P&D ANEEL

CPFL ENERGIA

GESEL UFRJ

Roland Berger Strategy Consultants

Perspectivas da Matriz Elétrica de Fontes Térmicas no Mundo e no Brasil

Relatório Técnico

Campinas

Setembro de 2013

Sumário

Introdução 3

I- Mundo 5

O aquecimento global e as medidas de redução de emissões 7

Cenários para o setor elétrico 25

Tecnologias de geração termoelétrica 34

Cenário internacional para preços de combustíveis fósseis 37

II- Brasil 40

Termoelétricas e o esgotamento da capacidade de regularização com reservatórios 41

A expansão projetada no plano decenal 44

Problemas na expansão planejada 45

Necessidade de contratação de novas térmicas 50

Perspectivas de Suprimento para as Térmicas no Brasil 53

Conclusões 90

Bibliografia 93

Perspectivas da Matriz Elétrica de Fontes Térmicas no Mundo e no Brasil[1]

Introdução

Ao nível mundial, segundo estudo do World Energy Outlook (IEA 2012), cerca de dois terços da geração de energia elétrica tem origem em centrais termoelétricas de combustíveis fósseis, com predominância do carvão. Esta característica deve-se à abundância deste recurso natural não renovável, sobretudo nos dois principais países consumidores: EUA e China. O resultado ambiental adverso do uso mais intensivo deste insumo é a emissão massiva de gases de efeito estufa, contribuindo para o aquecimento global, além de material particulado, SO_2 e NOx, causadores de chuvas ácidas e de outros efeitos na saúde das populações próximas às usinas.

Muitos países, em especial os desenvolvidos, com predominância da União Europeia, e mais recentemente também a China, estão adotando políticas econômicas, energéticas e tecnológicas para a promoção da geração a partir de fontes renováveis e para reduzir a intensidade de carbono tanto do setor elétrico como da economia como um todo. No entanto, concreta e objetivamente, as termoelétricas de fontes fósseis permanecerão dominando a matriz elétrica mundial, destacando-se, além do carvão o uso crescente do gás natural convencional e, mais recentemente, do gás não convencional, particularmente nos EUA. Essa dominância se dá pelo baixo potencial de exploração de energia renováveis, seja pelo alto custo de geração por fontes renováveis em determinadas regiões, seja pela escassez de recursos naturais (vento, irradiação solar ou precipitações). Outro fator importante é

[1] Este documento apresenta os principais condicionantes analíticos sobre este tema, dentro da metodologia definida para o Projeto P&D Aneel-CPFL: A Energia na Cidade do Futuro. A análise deste tema, é continuidade de outras atividades do projeto, como o Café Filosófico do dia 25 de julho de 2013 e o Workshop realizado dia 26 de julho de 2013. Todo este conjunto de documentos e conhecimentos estará disponível no site: http://www.nuca.ie.ufrj.br/visao2030/

o período de maturação dos projetos térmicos que são significativamente inferiores, entre 1 a 3 anos, do que grandes projetos hídricos. Essa característica é fundamental para países que apresentam altas taxas de crescimento da demanda.

O Brasil é, e continuará sendo, uma exceção a nível global, “um ponto fora da curva” no que se refere à matriz de geração elétrica. Esta diferenciação deve-se ao fato do Brasil possuir uma matriz elétrica com expressiva maioria das fontes renováveis e, além disso, deter um grande potencial de fontes renováveis capaz de sustentar o aumento da oferta de eletricidade de fontes não fósseis em bases competitivas: somente os potenciais hídrico, eólico *on-shore,* biomassa da cana e solar (ainda sem medições precisas) excedem largamente a necessidade projetada de energia elétrica até 2030. Mesmo assim, a geração termoelétrica deverá experimentar substancial avanço até 2030 para garantir a segurança do suprimento e fazer contraponto ao crescimento da participação de fontes não controláveis na matriz de geração, notadamente das hidroelétricas de fio d´água, parques eólicos, biomassa e geração solar.

O objetivo central deste relatório é analisar as perspectivas da evolução da matriz elétrica de fontes não renováveis no mundo e no Brasil no horizonte temporal até 2030, buscando determinar elementos e subsídios para examinar como estas evoluções podem impactar os agentes do setor elétrico.

I- Mundo

As perspectivas para a geração termoelétrica no Brasil dependem em grande medida da dinâmica da geração térmica a nível mundial.

Há pelo menos três aspectos relevantes no cenário mundial que devem ser considerados e estudados: as restrições à geração térmica ligadas à mitigação da emissão de gases de efeito estufa; as tendências para o desenvolvimento tecnológico e; a dinâmica dos preços de combustíveis.

As crescentes restrições para emissões de gases associados ao efeito estufa terão repercussões importantes sobre a geração termoelétrica. O setor energético é sabidamente o principal responsável global por emissões de gases associados ao efeito estufa e isso deve condicionar tanto a evolução da matriz elétrica mundial como as evoluções tecnológicas na geração térmica, que devem estar voltadas para maior eficiência na geração (maximizando a geração com o mesmo volume de combustíveis) e para desenvolvimento de tecnologias comercialmente competitivas de captura e estocagem de carbono emitido no processo de geração térmica.[2]

Do ponto de vista tecnológico, o Brasil é e deve continuar sendo consumidor de tecnologias para geração térmica. Devido tanto ao tamanho do mercado elétrico como à pequena participação da geração térmica na matriz de geração, o Brasil não tem escala para ser protagonista no desenvolvimento tecnológico na área. Por isso, o Brasil é essencialmente um consumidor de tecnologias de geração térmica

[2] As tecnologias de captura e estocagem de carbono para geração termoelétrica podem, caso se tornem economicamente viáveis, mudar radicalmente o cenário para a evolução da geração térmica baseada em combustíveis fósseis, pois removeriam a restrição ambiental hoje existente. Entretanto, ainda existem grandes desafios a serem vencidos, sobretudo no que diz respeito às formas de estocar o carbono capturado e ao elevado montante de energia necessária para todo o processo.

desenvolvidas em outros países. E como todos os fornecedores de equipamentos são estrangeiros, mesmo que o índice de nacionalização dos equipamentos aumente as tecnologias a serem empregadas serão aquelas desenvolvidas para atender ao mercado global[3].

Finalmente, os preços de combustíveis para geração térmica no mercado internacional tendem a influenciar fortemente o desenvolvimento da geração térmica no Brasil. Entretanto, em alguns casos específicos, a geração térmica junto à jazida de gás ou carvão pode viabilizar o desenvolvimento dessas jazidas sem investimentos em logística para exportação. Nesses casos, a inexistência de logística de transporte faz com que não haja uso alternativo para o gás ou carvão e, por isso, tais energéticos poderão ser comercializados sem vinculação direta às flutuações dos preços no mercado internacional. No caso específico do carvão nacional, o alto teor de cinzas faz com que o uso próximo à mina seja praticamente a única alternativa de uso do recurso. No caso das jazidas de gás on-shore, o fato da rede de gasodutos brasileira ser pequena aliada à inexistência de fato de um mercado livre para o gás também pode viabilizar a exploração de gás com plantas de boca de poço, com custo do gás descolado das cotações internacionais.

Esta seção do texto está dividida em quatro partes, a primeira delas dedicada à questão do aquecimento global e às medidas para evitá-lo particularmente no setor elétrico. A segunda parte é dedicada ao cenário para a evolução da geração no horizonte de 2030 a nível mundial. A terceira parte trata das tendências tecnológicas da geração térmica e, finalmente, a quarta parte discorre sobre as perspectivas de longo prazo para os preços internacionais dos combustíveis para geração termoelétrica.

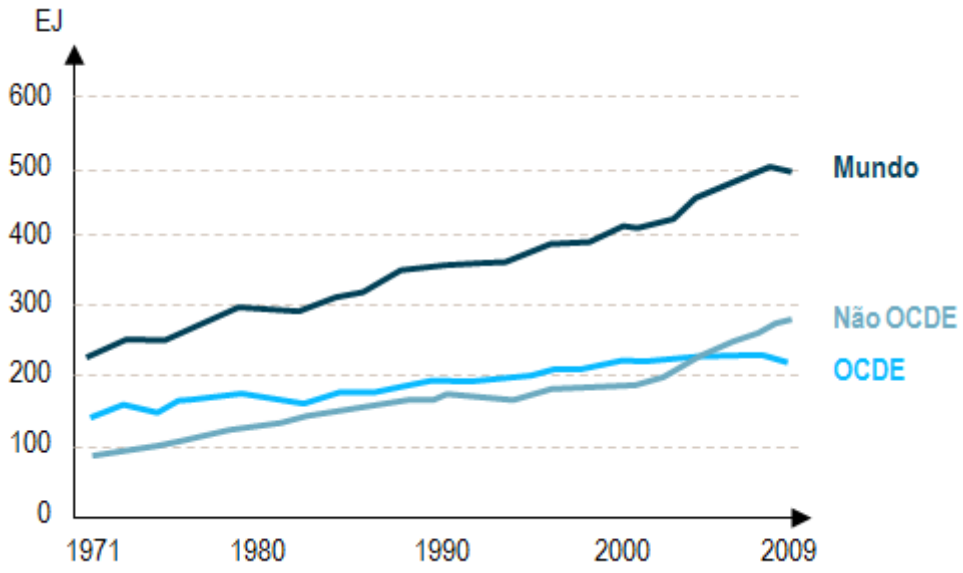
---

[3] O único nicho da geração térmica em que há e pode continuar a haver desenvolvimento tecnológico local é o da bioeletricidade. Isto se deve à grande disponibilidade de biomassa residual, sobretudo na indústria sucroalcooleira. Para um maior aprofundamento ler o Relatório 2 do projeto, dedicado a fontes alternativas.

O aquecimento global e as medidas de redução de emissões

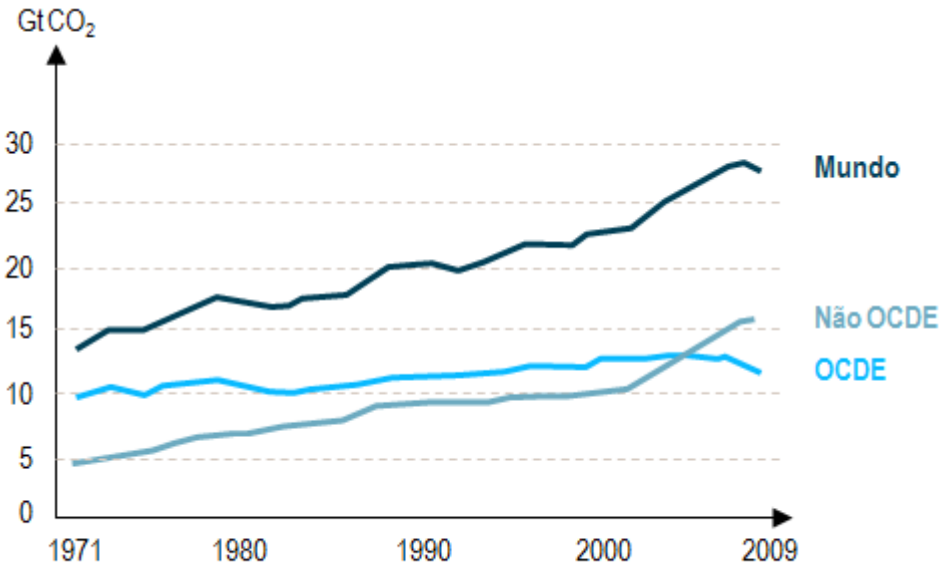
Mantidas as atuais tendências em termos de emissões antrópicas de gases associados ao efeito estufa, estima-se que no longo prazo haverá um aumento de 6ºC na temperatura média da terra (IEA 2012b), com sérias consequências sobre o clima. Apesar do tema já fazer parte da agenda internacional há vários anos, tendo dado origem em 1997 ao Protocolo de Kyoto, a verdade é que as medidas até agora tomadas não foram capaz de reduzir o volume global de emissões. Ao contrário, as emissões seguem aumentando em ritmo acelerado, sendo o setor de energia o principal responsável, com 61% das emissões totais de CO_2 em 2008. E a despeito de todos os esforços feitos até o momento, o setor de energia e dentro deste o setor elétrico tem aumentado suas emissões conforme aumenta o volume de energia primária produzida, impulsionada pelas altas taxas de crescimento das economias emergentes, sobretudo a China. Os gráficos a seguir ilustram a evolução da oferta total de energia primária de todas as fontes, emissoras ou não, e a evolução das emissões associadas ao setor de energia.

Figura 1: Oferta Global de Energia Primária



Fonte: IEA 2012a

Figura 2: Emissões de CO_2 relacionadas a energia



Fonte: IEA 2012a

As negociações globais a respeito do clima encontram-se no momento em um impasse, com o relativo fracasso da Conferência do Clima de Durban de 2011. Não foi possível formar em Durban um consenso internacional para um novo tratado capaz de estabelecer um compromisso vinculante em substituição do Tratado de Kyoto (CASTRO, 2012). Várias causas contribuíram para isso, como os impactos da crise internacional, que tornou a maior parte dos países avessos a tomar medidas de mitigação que possam implicar em comprometimento de recursos fiscais e aumento do custo de produção e consequente perda de competitividade das respectivas indústrias nacionais. Mas provavelmente a principal razão para o impasse nas negociações sobre o clima está relacionada a não ser viável manter a fórmula encontrada no Tratado de Kyoto, que estabeleceu a responsabilidade de todos os países pela mitigação das emissões, mas diferenciou as obrigações dos países desenvolvidos das obrigações dos países em desenvolvimento, não estabelecendo metas de redução de emissões para estes.

As maiores obrigações dos países desenvolvidos decorriam do reconhecimento de que no passado foram eles os principais responsáveis pelas emissões de CO_2. Justa ou não, essa fórmula, da maneira como foi implantada, se mostrou ineficaz, pois os

países em desenvolvimento são hoje os maiores emissores e não obedecem a metas quantitativas de redução de emissões. E são justamente estes países que têm, com destaque para a China, aumentado as emissões em ritmo acelerado, conforme pode ser visto nos gráficos anteriores. Assim, um novo acordo teria, em primeiro lugar, que incluir todos os principais emissores, ao contrário de Kyoto, que não foi assinado por EUA, China, nem pela Índia. Assim, ainda que no novo acordo climático as obrigações dos países desenvolvidos e dos países em desenvolvimento continuem a ser diferenciadas, é necessário encontrar uma fórmula para reverter a trajetória de aumento de emissões dos países em desenvolvimento.

Não obstante o impasse de Durban – a incapacidade de obter um consenso imediato para um novo Tratado sobre o clima em substituição a Kyoto – a conferência resultou em um compromisso vinculante entre todos os países (incluindo EUA, China, Índia e Brasil) para negociar novo acordo climático até 2015, que se tornará efetivo até 2020. Assim, embora no curto prazo haja incerteza a respeito do formato dos novos compromissos para conter emissões, há um horizonte claro para a definição e aplicação de novas medidas de combate a emissões a nível global.

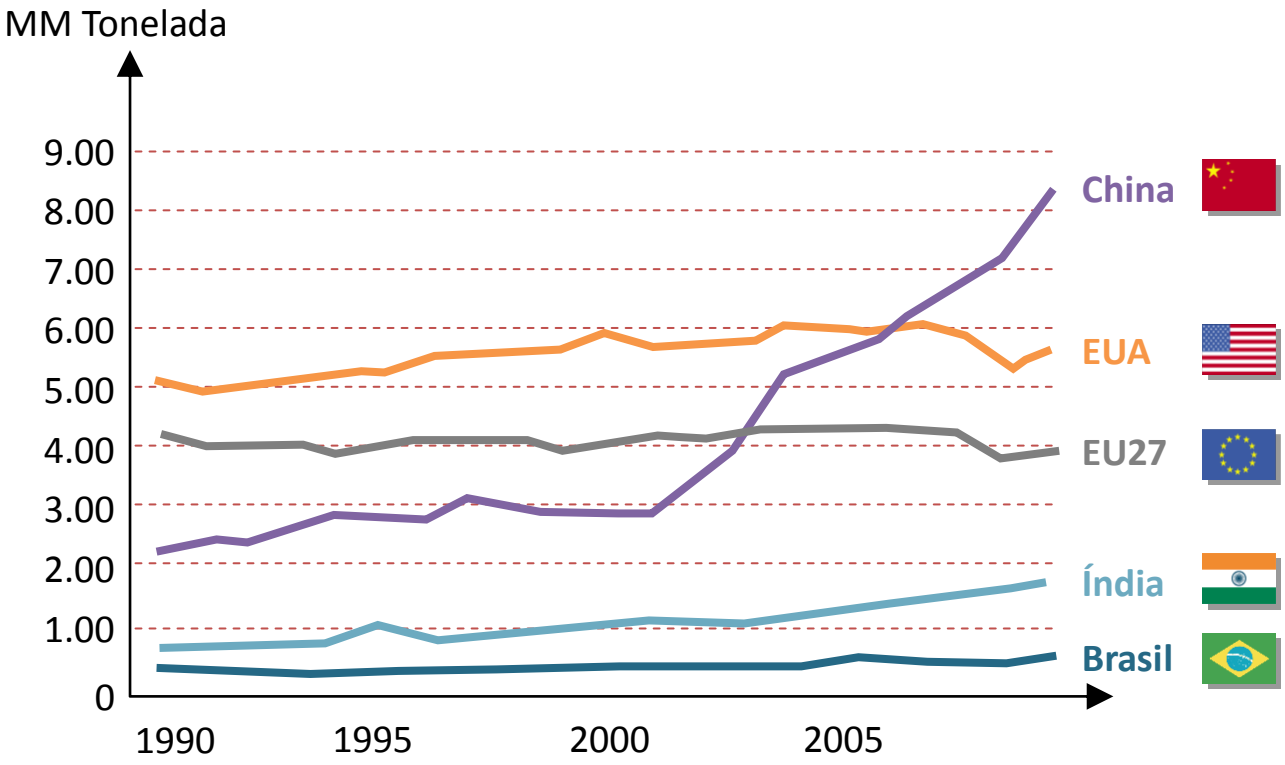
O setor de energia, responsável pela maior parte das emissões globais, seguramente estará no centro de qualquer novo acordo sobre o clima. E o setor elétrico em particular, que apresenta grandes potencialidades de redução da intensidade de carbono, seguramente estará no centro da cena.

Antecipando-se a esta tendência de redução da intensidade de carbono da economia global, EUA e a China – justamente os dois principais emissores – têm adotado novas políticas para limitar emissões mesmo sem possuírem metas formais para isso e a despeito de qualquer definição concreta sobre o conteúdo de um novo tratado sobre o clima. No caso da China, houve uma opção pelo investimento pesado em renováveis, em geração nuclear e em substituição de equipamentos com baixa eficiência. No caso dos EUA, renovou-se também o impulso às renováveis e há um desincentivo ao uso do carvão, sobretudo para geração térmica, com a definição de padrões mais estritos de emissões para plantas a carvão.

Apresentamos a seguir uma série de dados sobre os principais países emissores. A maior parte dos gráficos foi apresentada pelo estudo *The Policy Climate* (CPI 2013) a partir da compilação de dados provenientes de grande número de fontes dos cinco principais emissores: EUA, União Europeia, China, Índia e Brasil. Eles permitem avaliar tanto a evolução das emissões em cada país ou grupo de países (no caso da União Europeia) como o desempenho em termos de emissões do setor elétrico e as políticas adotadas em período recente.

O primeiro ponto a destacar é o papel dos países emergentes no aumento de emissões globais do setor de energia. Entre 2001 e 2010 a China foi responsável por 68% do incremento de emissões nesse setor, enquanto a Índia foi responsável por 8%. Em ambos os casos, o aumento das emissões esteve associado ao aumento da geração térmica a carvão. Por outro lado, tanto os EUA como a União Europeia reduziram, ainda que discretamente, as emissões no mesmo período. O gráfico abaixo exibe a evolução das emissões associadas ao setor de energia dos principais países emissores desde 1990.

Figura 3: Emissões de CO_2 associadas à energia



Fonte: CPI, 2013.

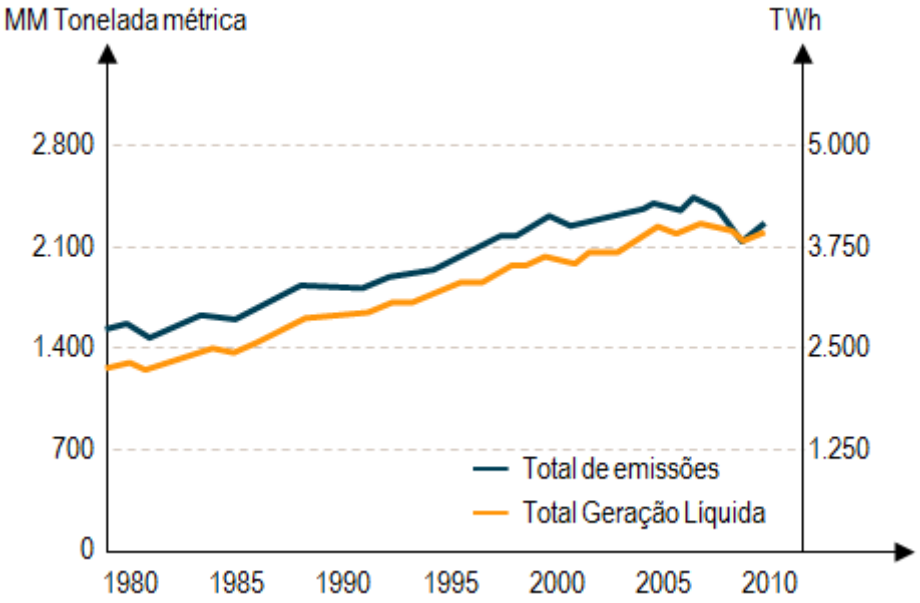
Observe-se que o Brasil consta na comparação acima apesar das emissões do setor de energia do Brasil serem pequenas comparadas às dos demais países. A inclusão do país no estudo do Climate Policy Initiative deveu-se apenas às emissões relacionadas ao uso da terra, onde o país figura como grande emissor global, em que pese a diminuição considerável do desmatamento na segunda metade da década de 2000.

A evolução das emissões no setor elétrico nos EUA, União Européia, China e Índia nos últimos anos, bem como o papel das políticas até agora implantadas para reduzir o aumento das emissões de gases do efeito estufa oriundas da queima de combustíveis fósseis para geração termoelétrica é elucidativa dos desafios do setor até 2030.

Estados Unidos

As emissões do setor elétrico americano cresceram entre 1980 e 2000 quase no mesmo ritmo do aumento da geração total. Mas após 2000 houve uma reversão desta tendência, com um aumento de geração que não foi acompanhado por um aumento proporcional das emissões. O gráfico abaixo permite ver que a crise econômica de 2008 implicou em um recuo das emissões mais do que proporcional ao recuo verificado na geração de energia elétrica: as emissões do setor elétrico americano recuaram em 2010 ao nível do final dos anos 1990, enquanto a geração recuou relativamente pouco. Mas o descolamento entre aumento de geração e o aumento das emissões já se dava, de forma mais discreta, desde o início da década.

Figura 4: EUA – Geração de energia elétrica e emissões

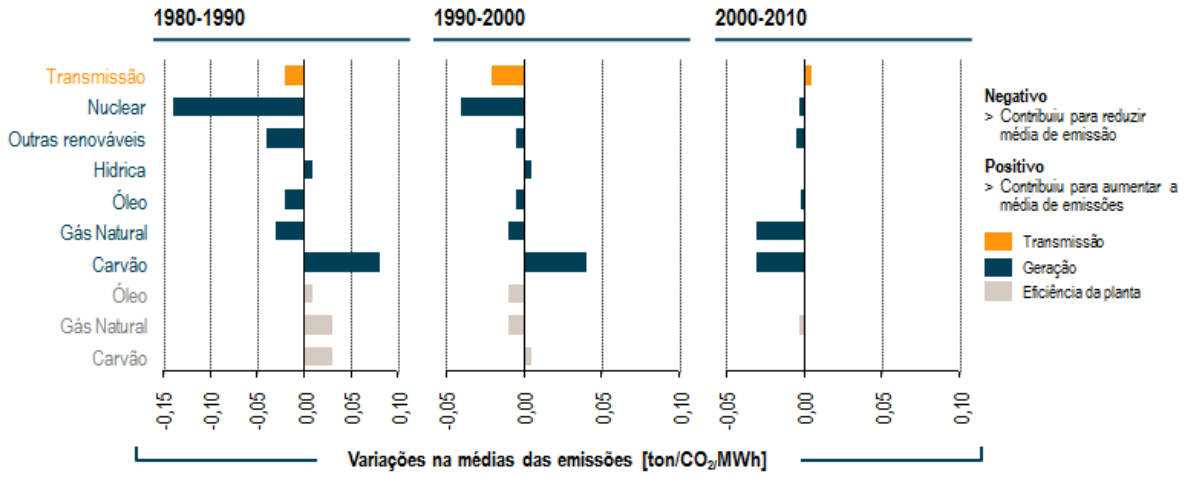


Fonte: CPI, 2013.

O rápido recuo das emissões do setor elétrico americano a partir da crise de 2008 foi vinculado à queda abrupta do preço do gás no mercado interno americano decorrente da diminuição da demanda ocasionada pela crise econômica em um momento em que ocorria um aumento da oferta de gás pela exploração de gás não convencional. A queda do preço de gás incentivou a geração a partir desse combustível e encareceu a geração a carvão, resultando em menor fator total de

emissões. Porém, olhando a década de 2000 como um todo, observa-se que o ganho de eficiência da geração de eletricidade americana resultou de um conjunto de fatores e não de um fator isolado, como pode ser visto no gráfico abaixo. A soma do efeito do aumento de participação das energias renováveis na matriz, fruto de políticas de incentivo às renováveis, com o aumento da eficiência técnica das centrais movidas a gás permitiu a redução relativa das emissões associadas à queima de óleo, gás e carvão ao longo da década de 2000.

Figura 5: EUA – Decomposição do fator de emissões de CO2 do setor elétrico



Fonte: CPI, 2013.

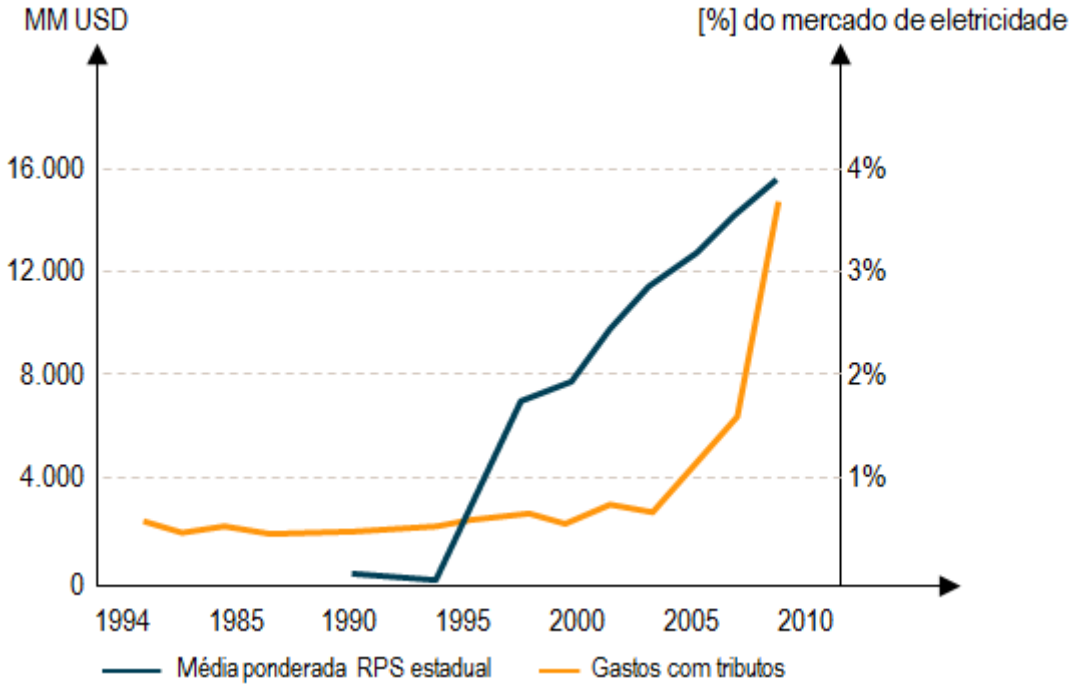
Os dados preliminares sobre emissões totais (e não apenas do setor elétrico) dos EUA são também animadores, mostrando em 2012 uma redução da intensidade de carbono da economia americana de 11,7% entre 2005 e 2012 (ROHDIUM GROUP 2013a).[4]

[4] A diminuição da intensidade de cabono da economia significa que as emissões crescem menos que o PIB e não que as emissões diminuem. Também é possível falar da intensidade de carbono da geração de energia elétrica, se referindo à razão entre emissões de CO2 por MWh. Outra variante consiste em calcular a intensidade de carbono do setor de energia, caso em que é computado o volume de emissões associado à produção de energia primária.

A recente redução das emissões americanas no setor elétrico e a diminuição da intensidade de carbono da economia americana ocorreram a despeito de os EUA nunca terem adotado uma política climática estruturada. Não obstante isso, há várias iniciativas não coordenadas a nível federal e estadual, que têm convergido para uma redução da intensidade de carbono da economia americana. A nível federal as principais medidas são regulações estabelecendo níveis máximos de emissões de vários equipamentos e a concessão de créditos fiscais para geração eólica e solar. Ao nível estadual há diversas iniciativas, incluindo metas para a participação de renováveis na matriz de geração elétrica. O gráfico abaixo reune os dados com o volume de créditos fiscais e média ponderada das metas para participação de renováveis na matriz a nível estadual através do mecanismo de *Renewable Portfolio Standard* (RPS)[5]. São inciativas relativamente recentes, mas que se aceleraram grandemente no final da década de 2000, apontando para a continuidade do movimento de avanço das renováveis na matriz de geração americana.

[5] O Renewable Portfolio Standard é um mecanismo para indução de investimentos em energias renováveis. Os estados estabelecem metas para a participação de energias renováveis na matriz de geração local e as distribuidoras precisam lastrear este montante de energia em certificados emitidos para geradores de fontes renováveis por autoridades regulatórias. Trata-se de um esquema de indução de investimentos em fontes renováveis distinto das tarifas *feed-in* praticadas, por exemplo, na Europa. Enquanto no esquema de tarifas *feed in* se estabelece regulatoriamente um preço para a energia para um novo gerador que deseje se instalar, aqui o preço de energia é determinado via mercado pois a distribuidora compra certificados dos geradores que oferecem energia ao menor custo.

Figura 6: EUA – Incentivos federais e estaduais a fontes renováveis

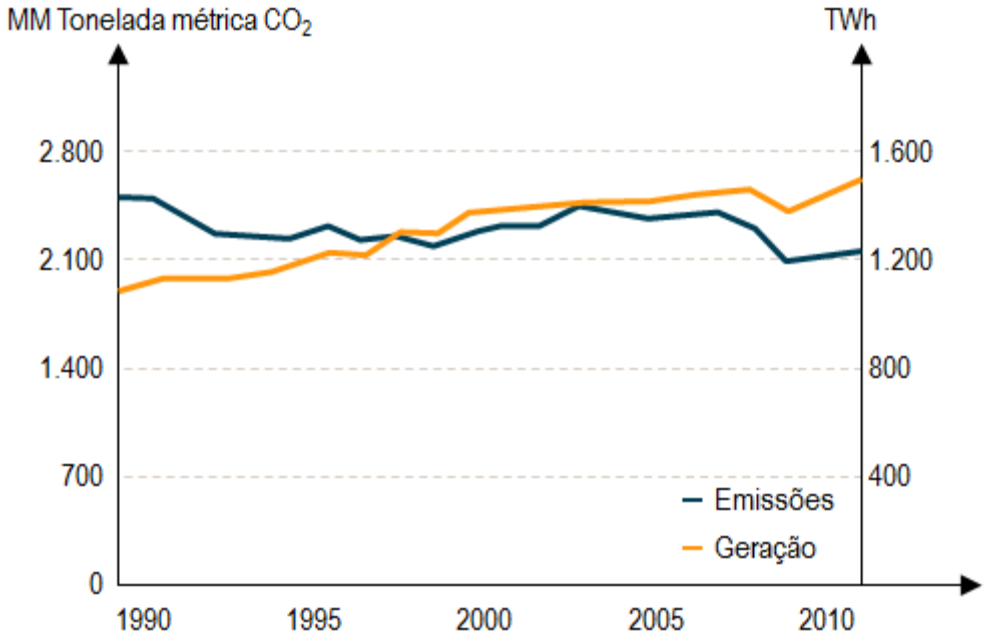


Fonte: CPI, 2013.

União Européia

A União Européia desenvolveu ao longo das duas últimas décadas políticas de mitigação de emissões extremamente consistentes, que permitiram que em 2010 as emissões totais do setor de energia se situassem em um nível menor do que 1990, a despeito de um considerável aumento da geração de energia elétrica total, como pode ser visto no gráfico abaixo. Houve, portanto uma diminuição da intensidade de carbono do setor elétrico europeu de tal magnitude que permitiu a efetiva diminuição do volume total de emissões.

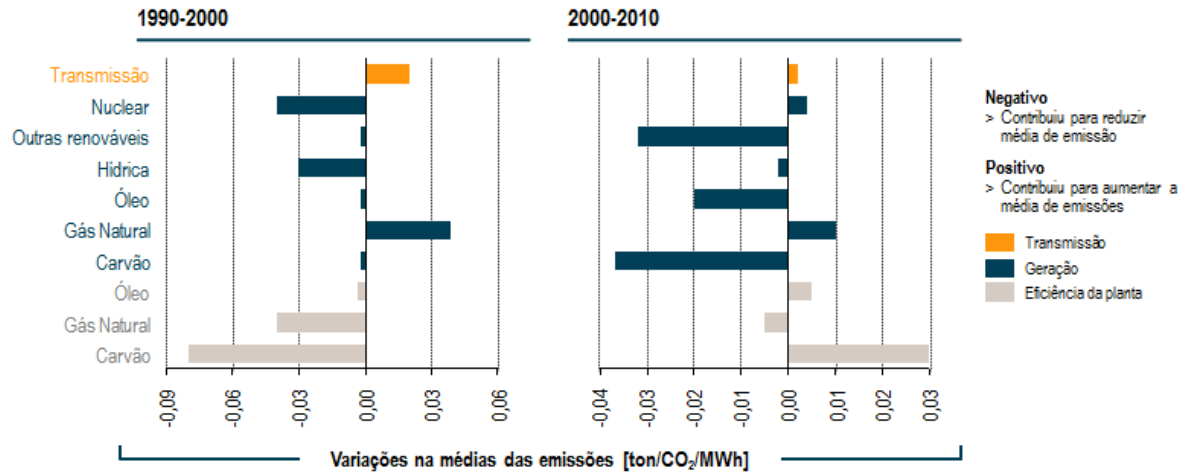
Figura 7: União Européia – Geração e emissões



Fonte: CPI, 2013.

Como pode ser visto no gráfico abaixo, na década de 90 a melhoria do fator de emissões por unidade de energia primária foi fruto do aumento da geração nuclear, hídrica, do maior uso de gás e do aumento na eficiência de todas as plantas termoelétricas, sobretudo as movidas a carvão. Na década seguinte a redução de emissões decorreu do aumento da geração das novas renováveis e da diminuição da geração a carvão, em que pese a menor eficiência das plantas a carvão, possivelmente associada a maiores exigências de reduções de emissões de poluentes locais, não associados ao efeito estufa.

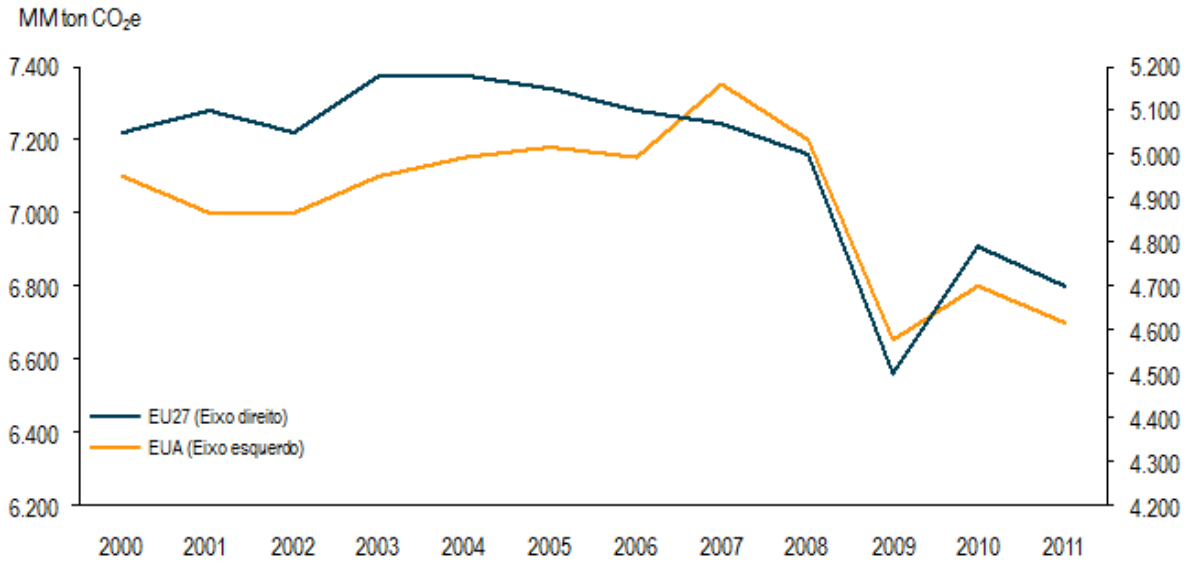
Figura 8: União Europeia – Decomposição do fator de emissões de CO2 do setor elétrico



Fonte: CPI, 2013.

As emissões totais nas economias americana e europeia cairam após 2000, como pode ser visto no gráfico abaixo. Entretanto, cabe frisar que parte da forte queda no volume de emissões a partir de 2008 se deve ao efeito da crise econômica global sobre o nível de produção e de crescimento dessas regiões: a recessão na economia dos países centrais reduziu a demanda por energia e, portanto as emissões.

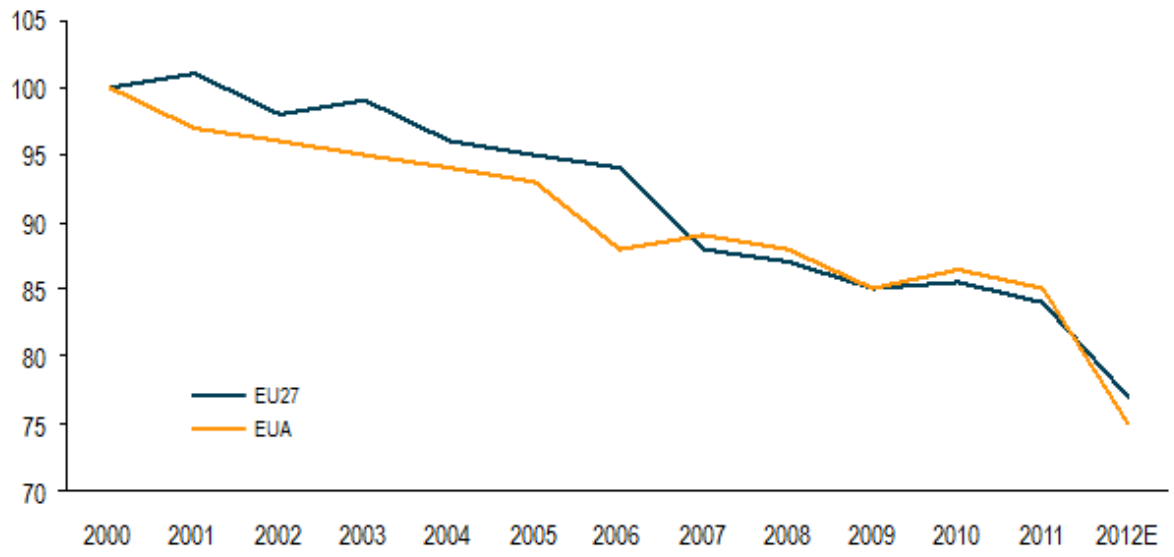
Figura 9: Emissões totais de gases do efeito estudo: EUA e União Européia



Fonte: RHODIUM GROUP 2013a.

O gráfico abaixo, que traça a evolução da intensidade de carbono das duas economias, permite retirar a maior parte dos efeitos da crise econômica. Ele permite ver que em 2012 (dados ainda preliminares) houve uma redução de mais de 20% das emissões de CO2 por unidade do PIB com relação a 2000, demonstrando que as medidas até agora tomadas se mostraram efetivas para reduzir a intensidade de carbono das principais economias avançadas.

Figura 10: Intensidade de Carbono das Economias Americana e Européia



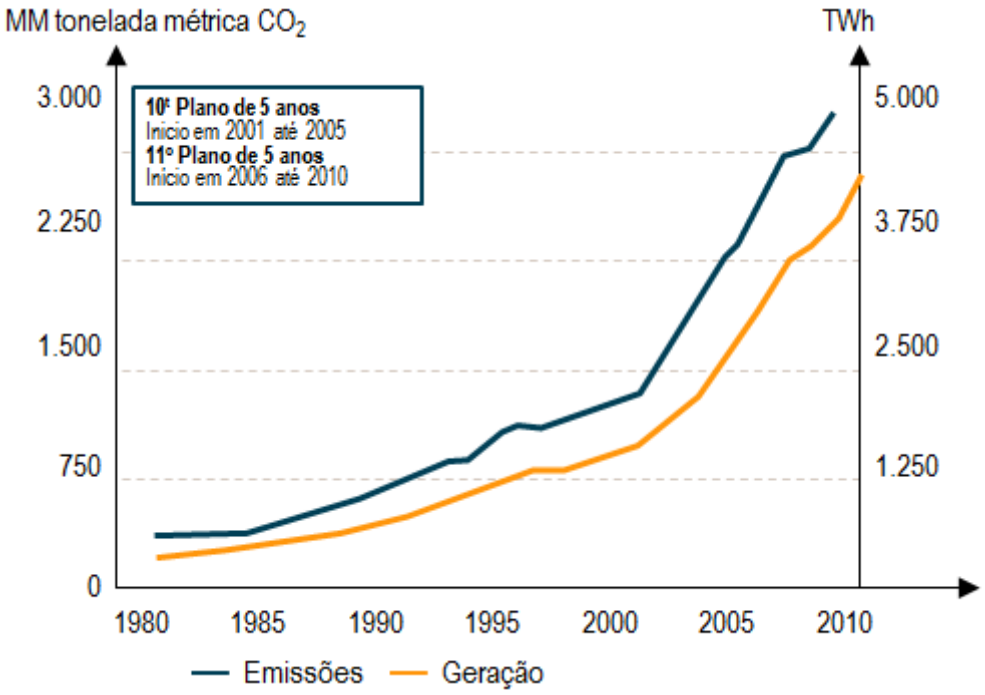
Fonte: RHODIUM GROUP 2013a.

No longo prazo, porém, reduzir ou conter o volume total de emissões consiste em um enorme desafio. Como no longo prazo se espera um cresimento econômico expressivo para os EUA e também para a Europa, será preciso reduzir continuamente a intensidade de carbono da economia para conter o volume de emissões. Para as economias desenvolvidas trata-se de um grande desafio. Para as economias em desenvolvimento, das quais se espera taxas de crescimento mais elevadas no longo prazo o desafio é muito maior.

China

A China é a principal responsável pelo aumento das emissões globais nos últimos vinte anos, devido tanto ao setor industrial, onde houve rápido crescimento de indústrias energo intensivas, como do setor elétrico, essencialmente pelo aumento de emissões derivadas da geração termoelérica a cavão. O gráfico abaixo permite visualizar a evolução da geração e das emissões no setor elétrico.

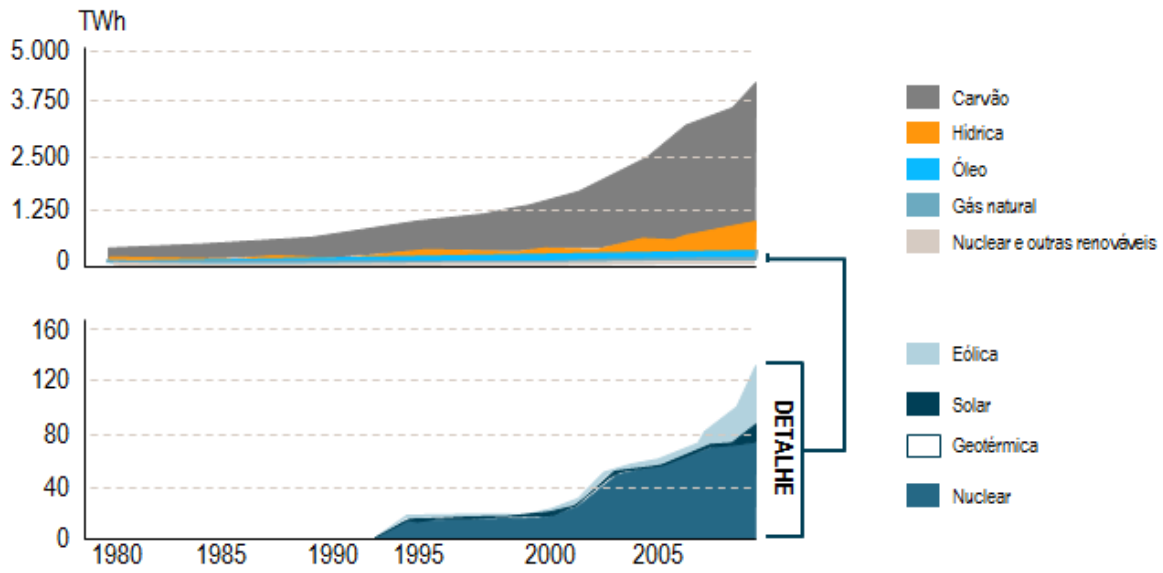
Figura 11: China – Emissões de CO_2 e geração de energia elétrica



Fonte: CPI, 2013.

A geração de energia elétrica na China é fortemente concentrada no carvão, conforme pode ser constatado a partir do gráfico abaixo. Entretanto, a partir da década de 2000 se iniciou um período de forte crescimento da geração hídrica, nuclear e das renováveis, embora a participação dessas fontes na matriz ainda seja pequena em relação ao carvão.

Figura 12: China – Composição da matriz elétrica por energia produzida



Fonte: CPI, 2013.

Na verdade, mesmo sem ser signatária do Tratato de Kyoto, a China ao longo dos últimos anos tomou uma série de medidas para reduzir a intensidade de carbono de sua economia, seja pela pressão da opinião internacional como pela busca de maior eficiência energética. A China tem estabelecido metas nos últimos planos quinquenais compatíveis com uma diminuição do ritmo de crescimento das emissões. O 12º Plano quinquenal (2011-15) estabeleceu como metas:

- Reduzir em 2015 a intensidade energética da economia em 16% com relação a 2010.

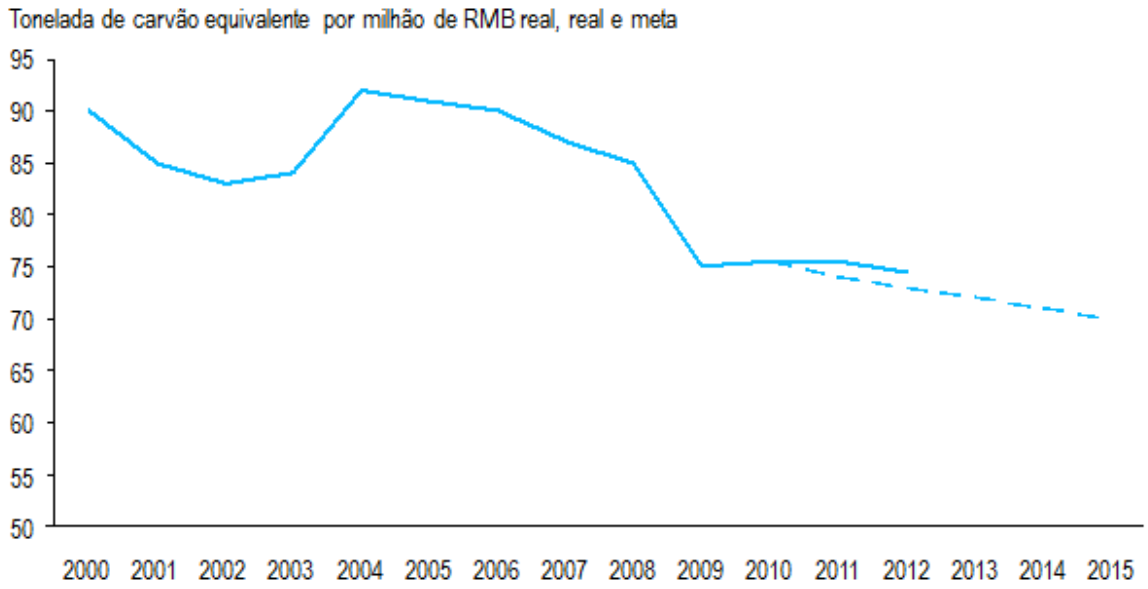
- Aumentar a participação da geração sem queima de combustíveis fósseis na capacidade total para 11,4% do total no mesmo ano (partindo de 8,6% em 2010).

- Reduzir a intensidade de carbono da economia em 17% no mesmo período.

Quanto à primeira meta, a intensidade energética do PIB Chinês já caiu na década de 2000 de forma considerável, o que vale dizer que a meta representa de fato uma grande redução da intensidade energética em relação ao padrão histórico, como

pode ser visto no gráfico abaixo. O que se projeta até 2015 é uma continuidade do processo de redução de intensidade energética da China.

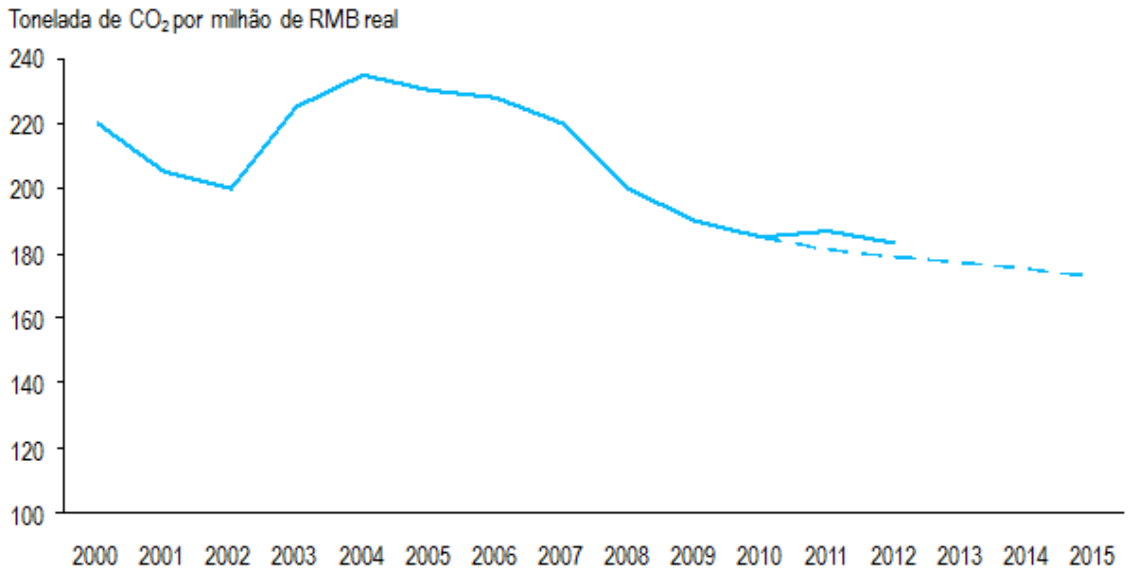
Figura 13: Intensidade energética do PIB Chinês



Fonte: RHODIUM GROUP 2013b.

O mesmo vale para a intensidade de carbono da economia chinesa, que, como se pode constatar pelo gráfico abaixo, também vem caindo nos últimos anos em ritmo apreciável. O 12º plano quinquenal projeta uma continuidade desta tendência.

Figura 14: Intensidade de Carbono no PIB Chinês



Fonte: RHODIUM GROUP 2013b.

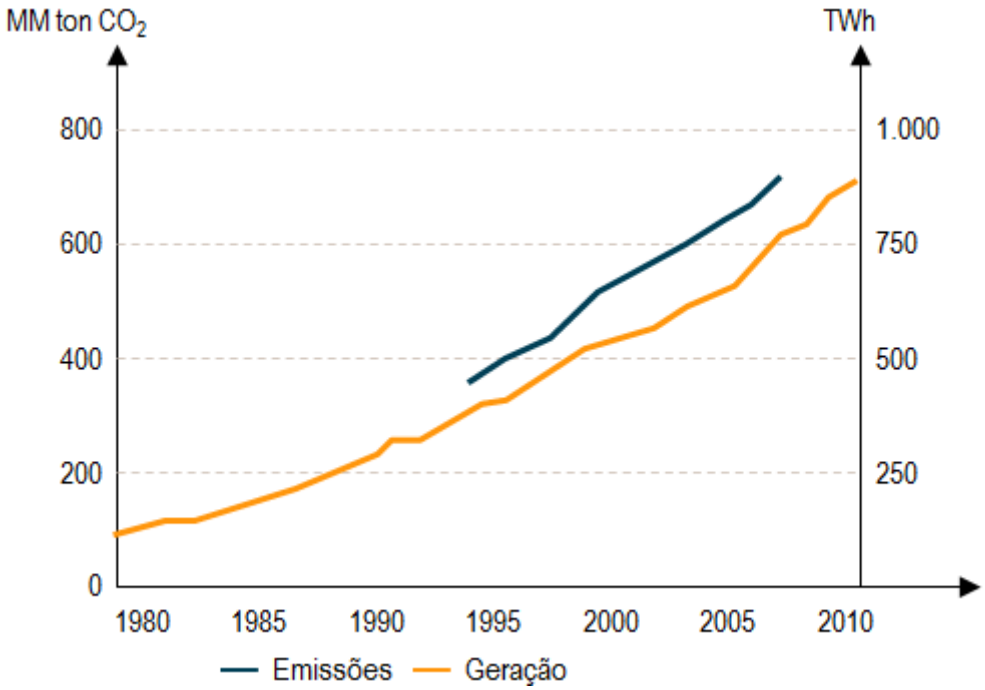
Seguramente a política climática chinesa têm dado passos importantes no período recente. Entretanto, o crescimento da economia chinesa, mesmo que a ritmo mais lento do que nos últimos anos, tende a levar a emissões maiores. A redução da intensidade de carbono da economia apenas quer dizer que um dado nível de crescimento da economia levará a um aumento das emissões um pouco menor. Mas as emissões tendem a seguir aumentando em um volume significativo.

Isso é evidente no setor elétrico, em que a maior parte da expansão de capacidade de geração continuará a se dar por meio de usinas a carvão. A expansão das renováveis e da geração nuclear apenas conseguirá arrefecer o ritmo de crescimento da geração termoelétrica a carvão. É verdade que a China tende a privilegiar tecnologias mais eficientes do ponto de vista de emissões para as novas térmicas a carvão, o que, novamente, reduz o ritmo de crescimento das emissões que, no entanto, devem continuar a crescer pelo simples aumento da quantidade de térmicas a carvão.

Índia

A Índia tem expandido fortemente a geração termoelétrica ao longo dos últimos anos, em linha com o crescimento econômico experimentado pelo país. E as emissões têm crescido no mesmo ritmo, como pode ser visto no gráfico abaixo.

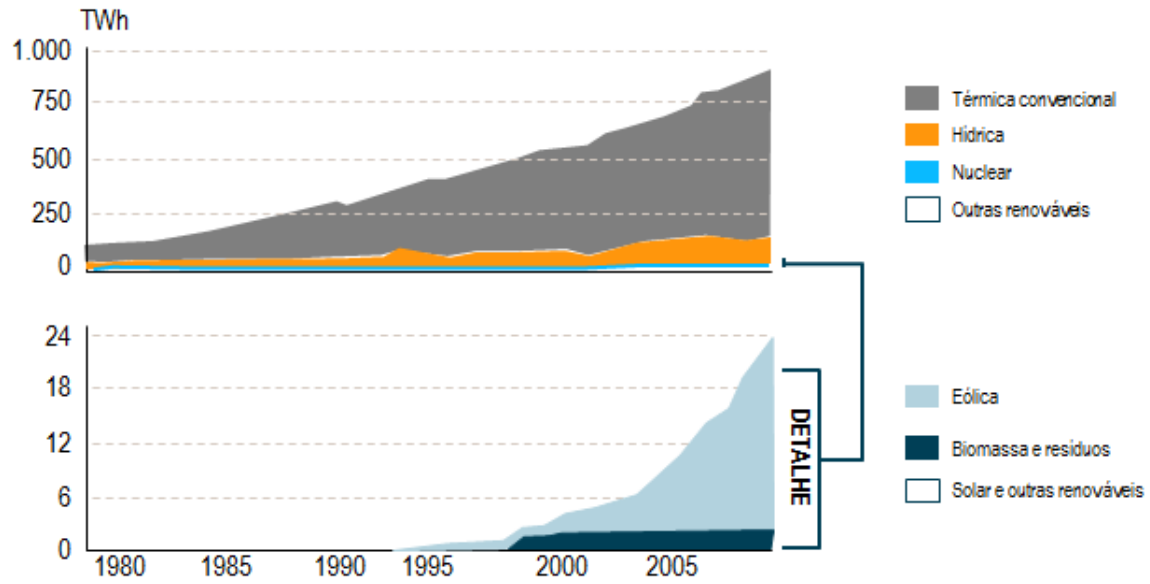
Figura 15: Índia – Emissões de CO_2 e geração de energia elétrica



Fonte: CPI, 2013.

A razão do aumento de emissões é o papel de destaque da geração termoelétrica a carvão. O que explica a preponderância do carvão na matriz são as grandes reservas de carvão de qualidade em um contexto de crescimento econômico que demanda grandes volumes de energia. Não obstante isso há um crescimento recente da geração de fontes renováveis bastante expressivos, que envolve no caso da geração eólica e da solar o desenvolvimento de tecnologia local.

Figura 16: Índia – Emissões de CO_2 e geração de energia elétrica



Fonte: CPI, 2013.

De todo modo, a Índia é, dentre os países analisados aquele que tem políticas climáticas menos efetivas, praticamente limitadas ao estabelecimento de metas para a participação de energias renováveis na matriz de geração.

Cenários para o setor elétrico

Como foi visto na seção anterior, as iniciativas atuais dos principais países emissores são no sentido de reduzir a intensidade de carbono de suas economias e do setor elétrico, mas do ponto de visto global as tendências atuais parecem convergir para um aumento do nível de emissões, mesmo que em um ritmo mais lento, e não para uma estabilização ou redução das emissões. Entretanto, para conter o aquecimento global no longo prazo seria preciso reduzir as emissões e não simplesmente reduzir seu ritmo de aumento.

Como a economia mundial, e em particular a economia dos países emergentes, tende a crescer, uma redução ou mesmo uma estabilização no médio prazo das emissões implicaria em uma diminuição fortíssima da intensidade de carbono da economia global. Dado que as emissões a nível mundial estão concentradas no

setor de energia, é nele que a redução da intensidade de carbono deve estar centrada. E o setor elétrico estará necessariamente no centro deste esforço de redução da intensidade de carbono, pois já existem tecnologias comerciais para geração de eletricidade com baixíssimo nível de emissões (renováveis e nuclear) e é tecnicamente viável reduzir substancialmente as emissões mesmo da geração térmica baseada em combustíveis fósseis. Portanto, deve-se esperar que o setor elétrico permaneça no longo prazo no centro de todas as políticas climáticas.

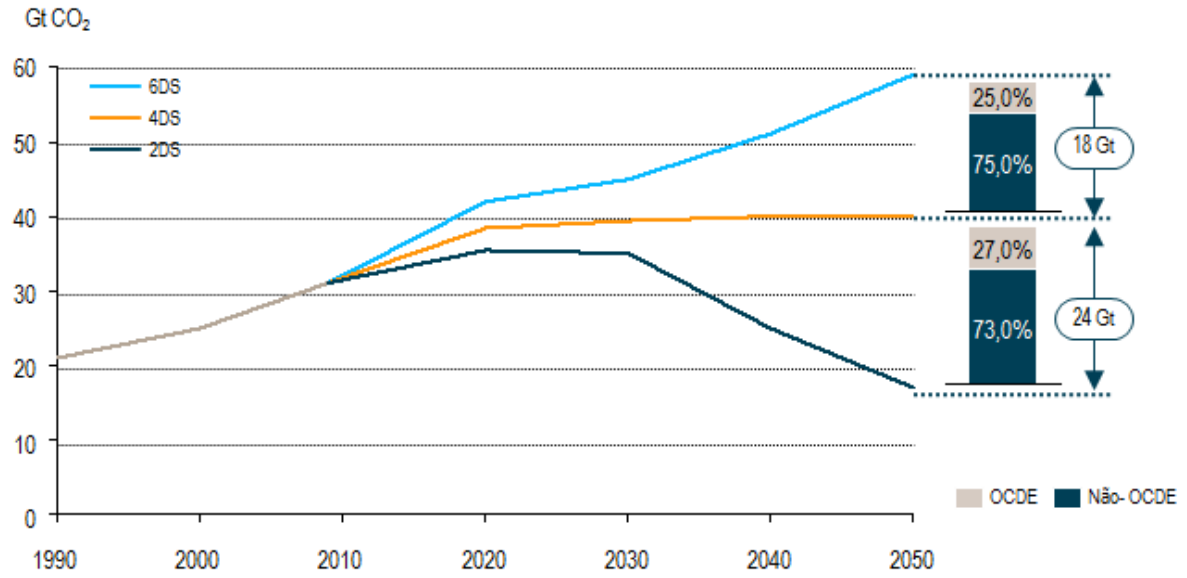
A tarefa de conter o aquecimento global não é trivial. Estima-se que para limitar o aquecimento global no longo prazo a dois graus celcius seria preciso reduzir as emissões de CO_2 globais à metade do nível de hoje até 2050 (IEA 2012b). Embora tal cenário seja tecnicamente possível, ele exigiria um esforço concentrado de políticas públicas a nível global aliado a um desenvolvimento tecnológico expressivo e rápido de um grande conjunto de tecnologias de baixo carbono.

A Agência Intenacional de Energia trabalha com três cenários para a evolução do setor de energia nas próximas décadas e a variável chave para a definição destes cenários está relacionada justamente à política climática. O cenário que consiste em projetar as tendências verificadas ao longo dos últimos anos em termos de intensidade de carbono da economia e do setor energético, chamada de “Políticas atuais” no *Energy Oulook 2012* (IEA 2012a, o nome do cenário equivalente no IEA 2012b é “6DS”) traça uma trajetória de longo prazo compatível com um aquecimento global por ação antrópica de 6ºC. O cenário base do IEA 2012a, chamado de “Novas Políticas” (equivalente ao cenário “4DS” no IEA 2012b) supõe que as políticas climáticas recentemente anunciadas dos principais emissores, que implicam em redução expressiva da intensidade de carbono do setor energético, terão continuidade ao longo das próximas décadas, implicando, no longo prazo, em um nível de emissões compatível com um aumento da temperatura média da terra de 4ºC. Finalmente o cenário “450” (cenário “2DS” no IEA 2012b) limitaria no longo prazo a concentração de CO_2 na atmosfera a 450 partes por milhão, o que é compatível com um aumento da temperatura média da terra de 2ºC.

A trajetória em termos de emissões dos três cenários está traçada no gráfico a seguir. O cenário que limita o aquecimento global em 2ºC implica em grande

redução do volume global de emissões no longo prazo. No cenário intermediário, o nível de emissões ainda cresce até 2035, estabilizando-se depois disso. No cenário em que não são realizados esforços adicionais, há crescimento no longo prazo das emissões globais.

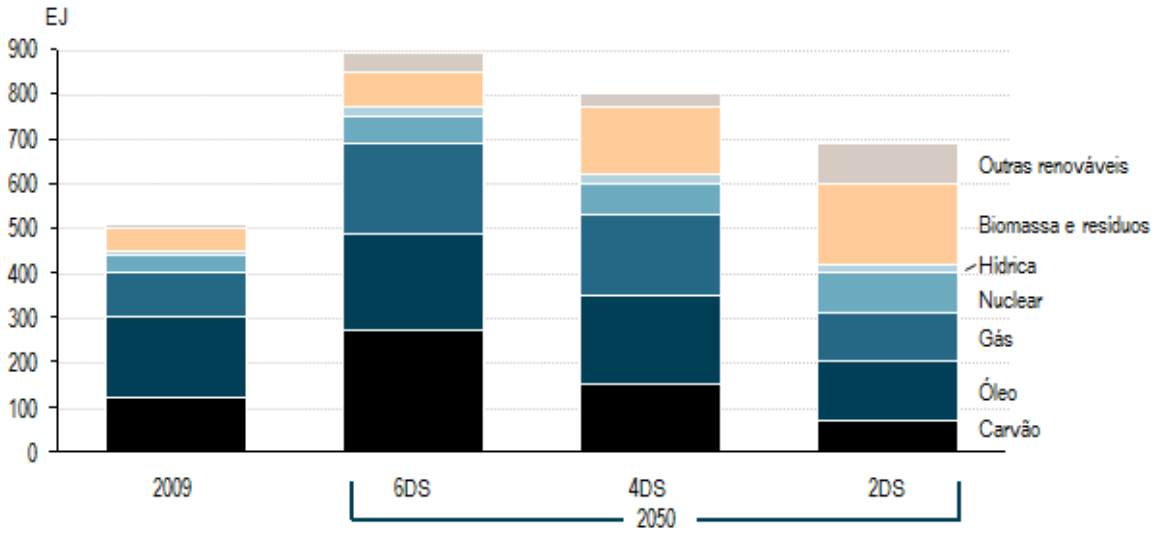
Figura 17: Volume global de emissões nos três cenários da Agência Internacional de Energia até 2050



Fonte: IEA 2012b

Em todos os cenários a economia no futuro será menos intensiva em carbono. Em boa parte isso decorre de um crescimento na eficiência energética, o que equivale a dizer que no futuro será possível manter um PIB muito maior que a atual com um aumento menos do que proporcional da oferta de energia primária. Entretanto, a eficiência energética no longo prazo é muito mais intensa no cenário em que as emissões são compatíveis com um aquecimento global de 2ºC, como pode ser visto no gráfico abaixo. O gráfico também permite visualizar que no cenário de maior limitação das emissões, os combustíveis fósseis representam bem menos que metade do total da oferta de energia primária contra os quase 80% atuais.

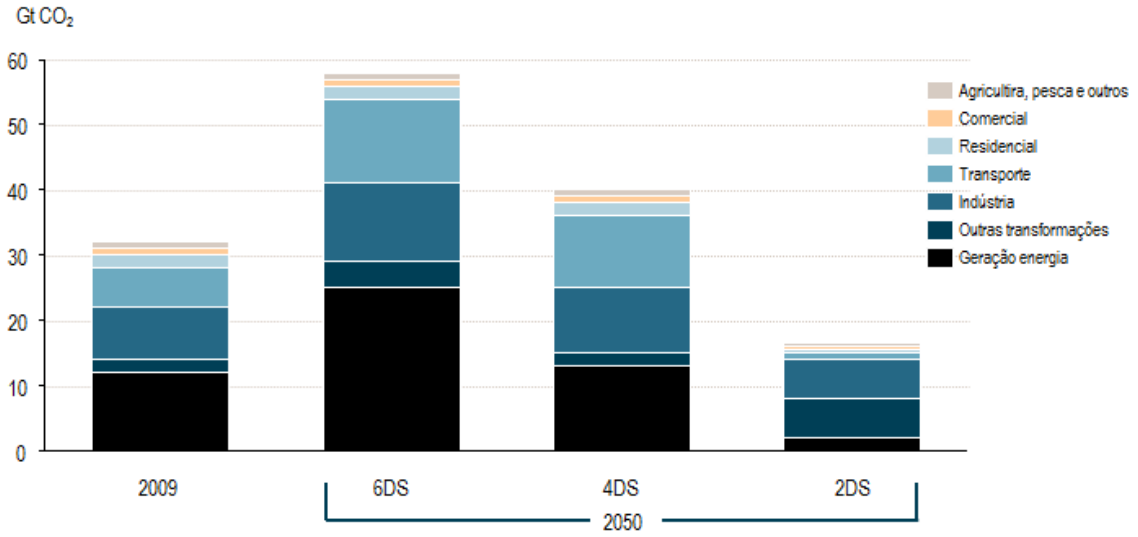
Figura 18: Oferta global de energia primária



Fonte: IEA 2012b

Outra tendência importante é a redução da intensidade de carbono do setor elétrico. Por um lado estima-se que o setor elétrico aumentará a oferta de forma importante nas próximas décadas. Isto parece necessário pois boa parte das oportunidades para reduzir a intensidade de carbono nos setores de transporte, comércio, residências e indústrias dependem da substituição da queima direta de combustíveis fósseis, para aquecimento ou em motores de combustão interna, por exemplo, pelo uso de energia elétrica. Mas, por outro lado, o setor elétrico deve se tornar cada vez menos intensivo em carbono, sobretudo nos cenários em que a limitação do aquecimento global toma destaque.

Figura 19: Emissões Globais de CO2 por cenário

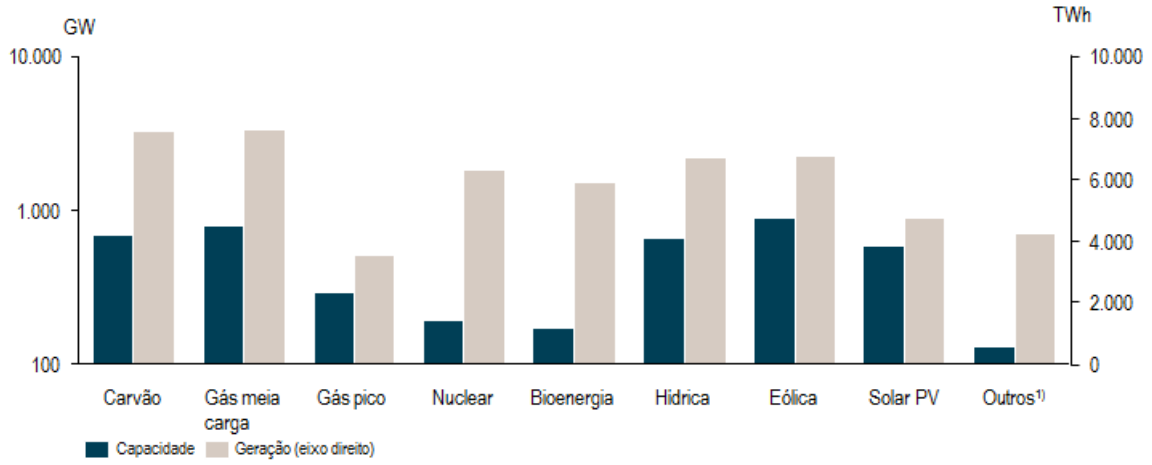


Fonte: IEA 2012b

Nota: emissões de CO_2 no gráfico contabilizadas para cada setorem que o gás é fisicamente emitido

No cenário central do *Energy Outlook 2012*, compatível com a implementação de novas políticas climáticas capazes de conter o aquecimento global de longo prazo em 4ºC, toda a capacidade instalada de todos os tipos de tecnologias apresentam um expressivo aumento. Dentre as termoelétricas, o maior aumento seria da geração a gás, seguido pelo carvão e pela geração nuclear.

Figura 20: Mundo – Aumento da capacidade instalada e geração adicional por tipo de planta (2035-2010)



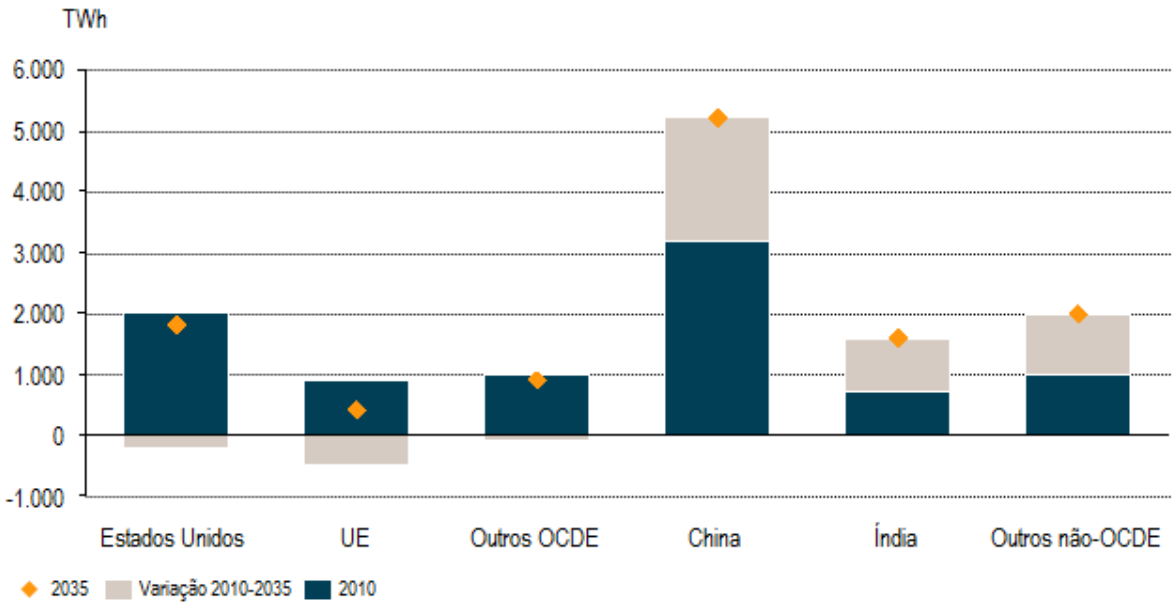
Fonte: IEA 2012a

1) Outras incluem geotérmica, solar concentrada e marítima

É interessante observar a ausência da geração a óleo na Figura 20. A razão é simples: não entra no cenário da IEA qualquer aumento líquido na capacidade instalada em geração a óleo. Na verdade, a capacidade instalada de geração a óleo recua em todos os cenários. Isto ocorre como consequencia do cenário adotado para os preços dos combustíveis fósseis, em que o petróleo e seus derivados tendem a apresentar preços maiores em termos de conteúdo de energia primária do que o gás e o carvão (IEA 2012a), sendo utilizado prioritariamente para finalidades onde não seja prática sua substituição por combustíveis alternativos mais baratos. Assim, o óleo, que era responsável por cerca de 25% da geração de eletricidade à época da primeira crise do petróleo e que em 1990 ainda era responsável por 11,3% da geração total, seguirá caindo dos atuais 4,7% da energia gerada em 2010 para 1,5% em 2035 (IEA 2012a).

No que diz respeito à distribuição geográfica da geração com base em carvão, ela decresce nos países ricos, com a substituição do carvão pelo gás e fontes alternativas e aumenta nos países em desenvolvimento, sobretudo aqueles com grandes reservas como a China e Índia.

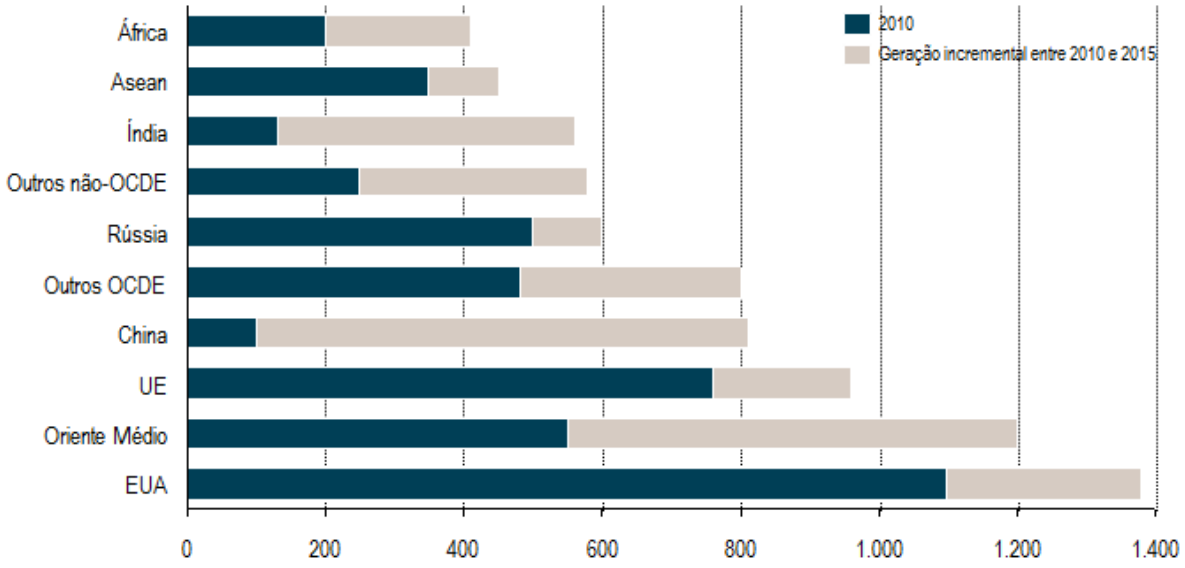
Figura 21: Geração a carvão entre 2010 e 2035



Fonte: IEA 2012a

No que tange à geração a gás, é previsto um aumento disseminado por todo o mundo. O maior papel do gás deve-se ao fato de tratar-se do combustível fóssil com menor índice de emissões. Os projetos de plantas a gás, sejam elas em ciclo combinado ou em ciclo aberto (geração de ponta), são relativamente simples, baratos e confiáveis e possuem intensidade em carbono menor do que projetos a óleo ou carvão.

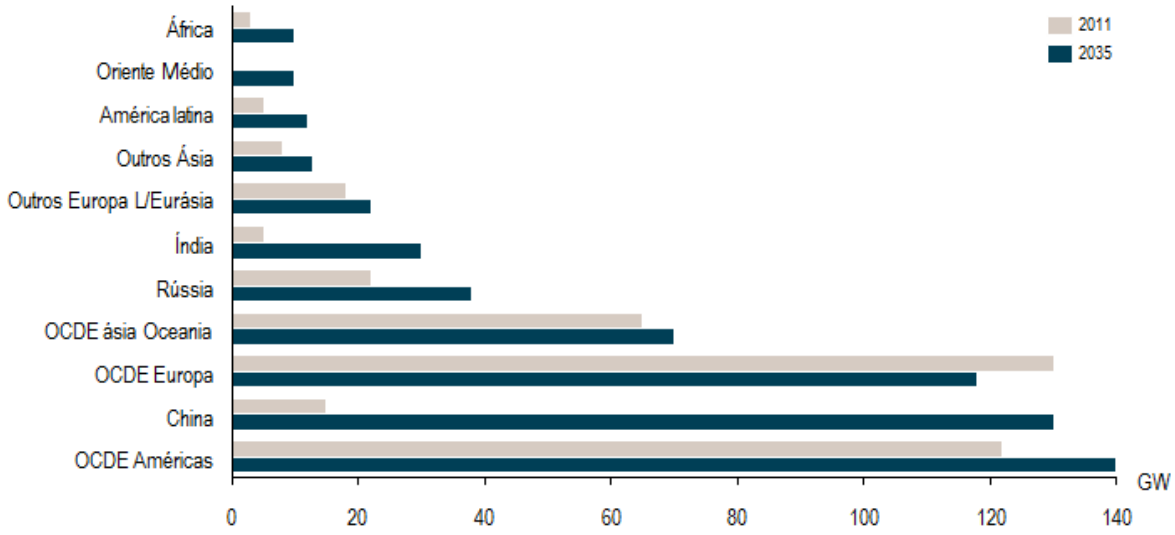
Figura 22: Geração a gás entre 2010 e 2035



Fonte: IEA 2012a

A geração nuclear, que até o acidente de Fukushima aparecia como a principal aposta em termo de geração termoelétrica em um contexto de políticas climáticas mais restritivas, ainda tem um papel substancial no cenário, sobretudo nos países de fora da OECD, com a maior parte da capacidade instalada proveniente da China e da Índia. Globalmente, no entanto, a capacidade nuclear poderá cair entre 7% e 21%, em comparação com o cenário anterior ao do acidente de Fukushima.

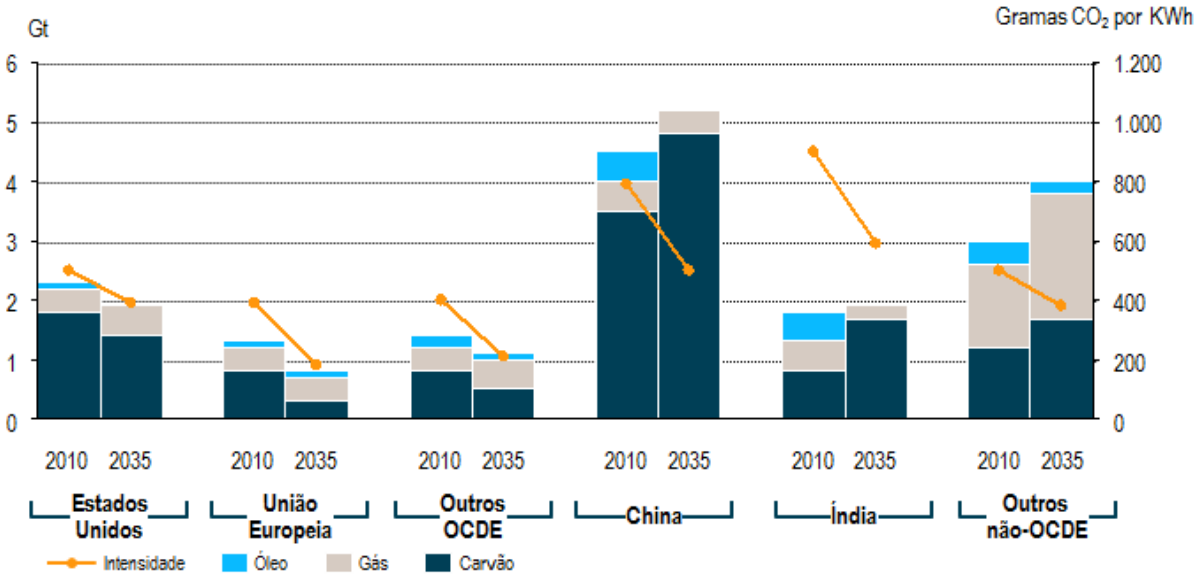
Figura 23: Capacidade instalada de geração nuclear entre 2011 e 2035



Fonte: IEA 2012a

Nesse contexto, as emissões do setor elétrico por região podem ser conferidas no gráfico abaixo com crescimento nos países em desenvolvimento e retração nos países desenvolvidos. A intensidade de carbono da geração elétrica diminui em todo o mundo, mas permanece mais alta nos países em desenvolvimento.

Figura 24: Emissões de CO2 e intensidade de carbono da geração elétrica em 2010 e 2035



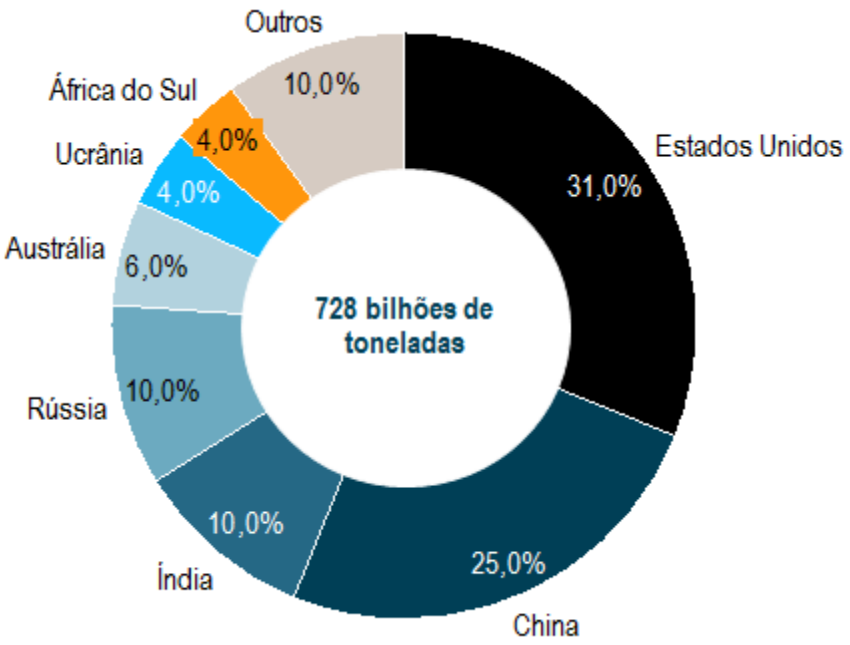
Fonte: IEA 2012a

Com base na Figura 24, convém ressaltar que a intensidade de carbono do setor elétrico dos países desenvolvidos atinge em 2035 um nível bem menor que os países em desenvolvimento. Esta diferença parece ser reflexo do princípio de que todos os países devem ser responsáveis pelo combate ao aquecimento global, mas que as obrigações devem ser diferenciadas, com os países desenvolvidos arcando com maiores custos em função não apenas de sua maior capacidade de mobilização de recursos, mas também do histórico de emissões no passado.

Tecnologias de geração termoelétrica

O carvão é um insumo energético abundante no mundo e as reservas provadas são suficientes para mais de 150 anos ao ritmo de consumo atual mesmo sem nenhuma descoberta adicional. A distribuição do carvão no mundo não é homogênea, mas não por acaso, há grandes reservas justamente nos principais países emissores de gases do efeito estufa, como pode ser visto no gráfico abaixo.

Figura 25: Reservas de carvão mineral (antracito) por país (2010)



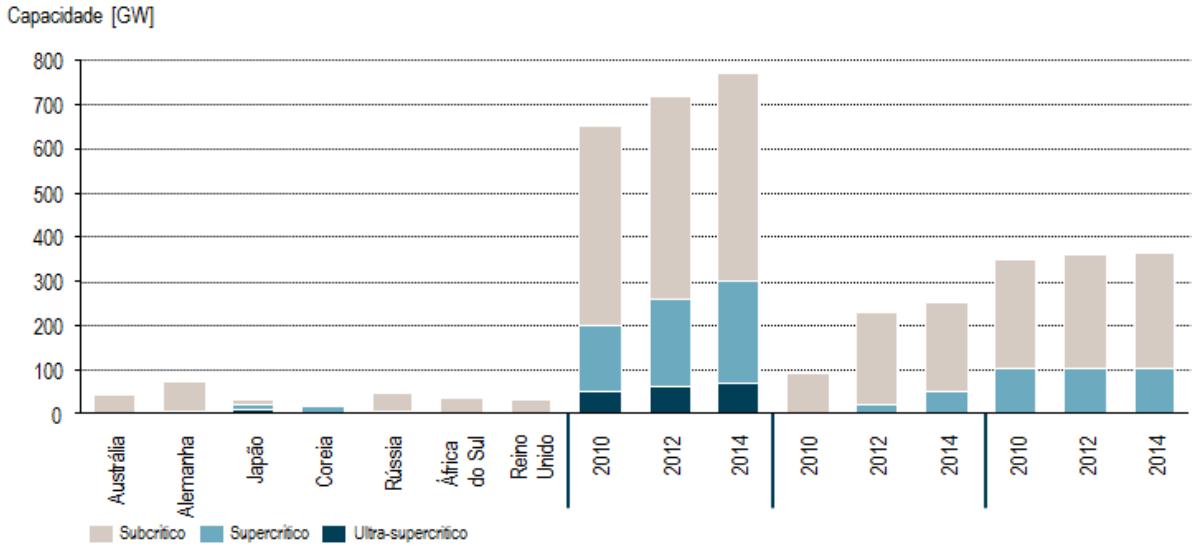
Fonte: IEA 2012a

A abundância do carvão em países com grandes demandas energéticas e que ademais são importadores líquidos de energia indica que estes países terão grande dificuldade em reduzir a dependência do carvão. Por esta razão, há um grande esforço tecnológico em curso para aumentar a eficiência da geração a carvão e por tornar esta tecnologia mais limpa.

Um primeiro aspecto a considerar é que a eficiência média das plantas a carvão existentes varia entre 30% e 40% entre os principais países com grande capacidade instalada (IEA 2012c). E cerca da metade da capacidade instalada mundial é de plantas com mais de 25 anos, que devem, portanto, ser substituídas ao longo das próximas décadas. Isso vêm acontecendo, por exemplo, nos EUA, onde tem havido substituição de plantas antigas, sobretudo por geração a gás. A motivação, no caso dos EUA, é o barateamento recente aliado à exigências mais estritas por parte do governo em termos de emissões. Tais exigências encareceram muito o investimento em extensão da vida útil de plantas antiga, incentivando sua desativação (LOVINS 2013).

A troca do carvão pelo gás ocorreu na Europa a partir dos anos 90 e está ocorrendo hoje nos EUA. Mas China e Índia não tem gás disponível em volume compatível com as necessidades do setor elétrico e, por isso, há pressão para a adoção de teconologias mais eficientes. De imediato, o uso de caldeiras de maior pressão, também conhecidas como supercríticas e ultra-supercríticas, pode resultar em um ganho de eficiência expressivo. O gráfico abaixo mostra a distribuição das temoelétricas a carvão existentes em vários países distribuídas por tecnologia. As menos eficientes são as plantas subcríticas, que trabalham a menor pressão. As plantas ultra-supercríticas são de última geração e implicam em custo mais elevado de geração.

Figura 26: Capacidade instalada de termoelétricas a carvão



Fonte: IEA 2012c

Fora o aumento da pressão das caldeiras, há várias tecnologias em desenvolvimento que podem se tornar disponíveis nos próximos anos. No que diz respeito ao carvão há plantas em teste para gaseificação do carvão para queima do gás em plantas a ciclo combinado (IEA 2012c). Outra tecnologia que ainda se encontra em fase intermediária de desenvolvimento é a captura de carbono para estocagem, por exemplo, subterrânea (IEA 2013). Trata-se de uma tecnologia que pode ser utilizada tanto na geração a gás, como a carvão, como até em plantas de gaseificação de carvão. Embora ainda esteja longe de se tornar comercial, trata-se

de uma tecnologia disruptiva, pois pode permitir a queima de combustíveis fósseis sem emissões de gases do efeito estufa ou ao menos com uma redução dramática das mesmas.

As plantas hoje existentes que utilizam captura e estocagem de carbono ainda são experimentais e alguns dos problemas tecnológicos e logísticos, sobretudo os relacionados à estocagem do carbono capturado,

Cenário internacional para preços de combustíveis fósseis

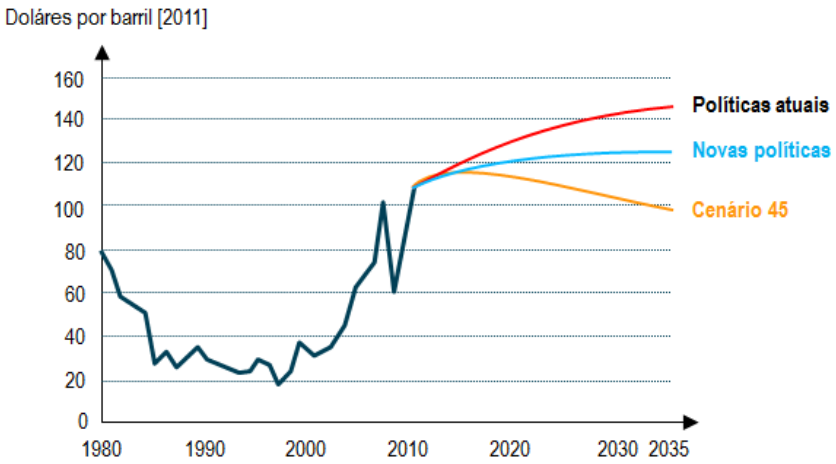
Os pressupostos acerca de preços dos combustíveis fósseis afetam profundamente os cenários traçados pela IEA sobre tendências energéticas. Isso porque preços pagos pelos consumidores influenciam sua escolha de combustível a ser consumido – em países liberalizados -, enquanto o preço para produtores afeta suas escolhas acerca de produção e investimento (IEA, 2012a).

Os cenários para preços se diferenciam conforme os pressupostos acerca da redução de subsídios a combustíveis fósseis. Após reunião do G-20 em setembro de 2009 em Pittsburgh, os líderes do grupo concordaram, entre outras coisas, em assumir o compromisso de eliminar gradualmente e racionalizar no médio prazo os subsídios ineficientes ao consumo de combustíveis fósseis, prestando apoio direcionado aos mais pobres. Subsídios ineficientes aos combustíveis fósseis encorajam o consumo com desperdício, reduzem a segurança energética, impedem o investimento em fontes de energia limpa e prejudicam os esforços para lidar com a ameaça da mudança climática. (Declaração dos Líderes Cúpula de Pittsburgh, 2009). Os cenários de preços internacionais, portanto, se diferenciam de acordo com os pressupostos assumidos sobre a redução dos subsídios.

O gráfico seguinte traz os cenários para a evolução do preço do óleo. No período recente, o preço do barril saiu de US$ 30/barril no início da década de 2000 e seguiu uma tendência geral de alta, com flutuações em especial no período de 2008, ano da crise financeira internacional. Para o horizonte de 2035, os preços variam de US$ 100/barril, até US$ 145/barril, a depender do cenário. Para o cenário base (Novas Políticas), espera-se que preços futuros do óleo fiquem em torno de US$ 125/barril,

um reflexo do custo de exploração de novas fontes descobertas, assumindo que elas serão necessárias para atender ao aumento da demanda.

Figura 27: Preço médio do óleo para cenários IEA, US$/barril, 1980 - 2035



Fonte: IEA 2012a

No cenário de Políticas Atuais, os preços deverão subir para equilibrar oferta e demanda, atingindo US$ 145/barril. Já no cenário 450 (compatível com a limitação do aquecimento global a 2Cº), a queda da demanda deverá conduzir à queda do preço, que atingiria US$ 115/barril[6].

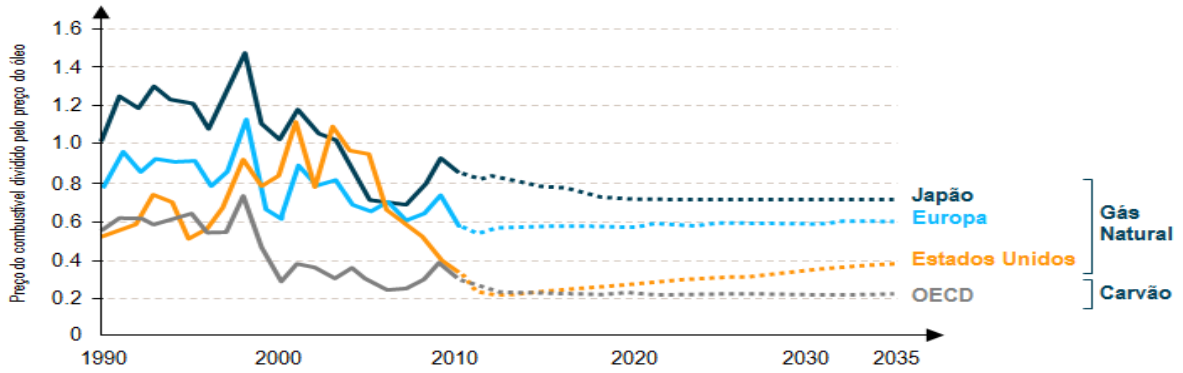
Para os preços de gás natural, a IEA (2012a) assume tendências diferentes por região, de acordo com características e mecanismos de precificação específicos de cada região/país (indexação a preços do óleo, subsídios ou preços do transporte, por exemplo). No mercado estadunidense os preços são os mais baixos, devido à vasta oferta do gás não convencional, a um custo relativamente baixo. Nesse sentido, os preços em 2035 devem se situar entre US$ 7,6/Mbtu, no cenário 450, e

[6] O cenário 450 assume que serão levadas a cabo políticas para manter o preço final para transporte em nível similar ao atual.

US$ 8,0/Mbtu, nos cenários de Políticas atuais e Novas Políticas. Na Europa, o maior impacto no preço do gás deverá decorrer do transporte, assumindo que o continente dependerá cada vez mais do gás importado de fontes mais distantes. Com isso, os preços em 2030 devem ficar entres US$ 9,6/Mbtu no cenário 450 e US$ 13,7/Mbtu, no cenário de Políticas atuais.

No caso dos preços do carvão, o maior impacto decorre de fatores de demanda, em particular a concorrência com o preço do gás. A IEA utiliza como proxy para o preço internacional do carvão o preço de importação da OCDE. No cenário base, o preço deve atingir US$ 115 por tonelada, uma redução de 7% em relação aos preços atuais.

Figura 28: Proporção entre preço do gás natural e carvão em relação ao preço do óleo, cenário Novas Políticas



Fonte: IEA 2012a

A Figura 28 compara o preço do gás natural e do carvão em relação ao preço do petróleo, calculados com base na equivalência energética. Nela fica evidente que o mercado estadunidense de gás natural continuará a ser o mais barato, embora a tendência seja de redução das diferenças entre as regiões.

II- Brasil

O Brasil é e continuará sendo por muito tempo uma exceção a nível global, “um ponto fora da curva” no que se refere à matriz de geração elétrica. O Brasil é a única entre as grandes economias que pode manter uma baixa intensidade em carbono no setor elétrico no longo prazo sem depender de tecnologias novas ou ainda não consolidadas e sem que seja necessário conceder pesados incentivos econômicos para tanto.

O Brasil já possui uma matriz elétrica dominada por fontes renováveis e detém potencial para aumentar a oferta de energia renovável em bases economicamente competitivas: somente os potenciais hídrico, eólico *on-shore,* biomassa de cana e solar (ainda sem medições precisas) excedem largamente a necessidade projetada de energia elétrica até 2030. Apenas para citar as principais fontes o potencial hidroelétrico brasileiro total é estimado em 251 GW (EPE 2007) enquanto o potencial eólico é da ordem de 300 GW (TOLMASQUIM, 2011), que se comparam com uma capacidade instalada total em 2011 de 115GW (EPE 2012).

Porém, mais importante do que dispor de um grande potencial teórico de recursos renováveis, o Brasil tem se mostrado capaz de explorar este potencial a custos competitivos: na prática, a geração renovável de fonte eólica e hídrica tem se mostrado mais barata do que a geração térmica.

Mas, mesmo tendo grande disponibilidade de energias renováveis a custos competitivos, a geração termoelétrica deverá experimentar substancial avanço no Brasil até 2030 para garantir a segurança do suprimento e fazer contraponto ao crescimento da participação de fontes não controláveis na matriz de geração, notadamente das hidroelétricas de fio d´água, parques eólicos, biomassa e geração solar.

Termoelétricas e o esgotamento da capacidade de regularização com reservatórios

Hoje, a segurança do abastecimento depende da capacidade de regularizar a oferta de energia ao longo do ano através do armazenamento de água em grandes reservatórios, com complementação de termoelétricas apenas em situações de hidrologia desfavorável: os reservatórios são hoje capazes de estocar energia suficiente para abastecer o mercado durante o período seco do ano caso cheguem relativamente cheios no fim da estação úmida e as termoelétricas são usadas como geração complementar para substituir parcialmente as hidroelétricas em hidrologias desfavoráveis.

O acionamento das termoelétricas, feito quase sempre na base da curva de carga, permite encher mais rapidamente os reservatórios das hidroelétricas quando as afluências são baixas no período úmido ou então permite um deplecionamento mais lento dos reservatórios quando o nível destes se mostra relativamente baixo durante o período seco. O resultado desta dinâmica é que as termoelétricas têm um nível médio de ociosidade alto.

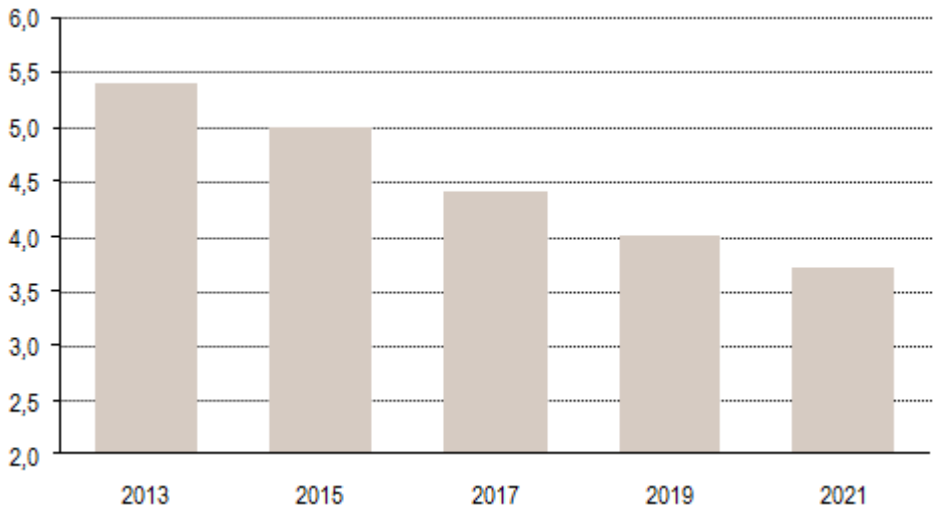
Com o passar do tempo, a energia estocada nos reservatórios das hidroelétricas representará uma proporção cada vez menor da carga anual. Tomando como base os projetos que constam do plano decenal 2021 da EPE (EPE 2012), onde não consta nenhuma nova hidroelétrica com reservatório substancial, capaz de manter a geração estável durante o período seco de um ano, a diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios parece inevitável.

A topografia da Região Norte, onde se encontra a maior parte dos aproveitamentos hidroelétricos remanescentes, é um obstáculo técnico à construção de reservatórios com grande capacidade de regularização. O problema principal é que o trecho caudaloso de todos os rios da região encontra-se em baixa altitude, ao contrário do que ocorre nas principais bacias do Sudeste e do Nordeste, que tem trechos caudalosos no planalto. A baixa altitude é desfavorável porque a energia armazenada em um reservatório é função do volume útil do mesmo e da queda total aproveitada, incluindo a própria hidroelétrica e todos os aproveitamentos à jusante.

Como a queda total na Região Norte sempre será relativamente modesta, será preciso construir um reservatório com um volume útil muito grande para estocar uma quantidade expressiva de energia. E levando em conta que o relevo da região é suavemente ondulado, é bem provável que para conseguir construir um reservatório com grande volume útil seja preciso alagar uma área muito grande, o que é difícil de justificar.

A diminuição esperada na capacidade de regularização pode ser visualizada no gráfico abaixo, que mostra a razão entre a Energia Armazenável Máxima do SIN e a Carga. Segundo EPE 2012, em 2013 esta razão é estimada em 5,4, o que quer dizer que os reservatórios podem estocar, quando cheios, energia equivalente à carga de mais de cinco meses. Em 2021 a projeção da EPE é que esta razão cairá para 3,3.

Figura 29: Razão entre Capacidade Energia Armazenável Máxima dos Reservatórios e Carga

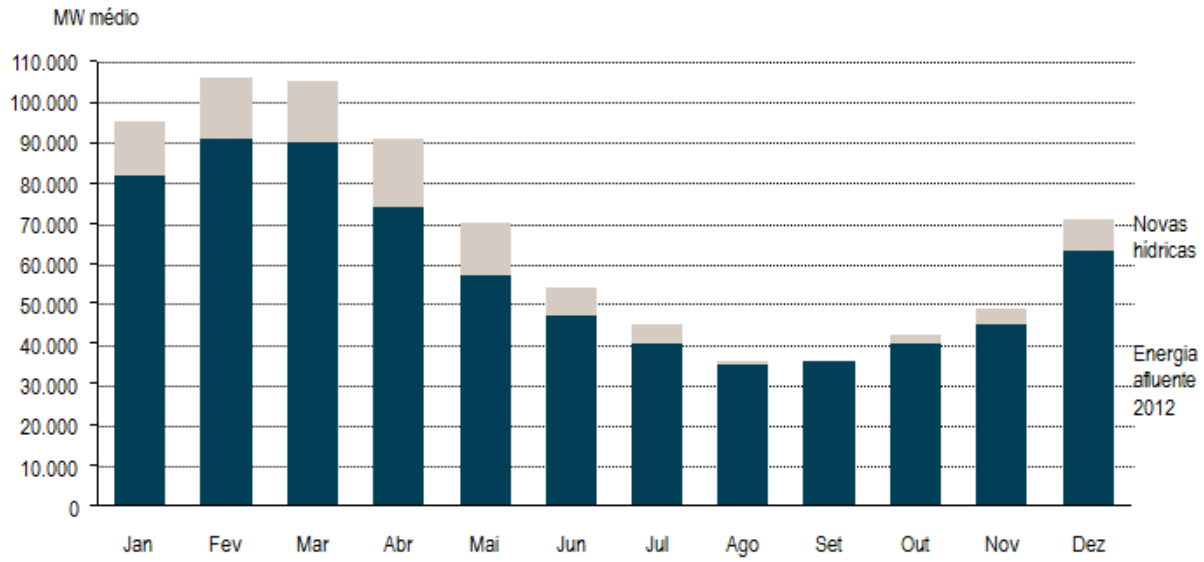


Fonte: CHIPP 2013, com base em EPE 2012.

Mesmo que na década de 2020 sejam construídas algumas hidroelétricas com reservatório expressivo, ou que se antecipe a construção de projetos com armazenagem, a capacidade de estocagem de energia em reservatórios deve evoluir em ritmo menor do que o crescimento da carga até 2030, tornando a complementação da geração hídrica, inclusive por termoelétricas uma necessidade.

Por outro lado, a geração de energia hídrica vai se tornar crescentemente sazonal devido à concentração no primeiro semestre da geração das novas usinas a fio d'água da região norte, principalmente nas bacias dos rios Madeira, Tapajós, Xingu e Tocantins. Isto pode ser visto no gráfico abaixo, construído com base em EPE 2012.

Figura 30: SIN – Energias Afluentes Médias em 2012 e 2021



Fonte: Elaboração própria com base em EPE 2012.

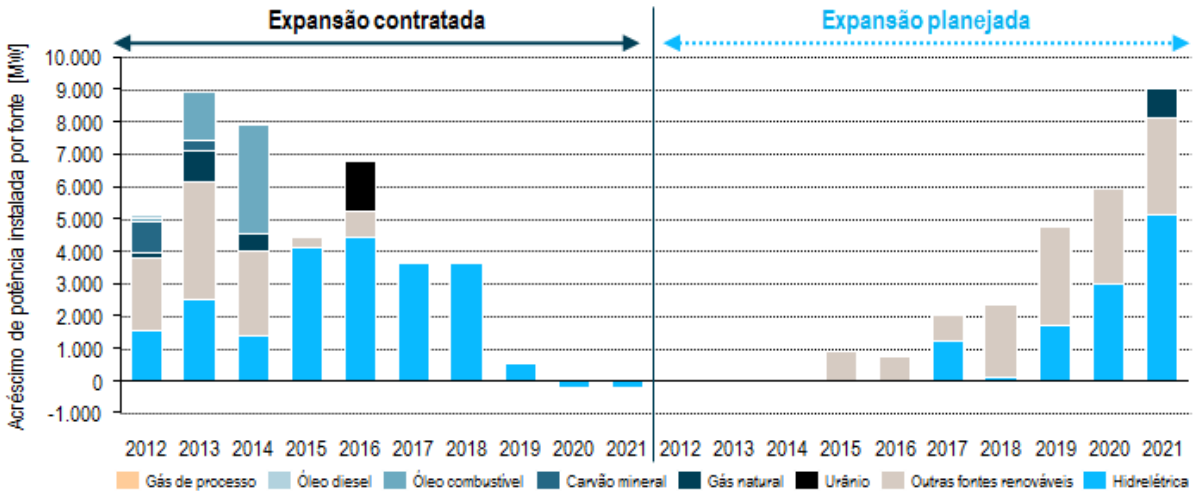
O sistema atualmente é capaz de estocar nos reservatórios a energia das afluências abundantes da estação úmida, para utilizá-la durante a estação seca. Isso continuará a ser feito no futuro, mas com uma importante diferença: haverá crescente dificuldade no atendimento de ponta durante o período seco do ano. Será possível utilizar o sistema interligado para transferir a energia das grandes usinas a fio d'água para os centros de carga na época de grandes afluências e com isso permitir o enchimento mais rápido dos reservatórios existentes. Mas este tipo de mecanismo tem limites, até por que as cascatas das regiões Sudeste e Nordeste que possuem grandes reservatórios não terão potência instalada suficiente para abastecer o país durante a estação seca. A consequência será a necessidade de acionar geração térmica complementar não apenas em anos mais secos, mas de forma sistemática, em todos os períodos secos.

A expansão projetada no plano decenal

O Plano Decenal 2021 não considera no seu horizonte de planejamento a necessidade de contratação de geração térmica adicional à que já foi contratada em leilões passados. O planejamento oficial hoje prevê apenas 700 MW de nova capacidade em 2021 (EPE 2012). A expansão planejada será feita basicamente com a contratação de geração hídrica de grande porte e com projetos de fontes alternativas (eólica, biomassa e, em menor escala, PCHs). Os autores consideram que a proposta de expansão do PDE 2021 não é realista, como será explicado na seção seguinte e que será preciso contratar maior quantidade de projetos térmicos.

Antes, porém, a expansão projetada para a geração segundo o PDE 2021 será apresentada. O gráfico abaixo mostra a expansão da geração planejada, incluindo usinas já contratadas e uma expansão planejada (indicativa), da qual cerca da metade vem de fontes alternativas.

Figura 31: PDE 2021 – Evolução da capacidade instalada por fonte
Expansão contratada e expansão planejada



Fonte: EPE , 2012

A composição por fonte do parque gerador ao longo do período de planejamento pode ser visualizada na tabela a seguir. Observa-se que a capacidade instalada de fonte hídrica perde participação no total, mas ela cede espaço essencialmente para as renováveis, que crescem rapidamente.

Figura 32: PDE 2021 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração

FONTE	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
> **Renováveis**	**97.317**	**101.057**	**107.230**	**111.118**	**116.553**	**122.616**	**128.214**	**134.151**	**139.172**	**144.889**	**152.952**
– Hidro	77.329	78.959	81.517	83.184	87.576	92.352	97.337	101.223	103.476	106.499	111.723
– Importação	6.275	6.200	6.120	6.032	5.935	5.829	5.712	5.583	5.441	5.285	5.114
– PCH	4.560	5.009	5.221	5.247	5.388	5.448	5.578	5.858	6.168	6.688	7.098
– Biomassa	7.750	8.908	9.164	9.504	9.554	9.604	9.704	10.454	11.404	12.304	13.454
– Eólica	1.403	1.981	5.208	7.151	8.100	9.383	9.833	11.03	12.683	14.113	15.563
> **Não Renováveis**	**19.181**	**20.766**	**23.395**	**27.351**	**27.351**	**28.756**	**28.756**	**28.756**	**28.756**	**28.756**	**29.456**
– Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
– Gás natural	10.209	10.350	11.362	12.055	12.055	12.055	12.402	12.402	12.402	12.402	13.102
– Carvão	1.765	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
– Óleo combustível	3.316	3.481	4.739	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002
– Óleo diesel	1.197	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.048	1.048	1.048	1.048	1.048
– Gás de processo	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
Total	**116.498**	**121.823**	**130.625**	**138.469**	**143.904**	**151.372**	**156.970**	**162.907**	**167.928**	**173.645**	**182.408**

Notas: Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

Fonte: EPE , 2012

Problemas na expansão planejada

Os dados do PDE 2021 não devem ser considerados como um cenário provável para a expansão das termoelétricas. Uma análise cuidadosa dos resultados da modelagem utilizada indica que foram utilizadas duas suposições muito fortes e que levam a uma superestimava da capacidade do sistema proposto em atender à carga projetada sem a contratação de novas termoelétricas (CASTRO *et al.*, 2010; CASTRO *et al.*, 2012). Os problemas diagnosticados pelos autores são a suposição de um uso não realista dos reservatórios existentes e a modelagem da geração de pequenas centrais como sendo energia firme. A consequência da imperfeita representação do sistema real é que não se consegue captar adequadamente a principal consequência da perda da capacidade de regularização dos reservatórios das hidroelétricas que é a necessidade de fazer uma transição para um sistema em que as termoelétricas terão necessariamente um papel crescente.

O primeiro desafio da modelagem utilizada no PDE decorre das limitações da representação do sistema hídrico através de reservatórios equivalentes. O *Newave*, software utilizado na simulação, usa a metodologia das hidroelétricas equivalentes

para representar todo o sistema hídrico de um subsistema. Isso é feito para simplificar os cálculos, uma vez que a modelagem de usinas individualizadas é computacionalmente muito demandante. A usina equivalente é construída de forma rigorosa para ter as mesmas características do conjunto de hidroelétricas que ela visa representar. Trata-se, porém de uma simplificação e, como tal, possui limitações que podem em alguns casos levar a resultados pouco realistas.

A usina equivalente é um pouco como uma grande usina, que recebe em seu grande reservatório todas as afluências das usinas modeladas. O reservatório equivalente armazena a soma da energia que de fato está pulverizada em diversos reservatórios. E a água do reservatório equivalente é turbinada em uma grande casa de força com capacidade instalada equivalente a todo o sistema. Por exemplo, as afluências reais das várias bacias hidrográficas e o nível real dos vários reservatórios são traduzidas pelo software em uma afluência única e em um nível único de reservatório. E esta energia única está disponível para toda a capacidade instalada de todas as usinas.

Ocorre, porém, que esta simplificação não consegue representar algumas peculiaridades hidráulicas do sistema. Pensemos em uma usina equivalente que representa duas usinas com reservatórios de igual tamanho. Agora vamos supor que uma das usinas está com o reservatório vazio e a outra ainda têm 25% da energia máxima armazenável. No mundo real só a segunda usina será capaz de gerar de forma controlada. A primeira só conseguirá turbinar as afluências do momento. Mas a metodologia de usina equivalente representará este conjunto como uma usina potente com 12,5% da energia armazenável total e capaz de operar de forma plenamente controlável.

Restrições hidráulicas dessa natureza levam o Operador do Sistema a planejar a operação de forma a nunca chegar demasiado perto do esvaziamento de cada reservatório equivalente. Pois com um nível baixo do reservatório equivalente é bastante provável que uma ou várias usinas estruturalmente importantes já se encontrem sem água suficiente, ocasionando um déficit agudo de potência.

Entretanto, esse comportamento do operador não foi modelado do PDE 2021. Por exemplo: em alguns anos da simulação, mais de 20% dos cenários mostram um nível de 2% ou menos do armazenamento total ao fim de pelo menos um mês para o subsistema SE-CO. E a maior parte destes cenários não é de déficit: o software entende esta situação como uma operação normal compatível com a segurança energética. Porém na operação real do sistema o Operador tentaria a todo custo evitar este tipo de situação, lançando mão de todas as térmicas disponíveis para evitar que o nível de armazenamento se aproxime de tais níveis. Consultando o histórico da operação do ONS (www.ons.org.br) se pode ver que o nível mais baixo de armazenamento do subsistema SE-CO já registrado foi de 22%, em novembro de 2001, em pleno racionamento.

Um problema análogo ocorre com a representação de um reservatório equivalente cheio. No mundo real isto pode ser difícil de obter, sobretudo em um sistema complexo, composto de várias bacias hidrográficas como é o caso do subsistema Sudeste - Centro Oeste. Pois enquanto a metodologia do reservatório equivalente supõe que as afluências se distribuem homogeneamente em todas as usinas, na prática isso não ocorre. Quando várias usinas estão quase cheias, afluências favoráveis podem fazer com que algumas tenham vertimentos enquanto em outras não há água suficiente para encher o reservatório.

É por isso que o subsistema SE-CO historicamente nunca encheu completamente. O maior nível de armazenamento registrado no histórico da operação do ONS para esse subsistema foi de 88% em abril de 2011. Mas a modelagem do PDE também não reflete esta característica do sistema real: ao longo da simulação há anos em que o reservatório equivalente do Sudeste fica 100% cheio em pelo menos um mês em mais de 50% dos cenários.

Em suma, a análise dos resultados da simulação do PDE 2021 leva a crer que o sistema projetado dificilmente poderia ser operado de forma econômica. A modelagem aponta custos razoáveis e risco de déficit controlado, mas a custa da suposição de que a capacidade de armazenamento poderia ser usada de forma plenamente flexível, o que, conhecendo as limitações hidráulicas do sistema real, não parece razoável. No mundo real, sem um aumento substancial na capacidade

de regularização dos reservatórios, será preciso recorrer à geração térmica para garantir a segurança energética.

A modelagem do PDE 2021 também possui algumas limitações referentes às pequenas centrais (incluindo PCHs, eólicas e biomassa). Apesar da menor capacidade instalada boa parte da expansão já contratada e da expansão projetada entra na classificação de "pequenas centrais" do *newave* o que faz com que os resultados projetados sejam sensíveis a alterações na metodologia referente a essas centrais. Em 2012, 7,7% da carga é atendida por pequenas centrais (PCHs, eólicas e biomassa), número que chega a 15,7% em 2021 (14 GWméd).

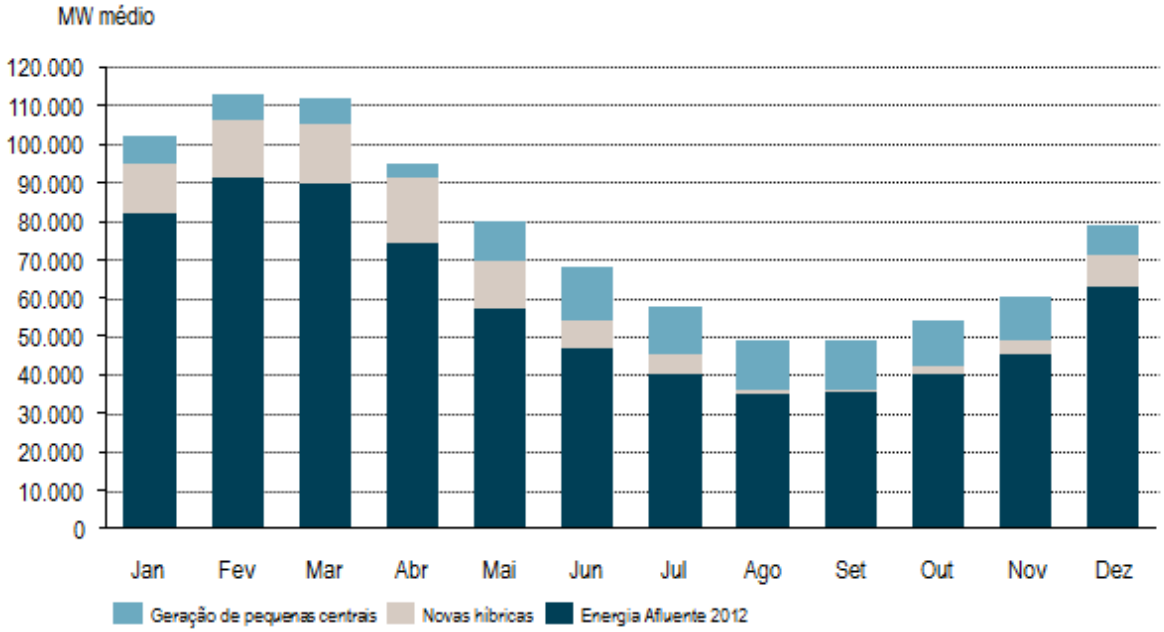
As pequenas centrais, em geral PCHs, eólicas e cogeração a biomassa, são representadas no *Newave* por sua geração média esperada.[7] Isso quer dizer que elas são modeladas como geração determinística, quando na verdade se trata de projetos que não têm geração controlável. Apesar de essa metodologia ser uma boa aproximação para o comportamento das usinas a biomassa de cana de açúcar, que tendem a gerar de forma constante durante todo o período de processamento da safra de cana, acaba tornando a representação das pequenas centrais eólicas e PCHs não fidedignas. As PCHs geram mais em situações de hidrologia favorável e menos em períodos secos. Já as eólicas têm geração altamente flutuante ao longo das horas de um dia e também ao longo dos dias de um mês e por isso só podem ser utilizadas de forma confiável em um sistema com reserva de geração corretamente dimensionada para atender à demanda instantânea mesmo em momentos de pouco ou nenhum vento.

[7] Em termos mais técnicos, em cada subsistema a geração média esperada para pequenas centrais para cada mês é abatida da carga projetada. Isto equivale a dizer que a geração de pequenas centrais acompanha exatamente a curva de carga: há mais geração durante o horário de ponta e menos geração durante a noite.

A análise por subsistema revela que o sistema proposto no PDE é provavelmente difícil de operar. Na Região Nordeste, as pequenas centrais (eólicas, sobretudo) serão responsáveis pelo atendimento de 32% da carga em 2021. Nos meses de ventos mais intensos (setembro e outubro) esta proporção chega a 43% da carga. Atender uma proporção tão grande da carga com geração intermitente é um grande desafio técnico. Mas o PDE 2021 não chega a abordar os problemas associados à tamanha penetração de geração intermitente uma vez que representa a energia eólica geração constante.

O problema da representação das pequenas centrais é ainda mais crítico por estas terem geração concentrada no período do ano em que as novas hidroelétricas a fio d'água da região norte tem geração baixa. A maior contratação de geração eólica e de biomassa é altamente desejável devido a sua sazonalidade complementar, como pode ser visto no gráfico abaixo. Nele estão representados: a energia afluente do parque hídrico de 2012; o acréscimo de energia afluente das novas hidroelétricas com entrada em operação prevista entre 2013 e 2021 e a geração de pequenas centrais já em 2021. Percebe-se claramente que a geração de novas centrais de fontes alternativas é mais significativa no período de baixas afluências. Isto é excelente do ponto de vista energético, pois permite poupar durante o período seco parte da energia armazenada nos reservatórios. Mas pode haver um problema sério no atendimento de ponta: está se desenhando um sistema em que há muita energia não controlável justamente no período em que as novas hidroelétricas a fio d'água da região norte terão pouquíssima potência disponível.

Figura 33: SIN – Energias Afluentes Médias em 2012 e 2021 e geração de pequenas centrais (fontes alternativas)



Fonte: Elaboração própria com base em EPE 2012.

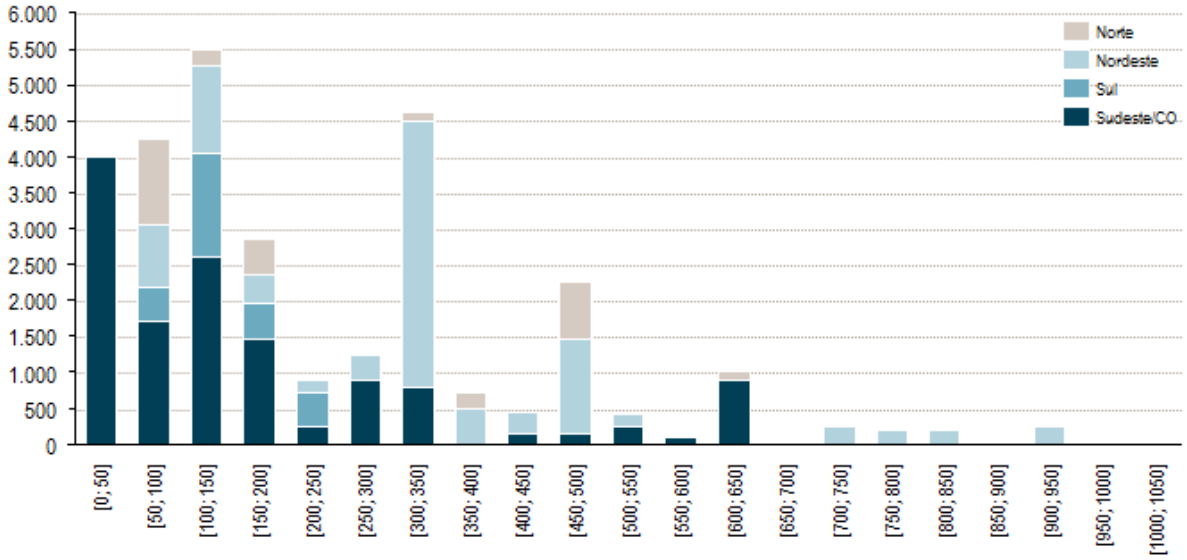
Necessidade de contratação de novas térmicas

Como vimos na seção anterior, a necessidade de contratação de novas termoelétricas na ótica do planejamento provavelmente está subestimada. A necessidade dessa contratação tem sido defendida por CHIPP (2013) e os leilões de energia nova de 2013 parecem indicar que houve uma mudança na política, pois os editais foram formatados de forma a abrigar termoelétricas movidas a combustíveis fósseis da competição direta de fontes com valor unitário por energia gerável mais baixo, porém não controláveis, notadamente a geração eólica. Abriu-se inclusive espaço para a contratação de termoelétricas a carvão, que vinham sendo excluídas dos leilões devido ao alto impacto ambiental.

Infelizmente, porém, o planejamento oficial não permite, devido aos problemas apontados na seção anterior, dimensionar a evolução ótima da matriz nem, mais especificamente, quantificar a necessidade de aumento da capacidade de geração térmica. Algumas indicações, porém, são possíveis.

A primeira delas é que, como a perda de capacidade de regularização das hidroelétricas, as termoelétricas tenderão a ser acionadas com maior frequência, mesmo em anos de hidrologia normal. Para que isso seja feito de forma econômica, será preciso dispor de termoelétricas com características técnicas e econômicas adequadas para gerar com frequência, o que implica em custos variáveis baixos ou moderados. A configuração atual do parque gerador térmico brasileiro não parece adequada, como pode ser constatado através da figura abaixo. A maior parte das usinas com geração flexível tem custo variável unitário de geração (CVU) maior que R$150/MWh.[8]

Figura 34: Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema (MW)



Fonte: EPE 2012

[8] No gráfico consta um bloco de 4 GW de usinas com CVU de até R$ 50 /MWh. Trata-se, porém, das três plantas nucleares, que tem geração pouco flexível. Angra I e II, as únicas já em atividade, funcionam com 90% da geração inflexível, despachada a despeito das condições hidrológicas.

Haverá espaço, portanto para contratação de geração com características de base, sobretudo para projetos a gás em ciclo combinado ou para térmicas a carvão. O sistema também precisará crescentemente de geração de reserva, com baixa frequência esperada de uso. O balanço de ponta, que no PDE 2021 é considerado como equilibrado, em uma análise mais aprofundada pode parecer pouco confiável se não houver um reforço na geração de ponta. O problema com o balanço de ponta do PDE é que, como já foi assinalado mais acima, ele é feito partindo da suposição que a geração de fontes alternativas é firme, acompanhando sempre a curva de carga. Como PCHs, eólicas e solares têm geração intermitente, na verdade a necessidade de geração de ponta não está corretamente dimensionada: na hora de ponta de um dia de pouco vento, por exemplo, será necessário contar com geração controlável adicional que não está sendo levada em conta no balanço de ponta do PDE.

Parte da necessidade de geração de ponta pode ser suprida pelo aumento de capacidade das hidroelétricas atuais, com reservatórios expressivos. Há muitas oportunidades para aumento de capacidade, inclusive diversos casos de hidroelétricas que já possuem casa de força para novas unidades. Entretanto, este reforço de potência hídrica pode não ser suficiente em um horizonte mais dilatado, sobretudo após 2021, quando a capacidade de regularização dos reservatórios deve ficar ainda mais comprometida ao mesmo tempo em que a penetração das energias alternativas deve crescer.

Além disso, o ONS vem trabalhando no aperfeiçoamento do modelo de despacho do SEB. Esse aperfeiçoamento tem como objetivo melhorar a metodologia do CVAR visando trazer uma maior segurança de fornecimento ao sistema. Nesse sentido, espera-se um maior despacho de térmicas para evitar que os reservatórios alcance níveis críticos. Nesse sentido, espera-se uma maior necessidade de usinas térmicas para atender esse despacho.

Por último, quanto aos combustíveis utilizados nessas térmicas, as alternativas são o gás natural, o carvão e a energia nuclear, analisados em seguida.

Perspectivas de Suprimento para as Térmicas no Brasil

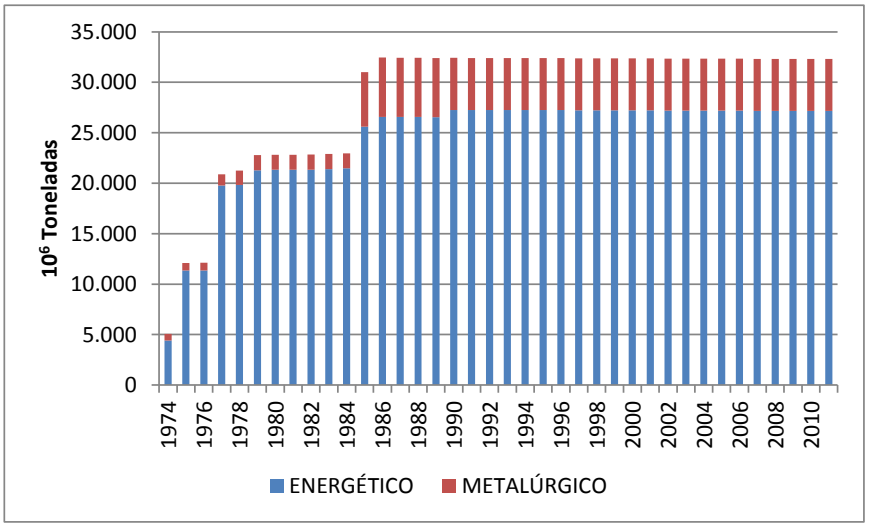
A análise da evolução da matriz energética do setor elétrico brasileiro evidencia que a partir de 2000 não só o consumo energético cresceu consideravelmente, como também ocorreu uma grande mudança nas fontes de suprimento. Em 2000, o setor termoelétrico brasileiro gerou 25.335 GWh sendo 30% desse valor proveniente da geração a carvão e 6% proveniente do gás natural. Em 2012, por sua vez, a geração termoelétrica atingiu 73.456 GWh sendo que a participação do carvão reduziu-se para 10% enquanto a do gás natural aumentou para 50%. (MME, 2013)

Os dados acima deixam claro, por um lado o aumento de quase três vezes na geração térmica que ocorreu em simultâneo a um aumento da importância do gás natural no segmento de geração térmica assim como a redução da relevância das fontes tradicionalmente utilizadas no Brasil, como por exemplo, o carvão, o óleo combustível e o diesel. Nesse contexto, a análise das condições de expansão do parque térmico brasileiro exige que se faça uma reflexão sobre as perspectivas de suprimento para o setor termoelétrico merecendo destaque o papel do gás natural.

Geração térmica a carvão

Até 2010 as reservas aferidas de carvão brasileiras superavam, em termos energéticos, as reservas de petróleo e gás natural somadas. Esses dados mostram o elevado potencial de expansão do parque termoelétrico a carvão no Brasil, ainda mais se considerarmos que do total de recursos inferidos, cerca de 85% é de carvão energético (BEN, 2013). A figura abaixo retrata a evolução das reservas de carvão brasileiras.

Figura 35 – Reservas de Carvão no Brasil



Fonte: EPE 2012b.

O elevado potencial geológico do país não se reflete, porém, em um crescimento do uso de carvão para geração térmica, que ainda é incipiente no país. Os principais projetos recentes de geração a carvão, as UTE's Energia Pecém I e II e Termo-Maranhão, que juntas somam cerca de 1,4GW de capacidade instalada, utilizam como insumo carvão importado e não nacional. A explicação para o uso do carvão importado parece estar associada à qualidade das reservas brasileiras de carvão, localizadas no sul do país, que contém altíssima percentagem de cinzas.

Como a geração térmica a carvão tem impactos ambientais significativos, tanto globais (emissões de gases associados ao efeito estufa), como também emissões locais, e como o Brasil conta com outras alternativas para geração, não se imagina até 2030 um aumento expressivo da participação da geração térmica a carvão na matriz brasileira.

Este cenário poderia vir a ser revisto caso ocorra um aumento do custo de aquisição do gás paralelamente ao desenvolvimento e a redução dos custos das tecnologias conhecidas como *"clean coal"*, que uma vez tornando-se comerciais podem abrir um importante espaço para o aumento da participação do carvão na matriz elétrica mundial e também brasileira. Este não é, porém, o cenário básico, pois as tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) e de gaseificação de

biomassa ainda encontram-se embrionárias e os poucos projetos pilotos em maior escala ainda estão longe da maturidade técnica e da viabilidade econômica a preços comerciais.

Geração Térmica Nuclear

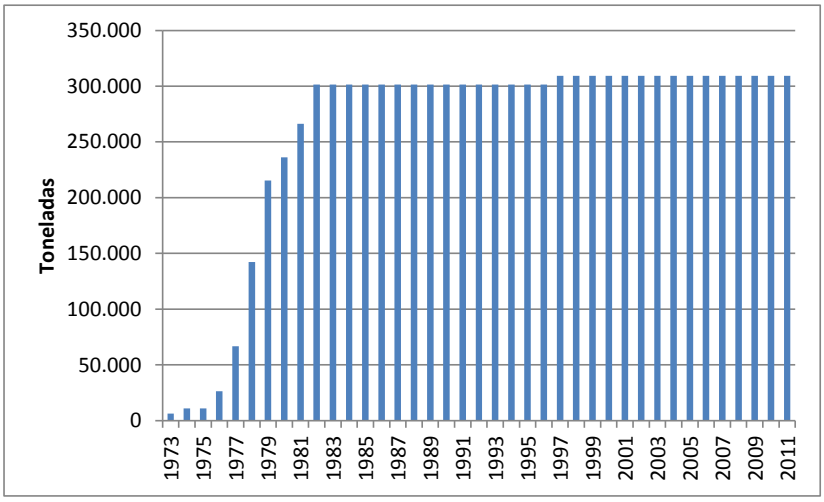
O desenvolvimento da energia nuclear brasileira esteve, desde o início, ligado a um projeto nacionalista de segurança nacional. O domínio das tecnologias de manuseio e enriquecimento de urânio sempre foi considerado uma questão estratégica para país não somente no âmbito energético, mas principalmente no âmbito militar. Essa preocupação se justificava pelas grandes reservas brasileiras de urânio e tório, motivo de grandes disputas entre o Brasil e os EUA nas décadas de 40 e 50.

O Brasil ocupa a sexta posição no ranking de mundial de reservas de urânio, com aproximadamente 309.000 mil toneladas, sendo que apenas 25% do território nacional foi objeto de prospecção o que pode elevar ainda mais o potencial produtivo do país. Ademais, o Brasil está entre os países que possuem o conhecimento de todo o ciclo de enriquecimento de urânio para fins pacíficos o que abre um grande potencial para a expansão da energia nuclear no país.

Contudo, apesar dos avanços tecnológicos atingidos, o programa nuclear brasileiro vem sofrendo desde seu início com atrasos e interrupções. A usina de Angra 2, por exemplo, teve sua construção interrompida a partir de 1983. Somente em 1991 o projeto foi retomado, tornando-se operacional somente em 2001.

Ademais, desde 2011, com o acidente nuclear de Fukushima, no Japão, aumentaram as pressões contrárias à expansão do parque de geração nuclear de energia no mundo e no Brasil. Sendo assim, embora acredite-se que o programa nuclear brasileiro deva continuar em andamento em função dos interesses de segurança nacional, não deve-se esperar que ele seja a base de expansão da termoeletricidade no Brasil, pelo menos no curto e médio prazo.

Figura 36 – Reservas de Urânio no Brasil



Fonte: EPE 2012b

Condições de Oferta de Gás Natural no Brasil

A partir da década de 1990, o Estado brasileiro buscou, através da Petrobrás, criar condições para o desenvolvimento da indústria de gás natural no país. Nesse contexto, diversos projetos estruturantes começaram a ser desenvolvidos onde se destaca a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Com a entrada em operação do GASBOL, criaram-se condições para a expansão do mercado de gás natural no país, principalmente na Região Sul. Elaborado inicialmente para atender a expansão do mercado industrial, o GASBOL permitiu o rápido crescimento do mercado de geração termelétrica a partir das condições de excesso de oferta de gás natural importado da Bolívia e dos fatores conjunturais do setor elétrico nacional, que se verificaram a partir de 2001 (ALMEIDA e COLOMER, 2013).

Contudo, apesar do rápido crescimento do mercado de gás natural durante a década de 2000, a expansão da indústria gasífera brasileira enfrenta atualmente três grandes obstáculos. Primeiramente, o reduzido número de produtores e a política de preço praticada elevam demasiadamente o custo de aquisição do gás natural reduzindo sua competitividade em relação aos demais energéticos. O segundo problema a ser enfrentado é a superação de gargalos locais na infraestrutura de transporte e processamento. Por fim, o terceiro entrave diz respeito ao perfil de

despacho das usinas termelétricas que dificulta o gerenciamento do suprimento para todos os segmentos de consumo.

As barreiras acima mencionadas tornam-se ainda mais preocupantes quando se analisa o potencial de produção advindo dos campos situados no cluster do pré-sal e as perspectivas de aumento da produção de gás natural em terra (convencional e não-convencional). Nesse sentido, parece razoável afirmar que a indústria de gás natural no início da década de 2010 encontra-se em uma encruzilhada. Qual o papel do gás natural no setor termoelétrico brasileiro e, mais importante, qual o papel do gás dentro da política energética brasileira parecem ser as duas principais questões a serem respondida. Será visto mais à frente que as melhores perspectivas para suprimento de gás a baixo custo para geração termoelétrica parecem hoje estar no desenvolvimento de campos de gás em terra, aproveitando a rede elétrica para escoar a energia. As demais alternativas, isto é, importação e produção off-shore, não parecem hoje boas candidatas a uma expansão rápida da oferta de gás para geração termoelétrica a baixos custos. Antes, porém, será feito um pequeno histórico da oferta de gás no Brasil.

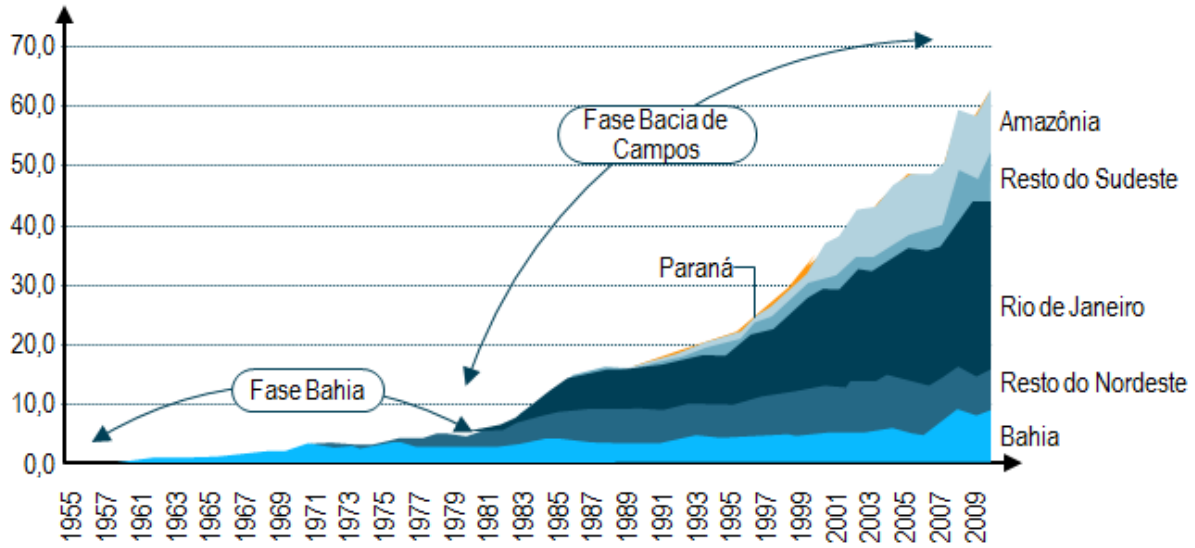
Condições Atuais de Oferta de Gás Natural

A produção de gás natural no Brasil tem início em 1954 na Bahia sendo seu consumo localizado na região do Recôncavo Baiano. Até a década de 80, a produção concentrou-se basicamente na Região Nordeste, com destaque para os estados da Bahia, Alagoas, Sergipe e Rio Grande do Norte. A partir da década de 80, há uma mudança do eixo de produção do Nordeste para a Região Sudeste, mais precisamente para o estado do Rio de Janeiro.

O aumento da importância da produção fluminense está associado à expansão da produção na região da bacia de Campos e à política de incremento do aproveitamento de gás natural. De fato, do início da década de 70 até a década de 80 não havia uso comercial para o gás natural extraído dos poços da bacia de Campos. Esse gás era em sua totalidade reinjetado, queimado ou consumido na própria unidade produtora. A explicação para o não aproveitamento do gás fluminense é pelos elevados custos de construção da infraestrutura de escoamento.

As figuras abaixo mostram a evolução da produção e do grau de aproveitamento do gás de origem nacional.

Figura 37 - Brasil: Produção de Gás Natural, 1955-2010



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

O reduzido grau de aproveitamento do gás natural verificado na década de 70 explica-se pela mudança no perfil dos reservatórios brasileiro. Nas primeiras fases de produção (19541-1970) nossos reservatórios eram predominantemente de gás não associado localizado em terra. A partir das descobertas em Campos, o perfil predominante de nossas reservas passou a ser de gás associado localizado em mar. As figuras abaixo mostram o perfil da produção de gás natural no Brasil.

Figura 38 - Brasil: Perfil da Produção de Gás Natural, 2012

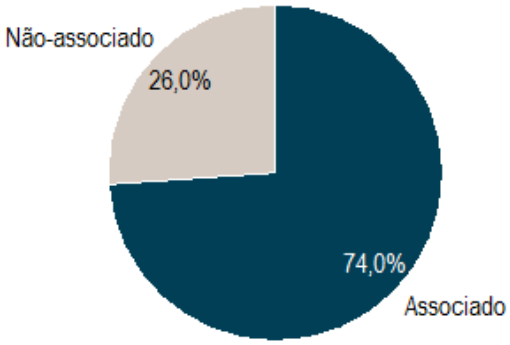
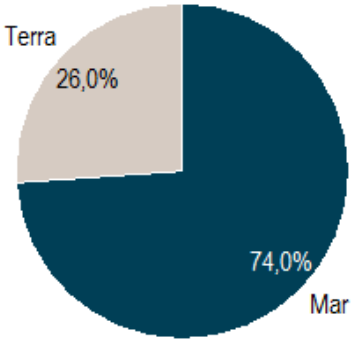


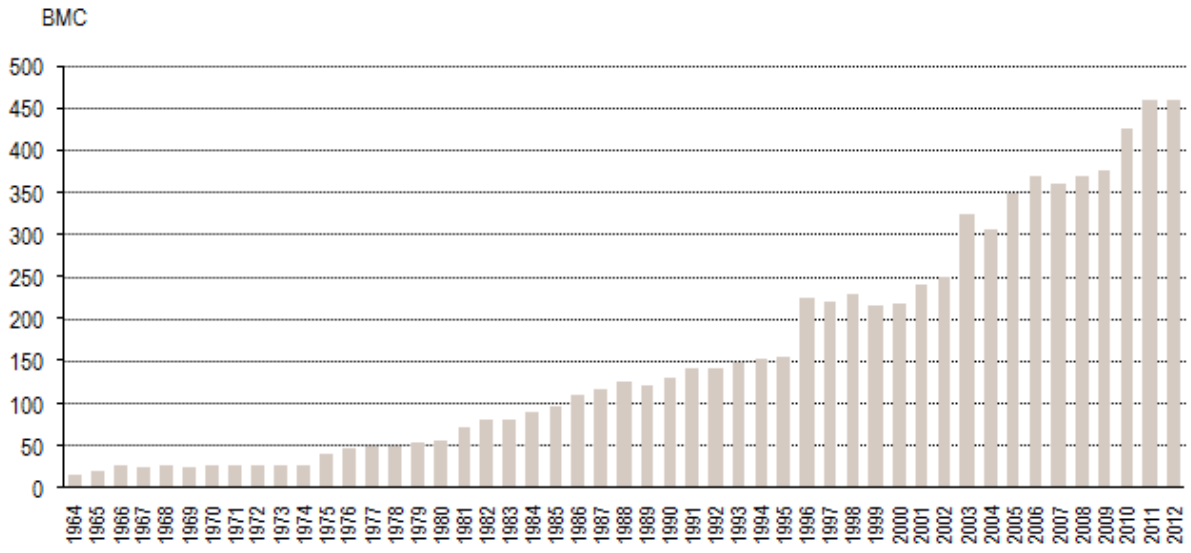
Figura 39 - Brasil: Perfil da Produção de Gás Natural, 2012



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A partir das descobertas realizadas na Bacia de Campos, houve um grande incremento nas reservas de gás natural no Brasil. Nesse sentido, as reservas provadas brasileiras passaram de 16,5 Bilhões de m^3, em 1964, para 52,5 Bilhões m^3 em 1980. Em 2012, as reservas provadas totalizaram 459 bilhões de m^3 refletindo o grande esforço exploratório realizado pela Petrobras nas últimas décadas. A figura abaixo mostra a evolução das reservas brasileiras de gás natural.

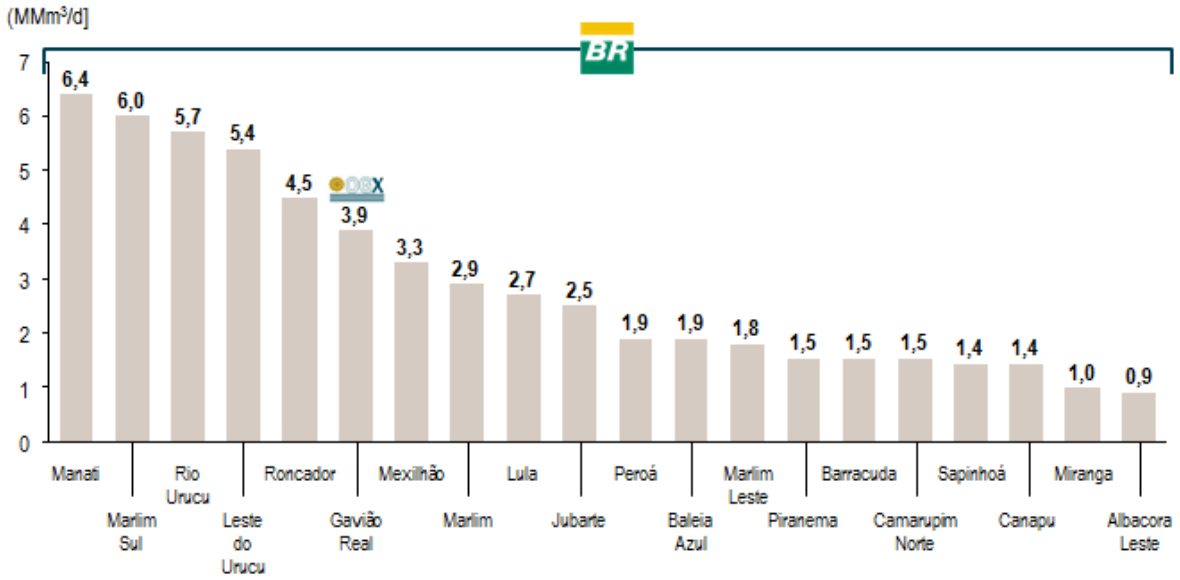
Figura 40 - Brasil: Evolução das Reservas de Gás Natural, 1964-2012



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Entre os campos com maiores produções de gás natural destacam-se Rio Urucu, com 6 MMm3/d, Leste do Urucu, com 5,4 MMm3/d e Roncador, com 4,9 MMm3/d. A figura abaixo mostra os principais campos produtores de gás natural no Brasil.

Figura 41 – 20 Maiores Campos Produtores de Gás Natural (maio de 2013)

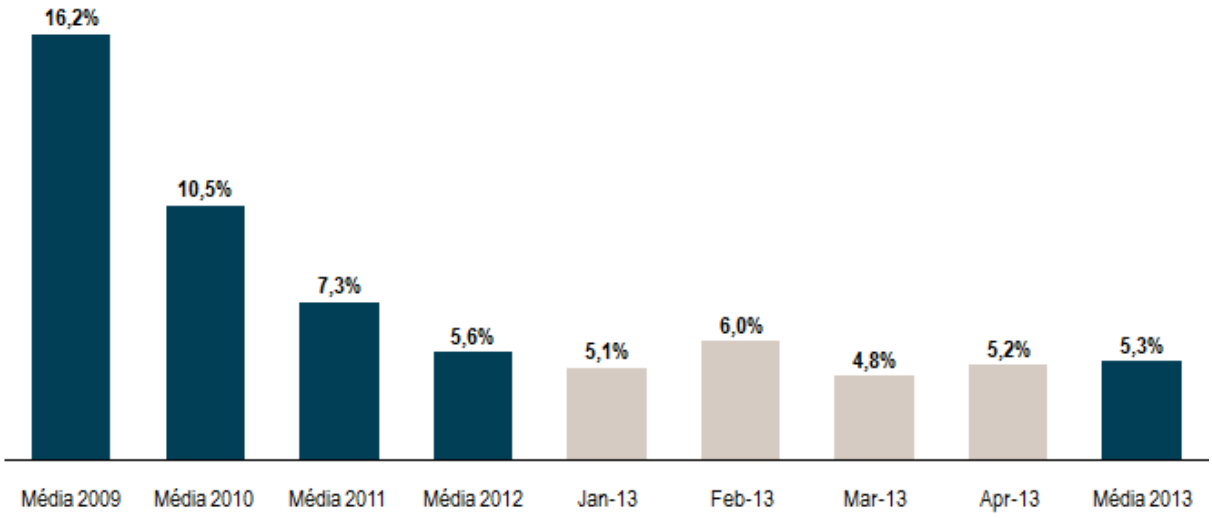


Fonte: ANP, 2013

É importante salientar que alguns campos com elevados reservatórios de gás natural apresentam reduzida produção em função da ausência de infraestrutura de escoamento. Isso explica o elevado diferencial entre a produção nacional e a oferta de gás no mercado interno. Nesse sentido, dos 70,6 MMm^3/d produzidos em 2012, apenas 39,73 MMm^3/d foram destinados ao mercado interno. Do restante, 9,6 MMm3/d foram reinjetados, 3,9 MMm^3/d foram queimados e 17,2 MMm^3/d foram consumidos na própria atividade de produção.

Apesar do elevado volume de gás queimado, os últimos anos presenciaram uma redução significativa do percentual de queima. Esse esforço faz parte da política da Petrobras de queima zero. Vale lembrar que existe um percentual da produção de gás natural que não pode ser evitada de ser queimada em razão de características técnicas de segurança.

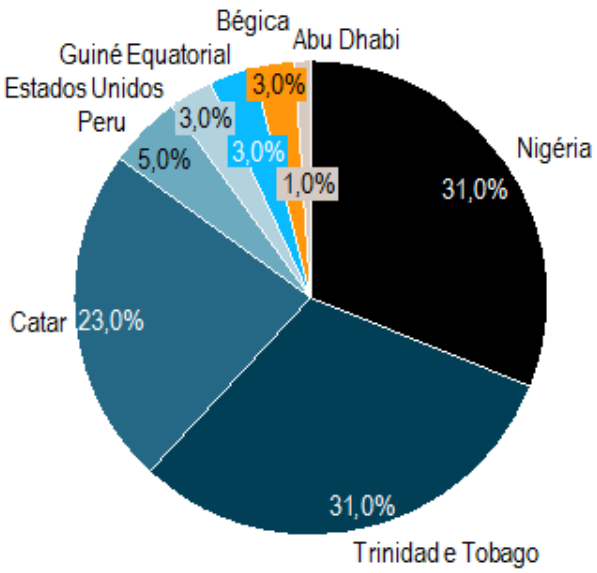
Figura 42 – Brasil: Queima de Gás Natural



Fonte: MME, 2013

Além dos 39 MMm^3/d provenientes da produção nacional, a oferta interna de gás natural em 2012 foi composta por mais cerca de 36 MMm^3/d de gás natural importado. Desse total, cerca de 27 MMm^3/d foram provenientes da Bolívia, sendo transportado pelo GASBOL. Os 9 MMm^3/d restantes originaram-se das importações de GNL tendo como principais países exportadores para o Brasil Trinidad e Tobago, Nigéria e Catar. A Figura abaixo mostra os principais exportadores de GNL para o Brasil em 2010.

Figura 43 – Brasil: Exportadores de GNL, 2010



Fonte: Elaboração propria com base nos dados da ANP , 2011

As exportações de gás natural da Bolívia tiveram início em junho de 1999 passando de 1,6 para 24 MMm³/dia em 2005 e para 27 MMm^3/d em 2010. Por sua vez, as importações da Argentina, que chegaram a atingir 2 MMm³/d no fim de 2001, reduziram-se para cerca de 1 MMm³/d em 2004. Desde 2008, contudo, não têm ocorrido mais importações da Argentina em função do racionamento verificado nesse país[9].

O início das importações de GNL está associado à crise política boliviana iniciada em 2004. Até aquele momento, a questão sobre o risco de abastecimento de gás natural para o mercado brasileiro era pouco discutida. Contudo, com as incertezas associadas à capacidade da estatal boliviana em expandir a produção de gás natural

[9] Em Fevereiro e Março de 2013, a Sulgas importou através da Argentina o equivalente a 1 MMm^3/d proveniente de uma carga de GNL regaseificada na Argentina e entregue pelo TSB a termoelétrica de Uruguaiana.

paralelamente ao aumento do preço do gás boliviano, buscaram-se alternativas de abastecimento, principalmente para o segmento de geração térmica.

Nesse contexto, até 2013, havia dois terminais de regaseificação operando no Brasil. O terminal da Baía de Guanabara foi projetado para regaseificar 20 MMm^3/d embora até 2013 sua capacidade de processamento fosse de 14 MMm^3/d. O terminal de Pecém, localizado no Ceará, foi projetado para processar 7 MMm^3/d sendo que até 2013 sua capacidade de regaseificação efetiva era de 4 MMm^3/d. Um terceiro projeto de GNL vem sendo desenvolvido em Salvador. Conhecido como Terminal de Regaseificação da Bahia, o TRBA deve entrar em operação no final de 2013 tendo uma capacidade de processamento de 14 MMm^3/d.

Infraestrutura de Transporte

Pode-se dividir a atual infraestrutura de transporte de gás natural brasileira em duas malhas. A primeira é responsável pelo escoamento do gás nacional e totaliza 6.579 km. A segunda, por sua vez, é responsável pelo transporte do gás importado e totaliza 2.910,2 km. As duas malhas conjuntamente somam 9.244 km de rede (MME, 2013).

Os gasodutos e instalações que transportam gás de origem nacional são operados pela TRANSPETRO, Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN), Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste (Consórcio Malhas), além da Transportadora GASENE S.A.. A malha de gasodutos que transporta o gás natural importado é formada pelo Gasoduto Bolívia–Brasil (operado pela TBG), pelo Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (operado pela TSB) e pelo Gasoduto Lateral Cuiabá (operado pela Gasocidente) (ANP [2010]).

A evolução da rede de transporte de gás natural no Brasil está associada à evolução da produção do energético no país. Como se mostrou anteriormente, o consumo e a produção de gás natural concentraram-se na região do Recôncavo Baiano. Em 1954, os 174 mil metros cúbicos de gás natural produzidos na Bahia eram consumidos integralmente pelas indústrias da região.

A partir de 1964, inicia-se a produção de gás natural em Sergipe. Em 1966, é a vez do estado de Alagoas entrar na produção de gás. Como no caso da Bahia, a maior parte da produção desses estados esteve voltada ao abastecimento das indústrias químicas e petroquímicas da Região Nordeste, principalmente das localizadas no polo de Camaçari (Bahia). Nesse sentido, de 1956 a 1969, apenas 181 quilômetros de gasodutos haviam sido construídos no país, sendo esse total referente a gasodutos de transferência[10] (CECCHI, 2001).

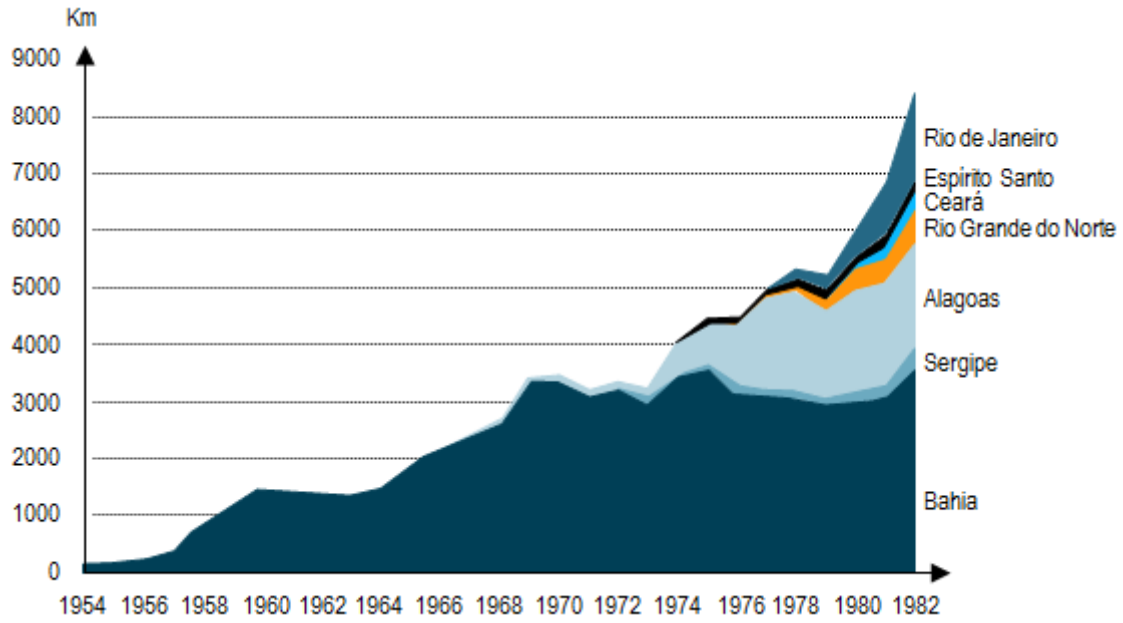
Com o aumento da produção de gás natural no estado do Sergipe[11], ocorreu, em 1974, a construção do primeiro gasoduto interestadual de transporte de gás natural no Brasil – GASEB. O investimento consistiu na construção de 230 quilômetros de dutos ligando a região produtora de Sergipe ao polo petroquímico de Camaçari.

Em 1974, quando o GASEB entrou em operação, a produção sergipana era de 33 mil m^3/dia. Dois anos depois, em 1976, a produção do estado havia passado para 195 mil m^3/dia. Em 1978, o GASEB foi estendido até o campo alagoano de Furado enquanto a produção de gás natural no país atingia 4 milhões de m^3/dia (CECCHI, 2001). A figura abaixo mostra a evolução da malha de gasodutos (transporte e transferência) até 1982.

[10] Gasodutos de Transferência: movimentação de gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades (Lei n° 9.478, de 06/08/1997)

[11] A produção do estado do Sergipe passou de mil metros cúbicos por dia em 1956 para 33 mil metros cúbicos por dia em 1974.

Figura 44 – Brasil: Evolução dos Gasodutos de Transporte e Transferência até 1982



Fonte: Elaboração Própria

As descobertas das reservas da Bacia de Campos, na década de 70, alteraram a dinâmica da indústria de gás natural brasileira deslocando a oferta da região Nordeste para a região Sudeste do país. Contudo, como foi mostrado anteriormente, é somente na década de 80 que o gás natural produzido nos campos da região de Campos chega ao mercado. Nesse contexto de racionalização do uso de gás natural, em 1982 é construído um gasoduto de escoamento interligando os campos de Garoupa e Enchova até a região de Cabiúnas, onde um segundo gasoduto leva o gás natural à refinaria Duque de Caxias (Reduc). A utilização do gás natural na Reduc (500 mil m^3/dia) permitiu uma economia de US$ 27 milhões em óleo combustível (CECCHI, 2001).

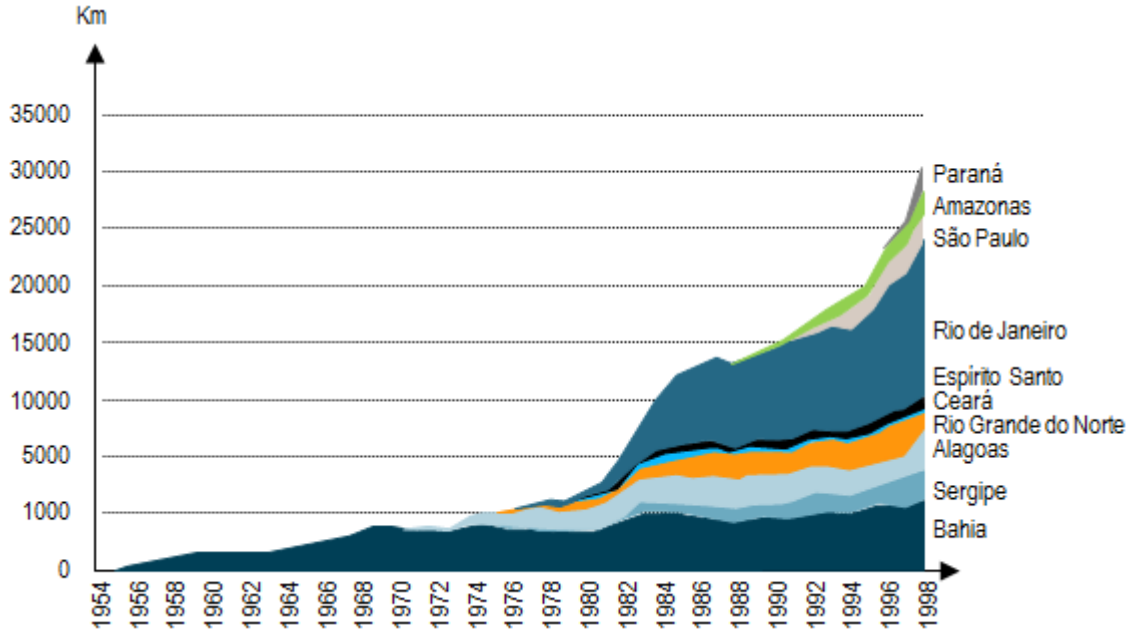
Com o crescimento da produção de gás associado na Bacia de Campos e o crescimento da demanda das distribuidoras estaduais, houve, durante a década de 1980, uma rápida expansão dos investimentos em gasodutos interestaduais de transporte. Assim, a malha de transporte de gás natural passou de 282 quilômetros em 1980 para 1.542 quilômetros em 1990, o que representou um aumento de quase 450%. Se somarmos os investimentos em gasodutos de transferências, o total da

malha de transporte de gás natural no Brasil passou de 884 quilômetros em 1980 para 2.840 quilômetros em 1990.

Durante a década de 90 (até 1998), reduziu-se o ritmo dos investimentos em novos gasodutos. Contudo, os poucos investimento ocorridos no período mostraram-se importantes em razão de suas localizações. Em 1992, entrou em operação o gasoduto ligando o campo offshore de Merluza à Baixada Santista e, em 1996, entrou em operação o gasoduto ligando o Rio de Janeiro a Minas Gerais. Verifica-se nesse período uma concentração dos investimentos na malha de transporte da região Sudeste enquanto que na região Nordeste não houve acréscimo significante na infraestrutura de transporte de gás natural.

A primeira metade da década de 1990 foi marcada pela discussão sobre o fornecimento de gás natural para o Brasil. Nesse período, a Argentina apresentava um superávit na produção de gás natural enquanto a Bolívia procurava um novo mercado, diferente do argentino, para seu gás. Nesse sentido, a questão era se o Brasil iria ser abastecido pela Argentina (gasoduto Paraná - Porto Alegre) ou pela Bolívia (GASBOL). O reduzido preço do gás boliviano e os interesses do governo brasileiro e do Banco Mundial no desenvolvimento econômico da região levaram a escolha do GASBOL.

Figura 45 - Brasil: Evolução dos Gasodutos de Transporte e Transferência até 1998



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

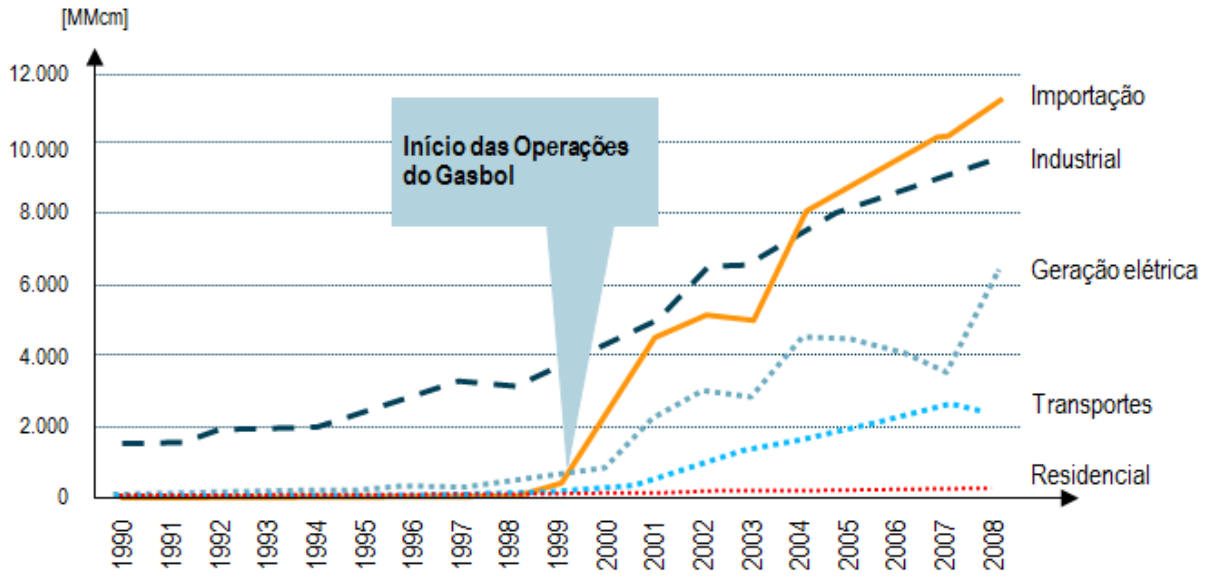
Assim, em 1999 entrou em operação o Gasbol. O investimento total da obra foi de US$ 2 bilhões e consistiu na construção de 3.150 quilômetros de dutos, sendo 2.593 km em território brasileiro e 557 em território boliviano. A construção do GASBOL contou com financiamento do Banco Mundial, do Banco Inter Americano de Desenvolvimento, do BNDES, da Petrobras entre outros.

De forma a estimular novos investimentos em E&P no lado boliviano, a Petrobras firmou um contrato de longo prazo com a YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) para a venda de até 30 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia com cláusulas de *take-or-pay* para 70% deste volume. Contudo, em 1999, apenas 30% (9 milhões de metros cúbicos diários) do volume contratado de gás natural da Bolívia eram efetivamente transportados pelo GASBOL. Nesse sentido, a partir do final da década de 90, a abertura de novos mercados para o gás natural contratado da Bolívia representou um novo desafio para o governo brasileiro e para a Petrobras.

Para o Brasil, a construção do Gasbol representou uma mudança na estratégia de diversificação de sua matriz energética em direção à expansão do uso do gás natural. Até 1999, a participação do gás natural no consumo final de energia era de 3,3% (BEN [2010]), concentrando-se principalmente no setor industrial. Com o início das operações do GASBOL, mudou-se não só a participação do gás na matriz energética, que representou em 2010 10,3% do consumo final de energia (MME [2010]), como também a estrutura de consumo.

A figura 48 mostra que a partir de 1999 há um crescimento do consumo de gás natural pelos setores de geração elétrica e pelo setor de transporte. Assim, embora o setor industrial ainda responda pela maior parte do consumo de gás natural, houve uma diversificação da estrutura de consumo de gás natural no Brasil. Dessa forma, pode-se dizer que a segurança na oferta de gás trazida pelo acesso às reservas bolivianas estimulou novos investimentos na indústria de gás natural.

Figura 46 - Brasil: Importação e Consumo de Gás Natural por Setor (MMcm)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME, 2010

Nesse contexto, em 2001, foram concluídas as obras do gasoduto Lateral Cuiabá, financiado em grande parte pela Enron. Com 217 quilômetros de extensão no lado brasileiro e com uma capacidade de transporte de 2,8 milhões de metros cúbicos por dia, o gasoduto é emblemático, sendo o primeiro projeto de dutos de transporte de

gás natural a ser concluído dentro do novo modelo de parceria proposto pelo governo ao capital privado (CECCHI, 2001). O gasoduto Lateral Cuiabá[12] alterou drasticamente a estrutura de consumo do estado do Mato Grosso. Servindo as usinas termelétricas de Cuiabá I e Cuiabá II, o gasoduto foi responsável pela transformação da matriz energética mato-grossense.

Em 2000, no esforço de reduzir o risco hidráulico do sistema nacional integrado (SNI), que se sucedeu à crise do setor elétrico de 2001, e de forma a melhor aproveitar o gás já contratado da Bolívia foi desenvolvido o Programa Prioritário das Térmicas (PPT). No contexto do programa, além do fornecimento do gás natural a preços inferiores ao do mercado, a Petrobras ficou obrigada a garantir o suprimento de gás para as usinas termelétricas inseridas no PPT por um prazo de 20 anos. Nesse sentido, foi desenvolvido por iniciativa da própria Petrobras o projeto Malhas.

Com o objetivo[13] de expandir a oferta de gás natural para as termelétricas das regiões Sudeste e Nordeste inseridas no PPT, o projeto consistiu em uma modelagem de negócio, proposta pela própria Petrobras, voltada para a expansão do sistema de transporte de gás natural das regiões Sudeste e Nordeste. Os investimentos na ampliação da malha Sudeste concentraram-se na construção do Gasoduto Campinas (SP) – Japeri (RJ), com 448 km de extensão e uma capacidade diária de transporte de 8,7 milhões de metros cúbicos de gás natural. O início da construção, previsto para 2003, ocorreu somente em setembro de 2004, após a liberação do licenciamento ambiental pelo IBAMA, sendo concluída em agosto de

[12] A quebra de contrato da YPFB fez com que, desde 2009, se interrompesse a importação de gás natural pelo gasoduto Lateral Cuiabá. Em 2010, apenas a Petrobras importou gás natural no Brasil através do Gasbol.

[13] Atualmente o principal objetivo do Projeto Malhas é garantir o suprimento da demanda do setor industrial, além de estimular a massificação do uso do gás natural, com o aproveitamento do combustível em projetos de co-geração e geração distribuída, para processos de aquecimento e refrigeração, nos segmentos residencial e comercial.

2007. O investimento custou para o consórcio liderado pela TNS[14] (Transportadora do Nordeste e Sudeste S.A.) cerca de R$ 900 milhões.

A ampliação da Malha Nordeste consistiu na implantação de sete gasodutos e ramais, totalizando 962 km de extensão, na construção de oito *city gates* e na instalação de duas estações de compressão na Bahia, nos municípios de Candeias e Catu. O projeto teve por objetivo atender à demanda de gás natural já contratada naquela região.

Em 2007, no âmbito do programa do governo federal de aceleração do crescimento (PAC), a Petrobras antecipou os projetos de construção dos gasodutos Urucu – Coari – Manaus e Sudeste – Nordeste (GASENE). O gasoduto que abastece as térmicas de Manaus com o gás da região de Urucu tem uma extensão de 662 km e foi inaugurado em novembro de 2009. O projeto orçado inicialmente em R$ 1,3 bilhão custou para Petrobras quase quatro vezes mais, R$ 4,58 bilhões (Petrobras [2010]).

No caso do GASENE, inicialmente orçado em R$ 4,6 bilhões, a construção dos 1.387 km ligando as malhas Sudeste e Nordeste custou para a Petrobras cerca de R$ 7,2 bilhões. O gasoduto da integração Sudeste-Nordeste é o maior em extensão construído no Brasil nos últimos dez anos. Como uma capacidade potencial de transporte de 20 milhões de metros cúbicos por dia, o GASENE cumpre a função estratégica de integrar as malhas de transporte de gás natural das regiões Sudeste e Nordeste.

Em 2006, a Petrobras decidiu incorporar todas as suas transportadoras de gás em uma só companhia com o nome de Transportadora Associada de Gás (TAG). O objetivo da criação da TAG é absorver sete transportadoras nas quais a estatal tem participação acionária relevante, controle acionário ou 100% das ações, assim como

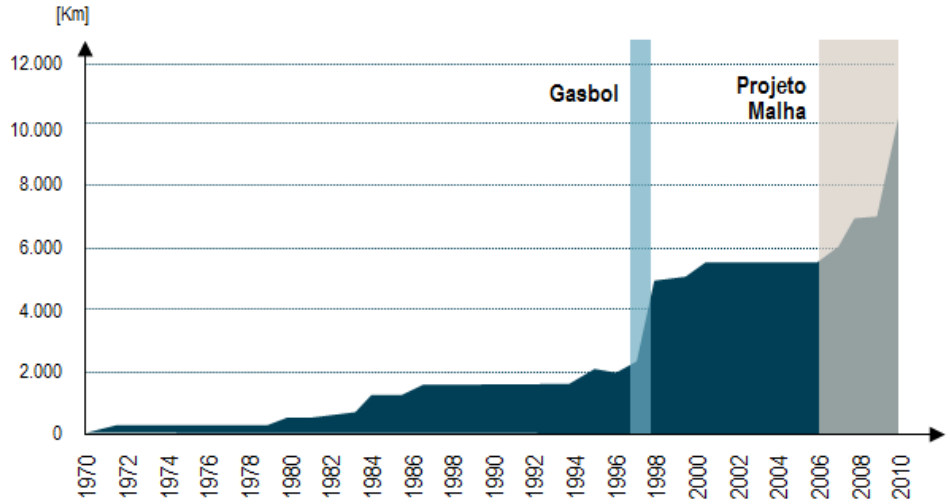
[14] Subsidiária da Gaspetro

os novos projetos. A incorporação[15] das empresas transportadoras tem sido feita de forma gradual em função da complexidade, principalmente, nas situações onde a Petrobras não é o único acionista e o centro de operação é independente da Transpetro, como é o caso da TBG.

Entre 2009 e 2011, uma série de novos investimentos em gasodutos foi executada pela Petrobras: gasoduto Paulínia-Jacutinga (93 km), GASDUC III (178 km), gasoduto Cacimbas-Catu (946 km), GASBEL II (266 km), Pilar-Ipojuca (181 km), Caraguatatuba-Taubaté (96 km), entre outros.

A análise da evolução dos investimentos na rede de gasodutos brasileira mostra que mesmo após a abertura da indústria de gás natural trazida pela lei 9.478 a expansão da malha de transporte de gás natural continua dependente dos investimentos da Petrobras condicionados aos programas de desenvolvimento do governo Federal, como podemos ver na figura 34.

Figura 47 – Brasil: Evolução da Malha de Transporte de Gás Natural até 2010



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2012 e Petrobras 2011.

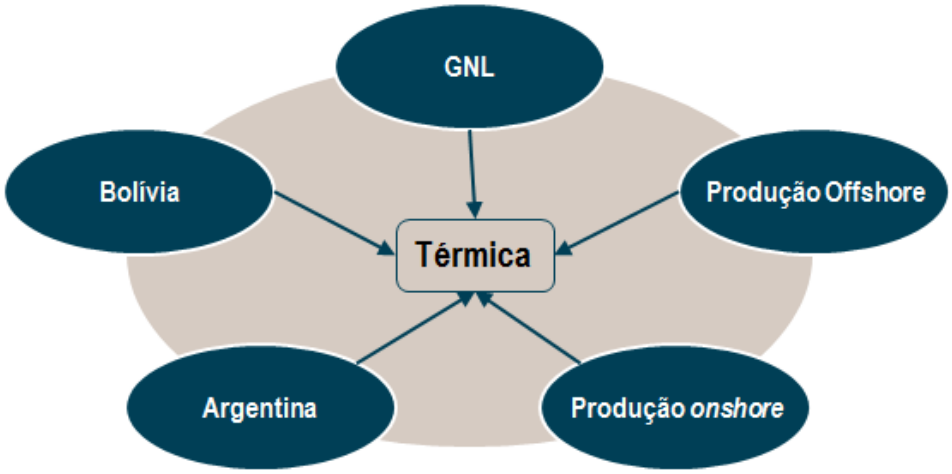
[15] Até março de 2010 apenas a transportadora Capixaba de Gás S.A. (TCG) e a Transportadora Nordeste Sudeste S.A. (TNS) haviam sido incorporadas pela TAG.

Perspectivas de Suprimento de Gás Natural para o Setor Elétrico

A análise das condições de oferta de gás natural no Brasil mostra que atualmente o suprimento doméstico depende tanto dos níveis de produção nacional quanto das importações de gás natural boliviano e de GNL. No primeiro trimestre de 2013, cerca de 50% da oferta doméstica de gás natural dependeram das importações o que coloca uma importante questão: é possível expandir o parque de geração termoelétrica a gás natural com base nesse perfil de suprimento?

Nesse contexto, faz-se necessário analisar as perspectivas futuras das diferentes fontes de suprimento de gás natural para o Brasil em termos de preço e segurança de fornecimento. A figura abaixo mostra as cinco potenciais fontes de fornecimento de gás natural para o setor termoelétrico brasileiro.

Figura 48 – Potenciais Fontes de Suprimento de Gás Natural para o Brasil



Fonte: COLOMER, 2013

Oferta de Gás Argentina

A privatização e liberalização da indústria Argentina de gás no início da década de 1990 atraiu muitos investimentos para o setor de *upstream*, resultando em um aumento importante da produção de gás na Argentina. Nesse contexto, a Argentina optou por não renovar seu contrato com a Bolívia de forma que as importações argentinas foram interrompidas em 1999, quando o GASBOL foi inaugurado.

Em 2001, a crise econômica na Argentina descortinou um novo cenário para indústria de gás naquele país. Uma das consequências desta crise econômica foi a revisão do processo de abertura do mercado de gás. Sendo assim, a partir de 2001, o preço do gás foi congelado em patamares extremamente baixos enquanto os preços do petróleo e do gás disparavam no mercado internacional.

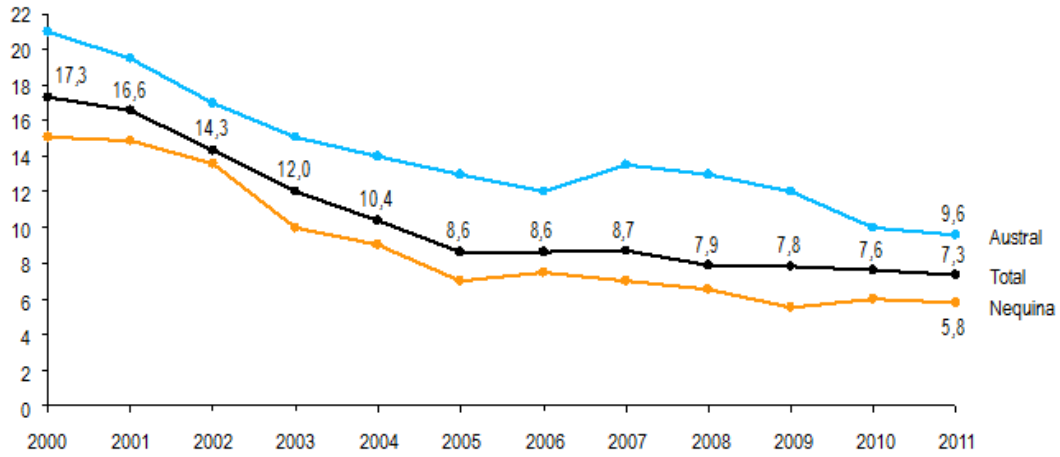
A Argentina insistiu durante toda a década em uma política de congelamento dos preços domésticos em níveis que ficaram abaixo de 1 dólar por MBtu para o produtor. Esta política de congelamento começou a ser flexibilizada a partir de 2005, mas os preços do gás na Argentina permanecem até hoje muito mais baixos dos praticado nos principais mercados internacionais, inclusive no Brasil.

A principal consequência deste processo de congelamento de preços foi a redução drástica dos investimentos na exploração. Esta redução dos investimentos fez com que as reservas argentinas entrassem em uma trajetória descendente a partir de 2001. Desta forma, observou-se uma acentuada queda na taxa de reservas/produção.

No período 2001 – 2008, a produção aumentou em 12% enquanto as reservas sofreram um decréscimo de 48%. Isso levou a relação R/P de gás para apenas 8 anos – uma situação crítica, dada a matriz energética argentina (o gás representa 50% da matriz). Tendo em vista este contexto de restrição de oferta de gás, o governo Argentino negociou com a Bolívia para retomar suas importações. Estas importações foram retomadas em 2004, através de um convênio temporário de comércio de gás com contratos para importação de cerca 4 Mm^3/dia por 6 meses. Em novembro de 2004, os governos Argentino e Boliviano acertaram um novo acordo para importações de cerca de 6,5 Mm^3/dia até dezembro de 2005.

Em 2006, a Argentina e a Bolívia entraram em um entendimento sobre um novo contrato de longo prazo até 2026. Este novo contrato foi matéria de um acordo binacional de integração, que inclui a construção de um novo gasoduto de transporte de gás da Bolívia para a Argentina. Trata-se do Gasoduto do Noroeste Argentino (projeto GNEA), que abasteceria algumas províncias do norte da Argentina que fazem fronteira com o Brasil e que atualmente não têm infraestrutura de gás natural.

Figura 49 – Argentina: Relação Reserva e Produção



Fonte: BRANDT, 2013

O caráter estratégico do gás natural para a Argentina leva a crer que, em longo prazo, o governo Argentino poderá viabilizar economicamente o aproveitamento do potencial de produção de gás no país. Ou seja, as atuais políticas restritivas tendem a ser revistas, caso fique claro que existe possibilidade de aumentar as reservas e a produção doméstica.

Vale ressaltar que até recentemente uma parcela importante dos analistas argentinos argumentavam que mesmo que o país mude sua política de preços, as reservas de gás da Argentina não subiriam significativamente, considerando o estágio atual de maturidade das principais províncias gasíferas do país. Contudo, deve-se destacar que o cenário geológico para o gás natural argentino mudou radicalmente nos últimos dois anos. Isto ocorreu em função da constatação de que a Argentina é um dos países com maior potencial de produção de gás não convencional no mundo, em particular de *shale gas*.

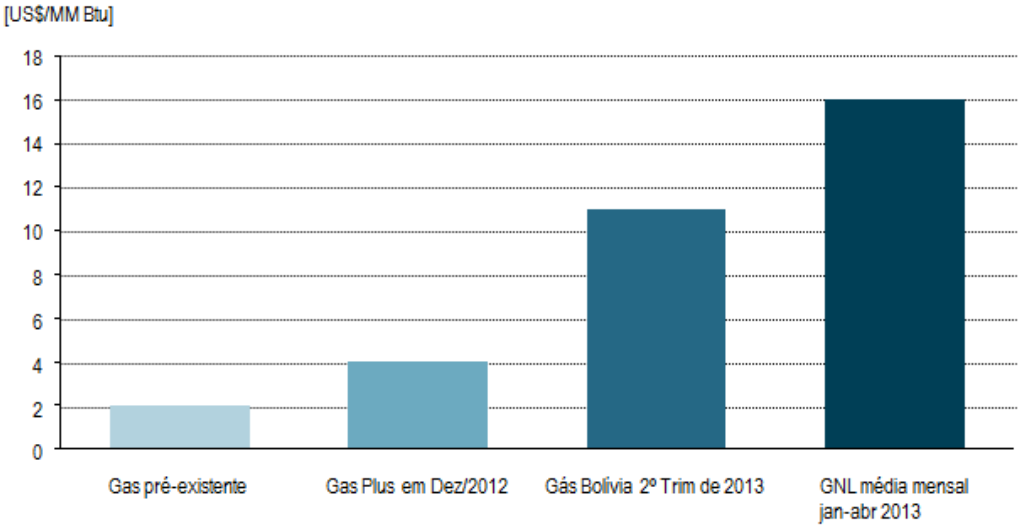
O Departamento de Energia dos Estados Unidos (2013) coloca a Argentina como um dos países com maior potencial para seguir a trajetória americana de produção de gás não convencional. Primeiramente, o estudo apontou um volume de reservas recuperáveis de gás de xisto que equivalem a 55 vezes o volume das reservas provadas da Argentina em 2010. O estudo estima que exista na Argentina cerca de 21,9 trilhões de m^3 de gás não convencional.

Em segundo lugar, as reservas não convencionais argentinas estão localizadas em bacias que atualmente já são produtoras de gás e que já possuem infraestrutura de tratamento, escoamento e transporte de gás natural. Este é o caso da bacia de Neuquén, onde se localiza atualmente os maiores campos de gás convencionais.

Em relação ao preço doméstico, vale ressaltar que o governo criou o programa “Gas Plus” em 2006. Este programa prevê a remuneração do gás produzido em novos campos com preços muito acima daqueles praticados em campos antigos. A Secretaria da Energia Argentina já aprovou cerca de 40 projetos no programa Gas Plus. Os preços pagos aos produtores nestes projetos, negociados caso a caso, situaram-se entre US$4 e US$5 por MBtu. Portanto, o “gás novo” na Argentina já está sendo remunerado ao nível do Henry Hub, que se encontra em torno de US$4 atualmente.

Contudo, segundo BRANDT (2013) mesmo com a tentativa do governo argentino em realinhar os preços domésticos com os preços internacionais o enfoque de curto prazo e a orientação da política energética voltada para o mercado interno; a existência de um desequilíbrio estrutural entre a oferta e a demanda; a defasagem remanescente entre os preços internos e os preços internacionais; e os problemas macroeconômicos do país impedem que a potencial expansão da produção de gás não convencional na argentina equilibre no curto e médio prazo a demanda e a oferta de gás natural de forma que até 2025 a argentina irá continuar dependente da importação de gás natural tanto da Bolívia quanto de GNL.

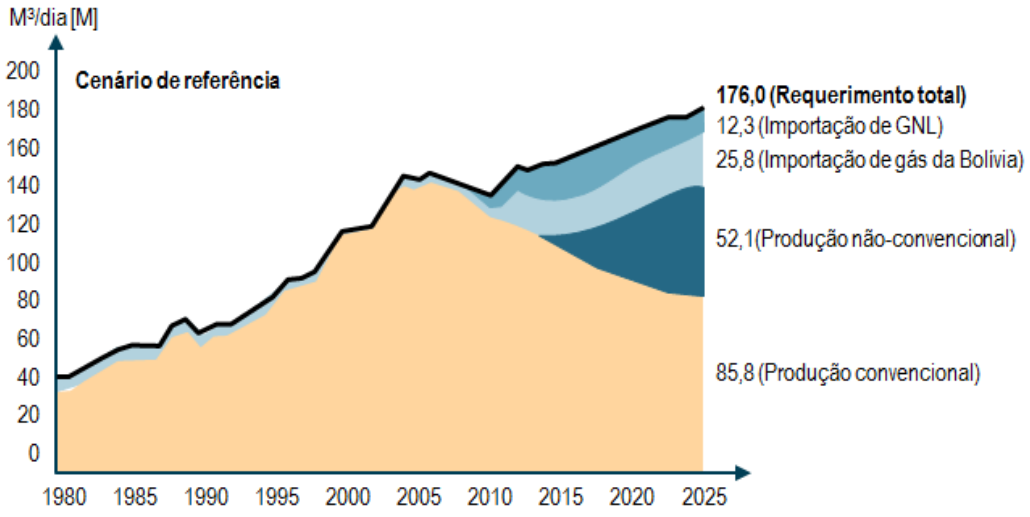
Figura 50 – Preço do Gás Natural



Fonte: BRANDT, 2013

A figura abaixo mostra as projeções feitas por BRANDT (2013) sobre o mercado de gás natural na Argentina. Como se pode perceber, o aumento da produção não-convencional é mais do que compensada pela redução da produção convencional o que, dado o crescimento da demanda, exige um aumento das importações de gás natural.

Figura 51 – Argentina: Projeção da Demanda da Oferta de Gás Natural



Fonte: BRANDT, 2013

Oferta de Gás Boliviana

A nacionalização da indústria de gás e petróleo em 2004 gerou grandes incertezas para as empresas de petróleo e gás na Bolívia. Apesar das empresas terem buscado negociar com os agentes políticos daquele país na tentativa de viabilizar um processo de nacionalização que mantivesse a atratividade para os investimentos privados, o processo político boliviano acabou desembocando no pior cenário possível para as empresas.

Em maio de 2005 foi promulgada uma nova Lei de Hidrocarbonetos, criando um imposto adicional aos *royalties* no valor de 32% da receita dos campos[16]. Ademais, a lei impôs a renegociação de todos os contratos de concessão em vigor, tendo o Estado Boliviano, via a empresa estatal YPFB, retomado a propriedade dos recursos. As empresas internacionais, por sua vez, se tornaram meras prestadoras de serviços para a YPFB.

Em primeiro de maio de 2006, foi emitido o Decreto Supremo n°28.701 pelo Presidente Evo Morales, pelo qual foram revertidas as privatizações ocorridas nos anos 1990 no setor de Hidrocarbonetos. Da mesma forma, foram vendidas ao governo 50 por cento mais um das ações das empresas do downstream. O governo, ainda, ampliou de 50% para 82% os impostos sobre os grandes campos de gás natural.

A total revisão do arcabouço institucional do setor de gás natural na Bolívia, bem como a instabilidade política que se instalou no país, teve as seguintes implicações: i) criação de um ambiente instável e hostil para a viabilidade econômica dos investimentos no setor de gás natural; e ii) surgimento de incertezas quanto à capacidade da Bolívia de cumprir com seus compromissos relativos ao suprimento de gás para o Brasil e para a Argentina.

---

[16] Os *royalties* sobre a produção de petróleo e gás eram de 18% do valor da produção.

Entre 1996 e 2004 muitas empresas internacionais decidiram investir na área de exploração de gás na Bolívia com a perspectiva de exportação de gás para o Brasil. Nesse contexto, os investimentos em E&P saltaram de cerca de US$ 100 milhões em 1996 para cerca de US$ 600 milhões em 1998 viabilizando novas descobertas e permitindo um aumento considerável nas reservas provadas do país que saltaram de cerca de 140 bmc em 1996 para cerca de 850 bmc em 2001.

A partir de 2006, contudo, as mudanças no ambiente institucional da Bolívia reduziram drasticamente o ritmo de investimentos no país de forma que as reservas provadas caíram para 275 bmc em 2011. Este volume de reserva é suficiente para manter os níveis atuais de produção durante 23 anos. Embora pareça elevado, esta relação reserva produção mostra-se muito pouco confortável para fazer frente aos contratos do país com o Brasil e a Argentina diante do elevado crescimento da demanda interna.

Em abril de 2011, a descoberta de uma importante jazida de gás natural no campo de Aquío, localizado no bloco de Incahuasi entre os departamentos de Santa Cruz e Chuquisaca no sudeste da Bolívia trouxe um alívio e uma ponta de esperança para os agentes do setor. O governo boliviano estima que o campo de Aquío tenha uma reserva de até 85 bmc e um potencial de produção de até 18 Mm^3/dia no pico da produção. Com esta descoberta, a reserva de gás boliviana subiria para 359 bmc.

Atualmente dos cerca de 40 Mm^3/dia ofertados nacionalmente, aproximadamente 8 Mm^3 destinam-se ao atendimento do mercado doméstico, e os 32 Mm^3/dia restantes se destinam à exportação para o Brasil e para a Argentina. Nesse contexto, com base nas descobertas atuais o GEE (2012) estima 2 cenários possíveis de oferta de acordo como a possível evolução do ambiente político do país. No primeiro cenário (oferta restringida) as empresas minimizariam investimentos nos campos em produção e em desenvolvimento. Neste caso, o GEE prevê que a produção de gás boliviana atingiria um máximo de 55 Mm^3/dia em 2015 e começaria a decair.

O segundo cenário (oferta negociada) reflete a situação em que os recursos gasíferos existentes seriam desenvolvidos (inclusive Aquío) a partir de uma negociação com o governo para viabilizar estes investimentos. Nesse caso, a

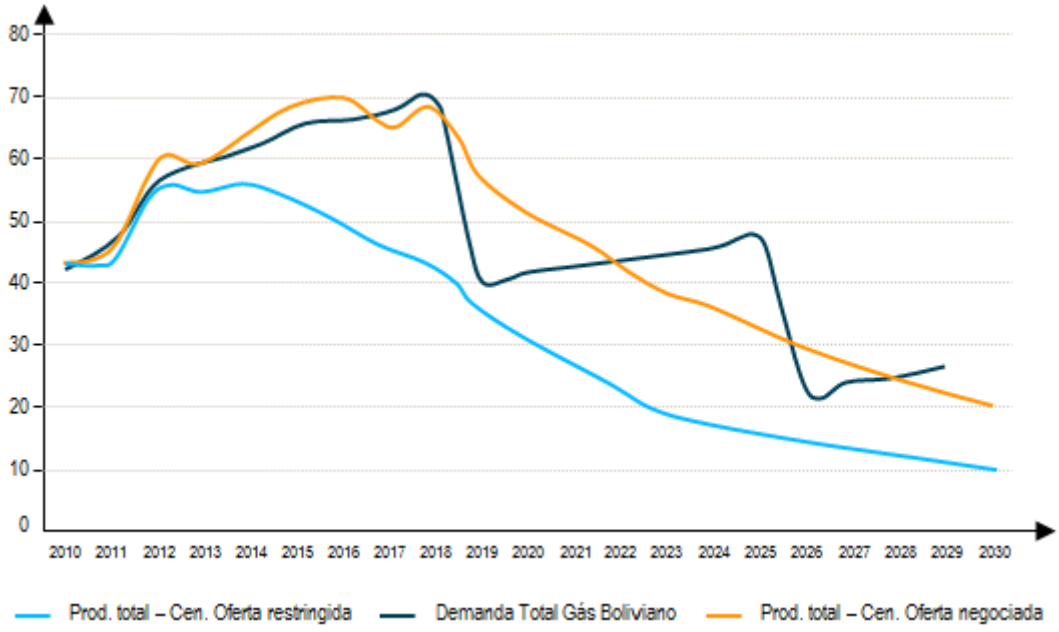
produção atingiria 70 Mm³/dia até 2016, quando começaria a decair. Isto significa que, para manter o nível das suas exportações de gás para além de 2019, quando encerra o contrato com o Brasil, a Bolívia deve necessariamente reativar o esforço exploratório.

Contrapondo estes dois cenários de oferta com os cenários de demanda brasileira, argentina e boliviana, o GEE mostrou que a soma da demanda de gás na Bolívia é muito superior às reservas provadas atualmente. Entretanto, esta diferença entre o valor das reservas provadas e a demanda total não revela completamente os problemas pontuais com relação à garantia de suprimento nos períodos de picos da demanda de gás. Ou seja, quando a Argentina estiver retirando o volume máximo do seu contrato.

O Gráfico 53 compara a demanda prevista com os dois cenários de oferta elaborados. Como se pode observar, no cenário de oferta restringida não será possível cumprir com os contratos de exportação de gás para o Brasil e Argentina. Neste cenário haveria gás apenas para o mercado doméstico e para o Brasil. Ainda assim, ocorreriam problemas pontuais para atender ao contrato brasileiro em 2017, mesmo sem entregar gás para a Argentina.

No cenário de oferta negociada seria possível atender à demanda dos contratos atuais. Ou seja, para garantir a oferta de gás, o governo boliviano precisa negociar com as empresas para viabilizar os investimentos nos campos atualmente em desenvolvimento (Marguerita e Itaú) e, principalmente, criar condições para o desenvolvimento dos campos da área de Incahuasi (Aquío e Ipatí), da Total e Tecpetrol.

Figura 52 – Bolívia: Balanço entre Demanda Prevista e Cenários de Oferta

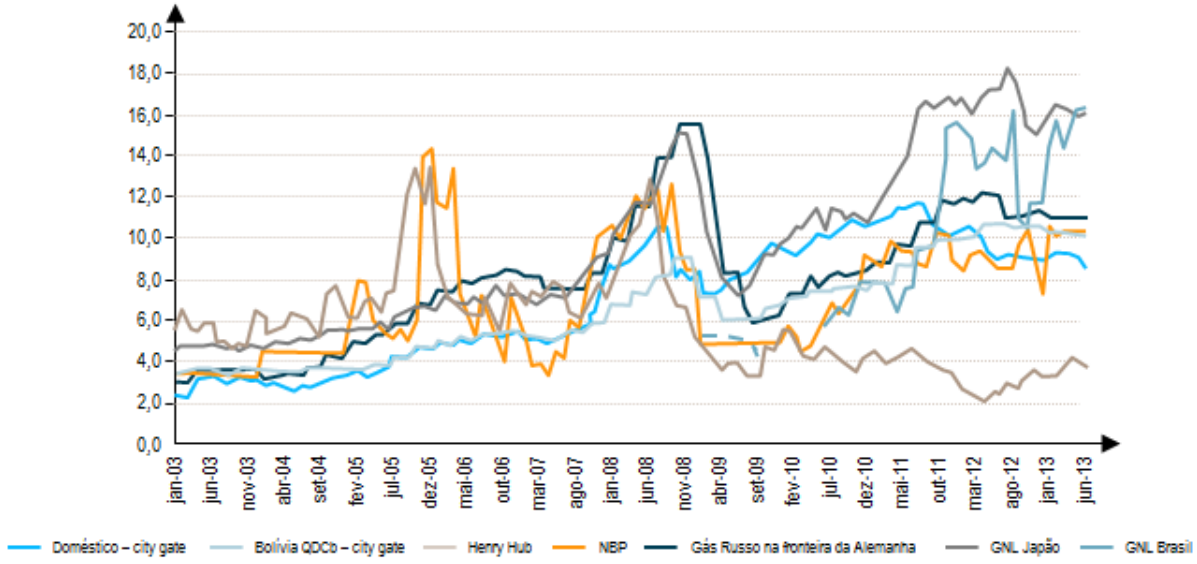


Fonte: GEE, 2012

GNL

No que se refere ao GNL, percebe-se a partir da análise dos preços nos principais mercados internacionais que o preço do gás natural, com exceção do mercado norte-americano, tem se situado entre 16 e 10 dólares o milhão de BTU. Nesse sentido, pode-se afirmar que, com exceção dos EUA, o preço do gás natural no mundo mantem-se em níveis elevados o que se reflete nos preços do GNL. No primeiro semestre de 2013, por exemplo, o preço médio do GNL contratado no Brasil foi de US$ 14/MBTu o que nos leva a questionar a viabilidade econômica de expandir o parque termoelétrico brasileiro sustentado na importação de GNL.

Figura 53 – Preços Internacionais do Gás Natural



Fonte: Gas Energy, 2013

Nota: Dados estimado de NBP, Rússia e Japão; GN doméstico preço praticado

Segundo BARROSO e BEZERRA (2012), considerando um nível de inflexibilidade de 40%, o preço do gás deve se situar abaixo de US$8,5/Mmbtu para viabilizar projetos termelétricos considerando o preço teto do leilão A-3 de 2012. Nesse sentido, a utilização do GNL para o atendimento das térmicas brasileiras só tem-se viabilizado a partir de subsídios cruzados entre os diferentes segmentos de consumo.

Apesar dos preços elevados, argumenta-se que uma possível expansão da capacidade de liquefação nos EUA poderia reduzir os preços nos mercados internacionais. Contudo, partindo da projeção de preço para o Henry Hub e dos custos referentes a liquefação, transporte de GNL, regaseificação e do transporte terrestre chega-se a conclusão que o preço de internalização do GNL produzido nos EUA não deve ser inferior a U$S 9,78/MMBTu no Brasil o que cria limitações para a expansão da geração termelétrica sustentada na importação de GNL.

Figura 54 – Estimativas de Preço do GNL Internalizado no Brasil

	Henry Hub	Liquefação	Frete Brasil	Regas Brasil	Gasoduto Brasil	Preço Internalizado
2012	5,32	3,0	0,4	0,71	0,35	9,78
2013	5,47	3,0	0,4	0,71	0,35	9,93
2014	5,49	3,0	0,4	0,71	0,35	9,95
2015	5,63	3,0	0,4	0,71	0,35	10,09
2016	5,76	3,0	0,4	0,71	0,35	10,22
2017	5,83	3,0	0,4	0,71	0,35	10,29
2018	5,90	3,0	0,4	0,71	0,35	10,36
2019	5,99	3,0	0,4	0,71	0,35	10,45
2020	6,23	3,0	0,4	0,71	0,35	10,69
2021	6,48	3,0	0,4	0,71	0,35	10,94

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

Produção de Gás Offshore

As descobertas recentes de petróleo e gás natural no cluster do pré-sal trazem uma visão otimista a cerca da oferta doméstica de gás natural. Em 2012, as reservas offshore totalizaram 459 bmc. Estima-se, contudo, que com a exploração da área do pré-sal essas reservas poderão atingir cerca de 1,1 tcm em 2020 (PDE, 2030).

Nesse contexto, acredita-se que a produção bruta da região do pré-sal (reservas descobertas) poderá atingir 124 MMm3/d em 2021 (EPE, 2013). Contudo, esse incremento da produção não implica necessariamente em um aumento no mesmo montante na oferta interna. Isso porque se descontarmos os valores estimados de queima, consumo próprio no E&P e reinjeção; o aumento da oferta interna proveniente do pré-sal deverá ser somente de 31 MMm3/d.

Figura 55 – Estimativas de Produção e Aproveitamento do Gás Natural no Pré-sal

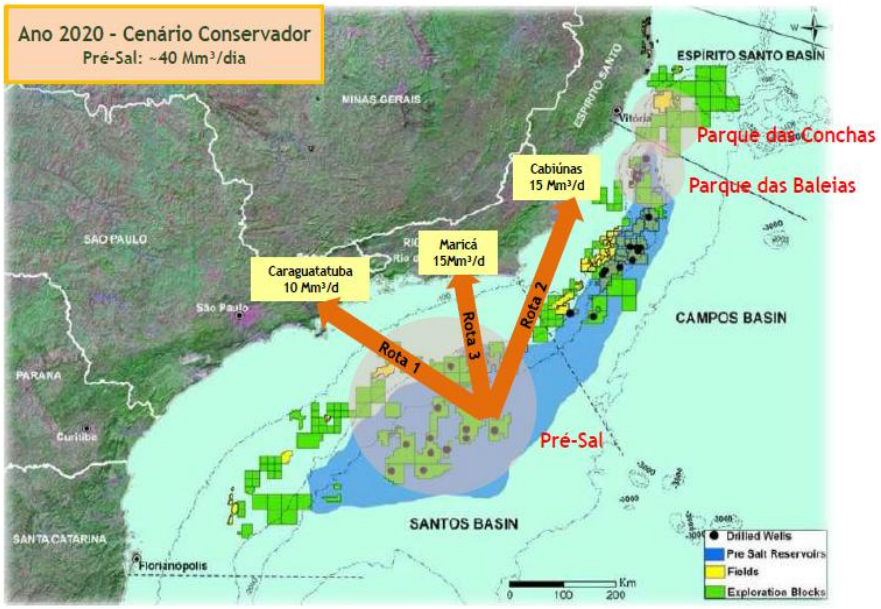
	MMm³/d								
	2013	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Produção bruta pré-sal (r. descobertas)	41,3	47,9	55,3	64,5	85,6	103,8	113,9	120,1	124,2
Queima (5%)	2,1	2,4	2,8	3,2	4,3	5,2	5,7	6,0	6,2
Consumo E&P (20%)	8,3	9,6	11,1	12,9	17,1	20,8	22,8	24,0	24,8
Rejeição (50%)	20,7	24,0	27,7	32,3	42,8	51,9	56,9	60,1	62,1
OFERTA LÍQUIDA	**10,3**	**12,0**	**13,8**	**16,1**	**21,4**	**25,9**	**28,5**	**30,0**	**31,1**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

Outro obstáculo para o aproveitamento do gás natural proveniente da região do pré-sal é a necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento. A distância da costa e a profundidade do leito marinho na região elevam os custos dos projetos de gasodutos de escoamento o que poderá se refletir nos preços do gás natural. Atualmente existem 3 rotas de escoamento do gás do pré-sal que irão totalizar até 2020 uma capacidade de movimentação de 40 MMm^3/d. Nesse sentido, mesmo que se aumentem os níveis de aproveitamento da produção de gás natural proveniente do pré-sal haverá, no curto e médio prazo, uma dificuldade de trazer volumes superiores a 40 MMm^3/d para a costa.

Outra ressalva importante é que parte dos 15 MMm^3/d de capacidade de movimentação da rota 3 será destinada para atender o COMPERJ o que irá reduzir consideravelmente a oferta de gás natural para o segmento termoelétrico e para a indústria. Nesse sentido, embora as novas descobertas do pré-sal aumentem consideravelmente o potencial de produção nacional, existem algumas restrições em relação ao aproveitamento desse gás no segmento termoelétrico.

Figura 56 – Rotas de Escoamento do Gás do Pré-Sal



Fonte: Petrobras

Produção Onshore

Se no caso da produção offshore a falta de gasodutos de escoamento funcionam com uma barreira a utilização do gás natural nas térmicas brasileiras, no caso da produção *onshore* a falta de infraestrutura de transporte em algumas regiões potencialmente produtoras pode estimular o aproveitamento do gás natural para a geração de termoeletricidade.

Atualmente as reservas provadas em terra estão em torno de 72 bcm enquanto a produção encontra-se próxima a 16 MMm3/d. Excetuando a região de Urucu, o índice de aproveitamento do gás em terra está em torno de 86% apesar de algumas regiões se encontrarem distantes das malhas de transporte de gás natural.

Outra importante diferença entre a produção *onshore* e a produção *offshore* está relacionada à estrutura da indústria. Se em mar a produção mostra-se centralizada na Petrobras, em terra, o número de áreas de concessão de outras empresas é bastante elevado, como podemos ver no mapa abaixo. Isso se explica pelas reduzidas necessidades de investimento e consequentemente pelos menores riscos quando comparados com a produção offshore.

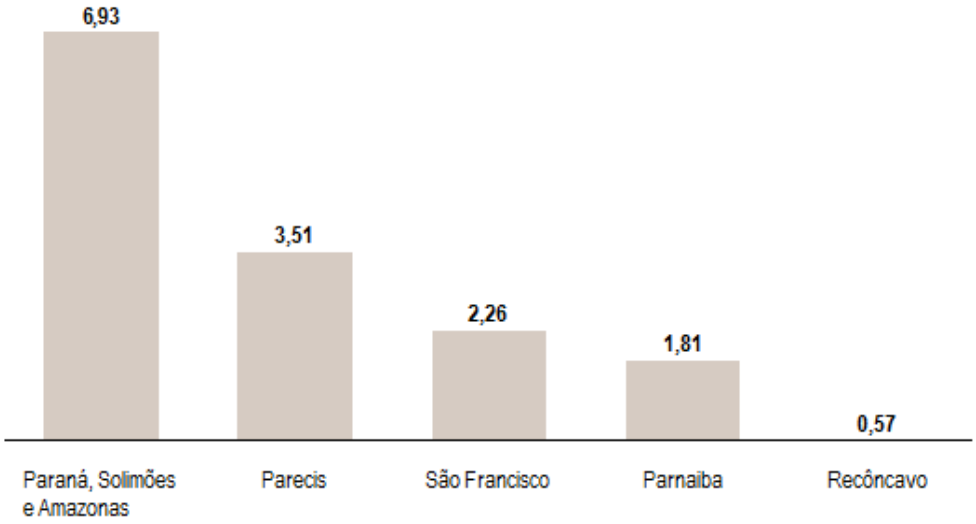
Figura 57 – Áreas de Concessão em Terra

Fonte: Petrobras, 2013

A expansão da produção *onshore* reflete os investimentos recentes realizados por diversos agentes nas bacias do Solimões, Parnaíba e São Francisco. Somente nessa última região, agentes como Petra, Orteng, BR, Shell, IMETAME e Cisco realizaram conjuntamente em 2011 investimentos na ordem de 400 milhões de reais na exploração de gás natural convencional e não convencional.

O aumento da produção em terra reflete apenas parte do potencial geológico das bacias terrestres brasileiras. Segundo dados da EIA (2013), as bacias do Paraná, Solimões e Amazonas possuem somadas um potencial de recursos em solo na ordem de 6,93 TMC. Segundo a ANP, os recursos em solo das bacias do Parecis e do Parnaíba estão em torno de 3,51 e 1,81 TMC, respectivamente. No caso da bacia do São Francisco, as informações fornecidas pelos operadores mostram que os recursos em solo devem ser de 2,26 TMC aproximadamente.

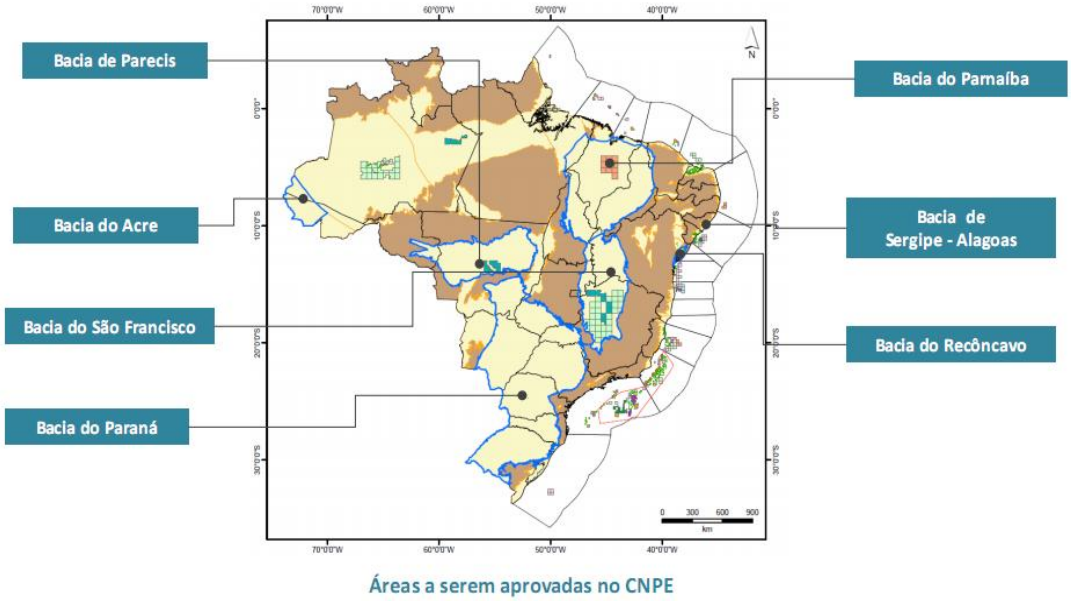
Figura 58 – Recursos Estimados em Solo (TMC)



Fonte: Elaboração própria com dados da EIA, ANP, e operadores.

Esse potencial produtivo das áreas em terra no Brasil se reflete na organização da 12ª rodada de licitação que deverá licitar diversos blocos de exploração de gás natural em 7 bacias terrestres, como pode ser visto no mapa abaixo.

Figura 59 - Áreas potencias da 12ª Rodada de Licitação



Fonte: ANP, 2013

A expansão da produção de gás natural em terra pode contribuir significantemente para a expansão do parque termoelétrico brasileiro a gás natural. Isso porque, na maioria dos casos, os custos de produção e de escoamento da produção em terra mostram-se inferiores aos custos em mar. Ademais, considerando a distância de algumas regiões produtoras da malha de transporte e as dificuldades enfrentadas para a expansão dos investimentos em novos gasodutos o consumo no segmento termoelétrico passa a ser a melhor – se não a única alternativa – de monetização do gás natural.

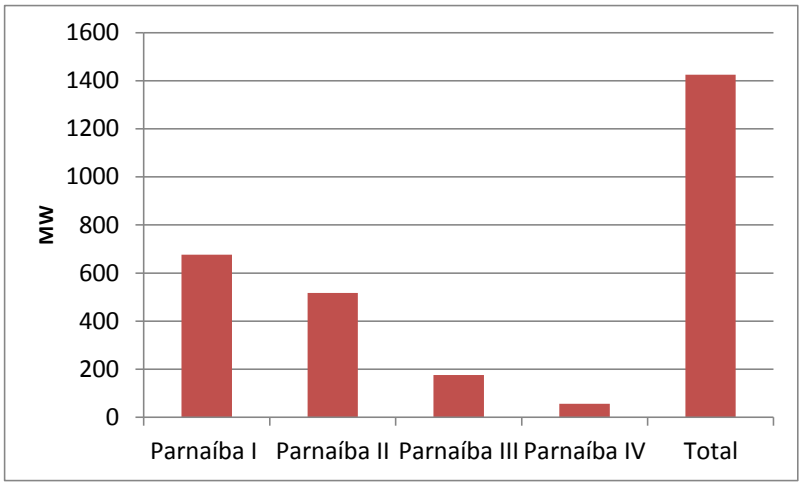
Mesmo no caso das regiões próximas à malha de transporte, a existência de outros agentes diferentes da Petrobras na produção de gás natural pode estimular o consumo térmico. Isso porque o controle da infraestrutura de transporte pela Petrobras e a participação desta nas empresas de distribuição criam um obstáculo para outros produtores na comercialização do seu gás, principalmente nos estados onde a figura do consumidor livre ainda não está regulamentada. Na outra ponta, os agentes do setor termoelétrico vêm enfrentando dificuldade para participar dos leilões de energia uma vez que não conseguem a garantia contratual de fornecimento de gás natural por parte da Petrobras, o que é exigido nos leilões. Sendo assim, não somente a expansão da produção em terra tende a contribuir para uma expansão do setor termoelétrico brasileiro, como a expansão do consumo no setor termoelétrico pode viabilizar a monetização de alguns reservatórios de gás em terra.

O Caso do Gás no Maranhão

O desenvolvimento das reservas de gás natural *onshore* no Maranhão tem se mostrado um exemplo bem sucedido de complementariedade entre novos produtores em terra e o setor termoelétrico em regiões afastadas da malha de transporte. A iniciativa consiste em um projeto integrado de produção de gás natural e geração de eletricidade envolvendo as empresas OGX, PETRA e ENEVA (Antiga MPX). As reservas provadas de 30 BMC dos poços de Gavião Real e Gavião Azul (OGX/PETRA) são utilizadas para a geração de eletricidade no complexo termelétrico do Parnaíba, composto pelas UTEs Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV, instaladas no município de Santo Antônio dos Lopes.

A principal característica dos reservatórios de gás natural da região é o fato do gás armazenado ser não-associado e ter um baixo teor de líquidos o que reduz consideravelmente os custos de tratamento. Ademais, a localização em terra e a reduzida distância entre os campos e a planta termoelétrica tornam os custos de transporte muito baixo. No que diz respeito a geração de eletricidade, o principal diferencial do projeto é sua proximidade de rede de transmissão nacional, o que facilita a comercialização de energia.

Figura 60 - Capacidade Complexo Termoelétrico do Parnaíba

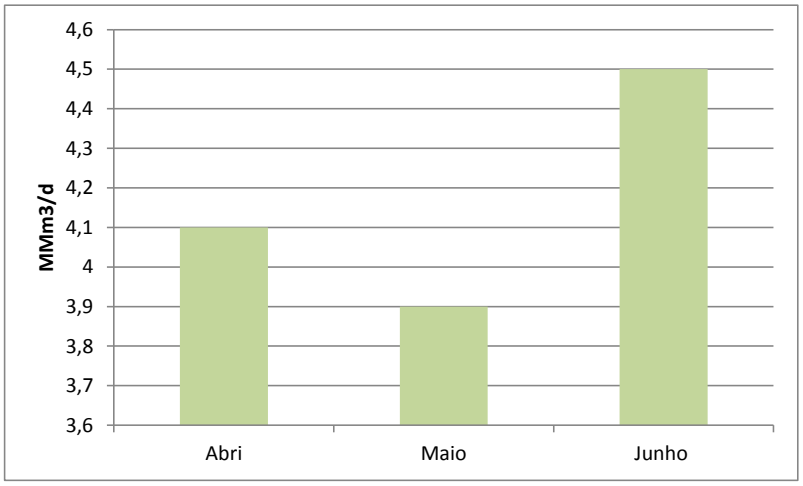


Fonte: MPX, 2013

A UTE de Parnaíba I é composta por 4 turbinas de 169 MW cada perfazendo um total de capacidade instalada de 676 MW. Até o final de 2013, estima-se que a capacidade instalada do projeto atinja 1.369 MW com a entrada em operação das UTE Parnaíba II e III. O empreendimento é o maior complexo de geração de energia a gás natural do Brasil e tem licença concedida para até 3.722 MW.

A fase de exploração e desenvolvimento teve o custo total de investimento igual a US$ 450 milhões sendo que o OPEX dos campos em produção está em torno de US$ 10 por mil metros cúbicos produzidos. Em 2013, a produção de gás natural da Bacia do Parnaíba atingiu 4,5 MMm3/d sendo que o poço de Gavião Real está entre os 30 maiores poços de produção de gás natural com 500 Mm3/d de produção.

Figura 61 – Produção Média de Gás Natural na Bacia do Parnaíba



Fonte: MPX, 2013

No que se refere a fase de geração elétrica, a UTE Parnaíba I no segundo trimestre de 2013 gerou uma receita operacional líquida de R$ 198,1 milhões, o que representou um aumento de 159% ao mesmo período de 2012.

Conclusões

A geração termoelétrica é e continuará sendo por muito tempo a principal fonte de geração de eletricidade a nível mundial. Entretanto, a geração térmica movida a combustíveis fósseis deve perder participação na matriz elétrica mundial e o perfil do parque termoelétrico mundial deve sofrer modificações, sendo ambas as tendências decorrência da necessidade de reduzir a intensidade de carbono do setor elétrico. Os avanços tecnológicos na geração térmica baseada em combustíveis fósseis vão na direção de tornar a geração térmica mais eficiente, pela obtenção de fatores de conversão mais elevados, ou, no futuro, pela introdução de mecanismos de captura de carbono reduzir a intensidade de emissões. A geração a base de carvão é a fonte mais problemática, pois mesmo com fatores de conversão elevados a intensidade de carbono por MWh é comparativamente bastante elevada. Mesmo assim a geração a carvão deve continuar extremamente relevante pelo menos até 2030, devido em parte à abundância do insumo e em parte à falta de alternativas menos poluentes e competitivas localmente. Já a geração a gás tende a manter sua participação ou mesmo a avançar, pelo menos até 2030. O gás é, assim como o carvão, relativamente abundante no mundo (embora mal distribuído regionalmente) e tem a vantagem de ser menos poluente.

A geração nuclear, única fonte não renovável que não emite gases do efeito estufa, poderá desempenhar um papel relevante em alguns países, sobretudo aqueles onde, como China e Índia, se prevê grande crescimento no consumo de eletricidade e que dependem hoje essencialmente do carvão para a geração. Porém trata-se de uma tecnologia com longuíssimo ciclo de implantação o que leva a crer que os países que não têm hoje programas em curso para desenvolver novas centrais nucleares dificilmente conseguirão desenvolve-la em grande escala. Com grande parte do parque gerador nuclear mundial se aproximando do fim da vida útil até 2030, não se vê como a participação da geração nuclear na matriz elétrica mundial poderá crescer de forma substancial.

No que tange ao Brasil, a geração térmica tende a desempenhar um papel comparativamente pequeno, porém crescente. Mesmo com amplo potencial de

fontes renováveis, muito além do consumo total de eletricidade estimado, o país dificilmente poderá prescindir de novas termoelétricas baseadas em combustíveis fósseis. Isto porque será necessário dispor de novas geradoras com energia controlável e este papel, com o fim da construção de hidroelétricas com grandes reservatórios, poderá ser desempenhado por geração térmica utilizando combustíveis fósseis.

Quanto às fontes, o Brasil conta com importantes jazidas de carvão de baixa qualidade no sul do país, que podem ser utilizadas para geração térmica. Entretanto, na existência de alternativas ambientalmente menos impactantes, acredita-se que o papel desempenhado pelo carvão tende a ser relativamente discreto.

A geração a gás tende a ser uma alternativa interessante e sua expansão depende essencialmente da disponibilidade de gás a preços acessíveis no mercado interno brasileiro. Hoje o Brasil importa gás, tanto da Bolívia quanto de outros países por meio dos terminais de regaseificação de GNL. Para expandir a oferta de gás para geração térmica, o mais promissor potencial são as concessões, ainda em fase de exploração, de campos com alto potencial de gás natural *on-shore*. Por se tratarem de potenciais reservas concedidas na maior parte das vezes a grupos menores (a Petrobras tem várias concessões, mas boa parte dos campos foi arrematada por empresas pequenas) em regiões distantes da malha de gasodutos existentes, a viabilidade da exploração comercial do gás pode estar ligada a seu uso no local para geração térmica, utilizando o Sistema Interligado Nacional, e não uma rede de gasodutos, para escoar o gás. Neste desenho, em que o produtor de gás não tem, pelo menos em um primeiro momento, acesso a um mercado de gás, provavelmente será possível obter custos vantajosos para a geração térmica. Por isso, do ponto de vista da estratégia empresarial em geração térmica a melhor oportunidade no horizonto de 2030 parece estar no aproveitamento de campos de gás natural on-shore.

No que diz respeito à geração nuclear, o Brasil tem domínio da maior parte da cadeia de produção nuclear, o que leva a crer que o setor continuará a se desenvolver embora a um ritmo que, pelo menos pelo prisma de hoje, se crê lento. O principal problema aqui é o custo da geração nuclear, que tende a ser

relativamente alto, desencorajando um desenvolvimento maciço por parte de um país que, como o Brasil, tem alternativas mais baratas de expandir a geração elétrica.

Bibliografia

ALMEIDA, Edmar e COLOMER, Marcelo. *Indústria de Gás Natural, Fundamentos Técnicos e Econômicos.* Editora Synergia, 2013.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Anuário Estatístico, 2011.* Rio de Janeiro, 2011.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Anuário Estatístico 2013*. Rio de Janeiro, 2013.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Rodadas de Licitação 2013*. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/?id=516 >. Acesso em 15 de agosto de 2013.

BICALHO, R. e ALMEIDA, E. *A Evolução das Tecnologias de Uso e a Reestruturação da Indústria do Gás Natural: Turbinas, Motores e Pilha a Combustível*. Relatório Projeto IE-Gaspetro, mimeo, 2000.

BNDES. *Perspectivas para o Gás Natural*. Informe Infra-Estrutura. Dezembro, 1997.

BNDES. *Perspectivas para o Gás Natural*. Informe Setorial Nº 17 Dezembro, 1997.

BRANDT. *Mercado del Gas en Argentina: Situación Actual y Perspectivas*. Rio de Janeiro, 2013.

CASTRO, N., BRANDÃO, R. e DANTAS, G., *Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro.* GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro. 2010.

CASTRO, N., BRANDÃO, R., DANTAS, G. e, ELY, R., *Plano de Expensão de Energia – PDE 2020: Análise do método, metas e riscos.* GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2012a.

CASTRO, N., BRANDÃO, R. e DANTAS, G, *O Setor Elétrico Brasileiro e os Compromissos de Reduções das Emissões de Gases do Efeito Estufa*. GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2012b.

CECCHI, J. C. (coord.). Indústria Brasileira de Gás Natural: regulação atual e desafios futuros. *Séries ANP*, nº 2 Rio de Janeiro: ANP, 2001

CHIPP, Hermes. Perspectivas e Importância da Geração Termoelétrica na Matriz Brasileira In: *Workshop Perspectivas da Matriz Elétricas de Fontes Térmicas no Mundo e no Brasil*. Campinas, 2013.

COLOMER, Marcelo. *Perspectivas de suprimento de gás natural para o setor elétrico.* Disponível em: < http://infopetro.wordpress.com/2013/09/02/perspectivas-de-suprimento-de-gas-natural-para-o-setor-eletrico/ >. Acesso 15 de agosto de 2013.

CPI, Climate Policy Initiative. *The Policy Climate*, EUA, 2013,

DIAS, Felipe A. Regulamentação do Acesso ao Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil. In: *Vii Reunião Anuald da Associação Ibero-Americana de Entidades Reguladoras de Energia*. Oaxaca, México, 2004.

EGGERS, Dan. Credit Suisse. In: *Aspen Energy Forum em Aspen*, Colorado. 3 de junho de 2010.

EIA, Energy Information Administration. *Fuel Oil Use in Manufacturing*. Department of Energy, *2000.*

EPE, Empresa de Pesquisas Energéticas. *Plano Nacional de Energia 2030*, Rio de Janeiro, 2007.

EPE, Empresa de Pesquisas Energéticas (2012a). *Plano Decenal de Energia 2021*, Brasília, 2012.

EPE, Empresa de Pesquisas Energéticas (2012b). *Balanço Energético, 2012*. Rio de Janeiro, 2013.

GAS RESEARCH INSTITUTE. *Sector Sumary: Industrial Sector*. GRI-99/0008. 1999.

IEA, International Energy Agency (2012a), *World Energy Outlook 2012*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency (2012b) *Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency (2012c) *Technology Roadmap: High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency (2013) *Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage*. IEA. Paris.

LOVINS, Amory B. *Reinventando o fogo: soluções ousadas de negócios na nova era da energia.* São Paulo. Cultrix, 2013.

MASTERS, Jeff. *The potential Impact of technology on industrial gas utilisation*. IEA International Conference on Natural Gas Technologies. Berlin, Alemanha. Setembro, 1996.

MPX. *Resultado 2T2013*. Rio de Janeiro, agosto, 2013.

OLIVEIRA, A. e LOSEKANN, L.. *O Novo Mercado Elétrico: Perspectivas para o Gás Natural.* Projeto Gaspetro/IE-UFRJ, Novembro, 1999.

OLIVEIRA, A. e LOSEKANN, L. *Novos Mercados Para o Gás Natural: Evolução e Perspectivas da Cogeração no Brasil.* Relatório de Pesquisa do Projeto Gaspetro/IE-UFRJ, Maio, 2000.

PETROBRAS. Gasoduto Urucu-Coari-Manaus: mais energia para o Brasil Petrobras Notícias. Petrobras Notícias. Disponível em www.petrobras.com.br/. Último acesso em junho de 2010.

PETROBRAS. Plano de Negócio e Gestão 2013-2017.

PITTSBURGH SUMMIT. *The Leaders Statement: The Pittsburgh Summit, including the Annex: Core Values for Sustainable Economic Activity and the Framework for Strong, Sustainable and Balanced Growth.* Canadá, setembro, 2009.

REINACH, Fernando. *Água com gás inflamável*. Caderno A, p A-23. São Paulo, 7de julho de. (2013).

ROHDIUM GROUP (2013a), Neck and Neck: *US and European GHG Emissions Trends*. Disponível em: < http://rhg.com/notes/neck-and-neck-us-and-european-ghg-emissions-trends >. Acesso em 15 de agosto de 2013.

ROHDIUM GROUP (2013b), *China's 2012 Energy Report Card*, Disponível em: < http://rhg.com/notes/chinas-2012-energy-report-card >. Acesso em 15 de agosto de 2013.

SOUZA, M.; Walter, A. e FAAIJ, A. Viabilidade do Uso do Gás Natural Como Combustível Complementar em Sistemas BIG-CC, em Usinas de Açúcar e Álcool. Anais do *VIII Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro, 1999. P.1172-1180.

TOLMASQUIN, M. e SZKLO, A. *A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio*. ENERGE - COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2000.

TOLMASQUIM, Maurício. Hidrelétricas podem ser vetor de preservação ambiental. In: *11º Fórum de Debates brasilianas.org*. São Paulo, 2011.