imports the exchange rate has to be applied. For the example given here, about 40% of the total project cost are assumed to be paid in foreign currency. Under this condition the necessary energy reimbursement to achieve the same IRR is shown in Fig. 4.

2.4 Operation and Maintenance Cost

The operation and maintenance (O&M) cost had been estimated to 98 R\$/kW/a. In the O&M costs are included insurance, maintenance, replacement of parts, repair, management, land rent, dismantling, etc.. They are derived from experience in Germany and may be too high, especially because the labour cost are much lower in Brazil. For the first projects, however, personnel from Europe or US will have to train the local maintenance personnel, so that the cost might be at the known European level for some time. As Fig 5 shows, the effect on the necessary reimbursement of the energy is with +/- 3 % not as strong as expected, if a variation of +/- 20 % from the average of 98 R\$/kW/a is assumed.

2.5 Energy Transportation Cost

In Brazil the use of the grid for transportation (more or equal to 230 kV) and distribution (up to 138 kV)

crédito do BNDES e a inflação dos custos de operação do projeto, a TIR poderá ser positivamente ou negativamente influenciada. A Fig.3 nós faz perceber como a TIR muda com outras taxas de inflação. Uma mudança de +/-3% na taxa de inflação do crédito é igualmente a uma mudança necessária na remuneração de energia de +/-6,2%, para manter a TIR a 15%.

2.3 Efeitos da Moeda no Financiamento

Muitos componentes no Brasil ainda tem que ser importados do estrangeiro e portanto dependem da taxa de cambio EUR/Real ou USD\$/Real. Estas taxas de câmbio dependem fortemente do risco pais e do desenvolvimento da inflação interna. Para produtos domésticos o índice de correção usado e aceito é o IGPM, no qual estão inclusos os efeitos gerais de taxas de câmbio nos preços da indústria brasileira. Para os importados a taxa de cambio deve ser adotada. Para o exemplo aqui demonstrado, perto de 40% do custo total do projeto foi assumido a ser pago em moeda estrangeira. Sob esta condição é necessário que a remuneração de energia atinja a mesma TIR, que é mostrada na Fig.4.

2.4 Custos de Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção (O&M) foram estimados a 98 R\$/kW/a. Nos custos de O&M estão inclusos seguros, manutenção, reposição de peças, reparos, gerenciamento, aluguel de terreno, desmontagem e etc.. Estes custos aqui adotados são oriundos de experiências na

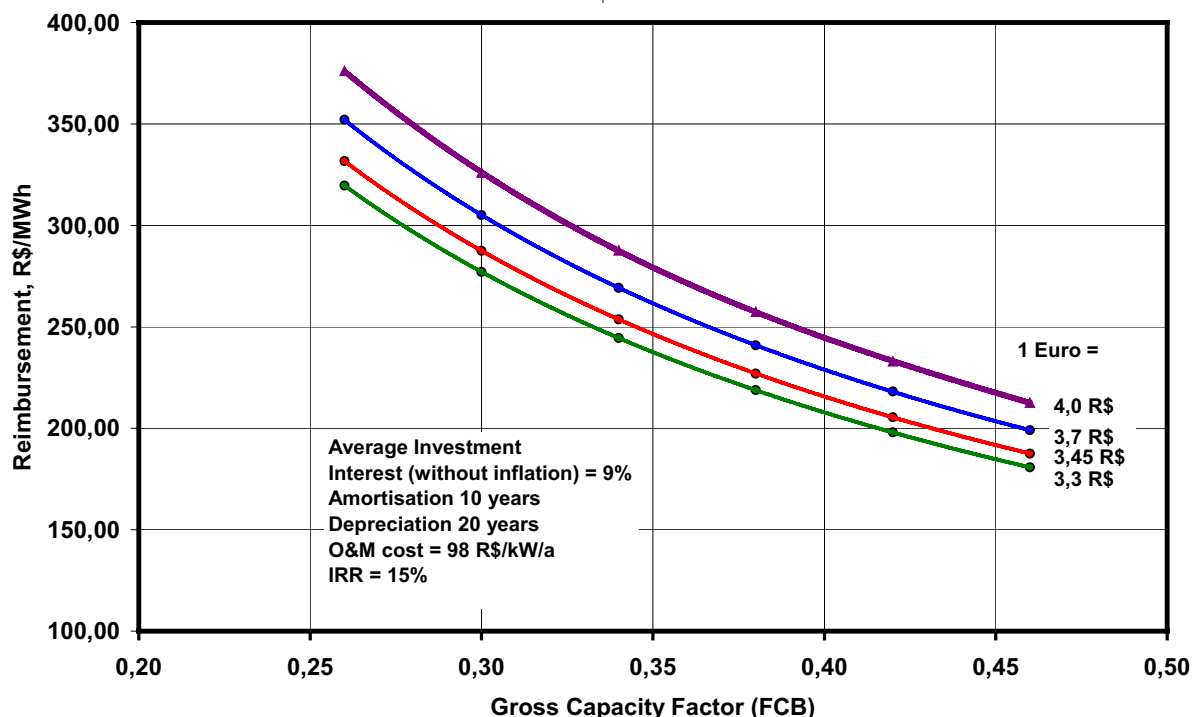


Fig. 4: Influence of the Euro/R\$ exchange rate on the necessary energy reimbursement to achieve the same IRR. (FCB = Fator de Capacidade Bruto)

Fig. 4: Influência da taxa de cambio EUR/R\$ na remuneração necessária para atingir a mesma TIR (= IRR)

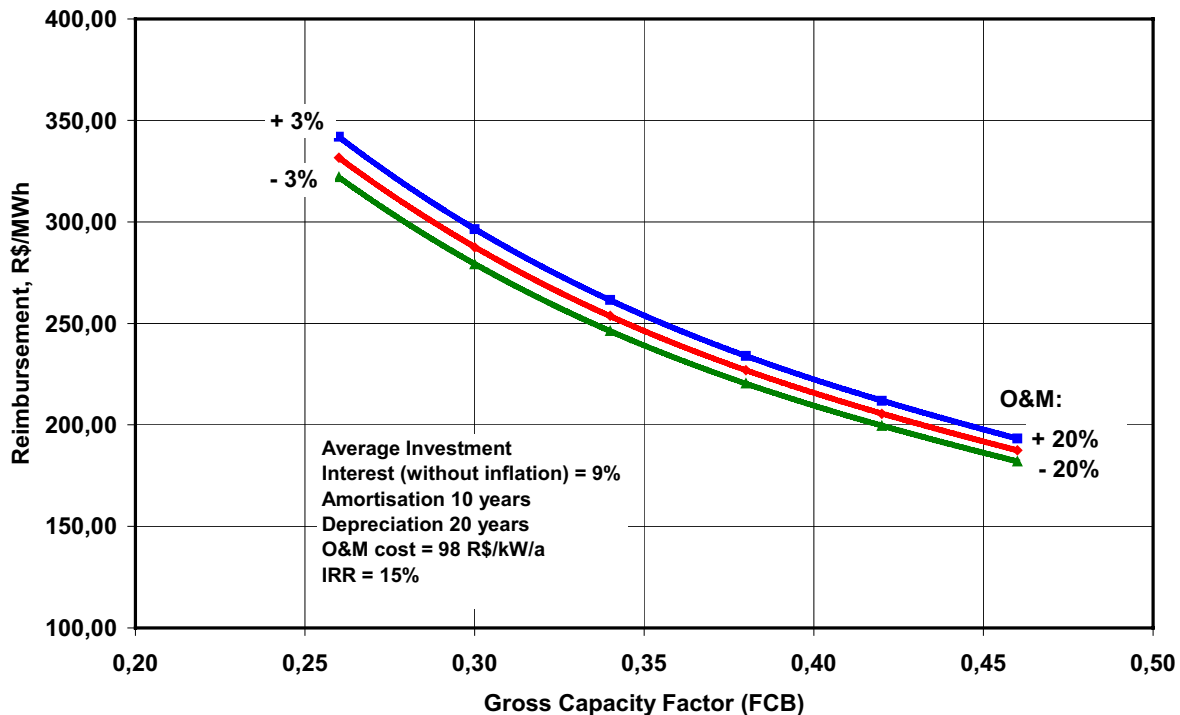


Fig. 5: Influence of the O&M cost variation (base 98 R\$/kW/a) on the necessary energy reimbursement to achieve the same IRR. (FCB = Fator de Capacidade Bruto)

Fig. 5: Influência da variação dos custos de O&M (base 98 R\$/kW/a) sob a remuneração de energia necessária para atingir a mesma TIR (= IRR)

of the electric energy has to be paid. The transportation tariffs TUST (national high voltage grid) and TUSD (distribution grid) are different. In the resolution no. 219 (23.04.2003) the governmental agency ANEEL announced that for wind farms smaller than 30 MW only half of the transportation cost must be paid. Table 2 lists some tariffs for the distribution grids of different federal states.

The differences between the tariffs of the various states are quite large. In the Northeast of Brazil (Ceará and Rio Grande do Norte) the tariffs are about three times as high than in Paraná and two times the tariffs of Rio Grande do Sul. This large difference between Northeast and South Brazil takes away some of the advantages of the higher wind resource in the Northeast. In Fig. 6 the effect on the necessary reimbursement is shown taking into account a 50% discount for wind farms up to 30 MW. Many investors will limit the wind farm size

Alemanha e podem ser mais altos do que no Brasil, onde os custos com mão de obra são muito mais baixos. Para os primeiros projetos, pessoal da Europa ou EUA terá que treinar o pessoal de manutenção local, fazendo com que por algum tempo os custos se aproximem aos custos europeus. Como a Fig 5 mostra, o efeito na remuneração necessária da energia é de +/- 3 %, não como esperado, se a variação de +/- 20 % da média de 98 R\$/kW/a for assumida.

2.5 Custos de Transporte de Energia

No Brasil o uso da rede para transporte (maior ou igual a 230 kV) e distribuição (até 138 kV) tem um custo. As tarifas de transporte TUST (redes nacionais de alta tensão) e TUSD (rede de distribuição) são diferentes. A resolução no. 219 (23.04.2003) publicada pela ANEEL, diz que parques eólicos menores que 30 MW deverão pagar apenas

Federal State Estado	Utility Concessionária	Tariff / Tarifa, R\$/kW/month (mês)	Resolution-Nr. Resolução No. Aneel
Santa Catarina	CELESC	1,58	689/01
Rio Grande do Sul	CEEE	1,91	705/01
Rio Grande do Norte	COSERN	2,91	710/01
Paraná	COPEL	1,02	684/01
Pernambuco	CELPE	1,41	682/01
Rio de Janeiro	LIGHT	1,91	680/01
Bahia	COELBA	1,55	675/01
Ceará	COELCE	3,11	709/01

Tab. 2 Transportation tariffs in some Brazilian Federal States and the responsible utilities (2003)

Tab. 2: Tarifas de transporte em alguns estados brasileiros e concessionárias responsáveis (2003)

to 30 MW, especially to avoid the full payment of the transportation tariffs. Without the 50% reduction of the tariff the reimbursement must be up to 2.7 % higher.

3. Wind Farm Economics with Proinfa Tariffs

In chapter 2 the principal economical influences and sensitivities for different parameters of wind farm projects in Brazil have been considered. With the average investment and cost values defined in chapter 2, project economics under the Proinfa reimbursement rules can be calculated. One of the specialities in Brazil is a constant reimbursement during the course of one year, based on a capacity factor which will be kept constant for two years. In the first two operation years the capacity factor is the calculated or estimated one, in the following years the capacity factor will be readjusted every two years according to the real wind speed average of the previous years. The reimbursement for the first year is then constant month by month and related to the calculated capacity factor. In the following year the energy paid in excess will be discounted or added if the real generation was higher or less than expected according to the capacity factor. For further years any difference between expected and real energy generation of the previous year will be taken into account for the reimbursement. After the first two years the calculated capacity factor will be replaced by the real energy average of the first two years, which then is valid for the reimbursement of the next two years. After four years the new capacity factor for the next 2

metade dos custos de transporte. A Tab. 2 lista algumas tarifas para redes de distribuição de diferentes estados da federação.

As diferenças entre as tarifas nos diferentes estados são bem grandes. No nordeste do Brasil (Ceará e Rio Grande do Norte) as tarifas são quase que três vezes mais altas do que no Paraná e duas vezes mais do que as aplicadas no Rio Grande do Sul. Esta grande diferença entre o nordeste e o sul do Brasil ocorre devido aos grandes recursos eólicos encontrados no nordeste. Na Fig. 6 o efeito na remuneração necessária é demonstrado considerando um desconto de 50% para parques eólicos com capacidade de até 30 MW. Muitos investidores irão limitar o tamanho de seus parques eólicos a 30 MW, especialmente para evitar o pagamento total das tarifas de transporte. Sem a redução dos 50% na tarifa, a remuneração deve ser até 2,7% mais alta.

3. Viabilidade econômica de parques eólicos com as tarifas do Proinfa

Foram considerados no capítulo 2 as principais influências econômicas e sensibilidades para diferentes parâmetros de projetos de parques eólicos no Brasil. Com o investimento médio e os valores dos custos definidos no capítulo 2, a viabilidade econômica dos projetos com regras de remuneração do Proinfa, pode ser calculada. Uma das particularidades no Brasil é a constante remuneração durante o curso de um ano, basea-

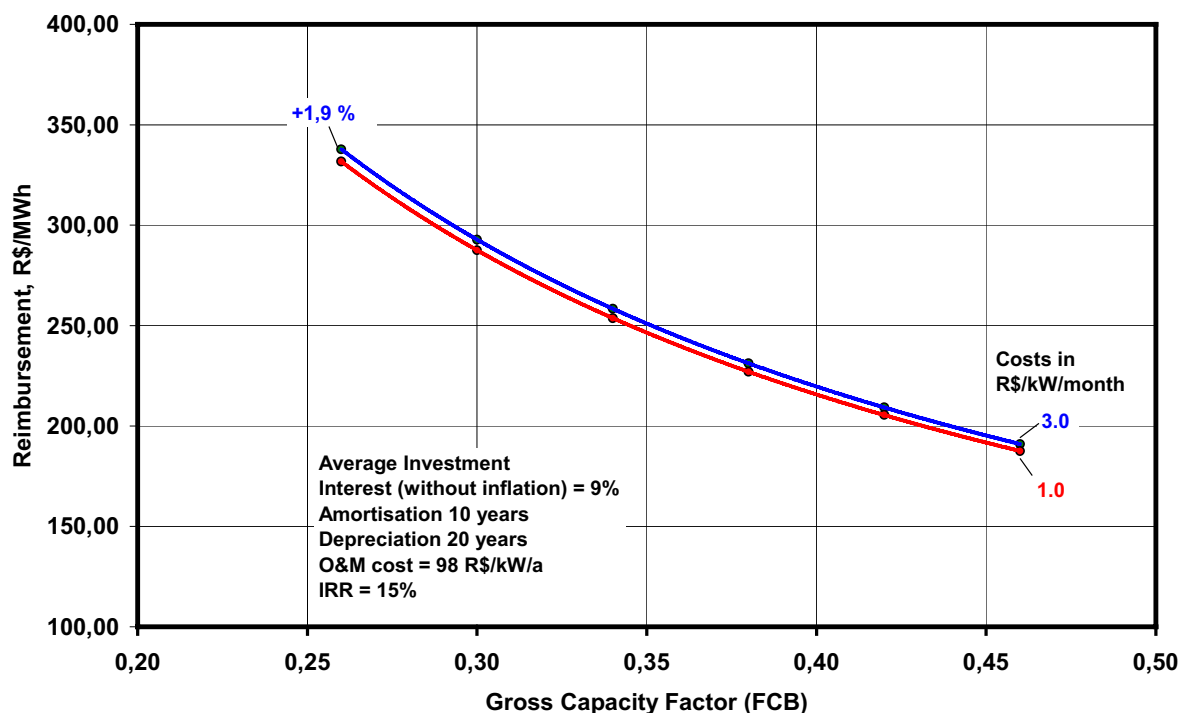


Fig. 6: Influence of the energy transportation cost on the necessary energy reimbursement to achieve the same IRR. (FCB = Fator de Capacidade Bruto)

Fig. 6: Influência do custo de transporte sobre a remuneração de energia necessária para atingir a mesma TIR (= IRR)

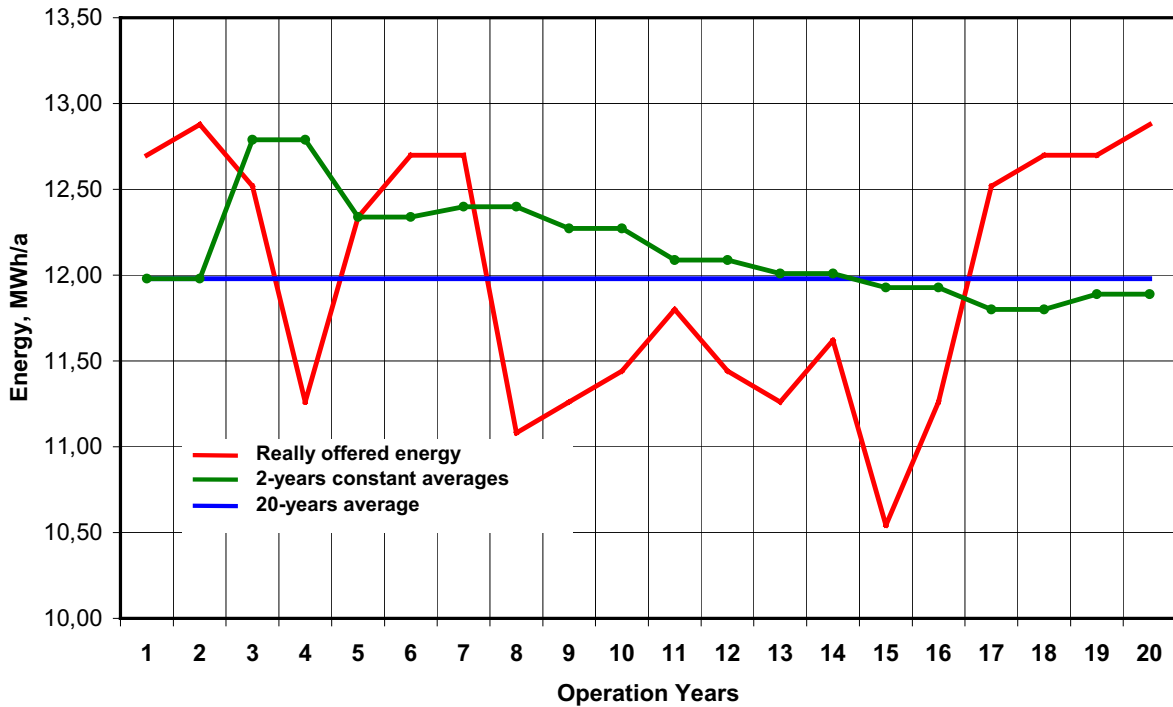


Fig. 7: Example for really produced energy (red), 20 years average of really produced energy (blue) and the averages constant for two years used for the reimbursement calculation (green).

Fig. 7: Exemplo para energia real produzida (vermelho), média de 20 anos para a energia real produzida (azul) e médias constantes de dois anos utilizadas para o cálculo da remuneração de energia (verde).

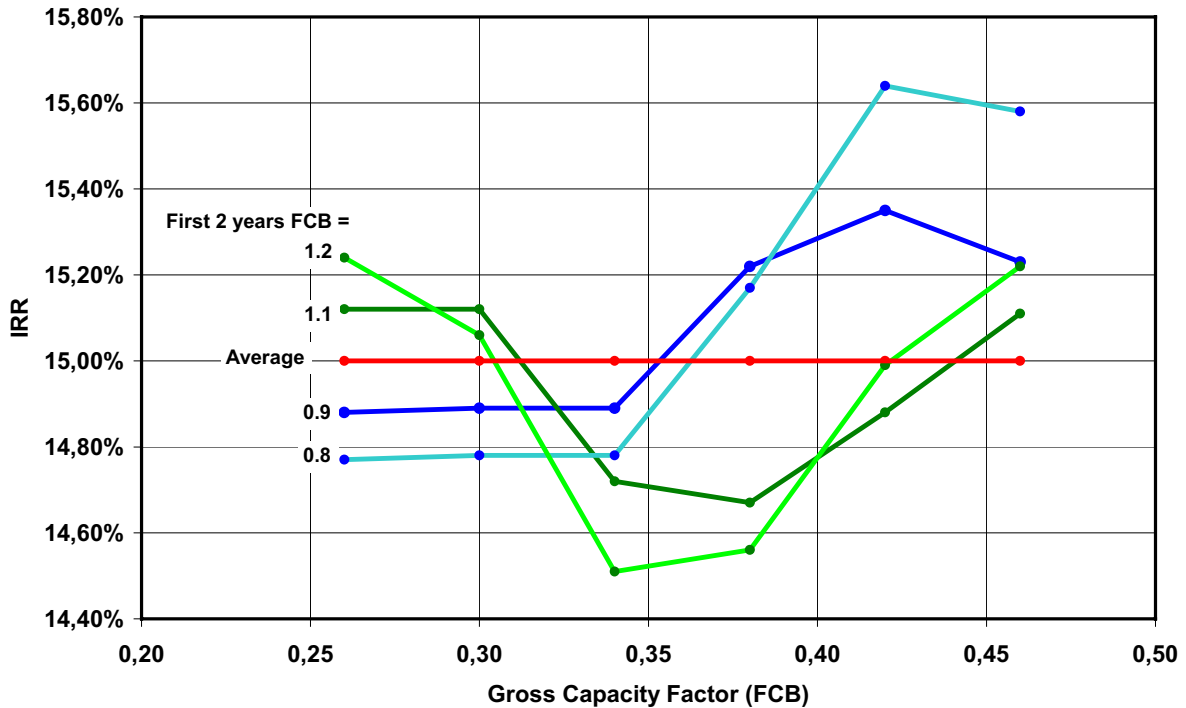


Fig. 8: Effect on the Internal Rate of Return by Capacity Factor estimations different from the real 20 years average (FCB = Fator de Capacidade Bruto)

Fig. 8: Efeito na Taxa Interna de Retorno por estimativas de Fatores de Capacidade diferentes da média real de 20 anos

years is then the average of the first 4 years and so on. In Fig. 7 an example for the energy from the real wind and the energy average for each two years period are shown. The Proinfa reimbursement will be adapted to the actually valid capacity factor, a fact which has been taken in account for the economic calculation shown here.

do no fator de capacidade que será mantido constante por dois anos. No final dos dois anos de operação o fator de capacidade é calculado ou estimado. Nos anos seguintes o fator de capacidade será reajustado a cada dois anos de acordo com a média da velocidade real do vento dos anos anteriores. A remuneração para o primeiro ano é de mês a mês constante e ligada ao fator

de capacidade calculado. No ano seguinte a energia paga a mais deverá ser descontada ou adicionada se a geração real for maior ou menor do que a prevista pelo fator de capacidade. Para anos que seguem, qualquer diferença entre a geração prevista e a geração real de energia do ano anterior, deverá ser considerada para a remuneração. Depois dos primeiros dois anos o fator de capacidade calculado será substituído pela média real de energia dos dois primeiros anos, os quais então serão válidos para a remuneração dos próximos dois anos. Após quatro anos o novo fator de capacidade para os próximos dois anos é a média dos primeiros quatro anos e assim por diante. Na Fig. 7 apresenta a energia do vento real e a média da energia para cada período de dois anos. A remuneração do Proinfa será adaptada ao atual fator de capacidade válido, um fato que foi levado em conta para os cálculos econômicos aqui apresentados.

O exemplo dado na Fig. 7 assume que o fator de capacidade para os primeiros dois anos é exatamente o da média de 20 anos. O que acontecerá se este não for o caso devido a erros de estimativa (estimativa superior ou inferior do fator de capacidade real do sítio) como demonstrado na Fig. 8, onde o efeito na TIR é apresentado. Para separar a influência de estimativa superior ou inferior do fator de capacidade dos efeitos de flutuação, o resultado apresentado na Fig. 8 foi calculado sem nenhuma flutuação de energia durante o período de 20 anos. Portanto somente os dois primeiros anos são diferentes da média de longo termo. Como resultado pode ser encontra-

The example given in Fig. 7 assumes that the capacity factor for the first two years is exactly the one of the 20 years' average. What happens if this is not the case due to estimation errors (over- or underestimation of the real capacity factor of the site) is demonstrated in Fig. 8, in which the effect

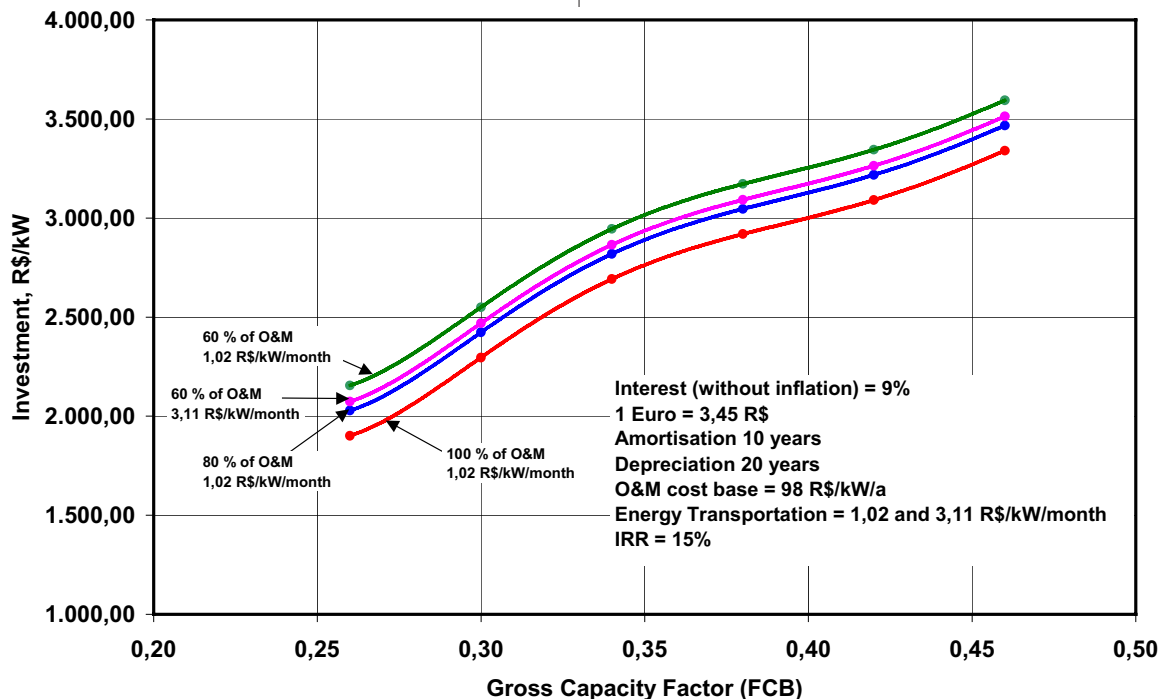


Fig. 9: Allowed investment to reach a IRR of 15 % under the Proinfa reimbursement conditions. (FCB = Fator de Capacidade Bruto)

Fig. 9: Investimento permitido para atingir a TIR (= IRR) de 15 % sob as condições de remuneração do Proinfa

on the IRR is shown. To separate the influence of the over- or underestimation of the capacity factor from fluctuation effects, the result presented in Fig. 8 has been calculated without any energy fluctuations during the 20-year-period. Therefore only the first two years are different from the long term average. As a result it can be established that, if the gross capacity factor is underestimated in comparison with the actually occurring 20 years' energy average, an advantage in IRR for sites with a capacity factor of more than 0.36 can be stated. For overestimations the IRR is negatively affected in all cases with capacity factors higher than 0.31. The IRR gain with underestimated capacity factors can be even higher with fluctuating energy yields per year, if the project starts with a high wind year and lower, if the start-up wind year is weak.

A rough economic overview for wind farm projects in Brazil can be given with the calculation of the allowable total investment for the wind farm to achieve an IRR of 15%. In Fig. 9 the operation cost is changed by 20% and 40% less than 98 R\$/KW/a to get a range of allowable investment for the same site conditions. Of course other parameters can be changed as well, especially the energy transportation cost varies considerably between about 1,02 R\$/KW/month (Paraná) and 3,11 R\$/kW/month (Ceará). Introducing these different transportation costs, about 2/3 of the advantage of a 20 % reduction of the O&M cost will be taken away.

4. Conclusion

The various influences on the economy of wind farms in Brazil shown here underline the fact that the economic operation of wind farms is possible under the Proinfa regulation and financing conditions only if efforts are taken by the project developers to reduce costs as far as possible. This especially means to produce as much as possible of the components in Brazil to be able to benefit from the lower labour cost. Only 60% national products in a project seems to be too small to have a chance to develop an economically viable project. With the view on the future second phase of Proinfa and under the condition to be able to deliver a sufficient quantity of wind turbines to Brazilian projects, manufacturers should invest into production facilities in Brazil from the very beginning. With a total of 1,100 MW to be installed until the end of 2006, the number of additional manufacturers (one company already exists) which will invest in Brazil in production facilities will be probably not more than two or three companies. They then would be well prepared for the second phase of Proinfa during which a local contribution of 90% is required.

do que, se o fator de capacidade bruto for subestimado em comparação com o real ocorrido na média dos 20 anos, poderá ser encontrada uma vantagem na TIR para os sítios com fator de capacidade de mais de 0,36. Para super estimativas a TIR em todos os casos com fator de capacidade acima de 0,31 é negativamente afetada. O ganho com a TIR com fatores de capacidade subestimados pode até ser maior com flutuações na produção de energia por ano, se o projeto partir em um ano de ventos altos, mas o ganho poderá ser baixo se a partida ocorrer em um ano de ventos baixos.

Uma sinopse bruta para projetos de parques eólicos no Brasil pode ser dada com os cálculos do investimento total permitido, para que os parques obtenham uma TIR de 15%. Na Fig. 9 o custo de operação e trocado por 20% e 40% menos que 98 R\$/KW/a para obter uma faixa de investimento permitido para as mesmas condições do sítio. Claro que outros parâmetros podem ser modificados, especialmente os custos de transporte que variam consideravelmente entre 1,02 R\$/KW/mês (Paraná) e 3,11 R\$/kW/mês (Ceará). Apresentando estes diferentes custos de transporte quase 2/3 da vantagem de 20% de redução dos custos de O&M serão perdidos.

4. Conclusão

As inúmeras influências na viabilidade econômica de parques eólicos no Brasil foram aqui apresentadas e enfatizam o fato, de que, a operação econômica de parques eólicos sob as regras do Proinfa mais as condições de financiamento, somente são possíveis e viáveis se o empenho dos projetistas for muito além do que redução de custos. Isto significa especialmente produzir no Brasil o máximo de componentes para beneficiar-se do baixo custo de mão de obra local. As chances de desenvolver um projeto viavelmente econômico com somente 60% de nacionalização são muito baixas. De olho na segunda fase do Proinfa e sob as condições de ser capaz de suprir o mercado com aerogeradores, os fabricantes devem investir em plantas de produção no Brasil desde o início. Com um total de 1.100 MW a ser instalado até o final de 2006, o número de fabricantes adicionais (um já presente no Brasil) que investirão em plantas de produção não deverá ser mais do que dois ou três. Estes devem estar bem preparados para a segunda fase do Proinfa onde o índice de nacionalização exigido é de 90%.