

PEQUENO E MÉDIO PRODUTOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

ASPECTOS PARA SUSTENTABILIDADE DO GÁS NATURAL

PRODUZIDO DE ÁREAS INATIVAS E CAMPOS MADUROS

Objetivo

Apresentar uma breve síntese dos mecanismos que impactam o desenvolvimento do segmento de gás natural, produzido pelo Pequeno e Médio Concessionário, em especial aqueles que operam áreas com acumulações marginais de gás natural no Brasil.

Definição

Via de regra ouvimos a terminologia empregada por diversos atores relacionando as áreas de exploração e produção de gás natural apenas ao “poço maduro”, o que sem dúvida, leva a avaliações fora da realidade. Assim, para melhor compreensão temos que conceituar as áreas de produção (Maduras ou Inativas) conforme elas se apresentam:

1. **Áreas Inativas com acumulações de petróleo e gás natural:** Trata-se de áreas onde as descobertas de hidrocarbonetos, por motivos técnicos e/ou econômicos, à luz do entendimento do Concessionário, não foi explorada comercialmente após a sua descoberta, permanecendo inativa (“abandonada temporariamente”).
2. **Campos Maduros de petróleo e gás natural:** Trata-se de áreas (blocos) já explorados e que apresentam certo declínio de produção. Normalmente são campos com produção há mais de 15 anos de exploração. Podem estar inseridos em bacia sedimentar madura, aquelas com amplo conhecimento geológico (Ex.: bacia do Recôncavo e as porções terrestres das bacias do Espírito Santo, Potiguar e Sergipe-Alagoas), ou não.
3. **Acumulações Marginais de petróleo ou gás natural:** essas acumulações podem ocorrer em *Áreas Inativas* ou em *Campos Maduros*, trata-se de um conceito econômico sobre as reservas remanescentes e/ou o volume de produção de hidrocarbonetos, cujo interesse econômico para uma grande petrolífera não faz sentido.
4. **Poços de Produção:** O propósito dos poços é produzir petróleo e/ou gás natural de formações subterrâneas ou injetar fluidos nessas formações. O poço é então o conduto para o fluxo de fluidos das formações para a superfície ou vice-versa e não define se um campo é maduro ou não.

Assim, ao tratar as questões do setor O&G limitando-as ao “*Poço Maduro*” conduz-se as avaliações do negócio a distorções significativas, o que não faz sentido.

As definições para o Pequeno e Médio produtor de petróleo e gás natural é objeto da Resolução ANP nº 32, DE 5.6.2014 - DOU 6.6.2014.

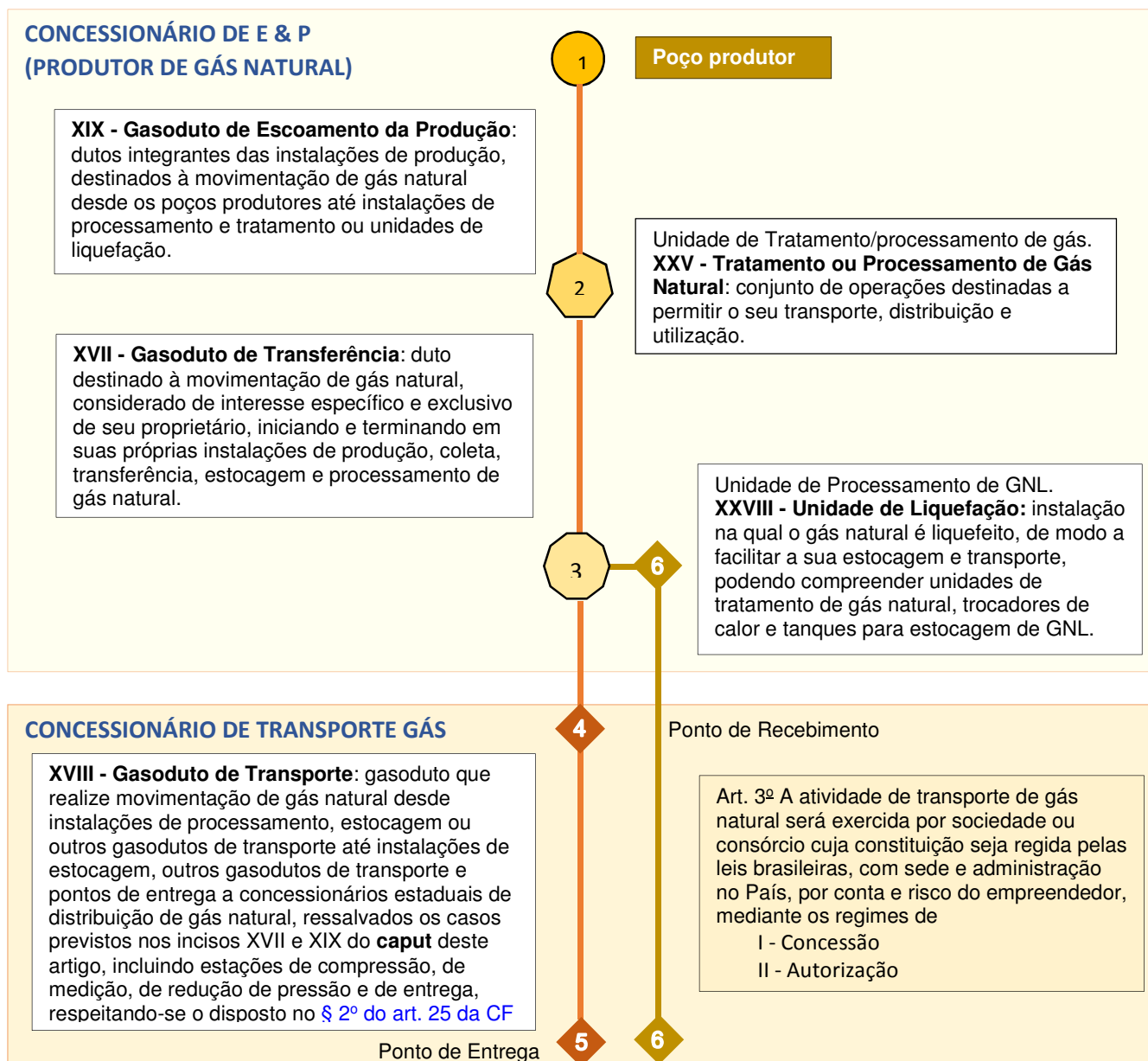
Regulamentação

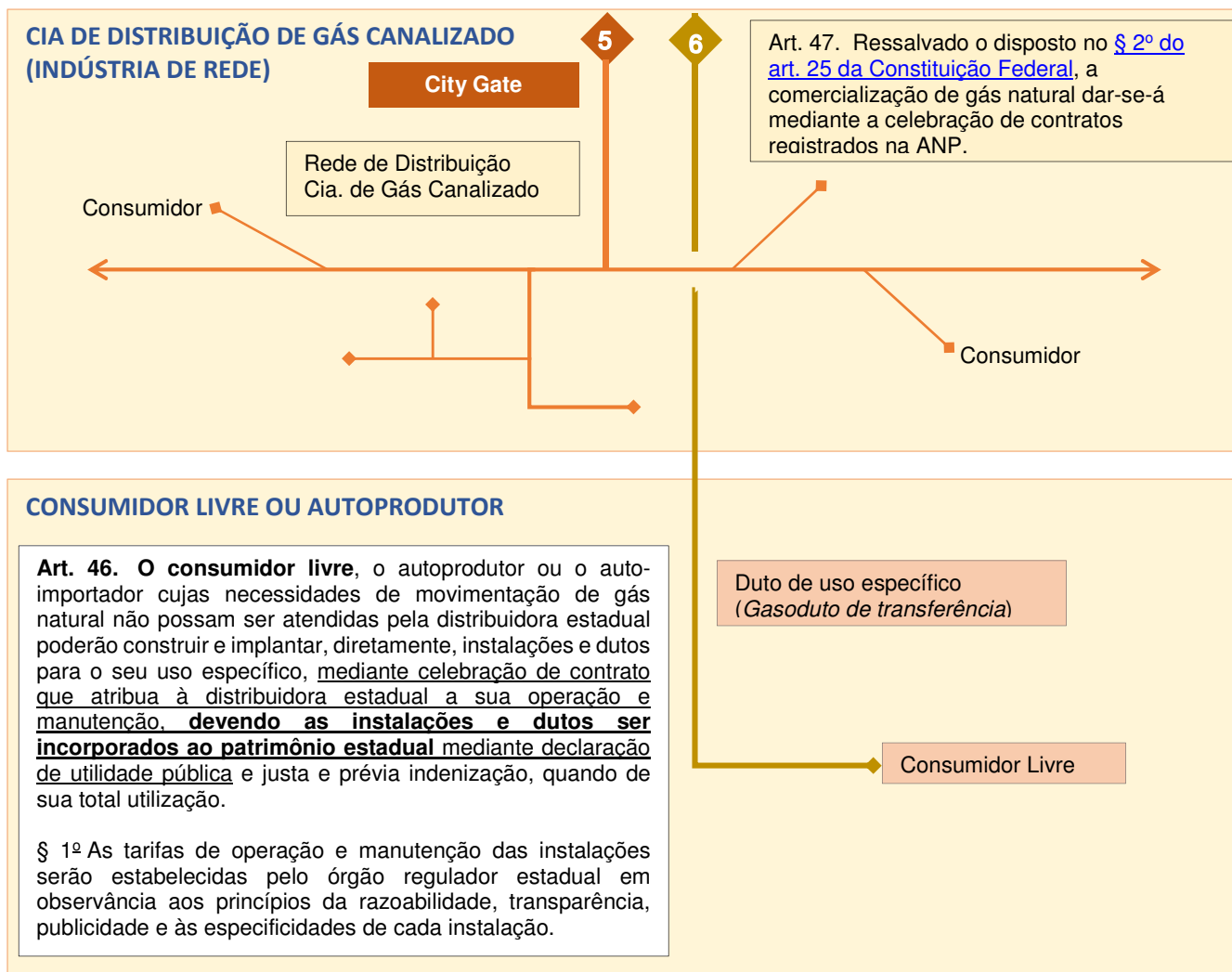
Atualmente qualquer Concessionário do setor de O&G depara-se com um número significativo de regulamentações, em especial aquelas produzidas pelo Agente regulador e que em sua maioria agrega custos e não estimula o desenvolvimento do setor.

Na tentativa de conferir “controle” do Estado sobre toda a cadeia do gás natural, o Governo Federal editou a Lei nº 11.909, de 04/03/2009, conhecida como a “Lei do Gás”.

Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

Com a introdução de regras e a regulamentação dos pontos da lei os Agentes da indústria de gás natural encontram as peculiaridades destacadas na Figura abaixo para o exercício de suas atividades e comercialização do gás produzido:





Como se depara da regulamentação federal, o gás natural produzido por produtor independente para chegar até o consumidor final, tem que obrigatoriamente passar por agente transportador (modal dutoviário) devidamente autorizado pela ANP e na ausência de infraestrutura para o escoamento da produção, passar, mediante um “pedágio” pela Cia Estadual de Gás Canalizado (Art. 46 da Lei do Gás).

Ou seja, não há possibilidade para o exercício da livre iniciativa entre o Concessionário produtor de gás natural e o consumidor final, conforme preceitua a CF, sem uma possível judicialização do tema.

Ademais, Estados vêm editando Resoluções que impedem o exercício da atividade de distribuição e comercialização de gás por Empresas de Distribuição de GNC (gás natural comprimido) numa clara sobreposição de competência regulatória, vis-à-vis o GNC ser uma competência da União, regulamentada pela ANP.

Fluxo Físicos, Comerciais e Regulatórios

Para melhor compreensão das atividades envolvidas desde a produção até a entrega do gás natural ao consumidor final tomemos o diagrama de fluxos representados nas figuras seguintes, onde são mostrados os **Fluxos Físicos** (movimentação de gás natural); os **Fluxos Comerciais** (contratos de comprar e venda e/ou de transporte de gás) e os **Fluxos Regulatórios** (Portarias

ou Resoluções da ANP) obrigatórios entre os *i) Agentes; ii) seus Ativos e iii) Consumidores* para que possam produzir, operar, movimentar, comercializar e vender o gás natural em suas diversas formas, conforme a melhor opção econômico-financeira para o negócio, assim definidas:

- Gás natural modal dutoviário;
- Gás natural comprimido (GNC) através de caminhões feixe;
- Gás natural liquefeito (GNL) na forma líquida, em caminhões metaneiros.

Via de regra, as produções nas áreas mencionadas são correntes discretas de gás natural, associadas ou não ao petróleo e extraídas por sua vez de reservas também discretas o que na maioria das vezes inviabiliza a sua comercialização.

A viabilidade técnica e econômica para a comercialização do gás natural depende de volumes diários mínimos por um período de médio a longo prazo para justificar os investimentos e riscos associados.

Como já afirmado acima, as áreas com acumulações marginais ou campos maduros produzem, com algumas exceções, gás natural associado a baixas vazões (< 7.000 m³/dia). Além disso, a maioria dessas produções ocorre em áreas com ausência de infraestrutura para o escoamento da produção ou mesmos consumidores próximos (distâncias < 150 km) com possibilidade de consumir gás natural em suas instalações.

Pensar em Postos de venda de combustíveis como âncoras para o gás natural na forma veicular (GNV), deve-se observar os pontos seguintes:

- 1) a qualidade do gás produzido: presença do contaminante N₂ (nitrogênio) de difícil separação a custos compatíveis com os volumes produzidos nessas áreas;
- 2) e o *Número de Octano Motor (NOM)* obtido com a corrente de gás tratado no mínimo igual a 65 (Portaria ANP nº 16/2008);
- 3) existência de mercado veicular na região afetada pela produção. Este mercado deve ser pensado para i) viabilizar os investimentos na produção, tratamento e compressão de gás; ii) viabilizar as instalações no Posto para o GNV; e considerar a iii) margem de comercialização da bandeira do Posto.

A alternativa de escoamento da produção por gasodutos (modal dutoviário), em princípio a mais lógica, requer uma produção de gás que viabilize a internalização de custos não recuperáveis (*sunk cost*) com a implantação de gasoduto. Observada a Lei do Gás, os gasodutos de transporte passam por consulta pública e processo licitatório conduzido pela ANP. Caso a classificação do gasoduto seja para “escoamento de uso específico” o mesmo deve ser transferido à *Cia. Local de Distribuição de Gás Canalizado*, mediante acordo de transferência e contrato de operação e manutenção. Neste último caso, observado o princípio da isonomia, a venda do gás ao consumidor final irá incorporar a margem bruta de distribuição da Cia de Gás, o que pode inviabilizar a competitividade do energético.

O modal de transporte GNL implica em correntes de gás natural com vazões da ordem de 50.000 m³/dia ou superior para viabilizar a implantação de Unidades chamada de “*Small GNL*”. A

vantagem deste modal (GNL) é poder atender clientes à distâncias num raio de até 400 km com consumo médio de 20.000 m³/dia.

As correntes de gás natural produzidas pelo pequeno e médio produtor, em sua maioria, não passa de 8 a 10 mil m³/dia, que é o ponto de corte (*Breakeven*), para viabilizar uma produção de gás comprimido (GNC), modal que possibilita o escoamento da produção com custos da molécula ainda assimilável pelo mercado consumidor de baixo consumo.

Na ausência de infraestrutura para o escoamento da produção de gás, uma possibilidade seria o “*Fio*” (*gas wire*), através da geração de energia elétrica, com a implantação de pequenas UTE’s.

A geração termoelétrica com gás natural (UTE), mesmo em pequena escala (3 a 5 MW), demanda gás natural de reservas provadas com pelo menos 20 anos de potencial de exploração, vis-à-vis as exigências da Agência Reguladora ANEEL nos leilões de energia. As áreas com acumulações marginais e/ou campos maduros não apresentam condições para viabilizar esses projetos sem uma quebra de paradigma do órgão regulador – geração EE a gás, compatível com as reservas provadas do energético em prazos condizentes (5; 6 ou 7 anos) e considerando ainda a possível conexão da central geradora (UTE) ao sistema elétrico interligado (SIN).

Por fim, as tecnologias disponíveis e empregadas nos modais que mais se adequam ao escoamento da produção de gás natural (GNC ou GNL) em áreas produtoras sem infraestrutura para o mercado consumidor, trazem um baixo conteúdo local (CL) prejudicando ou até inviabilizando a produção de gás e com isso uma significativa redução da produção de óleo, limitado pela queima autorizada de gás

Do exposto, as diversas variáveis que impactam o mercado de gás do pequeno e médio produtor, a partir de áreas com acumulações marginais; ou campos maduros; ou mesmo áreas inativas (sub comerciais) precisam de fomento:

- i) política pública para o PME viabilizar o escoamento da produção de gás natural, em especial os modais que demandam tecnologias e consumo de energia (GNC e GNL);
- ii) revisão do arcabouço regulatório, adequando-o a realidade da indústria nacional do PME produtor de gás natural para viabilizar o aproveitamento das reservas nacionais;
- iii) limitar as intervenções do Estado, atento ao princípio constitucional, para o exercício da livre iniciativa referente a comercialização e distribuição de gás natural;
- iv) incentivo aos produtores que viabilizem a recuperação das reservas de gás natural mediante critérios fiscais e para-fiscais (redução da base de cálculo dos tributos Federais);
- v) ajuste das margens de distribuição das Cia de Gás Canalizado para permitir a aquisição de volumes de GN a preços compatíveis com o modal empregado até o ponto de entrega.
- vi) Ambiental - elaboração de um *TERMO DE REFERÊNCIA* adequado à liberação das licenças ambientais (LL, LI e LO), simplificando-as em uma única licença ambiental (Licença Unificada- LU) compatível com o negócio de E&P do PME.

