

Avaliação dos danos ambientais e socioeconômicos originados pela queima do gás natural no processo produtivo do petróleo no Brasil¹

Magnum Seixas Sacramento²

Resumo: Este trabalho tem como escopo a análise dos danos ambientais e socioeconômicos gerados pela queima de gás na indústria petrolífera. É apresentado o cenário mediante dados informações da produção de gás no Brasil e sua evolução entre os anos de 2000 a 2010, assim como os avanços da legislação brasileira incidente sobre o setor. O enfoque é direcionado as externalidades geradas pelas atividades petrolíferas e da conseqüente eliminação do gás, um recurso natural não renovável. O estudo demonstra as políticas propostas para inibição da prática e os efeitos que tais medidas podem surtir sobre a produção e a eficácia sobre os distintos sistemas de produção de petróleo no Brasil, a produção em terra e no mar. O resultado tende a ser a adoção de políticas díspar para os sistemas de produção, devido as peculiaridades intrínsecas aos sistemas. Discuti-se especialmente, a adoção de tributos incidentes sobre a queima de gás e de políticas subsidiárias as concessionárias dispostas a mitigarem a subutilização do gás.

Palavras-chaves: Indústria petrolífera. Subutilização do gás natural. Danos ambientais e socioeconômicos. Internalização de externalidades negativas.

¹ Artigo elaborado em matéria Política e Planejamento Econômico, do curso de Economia da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

² Graduando em Economia pela UFBA.(magnumsacramento@hotmail.com)

Introdução

Nos últimos anos o Brasil foi marcado pelas descobertas de gigantes campos petrolíferos, podendo figurar com a 6ª maior reserva do mundo e possivelmente um exportador líquido da commodity. Nos campos brasileiros a acumulação do óleo está geralmente associada ao gás, o que submete a uma produção correlata dos hidrocarbonetos. No processo de extração do petróleo, quando este é o objeto fim, uma das técnicas praticadas pela indústria é a queima do gás, que ocorre por diversos fatores. O primeiro e mais habitual é quando a acumulação do produto no reservatório não justifica a instalação de uma infraestrutura para destiná-lo ao mercado consumidor. Outro fator está ligado à contração da demanda e a queda do preço do produto que induz às operadoras a prática de eliminação do gás, assim como controle de segurança da produção, problemas técnicos e de manutenção de equipamentos.

A produção média brasileira de gás em 2009, segundo a Agência Nacional do Petróleo (ANP), foi de 57.921.972 metros cúbicos por dia (m^3/dia), enquanto a demanda nacional foi de 51.575.745 m^3/dia ³. Mesmo possuindo uma produção que seria suficiente para atender a demanda brasileira, em termos absolutos, a importação de gás natural atingiu 23.406.033 m^3/dia . Isto decorre do fato de apenas 55% da produção total estar disponível para o mercado, pois 20,4% do gás produzido foram utilizados para reinjeção nos campos de produção, 16,2% foram de queimas e perdas e 14,4% serviram para o abastecimento das próprias unidades de produção⁴.

Considerando que o preço médio do metro cúbico do gás em 2009 correspondeu a US\$ 0,20 e que se descartou mediante queima em todo o ano, 3,5 bilhões de metros cúbicos a perda atingiu aproximadamente US\$ 700 milhões, cerca de 40% do valor das importações de gás. Neste mesmo ano o Brasil se colocou com o 8ª lugar em queima de gás no mundo, após ampliar em 65% quando comparado a 2008. Em 2007 ocupava a 17ª posição. No sentido inverso, a Rússia que é a principal poluidora mundial neste segmento, diminuiu em 10% a queima de gás entre 2008 e 2009.

No Brasil o mercado está fundamentalmente concentrado na Petrobras. A empresa justifica o crescimento da queima de gás em consequência de novas instalações que por questões técnicas de segurança exige a eliminação do gás até que se estabilize o escoamento da produção do petróleo. Assim como pelas paradas para manutenção, renovação e certificação de segurança e realização de testes em plataformas. Como o sistema de transporte do gás no Brasil é quase que totalmente realizado por gasodutos, qualquer contingência

³ A demanda interna foi obtida pela soma do gás produzido e disponível internamente acrescido do importado.

⁴ Refere-se ao consumo das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e áreas de produção.

logística implica na queima do gás na fonte. Ainda segundo informações da empresa a meta é que 92% do gás produzido sejam aproveitados até o final de 2010, para tanto os investimentos desde 2001 para aproveitamento de gás já se totalizaram aproximados US\$ 400 milhões (PETROBRAS, 2010).

O debate concernente aos danos ambientais e socioeconômicos em consequência da produção petrolífera vem adquirindo proporções relevantes na comunidade internacional, ampliando as pressões pela internalização dos problemas pela indústria do petróleo. Dois aspectos fundamentais estão no cerne do debate, o primeiro de caráter ambiental e está diretamente ligada a emissão de gases poluentes na atmosfera e suas implicações. O segundo refere-se à eliminação de um recurso natural não-renovável, com fortes implicações socioeconômicas tanto para a atual geração como para as futuras.

O consenso a cerca da necessidade de mitigar a queima de gás pelas petroleiras, avançam com o comprometimento destas últimas de alcançarem taxas aceitáveis de emissão de poluentes. Entre os governos o sentido é da elaboração de políticas que articulem mecanismos que internalizem aos custos das empresas os problemas causados pela eliminação do gás e sejam capazes de inibir a prática deste processo. Criação de fundos para reparação de possíveis danos e tributos sobre a produção descartada pela queima do gás surgem como instrumentos amplamente difundidos e propostos. No estado do Rio de Janeiro, uma das propostas posta a apreciação na Assembleia Legislativa estadual é a incidência de uma alíquota de ICMS 6% sobre o gás descartado por queima (ESTADÃO, 2010).

Por mais tentador que seja a criação de tributos, especialmente no Brasil, não é a melhor solução apontada para os casos no geral. A existência de duas formas distintas de produção de petróleo e gás no país, em campos terrestres (basicamente maduros) e nos campos *off shore*, revela que as políticas governamentais devem ser conduzidas com instrumentos distintos nos dois modelos de produção. Em grandes campos de produção, como os das bacias marítimas, as políticas de expansão tributária podem surtir efeito com o encarecimento da queima do gás, gerando um maior aproveitamento do recurso que no Brasil está concentrando nestas regiões. Contudo, nos campos maduros políticas de apoio e bonificação para os produtores que utilizam o gás para métodos de recuperação de reservas podem gerar resultados mais eficientes, adquirindo caráter de estímulo, uma vez que se trata de produções menos rentáveis e com participação crescente de pequenos operadores.

A legislação Nacional direcionada a queima do gás

A prática da queima de gás no Brasil atravessou por transformações nos últimos anos, em especial após a emergência de marcos regulatórios mais

penosos economicamente aos agentes praticantes. Segundo PEREIRA e LIMA (2010), “Em princípio, em função da relevância dada ao óleo cru, à queima deu-se muitas vezes indiscriminadamente. Hodiernamente, os excessos constatados já fazem com que apareçam iniciativas que apregoem a mudança desse comportamento nocivo da indústria.”

A Lei 9478/1997, conhecida como Lei do Petróleo, criou a ANP que possui função reguladora, fiscalizadora e concedente das atividades relacionadas aos hidrocarbonetos fósseis no Brasil. A agência possui critérios jurídicos para regular e autorizar a queima do gás. Segundo estes critérios a concessionária não arcará com compensações quando a queima for realizada por questões de segurança ou de comprovada necessidade operacional. Isto é, não será incluída nos cálculos dos royalties a produção de gás destinado a queima que estiver nos limites de razoabilidade e compatíveis as práticas usuais da indústria do petróleo, fato que não extingue a exigência prévia da ANP. (PEREIRA e SILVA, 2010, pg.9) Em caso contrário ao apresentado nos critérios da ANP, se caracterizado a queima fora do padrão, há de se computar a produção descartada para incidência de royalties.

Apesar dos avanços no campo regulatório, a queima de gás na produção de petróleo é persistente e se amplia no Brasil. Demonstrando que a condescendência da ANP as solicitações de queima de gás e a incidência dos royalties sobre aqueles que descumprem os critérios da agência, não conseguem desempenhar o papel de inibidor do processo de subutilização do recurso natural. A expansão da eliminação de gás pelas petroleiras no Brasil cresceu 44% entre os anos 2000 e 2009.

Diante deste cenário de ineficiência dos mecanismos que buscam suavizar os impactos, não internalizados, causados pela indústria petrolífera, alavanca as pressões internacionais em prol da produção ambientalmente sustentável e abre caminho para a tentadora e oportunista ampliação da carga tributária sobre o segmento no Brasil.

O avanço neste campo está relacionado à incidência do Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), que possui como principal beneficiário os estados. É uma discussão nada trivial e os principais imbróglis estão da dimensão jurídica do tributo e a sua validade para a atividade de queima de gás. Para a corrente jurista contrária, a vinculação não é válida e seria inconstitucional, uma vez que, embora o conceito de “circulação” possa ser bem empregado na atividade, o de “mercadoria” não se aplica, visto que não há comercialização. Segundo PEREIRA e SILVA (2010), “Se o possuir com a finalidade de vendê-lo dando impulso à cadeia produção-consumo, então, se caracterizará como mercadoria, do contrário, será somente um bem móvel.”

Aos grupos favoráveis a incidência do tributo a produção de gás eliminada, justifica que quando o Estado concede reservas de recursos naturais para a exploração por terceiros, são os interesses da sociedade e o desenvolvimento da nação que estão em jogo. Ainda para PEREIRA e SILVA (2010), “É tal que o contrato de concessão é cercado de instrumentos jurídicos que estabelecem obrigações relativas ao cumprimento de metas de desenvolvimento dos campos, prevendo a sua retomada pela União em caso de descumprimento das metas pelo concessionário.” Desta forma a concessionária deve ter sempre em vista a disponibilidade do recurso no mercado, pois não é de interesse social a subutilização de recursos naturais não-renováveis. Assim sendo, quando a empresa encara o processo de licitação das áreas de petróleo e gás tem o conhecimento que a lavra deve ser realizada, e o recurso extraído utilizado e disponibilizado ao mercado, dando continuidade a cadeia que tem por sentido produtor-consumidor.

Este trabalho não comporta e nem é foco de uma discussão dessa magnitude no âmbito jurídico da tributação do gás eliminado pelo processo de produção do petróleo. Esta breve consideração foi resgatada para se discutir o impacto de uma possível tributação sobre a queima de gás nos dois diferentes processos de produção de petróleo e gás no Brasil, em campos em terra e nos campos localizados em mar. A próxima seção traçará o cenário da produção de gás nessas distintas modalidades.

Os números da produção e queima de gás no Brasil

O quadro 1 aponta que entre os anos 2000 e 2009 houve uma elevação significativa da produção de gás natural no Brasil, um crescimento na ordem de 60%. Embora tenha sido expressivo o crescimento não acompanhou o crescimento da demanda no período, que superou os 175%, e foi notadamente suprida com o crescimento das importações (elevação superior a 400% na série histórica). A necessidade de importação não está fundamentada exclusivamente no descompasso entre demanda e produção, mas sim na oferta disponível internamente. A produção anual em 2009 foi de 21,1 bilhões de m³, superior a demanda interna que correspondeu a 18,8 bilhões de m³.

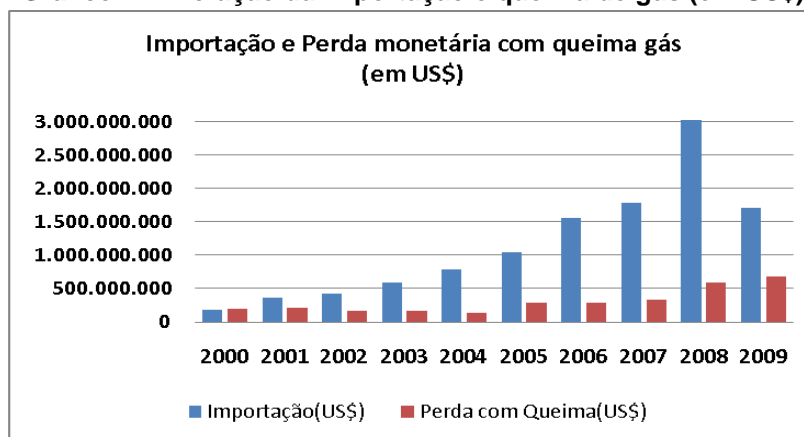
Quadro 1- Evolução da produção de gás no Brasil

Produção, reinjeção, queima e perdas, consumo próprio, produção interna disponível, importação e demanda interna de gás natural no Brasil. Em 1.000 m³										
Gás Natural	Anos									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produção	13.282.877	13.998.798	15.525.153	15.792.064	16.971.156	17.699.201	17.706.161	18.151.652	21.592.652	21.141.520
Reinjeção	2.728.569	3.027.392	3.383.203	3.291.019	3.616.195	2.985.658	3.169.930	3.494.306	3.894.149	4.351.297
Queima e perdas	2.370.639	2.620.676	2.136.090	1.626.030	1.468.639	2.474.442	1.851.708	1.947.489	2.186.934	3.424.040
Consumo próprio	1.738.213	1.734.307	1.876.471	2.048.280	2.215.302	2.473.315	2.805.131	2.878.771	2.891.897	3.084.237
Produção Interna disponível	6.445.456	6.616.424	8.129.390	8.826.735	9.671.020	9.765.786	9.879.393	9.831.086	12.619.673	10.281.945
Importação	2.210.571	4.603.015	5.269.274	5.946.859	8.086.095	8.997.552	9.788.751	10.334.045	11.347.898	8.543.202
Demanda Interna¹	8.656.027	11.219.438	13.398.664	14.773.594	17.757.115	18.763.339	19.668.143	20.165.131	23.967.571	18.825.147

Fonte: Elaboração Própria com base em informações da Agência Nacional do Petróleo

¹ A demanda interna está sendo aqui compreendida pela produção interna disponível ao mercado nacional mais as importações.

A necessidade expansiva de importação é decorrente da atual capacidade de aproveitamento da produção, equivalente a apenas 80%. Como apresentado no Gráfico 1, as queimas e perdas representaram em volume 40% de todo o gás importado em 2009, sendo um indicador significativo, uma vez que apenas 48% da produção nacional está disponível no mercado. Isto porque 20,6% da produção foi reinjetada nos poços para ampliar a produção de petróleo, e mais 14,6% foi utilizada para alimentação das próprias unidades de produção.

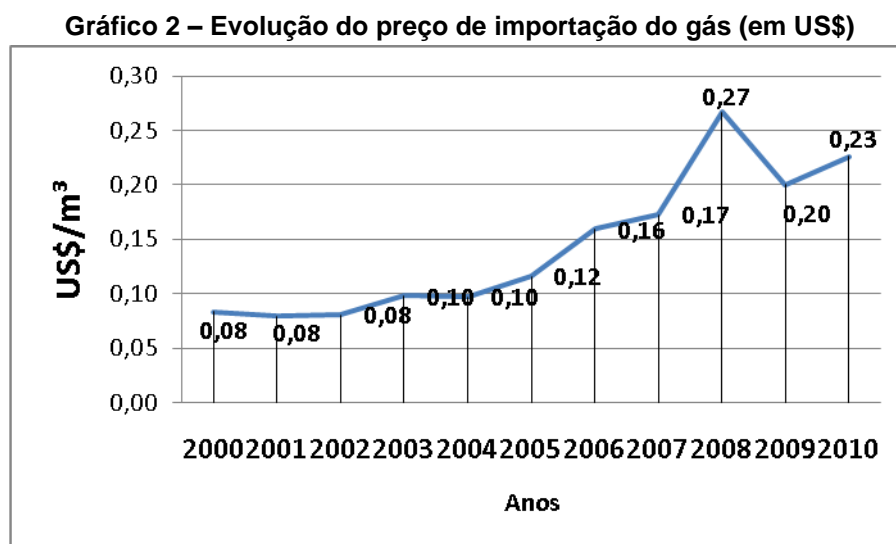
Gráfico 1 – Evolução da importação e queima de gás (em US\$)

Fonte: Elaboração própria com base em informações da ANP

A relação queima/produção de gás a partir de 2002 passou a recuar, saindo naquele ano de 18,7% para a faixa de aproximadamente 10% entre os anos de 2003 e 2008, voltando a elevar-se em 2009, quando atingiu 16%⁵. O resultado apresenta ligeira melhora no quadro, uma vez que durante este período conseguiu ampliar a produção destinada ao mercado interno. A ampliação do aproveitamento do gás no período mencionado está diretamente relacionada à ascensão do preço do gás, tanto que a própria reinjeção também foi reduzida. Este fato deixa explícito que o cenário econômico, assim como os preços

⁵ Nos quatro primeiros meses de 2010 a relação queima/produção de gás esteve em 17%.

relativos destas commodities, está também determinando o grau de aproveitamento de gás pelas concessionárias, ao contrário das justificativas destas últimas, e que se comprovado, mostra um descumprimento dos critérios jurídicos da ANP para inibir a queima do gás por questões mercadológicas. Como verificado no gráfico 2, no ano de 2009 o preço médio do gás caiu em 25% em relação a 2008, a queima foi ampliada em 56%⁶.



Fonte: Elaboração própria com base em informações da ANP

O descarte do gás ocorre com intensidade maior na produção *off shore*. Como observado no quadro 2, a produção de gás natural no Brasil está atualmente concentrada no mar, representaram em 2009, 71,4% de toda produção nacional e 84,4% da produção disponível internamente, mas também, foram responsáveis por 91,3% das queimas e perdas de gás natural. Este indicador expressivo para campos *off shore*, que elimina sem aproveitamento cerca de 20% da do gás produzido, é justificado pelas empresas produtoras ao elevado custo de estabelecer infra-estrutura ligando a produção no alto mar ao consumidor.

Já os campos terrestres representaram 28,6% da produção nacional, mas apenas 8,7% das queimas e perdas do gás produzido e a relação queima/produção destes campos, equivalente a 4,9%, foi bastante inferior a nacional (22,7%). Este acontecimento está relacionado à característica dos campos de produção em terra, a maior parte deles são maduros. Como são campos que se encontram em estágios avançados de produção demandam de estímulos artificiais para elevação da produção, que sob suas condições naturais tendem ao declínio. Os estímulos artificiais comumente utilizados, também conhecidos como métodos de recuperação secundária, que envolve a

⁶ Em 2008 a queima representava 10,1% do gás produzido, em 2009 passou a 16,2%.

injeção de água ou gás e conseguem elevar a recuperação em até 45% de óleo do campo (Rocha et al, 2003).

Este aspecto peculiar auxilia a explicar a menor queima de gás em campo terrestre, além de naturalmente ter um custo inferior para estabelecer infraestrutura de transporte do gás. A aplicação de métodos de recuperação de óleo é fundamental para a manutenção das atividades com rentabilidade nos campos maduros e até por isso 59,1% do gás produzido nestes campos são reinjetados, representando 82,1% da reinjeção de gás no Brasil.

Quadro 2 – Produção de gás natural no Brasil segundo localização, ano 2009

Produção, Reinjeção, queima e perdas, consumo próprio e produção disponível de gás natural, segundo localização da produção, no Brasil em 2009. Em 1.000 m ³					
Gás Natural	Total	Mar	Partic.(%)	Terra	Partic.(%)
Produção	21.141.520	15.096.311	71,41	6.045.209	28,59
Reinjeção	4.351.297	778.050	17,88	3.573.247	82,12
Queima e perdas	3.424.040	3.125.637	91,29	298.403	8,71
Consumo próprio	3.084.237	2.511.173	81,42	573.064	18,58
Produção disponível	10.281.945	8.681.451	84,43	1.600.494	15,57

Fonte: Elaboração Própria com base em informações da Agência Nacional do Petróleo

Os quadros 3 e 4, apresentam a evolução de 2000 a 2009 da produção de gás natural nos campos em mar e nos campos terrestres. A série histórica aponta para uma evidente tendência de centralização da produção de gás nos campos marítimos. A produção em terra que em 2004 chegou a representar 48% da nacional representou em 2009 apenas 28%. Isto porque, enquanto o gás nacional originado no mar cresceu 87,5% entre 2000 e 2009, a produção em terra expandiu-se somente 15,5% no mesmo período. O indicador mais relevante nesta tendência é que a produção disponível para o mercado dos campos terrestres caiu 32% em consequência da maior reinjeção de gás nos campos, que no período cresceu 80%. O fato positivo é que a produção *on shore* conseguiu recuar a queima de gás em 17,1% e manteve praticamente estável o consumo realizado pelas próprias unidades de produção (evolução de 6,8%). No sentido contrário, nos campos *off shore* houve aumento de 55,5% da queima e perdas de gás e de 109% de consumo realizado nas unidades produtoras.

Quadro 3 – Evolução da produção de gás em campos marítimos no Brasil

Produção, reinjeção, queima e perdas, consumo próprio de gás natural em campos marítimos no Brasil. Em 1.000 m ³										
Gás Natural	Anos									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produção	8.050.295	8.171.251	9.356.514	9.083.418	9.205.655	10.323.890	11.024.077	11.868.740	15.319.550	15.096.311
Reinjeção	744.920	584.619	665.880	376.223	364.092	624.359	298.302	224.385	427.457	778.050
Queima e perdas	2.010.504	2.358.179	1.927.201	1.393.759	1.135.080	1.453.081	1.545.540	1.648.569	1.896.953	3.125.637
Consumo próprio	1.201.439	1.213.802	1.303.865	1.465.208	1.571.848	1.883.174	2.202.434	2.272.931	2.310.867	2.511.173
Produção Disponível	4.093.433	4.014.651	5.459.567	5.848.228	6.134.636	6.363.276	6.977.801	7.722.856	10.684.273	8.681.451

Fonte: Elaboração Própria com base em informações da Agência Nacional do Petróleo

Quadro 4 – Evolução da produção de gás em campos terrestres no Brasil

Produção, reinjeção, queima e perdas, consumo próprio de gás natural em campos terrestres no Brasil. Em 1.000 m ³										
Gás Natural	Anos									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produção	5.232.582	5.827.547	6.168.639	6.708.646	7.765.501	7.375.311	6.682.084	6.282.911	6.273.102	6.045.209
Reinjeção	1.983.649	2.442.773	2.717.323	2.914.796	3.252.103	2.361.299	2.871.627	3.269.921	3.466.692	3.573.247
Queima e perdas	360.135	262.497	208.888	232.271	333.559	1.021.361	306.168	298.920	289.981	298.403
Consumo próprio	536.775	520.504	572.605	583.072	643.454	590.141	602.697	605.840	581.030	573.064
Produção disponível	2.352.023	2.601.772	2.669.823	2.978.507	3.536.384	3.402.510	2.901.591	2.108.230	1.935.399	1.600.494

Fonte: Elaboração Própria com base em informações da Agência Nacional do Petróleo

Externalidades negativas da produção de gás no Brasil

Para KNIGHT e YOUNG (2006), “Externalidade é quando as ações de alguns agentes interferem no bem estar dos demais, sem que haja a devida incorporação dos benefícios ou custos criados por parte dos responsáveis por essas ações. No primeiro caso a externalidade é dita positiva e no segundo é negativa”. As atividades petrolíferas geram externalidades, positivas e negativas. As positivas mais evidentes são de caráter econômico, quando em diversas situações a implementação destas atividades geram economias externas as demais firmas (correlatas, de apoio ou não), provocando dinamismo econômico na região de atuação.

No Brasil, o gás natural, nos últimos anos adquiriu significativa importância como matriz energética e tem suprido importantes lacunas decorrentes da ausência por anos de investimentos no setor. Nada obstante, a produção de gás também tem gerado externalidades negativas sem que haja a devida compensação a sociedade brasileira, especialmente no que diz respeito à questão ambiental e a subutilização de recursos não-renováveis, comprometendo seriamente as gerações futuras.

No âmbito das questões ambientais, no que diz respeito à queima de gás, o principal problema decorre da poluição em decorrência da emissão de gases tóxicos a atmosfera. A emissão de gases gera efeitos nocivos a saúde humana, assim como efeitos ambientais locais (como chuvas ácidas) e globais (como a alteração climática). O nível de poluição atmosférica causada pela queima de gás na produção de petróleo no Brasil é elevado, e a título de comparação, em 2007, a emissão de Dióxido de Carbono(CO₂) da queima do gás natural foi correspondente a toda emissão da frota urbana de veículos da cidade de São Paulo, estimada pela Coope/UFRJ em 7,6 milhões de toneladas de CO₂⁷.

No recinto do estrito senso econômico a pauta das externalidades negativas fica por parte da subutilização de um recurso natural não renovável. A

⁷ Os veículos são os maiores emissores de CO₂ na cidade de São Paulo. Segundo informações do DETRAN-SP existiam em 2007 na cidade de São Paulo 5.392.692 veículos.

produção sacrificada no processo de produção do petróleo já foi estimada em valores monetários na seção anterior e como visto aproximou-se dos US\$ 700 milhões em 2009. O sacrifício de um recurso natural em detrimento de outro mais rentável (neste caso o petróleo) vai além da análise de curto prazo, pois irá impactar diretamente nas gerações futuras com a diminuição das reservas. A imprecisão quanto aos preços futuros aliada a ampliação do gás como matriz energética pode ser ainda mais angustiante para as gerações futuras se se defrontarem com escassez do recurso, e caso o sentido seja de elevação do preço internacional, como foi nos últimos 10 anos (2000-2010), quando o preço internacional do gás teve crescimento de 187%⁸.

Acrescenta-se no cenário econômico nacional como implicação da queima de gás e a conseqüente menor disponibilidade do produto via produção interna, a ampliação das importações do produto que atua como mais um no agregado de produtos que auxiliam no desequilíbrio das contas externas do país. Neste tocante a relevância dada a está absorvissão externa consiste no fato de que poderia ser em menor escala caso houvesse o aproveitamento do recurso disposto internamente. Não se está a falar aqui de subsidiar a produção (uma vez que poderia haver elevação do preço do produto, com a elevação dos custos), mas mitigar as externalidades geradas pela atividade, preservando as gerações futuras com o tratamento eficiente da produção do recurso.

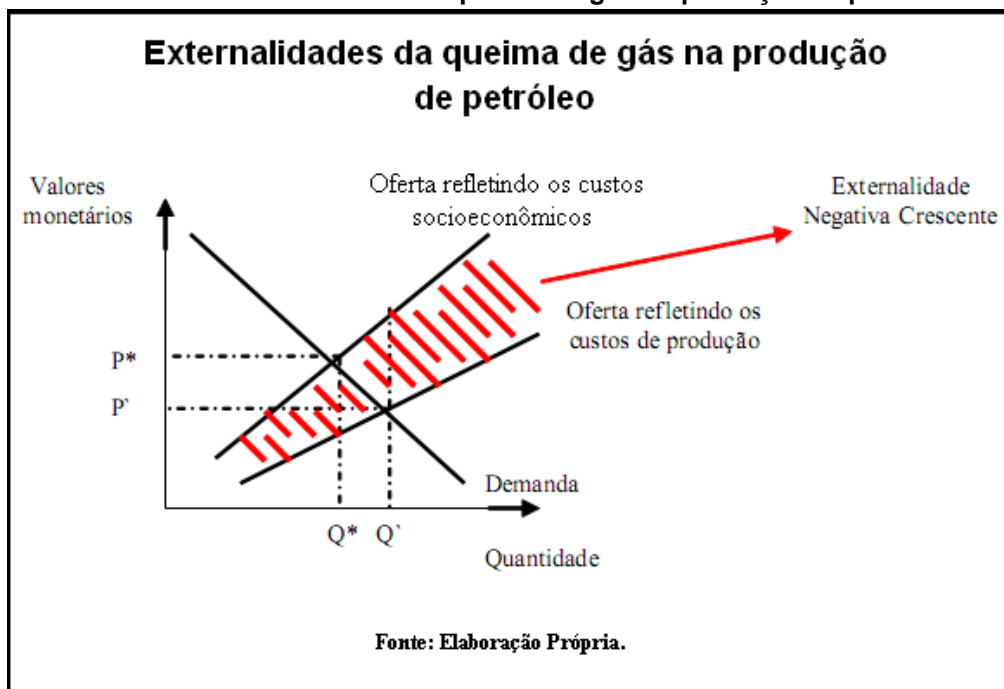
As externalidades podem ser configuradas mediante aplicação de curvas de ofertas que refletem os custos de produção e os custos socioeconômicos, como representado no gráfico 3. Assim as externalidades negativas satisfazem à diferença entre a curva de custos socioeconômicos e os custos de produção, correspondendo na ilustração gráfica à área hachurada em vermelho. No atual cenário institucional as empresas encaram seus custos apenas como os intrínsecos a produção propriamente dita, e o preço conseqüente será igual a P' . Num cenário onde haja internalização das externalidades, embutem-se os custos socioeconômicos gerados pela produção aos custos da empresa e o preço passa a ser P^* . Como vem sendo abordado neste trabalho, o gráfico apresenta através das elasticidades das curvas, que as externalidades negativas são crescentes, pois parte-se do pressuposto que a intensificação da queima do gás amplia os danos ambientais e socioeconômicos, numa proporção que os custos socioeconômicos expandem-se mais ligeiramente do que os custos de produção, uma vez que os primeiros são acumulados⁹.

⁸ Cálculo próprio com base em informações do banco multidimensional da ANP.

⁹ Este é apenas um pressuposto do autor. Os custos de produção não sofrem de imediato impacto dos custos socioeconômicos gerados pela produção (os custos referentes à produção estão diretamente ligados a variáveis exógenas a esta relação, e são mais sensíveis a alterações em mão-de-obra, capital, tecnologia, etc.). Já os custos socioeconômicos são endógenos a relação produção/custos socioeconômicos, isto é o aumento da produção amplia os danos, que se acumulam. Como exemplo de acúmulo dos custos socioeconômicos tem-se o efeito estufa, que é fruto de um processo de acumulação ao longo dos anos de gases na camada de ozônio.

Numa observação superficial chega-se a conclusão de que se está havendo elevação de preços, o que pode ser encarado pela ortodoxia como diminuição do bem-estar social¹⁰, contudo esta avaliação é errônea. O que ocorreu, foi o deslocamento do preço anterior (P') ao “preço justo” (P^*), que corresponde além dos custos intrínsecos à produção os custos sociais e econômicos gerados pela mesma. Destarte, as externalidades negativas foram diluídas aos custos das empresas, que irão embutir nos preços aos consumidores. O preço justo corresponde justamente ao preço necessário pago pela atual geração por usufruir de um recurso que poderá não estar disponível as outras gerações, assim como dos problemas gerados pela sua produção. A elevação ao preço justo leva a um aumento da arrecadação do Estado que poderá proporcionar um destinação dos recursos financeiros, oriundos de um bem esgotável, em prol das gerações futuras.

Gráfico 3 – Externalidades da queima de gás na produção de petróleo



Possibilidade de elaboração de mecanismos inibidores da queima de gás natural

Num cenário onde relevantes danos ambientais e socioeconômicos provocado pela queima de gás natural pela indústria petrolífera, políticas de mitigação do processo emergem como de situação excepcional. Diversos são os instrumentos propostos visando à inibição da prática nociva à sociedade. O

¹⁰ Para as escolas econômicas ortodoxas, mas especificamente a escola neoclássica, o máximo de bem-estar é conseguido quando os preços para o consumidor equiparam-se aos custos de produção.

consenso na literatura especializada e pelos elaboradores de políticas públicas convergem ao objetivo de maior aproveitamento do recurso natural. Neste sentido os instrumentos perpassam por implicações que vão desde penalidade as concessionárias das áreas de produção, ao estímulo de produtores que estejam dispostos a melhorar os índices de aproveitamento. Nesta seção trataremos de dois tipos básicos de mecanismo: a criação de tributos incidentes sobre a queima de gás; e instrumentos de estímulo a produção ambientalmente sustentável, com facilidade de financiamento pelos bancos públicos, subsídios, extensão dos prazos de pagamento das compensações referentes à produção.

Ambas as políticas, com elevado grau de probabilidade, irão conduzir ao avanço das técnicas de produção mediante incremento em pesquisa e desenvolvimento e/ou aquisição de tecnologias que possibilitem ganhos as empresas ou minimizem as perdas, a depender do modelo adotado. O modelo adotado de mecanismo tendera a ser determinado pela característica de produção da região, basicamente distintos para a produção em terra e no mar. Como se trata de atividades com alto grau de rentabilidade, será difícil de esperar a saída de empresas da atividade em consequência da aplicação dos mecanismos, pelo contrário a expectativa será de ganhos, seja via arrecadação seja por meio aumento da produção.

O debate central está sempre sobre a tributação do gás queimado. Mas algumas questões têm que ser esclarecidas: Que tipo de tributo será aplicado (de jurisdição estadual ou federal)? Quão deve ser o tamanho do tributo, para que seja capaz de inibir a queima? Será eficiente nos dois tipos de sistema de produção no Brasil (produção em terra e no mar)?

Quanto à primeira indagação. As externalidades geradas recaem tanto no âmbito local (das regiões produtoras) como no aspecto global (na sociedade como um todo). Primeiramente deve-se se ponderar as externalidades de forma a se desagregar com os seus determinados níveis de impacto, local e global. Ainda assim, por se tratar de impactos que fogem os limites estaduais, o tributo deve ser de competência federal, e ser distribuído pelas regiões de acordo com os impactos sofridos. E acrescenta-se o fato de a jurisdição sobre a produção de petróleo e gás natural ser do Estado Brasileiro, assim como o interesse deste recurso estratégico. Num exemplo simplista, parte da arrecadação do tributo seria destinado a compensação dos impactos ambientais localizados (como ocorrência de problemas de saúde em consequência da queima do gás) e outra parte como contrapartida aos

impactos de cunho nacional (como criação de infra-estrutura que beneficie gerações futuras)¹¹.

O segundo ponto é extremamente relevante, pois o tamanho da alíquota será essencial para determinar o grau de inibição de queima do gás. As empresas avaliam o custo relacionado produção do gás para fornecimento ao mercado e a aquisição mediante importação. Se o preço internacional do gás não é elevado e se tem disponível uma logística de transporte que não o encarece, ao confrontar com o custo de produzir, e esta estiver acima da obtenção do gás importado, irão dá preferência a importação. Desta forma a solução para forçar as empresas a utilizar o gás que é queimado (ou ampliar o grau de aproveitamento), reduzindo as importações, é fazendo com que o custo da queima esteja acima do nível do preço de obtenção do gás internacional. Surtiria o efeito de um imposto sobre importação, mas próximo de uma cota de importação (Pois continuaria a haver importação, mas apenas da quantidade não possível de ser ofertada pelo país). De outro jeito, a política terá caráter apenas arrecadatário e não de minimizar a queima de gás e suas externalidade de um modo geral. E este é um dos principais questionamentos sobre a criação de tributos, isto é, se o objetivo é o de retrain a queima ou de apenas ampliar a carga tributária sobre o setor.

No que diz respeito à criação de tributo e a sua eficiência sobre os sistemas de produção distintos existentes no Brasil, verifica-se a política pode surtir efeitos díspar. Nos campos marítimos, onde a produção e queima de gás é mais intensa e crescente, a incidência de tributos sobre a eliminação do gás pode surtir efeito. Por ter um índice de desaproveitamento do recurso elevado, medidas incisivas tendem a ser a mais indicada. Por ser este sistema ser o maior receptador de investimento no setor, atualmente, poderá responder mais rapidamente com melhoramento técnico da produção e investimento em pesquisa e desenvolvimento que tenham como objetivo a redução das perdas em função dos tributos que incidirão sobre a produção eliminada. Nestes tipos de produção, o grande desafio é o transporte do gás¹², e a tributação poderá viabilizar a criação dessa logística (com o encarecimento da queima do produto). Outro fato, é que como são campos com produção relativamente

¹¹ Os royalties já apresentam em parte esta característica. Deles são beneficiados não somente as regiões produtoras, mas aquelas que sofrem impactos relacionados a armazenado, transporte, embarque e desembarque. São taxas fixadas. Os royalties apresentam também um caráter intergeracional, contudo o baixo grau de vinculação dos recursos deixa explícito o desvio de finalidade.

¹² Além do sistema de transporte mediante gasodutos, existe a possibilidade de realizar a liquefação do gás e transportá-lo em embarcações especiais. Segundo ANGOLA LGN (2005), em projeto para avaliação de impacto ambiental, socioeconômico e de saúde, a proposta foi do transporte de Gás Natural Liquefeito (LGN).

recente, ainda não precisa de estímulos¹³ avançados para recuperação de óleo (com utilização de CO₂ – obtido do gás natural), como nos campos maduros.

Em campos maduros não se percebe a necessidade de aplicação, isto porque o grau de aproveitamento já é bastante significativo, como visto no quadro 4. A elevação do aproveitamento se dá por conta de características intrínsecas dos campos. São campos com estágios avançados de produção e demandam métodos que estimulem a produção por meio de recuperação de reservas de petróleo. Até por isso maior parte do gás produzido é reinjetado nos campos de produção. São campos que já passaram pelos convencionais métodos de recuperação secundária (reinação de água ou gás), que, no entanto só recuperam uma fração do total existente na jazida, ficando o restante preso no reservatório a menos que se aplique métodos especiais de recuperação, que podem ser possibilitados com um dos componentes do gás natural, o CO₂.

Para ROCHA et al(2003), os métodos secundários, por meio essencialmente de injeção de gás, conseguiu reduzir a taxa de declínio da produção em campos terrestres na Bacia do Recôncavo Baiano¹⁴, e se aplicado os métodos especiais pode-se recuperar entre 5% a 15% das reservas originais de óleo, em torno de 1,5 bilhão de barris. Contudo, CAMARA e REIS (2004), ressaltam que:

“Na utilização de alguns métodos especiais, como a injeção de CO₂, por exemplo, algumas premissas são fundamentais para a implantação do projeto, tais como: infra-estrutura apropriada, disponibilidade local da matéria-prima utilizada, incentivos regulatórios, condições geológicas apropriadas do reservatório/campo e outros”

A partir desta caracterização da produção terrestres, das necessidades de investimento para sobrevivência e do nível de aproveitamento relativamente elevado quando comparado a média nacional, evidencia-se que políticas de apoio serão mais eficazes que punitivas a queima do gás. Partindo do modelo de tratamento diferenciado adotado nos Estados Unidos¹⁵ e no Canadá para campos maduros, onde inclusive existe crédito para utilização de técnicas avançadas de recuperação, CAMARA e REIS (2004), afirmam que políticas

¹³ Em praticamente todos os campos existe alguma forma de estímulo a aumento da produção, mesmo em recentes, normalmente com a injeção de gás. Os métodos avançados de recuperação de reservas são utilizados em campos onde já foram realizados métodos de recuperação secundária.

¹⁴ A bacia do recôncavo baiano é a mais antiga província petrolífera brasileira. Foi nela, em 1939, que se descobriu petróleo pela primeira vez no Brasil (no campo de Lobato) e foi responsável por mais de três décadas pela produção de petróleo da incipiente indústria petrolífera brasileira.

¹⁵ Segundo ROCHA et al, nos Estados Unidos da América(EUA) existem cerca de 8.000 companhias pequenas(independents) que operam poços de baixa produção(com vazão inferior 15 barris/dia de petróleo e 3.150m³ de gás). Produzem cerca de 65% do gás nos país e 40% de petróleo. Segundo o Departamento de Estatística dos EUA, em 2008, os EUA foram o 3º maior produtor de petróleo do mundo, com produção superior a 8,5 milhões de barris/dia.

subsidiárias surtiram efeitos positivos sobre a produção: “A faixa percentual cobrada de Royalties e o percentual do ICMS, por exemplo, poderiam ser revistos facilitando assim a continuidade e a revitalização da produção nesses campos, gerando impactos econômicos e sociais altamente positivos”

O quadro 5, apresenta os dados sobre a produção de gás em campos terrestres no estado da Bahia, e corrobora justamente o aspecto apresentado de elevado aproveitamento do gás. Em 2009, a queima representou apenas 1,3% da produção e em termos de produção absoluta, houve redução de 73,5% da queima de gás nos campos terrestres baianos.

Quadro 5 – evolução da produção de gás nos campos terrestres do estado da Bahia

Produção, reinjeção, queima e perdas, consumo próprio de gás natural em campos terrestres no Bahia. Em 1.000 m ³										
Gás Natural	Anos									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produção	1.895.902	1.958.073	1.964.177	2.115.723	2.218.412	1.959.078	1.878.019	1.479.986	1.285.416	1.172.288
Reinjeção	220.461	259.434	216.916	180.498	147.572	44.803	24.374	200.159	337.944	382.413
Queima e perdas	50.713	40.040	28.406	30.440	31.977	33.130	46.154	48.180	34.941	37.348
Consumo próprio	78.386	78.162	80.676	94.735	98.193	77.817	77.134	71.736	64.849	64.894
Produção disponível	1.546.342	1.580.437	1.638.180	1.810.050	1.940.670	1.803.327	1.730.357	1.159.912	847.681	687.633

Fonte: Elaboração Própria com base em informações da Agência Nacional do Petróleo

Desta forma fica explícito que existem mecanismos a serem aplicados para mitigarem as externalidades negativas provocadas pela indústria petrolífera. As políticas devem respeitar as peculiaridades de cada sistema de produção, para que os objetivos sejam alcançados.

Considerações finais

O gás se tornou uma importante matriz energética brasileira. Expandiu-se o consumo, a produção, contudo a queima do gás foi significativamente ampliada, gerando relevantes externalidades negativas à sociedade. Os impactos ambientais e socioeconômicos são significativos, gerando enormes perdas para o país pela subutilização do recurso natural não-renovável.

As perdas monetárias somente em 2009 atingiram os US\$ 700 milhões, aproximadamente de 40% do valor importado em gás pelo Brasil no mesmo ano. A emissão de poluentes a atmosfera pela queima de gás correspondeu a emissão da frota urbana da cidade de São Paulo (próxima a 6 milhões de veículos). Diante deste cenário caracterizado pela produção subutilizada, sacrificada ficam as futuras gerações, e até por isso compensações são necessárias.

A necessidade de mitigar este processo vem gerando intensos debates e diversas são as propostas de se estabelecer mecanismos inibidores da prática.

O tentador discurso de criação de tributos vem ganhando força. Mas como foi observado se não bem estruturado pode representar apenas mais uma fonte arrecadadora de tributos, sem surtir efeito sobre o objetivo fim da política. Ainda assim, devem-se observar as peculiaridades dos sistemas de produção de petróleo e gás no Brasil, a produção em terra e no mar, pois exigem políticas distintas. A política punitiva pode surgir efeito nos campos marítimos, mas nos campos maduros é aconselhável políticas subsidiárias.

Por fim, observa-se que o debate ainda carece de amadurecimento e a adoção de mecanismos de internalização das externalidades negativas gerada pela indústria do petróleo não será algo trivial. Contudo são necessários para transformação do cenário que se apresentou, especialmente após a descoberta de grandes reservas de petróleo e gás.

Referências

ANGOLA LNG. Projecto Angola LNG proposto. Avaliação de impacto ambiental, socioeconómico e de saúde. Resumo Não Técnico, março 2005. Disponível em: www.angolalng.com/projecto

ANP. Agência Nacional do Trabalho. Banco multidimensional de estatísticas.

AMORELLI JR, Dirceu; SILVA, Paulo Alexandre. Impacto no crescimento socioeconômico dos municípios que foram contemplados com a atividade de exploração e produção de petróleo. Rio de Janeiro, 2008.

AJARA, Cesar; PIRES NETO, Artur de Freitas. Transformações recentes na dinâmica sócio-espacial do Norte fluminense. XV ENCONTRO NACIONAL DE ESTUDOS POPULACIONAIS, ABEP, CAXAMBU – MG, 2006.

ARAUJO, Gracyanne Freire de. Impactos da extração do petróleo pra o desenvolvimento local sustentável: o caso do campo de Carmópolis-SE. Dissertação submetida a UFPE para a obtenção de grau de mestre. Recife – PE, 2006

BREGMAN, Daniel. Um Estudo Sobre a Aplicação dos Royalties Petrolíferos no Brasil. Disponível em: <http://www.tesouro.fazenda.gov.br>.

CÂMARA, Roberto José Batista. Campos Maduros e Campos Marginais – Definições para efeitos regulatórios. Salvador – BA, 2004.

CEPA. Centro de Ensino e Pesquisa Aplicada - FAPESP. Combustíveis Fosseis Aquecimento. São Paulo – SP, 1999.

CTPETRO. Instituto Nacional de tecnologia. Sistemas Produtivos e Inovativos locais na Industria de O&G – Análise da Experiência de Campos Marginais do Recôncavo Baiano. NOTA TECNICA. Rio de Janeiro, 2003

ESTADÃO. Petrobras “queimou” R\$ 1,5 bi em gás em 2009. Disponível em: www.estadao.com.br

FATOS E DADOS. Petrobras. Respostas a queima de gás. Disponível em: www.petrobrasfatosedados.wordpress.com

GIVISIEZ, G.; OLIVEIRA, E. Royalties do petróleo e educação: análise da eficiência da alocação. In: XVI ENCONTRO NACIONAL DE ESTUDOS POPULACIONAIS. Caxambu – MG, 2008.

ISTO É. Bahia: Berço de Ouro. Especiais: Petrobras. Disponível em: www.terra.com.br/istoe-temp/especiais/petrobras

KNIGHT, V.; YOUNG, C. Custos da poluição gerada pelos ônibus urbanos na RMSP. ANPEC, 2008.

PEREIRA, M.; SILVA, F. Análise da possível incidência de ICMS na queima do gás natural. Revista Direito e Energia, Ano II, VOL 1, 2010.

REIS, A.; ROCHA, P.; FERREIRA, L.; CORREIA, J.; ALVES, R.; VIANA, M. Avaliação dos impactos dos royalties no desenvolvimento dos municípios arrecadadores da Bacia do Recôncavo. In: III CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS. Salvador – BA, 2005.

ROCHA, P.; SOUZA, A.; CÂMARA, R. O futuro da Bacia do Recôncavo, a mais antiga Bacia Petrolífera Brasileira. Disponível em: www.recam.org.br/projetos/projeto-1/publicacoes/revista_sei1.pdf.

SOUZA, Farley Santos Pereira de. Os impactos da atividade petrolífera nas dinâmicas territoriais da Bacia de Campos – RJ. In: VI CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOGRAFOS. Goiânia, 2004.

TEIXEIRA, F.; GUERRA, O. A competitividade na cadeia de suprimento da indústria de petróleo no Brasil. Revista Economia Contemporânea. Rio de Janeiro, 2003.

_____. Estratégia para o Desenvolvimento da Indústria na Região Metropolitana de Salvador. Revista Bahia Século XXI Terras estratégicas. Salvador, 2003.