



TRANSPORTE DE ENERGIA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA DOS CUSTOS ENERGÉTICOS ENTRE TRANSPORTE DE GÁS EM DUTOS E DE ELETRICIDADE EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Carlos Roberto Rocha¹, Ana Carolina S. Perico², Daniel Fainguelernt³,
Luiz Augusto H. Nogueira⁴

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

No Brasil, a aplicação do gás natural para geração de eletricidade está crescendo rapidamente, entretanto, as suas reservas são cada vez mais distantes dos centros de consumo. Esse panorama tem levantado a importância de encontrar o melhor local para a instalação das termelétricas: próximas à produção de gás natural ou próximas aos centros consumidores. É possível transportar o gás natural através de dutos até os centros consumidores e aí produzir a eletricidade ou alternativamente construir as usinas termelétricas ao lado dos campos de gás e transmitir a eletricidade através das linhas de alta tensão aos centros de consumo. Este estudo compara estes vetores de transporte de energia (transmissão da eletricidade versus o transporte do gás natural) do ponto de vista do consumo energético. Esta análise é realizada em função da energia gasta para construção dos sistemas de transmissão (energia embutida) e da energia consumida na operação dos sistemas de transmissão ou transporte. Respectivamente para linhas de transmissão e gasodutos, a energia capitalizada é de 6 TJ/km e 9 TJ/km, e incorporando as perdas energéticas na operação em condições representativas, tem-se que os gasodutos demandam no total menos energia que as linhas de transmissão. Este tipo de análise auxilia a tomada de decisões de forma consistente, independentemente dos cenários econômicos.

Abstract

The natural gas demand for power generation is expanding fast in Brazil, however the reserves are generally remote from the load centers. In this context arises the relevance of properly to locate the energy conversion systems, transporting natural gas or electricity by large distances. Its means to choose between transporting the gas fuel in pipelines up to power plants near the load or generating electricity close to the gas fields and transport it by transmission lines. This work compares both alternatives, based on the energy costs associated to equipment (capitalized or embodied energy) and energy costs for operation, consequence of the energy losses in the energy transportation process. In the scenarios evaluated, considering a 32 inches gas pipeline and a 500 kV transmission line, presenting about the same final energy effect, the capitalized energy is about 6 TJ per kilometer in transmission lines and 9 TJ/km in pipelines. However, taking into account the operational energy costs, the pipeline option corresponds to a lower total energy cost. This non-economic approach is useful to get results independent of current prices and allows more consistent decisions.

1. Introdução

A participação do gás natural na matriz energética brasileira tem evoluído de forma marcante nos últimos anos, em uma tendência que deve sustentar-se, considerando que o atual nível de consumo ainda é relativamente baixo, frente às disponibilidades associadas às reservas brasileiras e dos países vizinhos, assim como o potencial de mercado, com destaque no âmbito dos consumidores industriais e para a geração de energia elétrica. Não obstante as conhecidas vantagens comparativas desse combustível, a utilização de gás natural depende fundamentalmente da existência de infraestrutura de transporte e distribuição, que implica em investimentos elevados, de maturação relativamente longa, principalmente em gasodutos, a opção tecnológica preferencial na atualidade para a movimentação de gás natural.

¹ Doutor, Engenheiro Mecânico – UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

² Mestranda em Engenharia da Energia – UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

³ Pós Graduado, Engenheiro Civil - UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

⁴ Doutor, Engenheiro Mecânico – UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Associando-se aos importantes investimentos realizados ao longo dos últimos anos, como o GASBOL, cujos 3 mil km custaram cerca de 2 bilhões de dólares, entre 1999 e 2004 a demanda de gás natural cresceu a taxas anuais superiores a 20%, passando de 3,7% a 9,3% da oferta de energia primária no país (BEN, 2005). Atualmente a demanda nacional atinge a cerca de 42 milhões de metros cúbicos diários, usados fundamentalmente pela indústria e para geração de energia elétrica, respectivamente com 61% e 23% do mercado (ABEGAS, 2006).

A malha brasileira de gasodutos, ainda limitada face às expectativas de expansão do mercado, atinge aproximadamente 7.710 km, incluindo gasodutos de transporte e os demais de transferência entre as áreas produtoras e as UPGN's e os gasodutos de transporte. Apenas o trecho brasileiro do GASBOL corresponde a 2.583 km. Visando atender as necessidades sinalizadas pela expansão do mercado, a rede de gasodutos deve expandir-se de modo importante no Brasil, com diversas obras em projeto e em construção. Atualmente, no Brasil, existem cerca de 3.043 km de gasodutos de transporte sob controle nacional. A interligação dos estados do Nordeste foi sendo construída passo a passo, sendo que os trechos Guamaré (RN) - Pecém (CE) e Pilar (AL) - Cabo (PE) entraram em operação recentemente. Com isto, as reservas da região podem ser mobilizadas para atender a demanda. No Sudeste e Sul, foi necessária a ligação dutoviária ao longo da região costeira, onde há a maior concentração humana e, portanto, maior consumo potencial. A interligação do Nordeste com a Bacia de Campos, integrando toda a região litorânea, será facilitada pela produção de gás na área norte da Bacia de Campos. (Transpetro, 2006).

Tão importantes quanto os gasodutos para movimentar expressivos blocos de energia, as linhas de transmissão têm sido utilizadas extensivamente no Brasil, cujo parque predominantemente hidrelétrico exige esta tecnologia para acessar as cargas. Nos últimos quatro anos foram implantados mais de uma centena de circuitos, cerca de 11.000 km de linhas de transmissão e 87 transformadores, atingindo em 2004 valores de 693 linhas de transmissão, 80.007 km de linhas e 859 transformadores (ONS, 2006).

Como em certos casos os gasodutos competem com as linhas de transmissão, o presente trabalho procura comparar, do ponto de vista dos custos energéticos, a implantação e operação desses sistemas de transporte de energia. Observe-se que a energia transportada em cada caso não apresenta idênticas características de uso, sendo tipicamente requeridas três ou mais unidades de energia térmica para produzir uma unidade de energia elétrica. Entretanto, como cada vez mais se utiliza gás natural em termelétricas, torna-se oportuno esse tipo de comparação. O método utilizado prescinde de índices econômicos e quantifica os requerimentos de energia, valorando assim os diferentes materiais e processos, através da técnica conhecida como Análise Energética (Boustead e Hancock, 1995).

2. Custo energético de investimento em sistema de transporte de energia

2.1. Energia embutida na construção de gasodutos de transporte de gás natural

O modelo utilizado para avaliar os custos energéticos associados à implantação da infraestrutura transporte e distribuição do gás natural foi baseado preponderantemente na experiência prática de obras de implantação de gasodutos, com pouco auxílio de modelos teóricos. Foi possível a compilação de um expressivo volume de informações, visto que a quantidade de variáveis envolvidas neste processo é muito grande.

Gasodutos e ramais de distribuição de gás natural são implantados em diversos tipos de terrenos, condições logísticas, e condições demográficas. Para o levantamento de dados e informações relativas às atividades de construção e implementação de gasodutos foram entrevistados profissionais especializados e experientes na execução desses serviços, vinculados às empresas de distribuição de gás natural canalizado, prestadoras de serviços de projeto e construção de gasodutos e ramais de transporte e distribuição de gás natural, bem como fornecedoras de equipamentos e insumos necessários à execução das obras. Os gasodutos de transmissão e distribuição de gás natural trabalham com pressões que nos ramais principais de transporte são no entorno de 100 bar e paulatinamente são reduzidas até chegarem a 4 bar. Ao longo deste trajeto, as tubulações podem ser de aço-carbono ou de polietileno (PEAD).

Em termos de vida útil, os gasodutos no Brasil foram projetados para duração de 50 anos. Os gasodutos de polietileno devem resistir suficientemente por este período, sem maiores cuidados, pois o material utilizado é resistente à corrosão. Os gasodutos em aço são dotados de proteção catódica, de forma a garantirem esta vida útil, desde que os procedimentos de manutenção sejam executados de forma sistemática e metódica. A composição do solo onde se encontra o gasoduto influi no custo e na frequência da manutenção, mas não na vida útil do gasoduto. Como os custos energéticos capitalizados na construção deverão ser distribuídos no volume de gás movimentado, optou-se por assumir uma vida econômica de 25 anos, considerando a eventual substituição e a parcial renovação durante o uso.

No modelo adotado para este trabalho, foram analisados somente os métodos construtivos A (Construção Tradicional) e B (Construção por Método Não Destrutivo – Puxamento). Os demais foram desconsiderados por serem raramente utilizados ou por seu custo energético ser análogo a estes dois métodos considerados. Para todas as atividades em que foram calculados os custos energéticos, foram considerados três tipos de recursos: mão de obra, equipamentos e consumíveis.

Os dados levantados (tempos, volumes, pesos) foram convertidos para uma única unidade energética, obtendo-se o custo energético em GJ/metro de gasoduto. Com esse objetivo foram adotados os coeficientes de conversão desenvolvidos por Boustead e Hancock (1979) para análises energéticas de operações industriais. Os resultados obtidos são apresentados nas figuras abaixo:

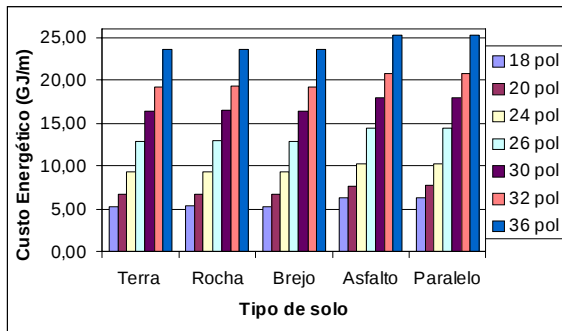


Figura 1. Gasodutos de transporte –
Aço - Método Tradicional

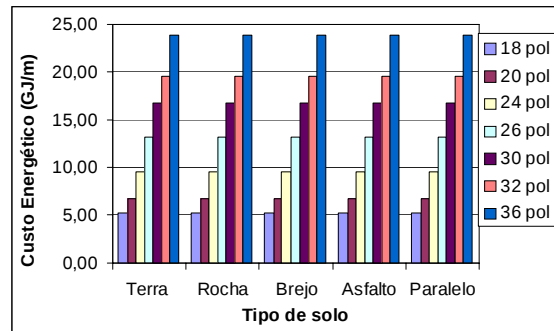


Figura 2. Gasoduto de transporte -
Aço - Método não destrutivo

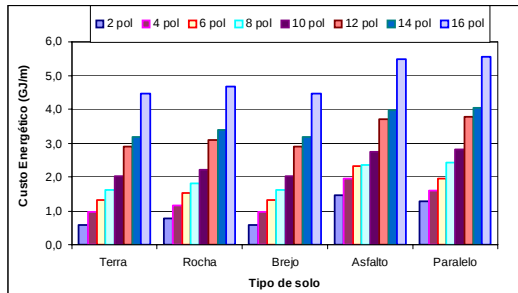


Figura 3. Gasoduto de distribuição –
Aço - Método tradicional

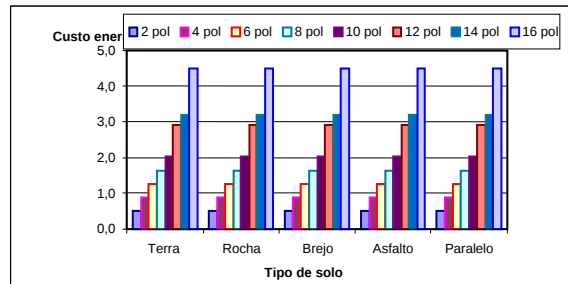


Figura 4. Gasoduto de distribuição -
Aço - Método não destrutivo

Analisando os gráficos, verifica-se que em gasodutos de aço, o tipo de terreno por onde o gasoduto passa tem pouca influência na variação do seu custo energético. Isto pode ser explicado pela importância da tubulação (aço) em si no custo energético (entre 73% e 97% aproximadamente), conforme exemplificado na figura 5 abaixo. À medida que o diâmetro do gasoduto aumenta, a variação da quantidade de aço por metro de tubulação aumenta numa proporção não linear. Com isso, a influência do aço sobre o custo energético por metro é maior para maiores diâmetros.

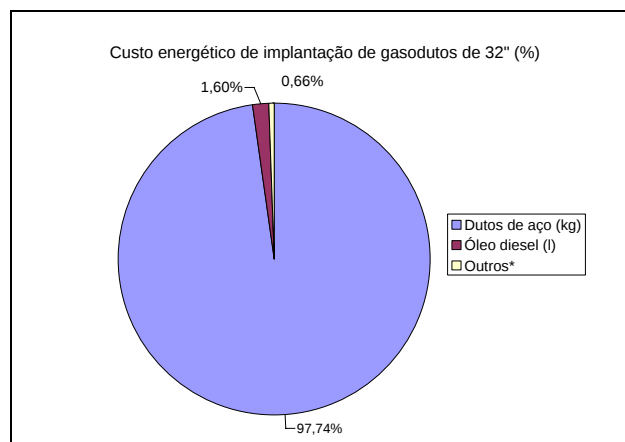


Figura 5. Distribuição do custo de implantação do gasoduto (*eletrodos, homens hora, cabo de cobre, água, nitrogênio e válvulas)

2.2. Energia embutida na construção de linhas de transmissão elétrica

Nos últimos 2 anos, foram licitados mais de 5.000 km de linhas de transmissão pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Dentre estas, 3.700 km (aproximadamente 65%) foram de 500 kV, com capacidade de suportar correntes de até aproximadamente 3.000 A. Em vista disso, para o presente trabalho, esta foi a configuração adotada para levantamento dos dados. Para suportar estas condições adotou-se que na linha são implantadas torres a cada 440 metros, com uma torre auto portante para 2 torres de suspensão.

Em linhas de transmissão o cabo utilizado é de alumínio, com alma de aço, sendo compostos por fios de alumínio 1350, na têmpera H19, com uma alma de aço galvanizado de 1,7 e 19 fios. Os cabos de alumínio com alma de aço seguem a Norma Brasileira (ABNT) NBR 7270 – cabos de alumínio com alma de aço para linhas aéreas e “ASTM B 232 Concentric-lay-stranded Aluminum Coated-Steel Reinforced (ACSR)”.

Para execução dos cálculos foram consultados catálogos dos fabricantes de cabo. O parâmetro determinante para definição do cabo a ser utilizado é a Ampacidade, que foi obtida da publicação “Ampacities for Aluminum and ACSR overhead Electrical Conductors - The Aluminum Association”, para as seguintes condições:

- Velocidade do vento: 2,2 km/h;
- Temperatura ambiente: 25°C;
- Temperatura máxima de operação em regime permanente: 75°C;
- Reatância indutiva a 60 Hz e espaçamento de 304,8 mm (1 pé).

Considerando que na linha analisada, a energia elétrica é transmitida com corrente de 3.000 A, foi estabelecido que serão utilizados 4 cabos por fase. Desta maneira, em cada cabo passa energia a uma corrente de 750A. Foi considerado o pior caso, ou seja, o suporte a correntes com sol e sem vento. Este cabo possui as características mecânicas apresentadas nas tabelas a seguir, que foram utilizadas no cálculo do custo energético da Linha de Transmissão.

Tabela 1. Características mecânicas do cabo

Código	Seção			nº de fios x diâmetro		Diâmetro	
	Alumínio		Total	Alumínio	Aço	Alma	Condutor
	(AWG) ou (kcmil)	(mm ²)	(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)
Curlew	1.033,50	522,51	591,26	54 x 3,51	7 x 3,51	10,54	31,59

Tabela 2. Massa componente do cabo

Código	Massa aproximada		
	Alumínio	Aço	Total
	(kg/km)	(kg/km)	(kg/km)
Curlew	1.444,50	529,4	1.973,90

O peso das torres varia fortemente em função do projeto. Mudanças nas características construtivas afetam em muito este peso. Por exemplo, existem torres onde os cabos da rede são fixados pendurados em cabos de apoio, existem torres onde os cabos são pendurados sobre estruturas metálicas. Além disso, o dimensionamento das torres está sujeito a outras variáveis tais como velocidade do vento, tipo de solo onde a torre será construída, declividade do terreno, etc. Em função disso, o peso em aço das torres assumido neste trabalho, foi calculado baseado em dados práticos e públicos sobre linhas de transmissão, disponíveis na Internet. Fazendo uma interpolação para linhas de 500 kV, chega-se a um peso unitário de 0,0190 t/m. Análogo aos procedimentos adotados para os gasodutos, os dados quantitativos atribuídos pesquisados junto a profissionais do setor foram convertidos para a base energética, obtendo um valor de 6.086 GJ/km resultando nas figuras abaixo.

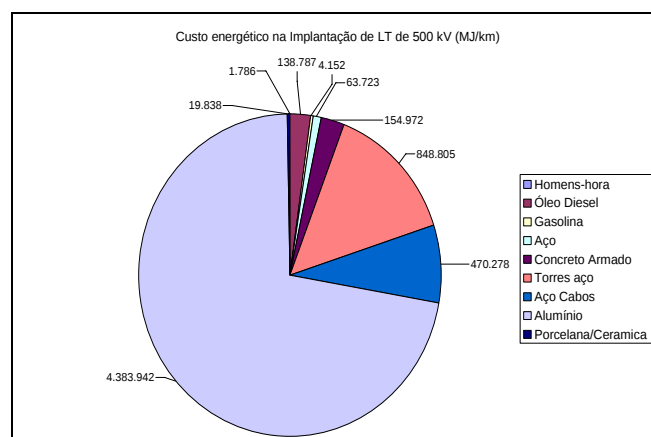


Figura 6. Custo de implantação da LT

2.3. Comparação entre a energia embutida na construção de linhas de transmissão elétrica e de gasodutos

Analisando os resultados apresentados nos gráficos 5 e 6, verifica-se que os maiores pesos percentuais que compõem os custos de implantação de linhas de transmissão e de gasodutos são, respectivamente, atribuídos ao alumínio e ao aço. Nas tabelas 3 e 4 abaixo, são apresentados os valores para cada um dos componentes que influenciam nos custos energéticos.

Tabela 3. Componentes do custo energético de implantação de gasodutos

Componentes	Homens hora (h)	Óleo diesel (l)	Eletrodos (kg)	Dutos de aço (kg)	Cabo de cobre (kg)	Água (m³)	Nitrogênio (kg)	Válvulas (kg)
Total/m	2,1819	6,2669	0,168499	163,93	0,266	0,292	3,7242	0,395
Custo unitário	0,4166667	35,46312	200,4	54,73	110,2	9,25	1,67	44,54
Unidade	MJ/h	MJ/l	MJ/kg	MJ/Kg	MJ/Kg	MJ/m³	MJ/kg	MJ/l
Custo Total (MJ/m)	0,9091343	222,2434	33,7673	8971,89	29,31	2,70	6,219414	17,5933

(Gasoduto de 24", método de construção: tradicional, tipo de solo: terra)

Tabela 4. Componentes do custo energético de implantação de LT

Componentes	Homens hora (h)	Óleo diesel (l)	Gasolina (l)	Aço (kg)	Concreto armado (kg)	Torres de aço (kg)	Aço nos cabos (kg)	Alumínio (kg)	Isolante (kg)
Total/m	4,2858	3,9135	0,12905	1,4307	56,975	19,0571	7,4153	17,334	0,6075
Custo unitário	0,4167	35,4631	32,1693	44,54	2,72	44,54	63,42	252,91	32,655
Unidade	MJ/Hora	MJ/Litro	MJ/l	MJ/kg	MJ/Kg.	MJ/Kg.	MJ/kg	MJ/kg	MJ/kg
Custo Total (MJ/m)	1,7858	138,7869	4,1517	63,7234	154,972	848,804	470,2778	4383,94	19,8379

(Linha de transmissão de 500 kV, 3000 A)

Analisando as tabelas acima, constata-se que para um gasoduto de 20", o custo de investimento é semelhante ao da linha de 500 kV analisada, o qual corresponde a aproximadamente 6 GJ/m, embora, a quantidade em massa de aço e alumínio presente nos casos seja diferente. Isso pode ser explicado pelo fato de que o alumínio apresenta um custo energético unitário muito elevado (250 MJ/kg) em relação ao aço (44,54 MJ/kg). O que por sua vez, é justificado pelo alto gasto de energia elétrica embutido na cadeia produtiva do alumínio.

3. Custo energético operacional em sistema de transporte de energia

3.1. Perdas em dutos de transporte de gás

O transporte em gasodutos se realiza pela movimentação do gás devido ao gradiente de pressão produzido pela estação de compressão. Assim as perdas normais podem ser divididas em perda por fricção no escoamento do gás e perda na compressão, além de perdas eventuais com vazamentos. Neste estudo foi possível estimar a perda de energia na operação de um gasoduto tomando como referência os dados do gasoduto GASBOL para duto de 24" de diâmetro, compressor de 5.000 hp (3725 kW), distância de 122 km para um fluxo de 7500 MMm³/d (TBG, 2006), que resultou em uma perda de 30 kW/km.

3.2. Perdas em linhas de transmissão elétrica

A energia elétrica é transmitida em forma de corrente elétrica (fluxo de elétrons em condutores elétricos da linha de transmissão), devido à diferença de potencial elétrico (voltagem) aplicado ao condutor, de modo análogo ao escoamento de gases nos dutos. Os condutores são feitos de material metálico que apresentam ligações químicas metálicas, permitindo que os elétrons das últimas camadas dos átomos se movimentem e transportem energia. Tal fluxo, entretanto ocorre com perdas, determinadas pela resistência elétrica, quando parte da energia transportada se converte em calor. Essa perda, conhecida como perda por *efeito Joule*, para uma corrente trifásica pode ser representada pela seguinte equação:

$$P_{perdida} = 3 \cdot R \cdot I_m^2 = 3 \cdot \frac{R}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{P_m}{V_L \cdot FP} \right) \quad (1)$$

Onde:

P_{Joule} - Perda pelo efeito Joule [W]

R - Resistência do material [Ω]

I - Corrente elétrica [A]

Aplicando este conceito e baseando-se em dados da ONS (2006), para a linha de 500 kV que vai de São Simão para Água Vermelha, temos que a potência perdida por efeito Joule é de 58 kW/km, considerando uma resistividade 0,01456 Ω/km . Como exemplo da influência da resistividade na perda Joule, tem-se a tabela abaixo.

Tabela 5. Custos relativos a perda de energia por efeito Joule (linha monofásica)

Tensão (kV) U ₂	Intensidade (A) $I = P_2/(\sqrt{3} U_2)$	Perdas Joule (kW) $3RI^2 = R(P_2/U_2)^2$	Rendimento (%) $\eta = (P_2/(P_2 + R(P_2/U_2)^2)) * 100$
15	5774	2647641	5,4
30	2887	661910	18,5
60	1443	165478	47,5
150	577	26476	85,0
220	394	12308	92,4
400	217	3723	97,6

Potência=150MW Distância=300km Secção 400mm²

Outra fonte de perda nas linhas de transmissão é o efeito Corona. Este aparece na superfície dos condutores de uma linha aérea de transmissão quando o valor do gradiente de potencial aí existente excede o valor do gradiente crítico disruptivo do ar. Mesmo em um campo elétrico uniforme, entre dois eletrodos planos paralelos no ar, uma série de condições controlam essa tensão disruptiva, tais como a pressão do ar, a presença do vapor d'água, o tipo de tensão aplicada e a fotoionização incidente. No campo não uniforme em torno de um condutor, a divergência do campo exerce influência adicional, e qualquer partícula contaminadora, como poeira, por exemplo, transforma-se em fonte puntual de descargas. Segundo dados da ONS (2006), a perda por efeito Corona, para uma linha de 500 kV, comumente usado é de 8 kW/km.

4. Análise comparativa entre os custos energéticos em linhas de transmissão e gasodutos

Esta análise é realizada em função da energia gasta para construção dos sistemas de transmissão (energia embutida) e a energia gasta na operação de transmissão e/ou transporte e compara estes dois vetores de energia (transmissão de eletricidade versus transporte de gás natural) sob ponto de vista energético. A contabilidade de custos em base energética permite estimar valores de forma independente das volatilidades dos mercados e estabelecer cenários de viabilidade consistentes no longo prazo e é realizada em função da quantidade de fluxo de energia transportada, distância, energia embutida e energia operacional. A figura 7 apresenta um esquema com as duas alternativas para uma distância de 1.000 km e a figura 8 para uma distância de 2.000 km, com respectivos resultados das análises energéticas.

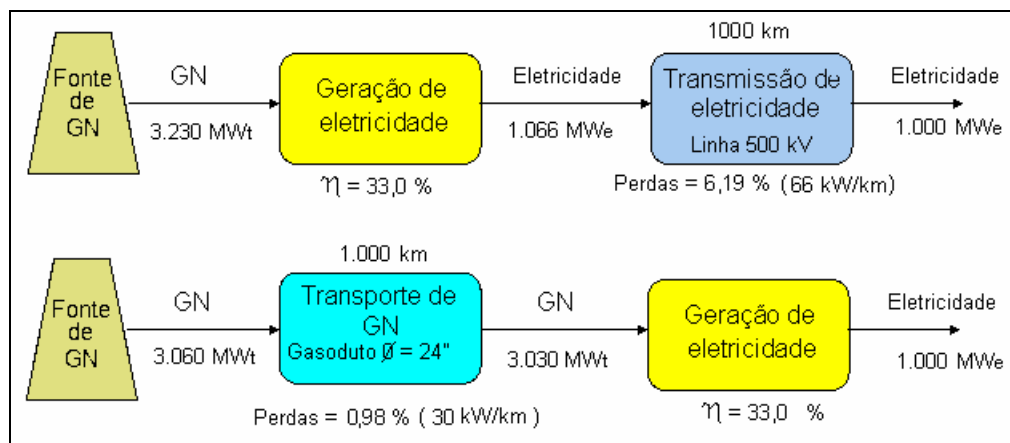


Figura 7. Comparação entre gasoduto e linha de transmissão para uma distância de 1000 km

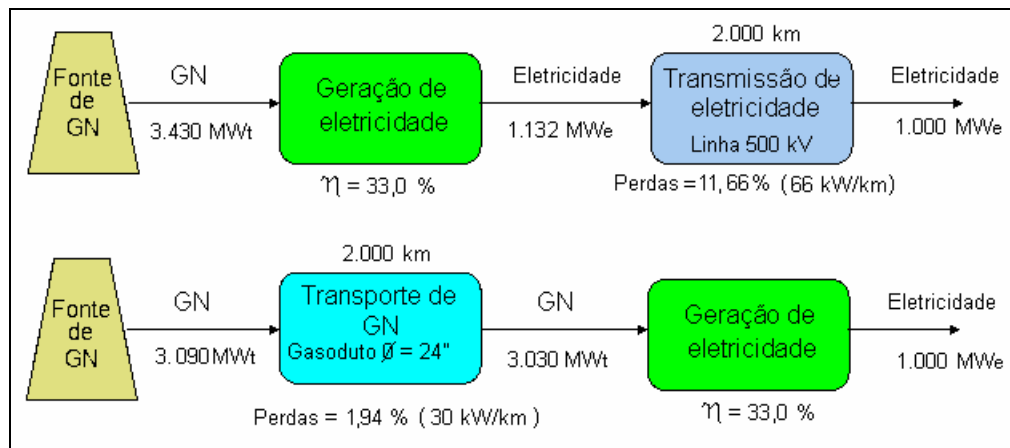


Figura 8. Comparação entre gasoduto e linha de transmissão para uma distância de 2000 km

Estes resultados sinalizam que embora gasodutos e linhas de transmissão apresentem custos energéticos da mesma ordem de magnitude, como visto anteriormente, as expressivas necessidades de energia para a operação desses sistemas visando compensar as perdas de pressão e as perdas elétricas, levam a um menor dispêndio global de energia no caso dos gasodutos. Desse modo, para disponibilizar 1 GW de capacidade junto a uma carga distante 1000 e 2000 km da fonte de gás natural, a opção gasoduto corresponde a um consumo de gás respectivamente 5 % e 10% menor que quando utilizando linhas de transmissão.

5. Conclusões

Os estudos realizados permitiram implementar uma metodologia para a determinação dos custos energéticos de implantação e operação de sistemas de transporte de gás natural (gasodutos) e de energia elétrica (linhas de transmissão), de acordo com os procedimentos e as condições observadas no Brasil. Estes resultados permitem, sem as limitações usuais dos estudos de caráter econômico, fornecer critérios de análise e decisão no campo da logística de gases combustíveis e de eletricidade. Nesse sentido, tão importante quanto os valores absolutos devem ser considerados a relação entre os resultados, que de alguma forma deve refletir os custos econômicos, ainda que em médio ou longo prazo.

Analisando os resultados encontrados pode-concluir que o custo energético de implantação dos gasodutos é função, principalmente, do diâmetro, uma vez que a maior influência vem da quantidade de aço, que por sua vez é variável com a espessura. Já os custos de implantação das linhas de transmissão sofrem maior influência da quantidade de alumínio utilizada nos cabos. Nota-se que para a implantação de um gasoduto de 24", o custo energético relacionado com a energia transportada é semelhante ao de uma linha de 500 kV. Para diâmetros acima deste valor o custo do gasoduto passa a ser maior que o da linha transmissão. Em relação ao custo de operação, verificou-se que nos gasodutos as perdas se dão, principalmente, devido a operação dos compressores e nas linhas de transmissão temos as perdas por efeito Joule e Corona.

Vale observar que a utilização de sistemas de cogeração, geralmente apenas possíveis junto à carga, muda bastante os resultados anteriores, na medida em que valorizam as perdas de calor. Os resultados obtidos podem ser considerados ainda como uma das etapas necessárias para a realização posterior de Análises de Ciclos de Vida de processos de movimentação de gases e eletricidade, metodologia bastante utilizada para estudos de viabilidade ambiental de sistemas energéticos e que depende de inventários detalhados como os realizados no presente estudo.

6. Agradecimentos

Os autores são gratos ao apoio recebido no âmbito do Projeto GERAGAS, financiado pela FINEP com recursos do fundo CTPetro e executado pelo Grupo de Estudos Energéticos da UNIFEI em colaboração com a Ultragaz.

7. Referências

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – www.aneel.gov.br - Página consultada em junho de 2006.
- Agência Nacional do Petróleo (ANP), Dois Anos, 67 p, Rio de Janeiro, 2000.
- Ampacities for Aluminum and ACSR overhead Electrical Conductors - The Aluminum Association.
- Balanco Energético Nacional (BEN), Brasília, Ministério de Minas e Energia (MME), 169 pg., 2005.

- BOUSTEAD, I., HANCOCK, G.F., Handbook of Industrial Energy Analysis, Ellis Horwood Publishers, England, (1979).
- KENNEDY, J.L., Oil and Gas Pipeline Fundamentals, 2nd ed., Oklahoma, 1993.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – www.ons.org.br – Página consultada em junho de 2006.
- Petrobrás Transporte SA – www.transpetro.com.br - Página consultada em junho de 2006.
- SANTOS, E.M., Gás Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil, São Paulo, Annablume, Fapesp, Petrobrás, 352 p, 2002.
- Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) - Gasoduto Bolívia -Brasil –: Informações técnicas do lado brasileiro.
- Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) – Informações à ANP – Relatório de simulações.