

2

Gás Natural: cadeia produtiva e métodos de medição

Como contextualização do trabalho - padronização primária e harmonização do valor de referência para medição de vazão de gás natural - o presente capítulo descreve a cadeia produtiva do gás natural e discute os principais métodos de medição de vazão.

2.1

Gás natural

O gás natural é um combustível fóssil encontrado em rochas porosas no subsolo, podendo estar associado ou não ao petróleo. Sua composição pode variar dependendo do fato do gás estar associado ou não ao óleo, ou de ter sido ou não processado em unidades industriais. A composição básica inclui metano, etano, propano e proporções menores de outros hidrocarbonetos de peso molecular maior. Geralmente apresenta baixos teores de nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre.

Gás natural. É a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais de reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura.

São inúmeras as vantagens econômicas do uso do gás natural, hoje também considerado alternativa energética do ponto de vista ambiental. Devido à sua pureza, produz uma combustão completa e uniforme, sem a presença de fuligem e de outras substâncias que prejudicam o meio ambiente. A título de exemplo, ao substituir, a lenha, o gás reduz o desmatamento. Nos grandes centros, diminui consideravelmente a emissão de compostos de enxofre e particulados, sem gerar cinzas ou detritos poluentes oriundos da utilização de outros combustíveis, quer para uso industrial ou automotivo. O uso do gás natural assegura a melhoria da qualidade do ar que se respira, baixando os índices de poluição nas grandes cidades e, conseqüentemente, de doenças respiratórias [28]. Numa época em que as atenções estão cada vez mais voltadas para as questões relacionadas ao meio ambiente, o gás natural se apresenta

como excelente alternativa energética. É um combustível versátil, econômico e limpo até muito recentemente disponibilizado em escala praticamente compatível com a demanda nacional. Com a explosão do consumo, e resultado de políticas públicas que priorizaram o seu uso industrial, automotivo, residencial e termelétrico, o País tem vivenciado inadequações preocupantes na relação oferta-demanda, fato que tem incentivado mudanças na política e ações governamentais para explorar novas reservas. A cadeia produtiva do gás natural, ilustrada na figura 2.1, pode ser visualizada em dois grandes blocos: um bloco que congrega atividades relacionadas à obtenção do produto em si, chamada de *up-stream*, e outro com atividades relacionadas à aplicação direta do produto, focalizando seus usos, chamado de *down-stream*.

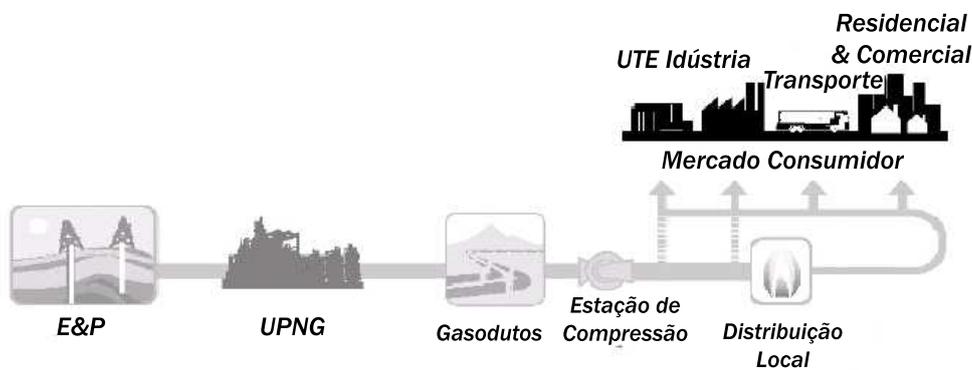


Figura 2.1: Cadeia produtiva nacional do gás natural. (Fonte: modificado de [7])

2.1.1

Principais usos do gás natural

O gás natural é um importante insumo energético com participação crescente na matriz energética nacional. As suas qualidades e vantagens frente às outras fontes de energia fomentam aplicações industriais, domiciliares e automotivas, notadamente nos grandes centros urbanos e industriais.

O gás natural é usado como combustível para geração de calor, eletricidade e força motriz; matéria-prima de base nas indústrias siderúrgica, química, petroquímica e de fertilizantes. No setor de transportes é utilizado como substituto do óleo diesel, da gasolina e do álcool. Tais fatores permitem a utilização quase irrestrita do produto em vários segmentos, atendendo determinações ambientais e contribuindo de forma eficaz e eficiente no controle dos processos, segurança e qualidade. Desta forma, o gás natural participa direta ou indiretamente da vida de toda a população e em diferentes segmentos industriais. São os seguintes os principais usos do gás natural [29]:

- Uso domiciliar - O gás natural quando utilizado para fins residências é denominado de “gás natural domiciliar”. Reflete um mercado em franca expansão, especialmente nos grandes centros urbanos de todo o País. As companhias distribuidoras estaduais desenvolvem planos de ampliação de suas redes, em função do aumento do consumo de gás domiciliar que demanda investimentos expressivos visando expansão, conversão e recepção e adaptação residencial.
- Uso veicular - Para uso automotivo (automóveis, ônibus e caminhões), o gás natural recebe o nome de “gás natural veicular” (GNV), oferecendo vantagem econômica por quilômetro rodado em relação à gasolina.
- Uso industrial - Utilizado como combustível, o gás natural proporciona uma combustão completa, isenta de agentes poluidores. É ideal para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final. Um exemplo clássico pode ser observado na indústria cerâmica e na de fabricação de vidro e cimento. O gás natural tem também sido amplamente utilizado como redutor siderúrgico na fabricação de aço. Como matéria-prima na indústria petroquímica, é utilizado para a produção de metanol e, na indústria de fertilizantes, para a produção de amônia e uréia. Na indústria petroquímica é utilizado através do processo de síntese.
- Uso termelétrico - A utilização de turbinas a gás para geração de eletricidade, combinada com a recuperação de calor para ganhos de eficiência térmica, é conhecida como co-geração. Esse processo vem sendo utilizado por indústrias do mundo inteiro, em função desses ganhos, economia e segurança operacional. No Brasil, o gás natural já foi considerado como uma solução para as contínuas crises na geração da hidroeletricidade, fato que o consolidou também como potencial opção para suportar o aumento da demanda de energia elétrica.

2.1.2

Reservas nacionais de gás natural e malha de gasoduto

As reservas nacionais (denominadas reservas provadas) representam hoje cerca de 347,9 bilhões de metros cúbicos de gás, concentrados nos Estados do Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Amazonas [30]. A maior parte do gás existente no país (80%) está associada a jazidas de petróleo, limitando a extração do produto. O gráfico da figura 2.2 ilustra a produção nacional de gás natural.

As reservas da Amazônia só poderão ser utilizadas após a conclusão da construção dos gasodutos que ligam Urucu a Porto Velho e Coari a Manaus,

ambos já em implantação pela Petrobras e a instalação da infra-estrutura para extrair gás natural dos campos gigantes de Tupi descoberto em 2007 e Júpiter descoberto em 2008. O campo de Tupi, na bacia de Santos, cujas reservas de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural, é o maior descoberto até agora no Brasil e pode aumentar as reservas de petróleo e gás da Petrobras de 40% a 60%. Pelos critérios americanos, as reservas de petróleo e gás da Petrobras são de cerca de 12 bilhões de barris de óleo equivalente (boe - medida que inclui óleo e gás) [28].

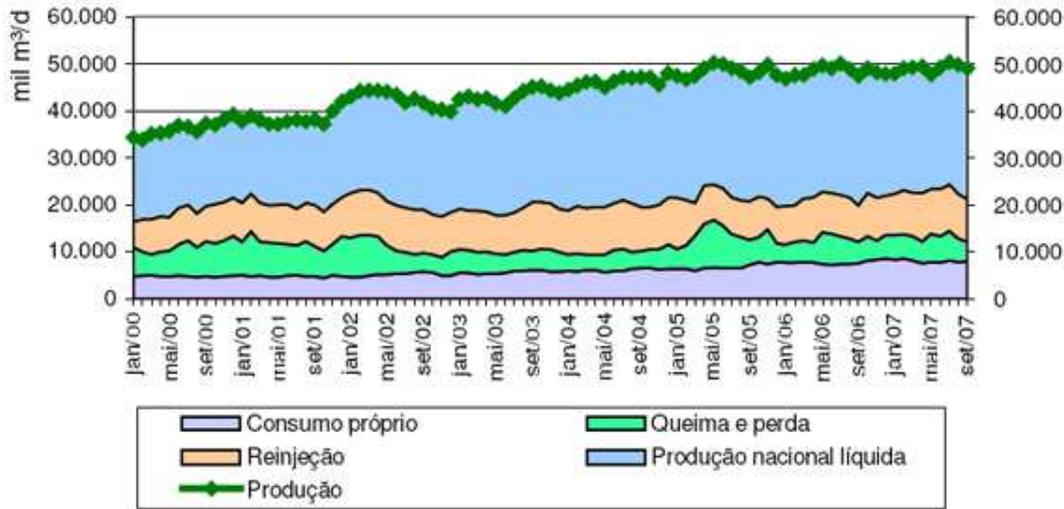


Figura 2.2: Produção nacional de gás natural (fev/00 - set/07). (Fonte: modificado de [28])

Para suprir demandas nacionais, importa-se hoje gás natural da Bolívia e com a construção de duas plantas de regaseificação de “gás natural liquefeito” (GNL), viabiliza-se a importação de GNL por navio metaneiro. O gasoduto Bolívia-Brasil abastece mais de 150 municípios brasileiros, atravessando os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, além de também beneficiar indiretamente os estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais. Os gasodutos da Malha Sudeste são responsáveis por cerca de 80% de todo o gás transportado no País, seguido da Malha Nordeste com cerca de 14% e da Malha Capixaba com aproximadamente 6%. A figura 2.3 ilustra a composição da oferta de gás natural no Brasil de fevereiro de 2000 a setembro de 2007 [30].

Os projetos da Petrobras que integram o Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás) reduzirão a dependência brasileira quanto à importação desse insumo. Dentro de quatro a cinco anos, a dependência das importações cairá dos atuais 50% para 35% a 30%. O Plangás prevê uma adição de 24 milhões de metros cúbicos por dia (m^3/d) à oferta de gás para 2008 [28].

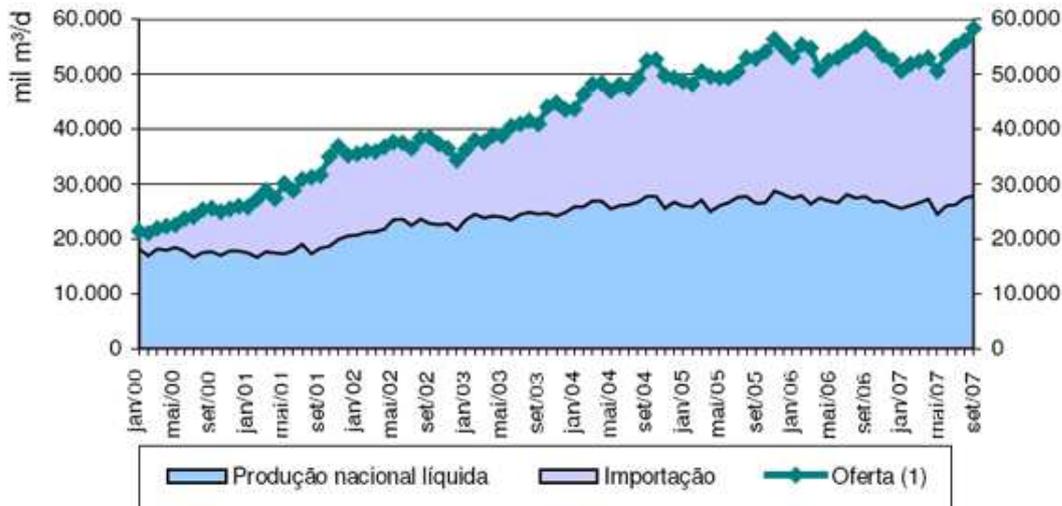


Figura 2.3: Composição da oferta de gás natural. (Fonte: modificado de [28])

Para atender a demanda brasileira de gás natural, a meta da Petrobras para 2012 é ofertar 72,9 milhões m^3 /dia de gás produzido no território nacional, continuar importando 30 milhões m^3 /dia da Bolívia e complementar a oferta com até 31,1 milhões m^3 /dia via GNL.

O Plano de Negócios da Petrobras 2008-2012 contempla obras de expansão da malha de gasodutos e a construção de terminais de regaseificação de GNL. A malha de gasodutos Sudeste inclui projetos para interligação dos sistemas de produção do gás natural nas bacias de Santos, Espírito Santo e Campos aos mercados, contribuindo para o aumento da oferta do insumo. Também estão previstas as obras de expansão do Gasoduto Rio-Belo Horizonte (Gasbel). Os projetos de gasodutos na região Nordeste visam expandir e integrar a malha existente na região. Os principais projetos em execução são o gasoduto Catu-Itaporanga, que interligará os estados da Bahia e Sergipe, e o gasoduto Pilar-Ipojuca, que interligará os estados de Alagoas e Pernambuco. O Gasene fará a integração das malhas Sudeste e Nordeste, sendo formado pelos trechos que vão de Cabiúnas (RJ) até Vitória (ES), de Vitória a Cacimbas (ES) e de Cacimbas ao município de Catu (BA). Com a conclusão do Gasoduto Urucu-Manaus, o gás natural produzido em Urucu (AM) abastecerá o mercado da capital do Amazonas, além de diversos municípios do interior do Estado. Com estes projetos, a malha total de transporte de gás natural passará de 6.481 km (2007) para 9.031 km, até o final de 2009. A malha de gasodutos de transporte existente, em construção e em projeto no Brasil encontra-se ilustrado na figura 2.3.

Para a importação de GNL, foram contratados dois navios metaneiros e a construção de dois terminais regaseificadores de GNL, um em Pecém (CE)

e outro na Baía de Guanabara (RJ). Esses projetos vão agregar à oferta atual uma capacidade de 21 milhões m³/dia [29].



Figura 2.4: Malha nacional de gasodutos (gás natural). (Fonte: modificado de [29])

2.1.3

Distribuição do gás natural: da fonte ao consumidor

Para chegar ao consumidor final, o gás natural passa por uma série de etapas desde a exploração da jazida, passando pela produção, processamento, transporte e ao consumidor final. Nessas etapas, o gás é comprimido, processado e transportado ao longo de centenas de quilômetros de tubulações que compõem as malhas de gasodutos que cruzam fronteiras de estados e de municípios, passando por estações de regulação e medição até chegar às distribuidoras e seus consumidores.

Na fase de distribuição, o gás já deve estar em conformidades com padrões rígidos de especificação, e praticamente isento de contaminantes para não causar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou

matéria-prima. Quando necessário, deverá também estar odorizado, para ser detectado facilmente em caso de vazamentos.

2.1.4

Cadeia de transporte e de distribuição do gás no Brasil

No Brasil, de acordo com a regulamentação dos órgãos federais, a comercialização de energia só pode ser realizada por produtores e importadores. Ambos são encarregados de conduzir a matéria-prima, dentro dos padrões exigidos, até os pontos de entregas das transportadoras.

Mediante concessão da União, os produtores são os responsáveis pelas etapas de exploração, extração e processamento do gás natural. Como as atividades de importação e exportação também são de monopólio da União, os importadores precisam de uma licença para atuar neste segmento.

A figura 2.5 ilustra a cadeia de transporte e distribuição do gás natural no Brasil, mostrando o percurso do gás natural, da produção até o consumidor final. Ilustra também o relacionamento comercial introduzindo no processo a figura do comercializador.

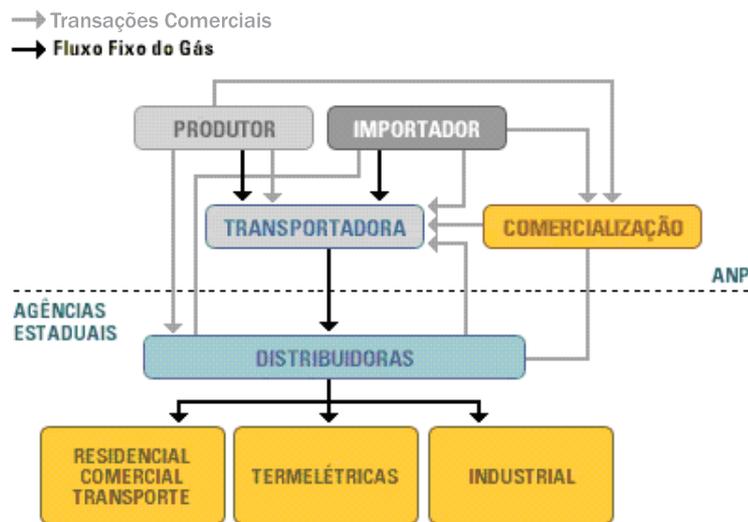


Figura 2.5: Modelo nacional: fluxo físico e comercialização do gás natural. (Fonte: modificado de [29])

2.1.5

Exploração

O gás natural é encontrado no subsolo, por acumulações gasosas que ocorrem em rochas porosas, isoladas do exterior por rochas impermeáveis, associadas ou não a depósitos petrolíferos. O primeiro passo para se explorar o gás natural é a verificação da existência de bacias sedimentares portadoras

de rochas reservatórias ricas na acumulação de hidrocarbonetos, o que se consegue por meio de testes sísmicos. Caso o resultado das pesquisas seja positivo, inicia-se a perfuração de um poço pioneiro para se comprovar o nível da acumulação. Em seguida, por meio de testes de formação e perfuração de poços de delimitação, será possível constatar a viabilidade da jazida para fins comerciais. A última etapa deste complexo e oneroso processo resulta no mapeamento do reservatório, assim provendo subsídios técnicos para o setor de produção.

2.1.6 Produção

Analogamente ao petróleo, o gás natural precisa ser tratado antes de sua comercialização. Com base nos mapas do reservatório, é definida a curva de produção e a infra-estrutura necessária para a extração. Assim que o gás natural (associado e não associado) é retirado de uma jazida, passa por vasos depuradores para separar as partículas líquidas (água e hidrocarbonetos líquidos) e sólidas. Se o nível de resíduos de enxofre estiver em excesso, o gás passa por unidades de desulfurização. Na subsequente fase parte do gás natural pode ser utilizada no próprio sistema de produção, em processos conhecidos como re-injeção e gás lift, os quais têm o objetivo de aumentar a recuperação de petróleo do reservatório.

O gás é então transferido para as Unidades de Processamento do Gás Natural (UPGN). A figura 2.6 ilustra o processo de uma unidade processadora de gás natural (UPGN).

Nas UPGN o gás natural passa por algumas etapas até estar pronto para comercialização. Inicialmente, é desidratado para retirar o vapor de água existente, e em seguida, sofre um processo de absorção com refrigeração ou de turbo expansão, com a finalidade de separar as frações pesadas, assim atendendo às exigências do mercado e do meio ambiente. O resultado final é a produção de gás natural residual (metano e etano), gás natural liquefeito (propano e butano - conhecido como gás de cozinha) e C5+ (gasolina natural, que é então transportada para as refinarias para posterior processamento).

2.1.7 Transporte

No estado gasoso, o transporte do gás natural é feito por meio de dutos ou, em casos muito específicos, em cilindros de alta pressão como gás natural comprimido (GNC). No estado líquido (gás natural liquefeito, GNL), pode ser transportado por meio de navios, barcas e caminhões criogênicos, à

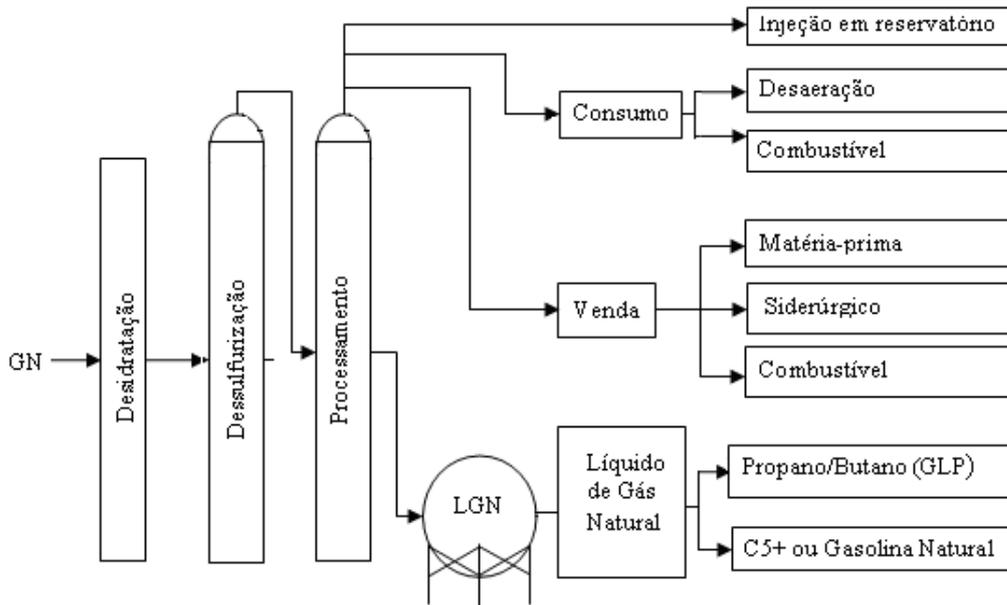


Figura 2.6: Representação de unidade produtora de gás natural. (Fonte: modificado de [28])

temperatura de -160°C , tendo seu volume reduzido em cerca de 600 vezes, o que facilita o armazenamento. Nesse caso, para ser utilizado, o gás deve ser revaporizado em equipamentos apropriados

Por determinação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), no Brasil, o transporte de gás natural canalizado só pode ser realizado por empresas que não comercializam o produto, ou seja, que não compram ou vendem o gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio. Desta forma, as transportadoras se responsabilizam exclusivamente pelos serviços de transporte até os pontos de entrega [4].

Além dos gasodutos de transporte, existem os de transferência e de distribuição. Os gasodutos de transferência são de uso particular do proprietário ou explorador, conduzindo a matéria-prima até o local de processamento ou utilização. De forma semelhante, os gasodutos de distribuição conduzem o gás canalizado recebido das transportadoras entregando-o aos usuários finais.

2.1.8 Distribuição

A distribuição é a etapa final do sistema de fornecimento. É o momento em que o gás chega ao consumidor para uso industrial, automotivo, comercial ou residencial. Nesta fase, o gás já deve estar em conformidade aos padrões rígidos de especificação e praticamente isento de contaminantes. Evitando-se problemas aos equipamentos que o utilizam como combustível ou matéria-

prima. Quando necessário o gás é odorizado para facilitar sua detecção. De acordo com a Constituição Federal e a Lei nº. 9.478, a distribuição de gás canalizado para fins comerciais junto aos usuários finais é de competência exclusiva dos Estados, exercida diretamente ou por meio de concessões.

2.1.9 Transferência de custódia

Da produção ao consumidor final, em cada etapa do processo, o gás natural é movimentado sob a responsabilidade de uma empresa que, seqüencialmente, o repassa para a próxima empresa por meio de processos denominados transferência de custódia. Trata-se de uma transação comercial na qual o fornecedor e o comprador controlam o fornecimento e o recebimento do produto, de acordo com o contrato firmado entre as partes interessadas. A transferência de custódia é realizada em estações de medição e regulação (EMR) específicas, localizadas em entroncamentos de gasodutos onde a transportadora entrega o gás para a concessionária local, conforme ilustrado na figura 2.7.

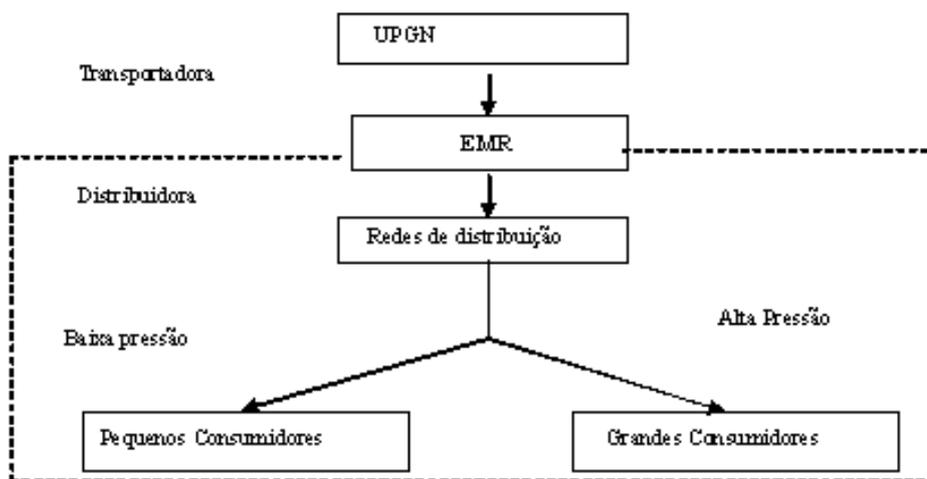


Figura 2.7: Cadeia de transporte e de distribuição do gás natural no Brasil

2.2 Medição de vazão

No Brasil, nas unidades de produção e ao longo dos milhares de quilômetros de gasodutos e ramais secundários de distribuição, existem instaladas unidades de produção e de processo, estações de compressão e de controle, além de centenas de estações de medição de vazão. A EMR é utilizada para quantificar os volumes de gás submetidos à medição fiscal, operacional e de transferência de custódia. Diariamente é transportado no País um volume

de gás superior a 50 milhões de metros cúbicos. Se forem ainda considerados os medidores domiciliares de gás natural, então, este número atinge a ordem de centenas de milhares de unidades, o que faz da vazão uma grandeza que requer rigoroso controle metrológico. Devido aos aspectos legais e comerciais envolvidos, é comum observar-se, nas estações de medição, que os fornecedores de gás e os recebedores operam de forma independente os seus próprios sistemas de medição. Esses sistemas requerem verificação dos volumes comercializados de venda e de compra de gás, parâmetros de medição cujas tolerâncias são acordadas entre as partes por meio de instrumentos contratuais previamente definidos. Nesse sentido, pode-se dizer que o objetivo de um sistema de medição de gás natural é o de realizar medições confiáveis dos volumes de gás, por meio do uso de equipamentos controlados e técnicas de medição reconhecidas. Desta forma asseguram-se valores de incerteza aceitáveis para as medições, que devem atender aos requisitos e limites de normas e regulamentos da indústria do gás.

2.2.1

Sistema de medição

O objetivo central de um sistema de medição de (gás natural) é prover medições confiáveis dos volumes de gás, com níveis de incerteza aceitáveis para os propósitos desejados. Diferentemente de outras especialidades da metrologia já bem consolidadas, a metrologia de vazão de fluidos apresenta particularidades e dificuldades intrínsecas, encontrando-se ainda em amplo desenvolvimento. A vazão é uma grandeza derivada e sujeita, dentre outros fatores, às condições dinâmicas e termodinâmicas do escoamento sob medição. O mensurando depende de uma matriz multidimensional de condições como uma ampla faixa de vazões, pressões, temperatura, tipo de fluido e suas propriedades fluidodinâmicas. Além disso, diversos são os tipos de medidores de vazão e os princípios de operação. A medição de vazão de fluido, em especial, do gás, continua sendo um desafio a ser vencido na metrologia legal (controle metrológico), metrologia científica (rastreadibilidade) e industrial (calibração).

2.2.2

Medidores de gás natural em uso no País

No Brasil, as medições de vazão de gás natural para fins fiscais e de transferência de custódia (metrologia legal) são realizadas essencialmente por meio do uso de placas de orifício, medidores do tipo turbinas e por medidores ultrassônicos, este último mais recentemente introduzido no mercado. Nas medições de suporte à distribuição aos consumidores industriais são utilizados medido-

res dos tipos turbina e medidores rotativos. A medição do gás domiciliar, por sua vez, é feita por meio do medidor tipo volumétrico; enquanto a medição do GNV é realizada por meio de medidores mássicos do tipo Coriolis. Os medidores tipo bocal sônicos são utilizados como padrão secundário e padrão de transferência. A seguir resumem-se os princípios de operação e as principais características metrológicas desses medidores.

2.2.2.1

Sistema de medição de vazão por placa de orifício

Dentre os princípios mais comumente utilizados na medição de gás natural no mundo destaca-se a placa de orifício. Tecnologia tradicional e bastante conhecida, a placa de orifício é regulada por meio de normas ISO [31] e API [32], impondo restrição transversal ao escoamento, provocando uma diferença na pressão entre duas seções transversais específicas localizadas a montante e a jusante da placa. À luz da dinâmica clássica de fluidos, é possível mostrar que essa pressão diferencial imposta ao escoamento relaciona-se diretamente ao quadrado da vazão mássica do fluido que escoar através do orifício. Um sistema de medição de gás natural por placa de orifício é composto basicamente de três partes: os chamados elementos primário, secundário e terciário. O elemento primário é o responsável pelo condicionamento do escoamento e pela geração do sinal de pressão diferencial de forma a validar as leis de similaridade do escoamento. É composto dos trechos retos de tubulação a montante e a jusante da válvula e flanges porta-placa, das tomadas de pressão e de temperatura, da placa de orifício e do condicionador ou retificador de escoamento, se utilizado. O elemento secundário é formado pelos sensores e transmissores de pressão estática, pressão diferencial, temperatura e, se utilizado, o cromatógrafo. Finalmente, o elemento terciário é composto do corretor eletrônico de volume ou do computador de vazão, responsável pela conversão da vazão medida ao longo de um período em um determinado volume referido às condições base de pressão, temperatura e composição do gás. A figura 2.8 ilustra os componentes de um sistema de medição por placa de orifício.

A aplicação das leis da mecânica dos fluidos é utilizada para calcular a vazão volumétrica de gás natural por meio de um medidor de placa de orifício, que é obtida pela seguinte expressão:

$$Q_0 = \frac{C}{\sqrt{1-\beta}} \cdot \varepsilon \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d^2 \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho_0}} \quad (2-1)$$

Não obstante as vantagens associadas à simplicidade do método, duas desvantagens podem ser atribuídas à placa de orifício: a significativa perda de

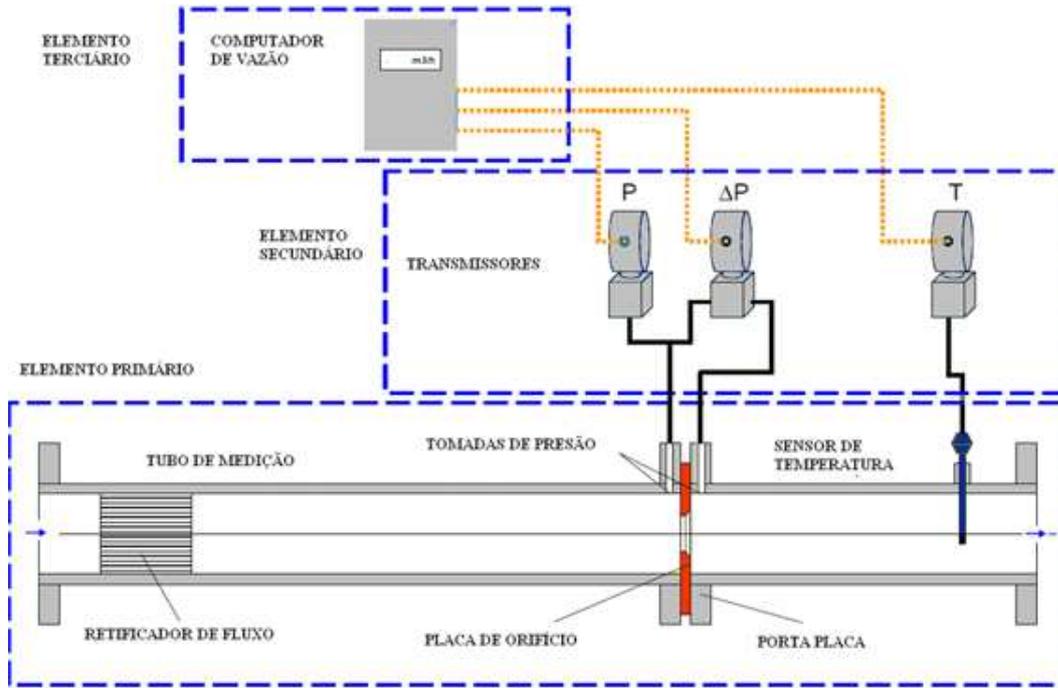


Figura 2.8: Representação de um sistema de medição por placa de orifício

carga imposta ao escoamento e a reduzida faixa de operação (3:1 ou 4:1), o que a torna indicada para instalações que operem sob regimes com pequena variação na vazão e em linhas em que a perda de carga não constitua fator crítico. As principais vantagens da placa de orifício referem-se à ausência de partes móveis expostas ao escoamento, a possibilidade de calibração por parâmetros dimensionais e a simplicidade do método de calibração individual em laboratório, já que o coeficiente de descarga “C” de uma placa de orifício pode ser calculado por meio das relações empíricas de Reader-Harris e Gallagher [31].

Outra vantagem importante é o custo relativamente baixo da placa de orifício que, associado ao domínio público da tecnologia, permite que o índice de nacionalização na fabricação do elemento primário seja de 100%. Fato esse que permite que uma instalação de medição possa ser redimensionada e adequada às novas necessidades com relativa facilidade. No Brasil, a exemplo de muitos outros países, a placa de orifício é amplamente utilizada nas medições de gás natural, em aplicações de medição fiscal e de transferência de custódia. Na maioria dos casos, desde que devidamente projetados, fabricados, instalados e operados, esses sistemas de medições podem apresentar níveis de incerteza na medição de vazão compatíveis com os requisitos do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP/Inmetro [4], condição que os tem validado para uso na indústria de petróleo e gás.

2.2.2.2

Medidor de vazão do tipo turbina

O medidor do tipo turbina é um dos medidores mais confiáveis para a medição de óleos crus e gás natural, encontram aplicação na medição de vazão em plataformas petrolíferas, em unidades de transferência de custódia e de medição fiscal [33].

O princípio de operação de um medidor tipo turbina baseia-se em um rotor multi-pás, montado sobre rolamentos livres, que gira pela energia cinética do fluido passante a uma velocidade angular que é proporcional à velocidade axial média do fluido. Um medidor típico do tipo turbina para gás é ilustrado na figura 2.9 [34].

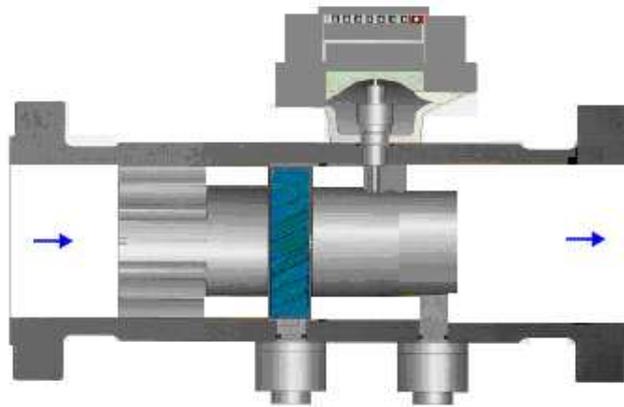


Figura 2.9: Medidor de vazão de gás tipo turbina. (Fonte: modificado de [28])

A calibração de uma turbina de medição de vazão de gás se dá pela determinação do, “*fator K*”, definido pela seguinte expressão:

$$fator K = \frac{n^{\circ} depulsos}{Volume} \quad (2-2)$$

No Brasil, o medidor do tipo turbina é utilizado principalmente pelas concessionárias de gás, encontrando grande aplicação na medição do gás natural fornecido por essas empresas às indústrias que o utilizam como insumo para geração de energia.

2.2.2.3

Medidor de vazão ultra-sônico

A tecnologia ultra-sônica só se viabilizou tecnicamente para a medição de gás com o advento dos processadores de computador de vazão. Isto tornou possível a detecção de diferenças de pulsos extremamente pequenas entre os tempos de trânsito dos pulsos em seu percurso a favor e contra o escoamento. O princípio de operação do medidor ultra-sônico se baseia no fato de que um

pulso ultra-sônico, atravessando um escoamento de um fluido, viaja mais rapidamente na direção do escoamento do que contra o mesmo. Assim, quanto maior for a diferença entre os tempos de trânsito desses pulsos ultra-sônicos, maior será a vazão de gás passante através do medidor, conforme esquematicamente ilustrado na figura 2.10.

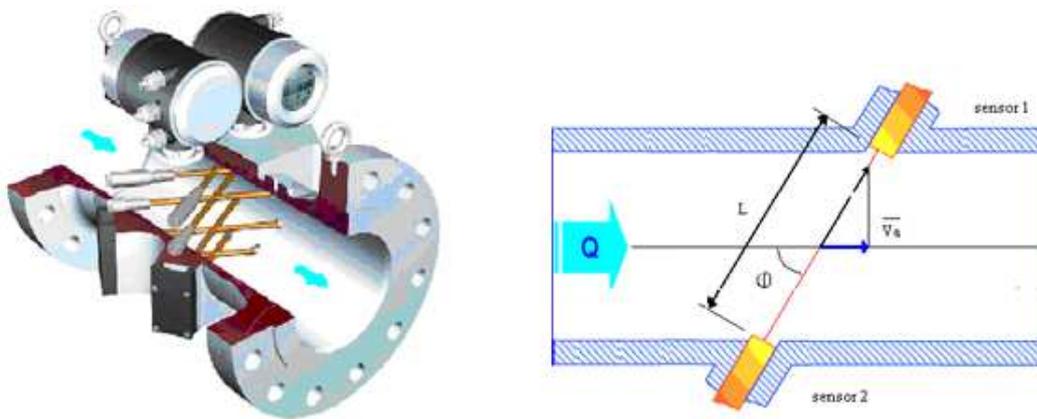


Figura 2.10: Medidor ultra-sônico e seu princípio de funcionamento. (Fonte: modificado de [28])

O modelo matemático utilizado para se calcular a vazão volumétrica de gás natural por meio de um medidor ultra-sônico é obtido pela expressão 2-5 [28]. Assumindo um perfil uniforme de magnitude “V” é possível calcular o tempo de trânsito de uma onda que se origina de um transmissor “1” e que atinge o receptor “2”:

$$t_{12} = \frac{L}{c - \bar{v}_a \cdot \cos \varphi} \quad (2-3)$$

Para uma onda partindo do transmissor “2”, o tempo de trânsito é dado por:

$$t_{21} = \frac{L}{c + \bar{v}_a \cdot \cos \varphi} \quad (2-4)$$

Combinando-se as duas expressões, obtém-se a diferença de tempo de percurso de um feixe inclinado em relação às linhas de corrente de escoamento. A componente da velocidade do feixe ultra-sônico paralela à direção do escoamento fica então determinada.

$$\bar{v}_a = \frac{L}{2 \cdot \cos \varphi} \cdot \left(\frac{1}{t_{21}} - \frac{1}{t_{12}} \right) \quad (2-5)$$

sendo:

v: velocidade do escoamento em contato com o pulso ultra-sônico;

t_{12} : tempo de trânsito do pulso ultra-sônico a montante;

t_{21} : tempo de trânsito do pulso ultra-sônico a jusante;

- L: percurso do pulso ultra-sônico entre os transdutores;
- c: velocidade do som no meio;
- φ : ângulo do feixe ultra-sônico com o vetor velocidade.

Pode-se observar que a diferença entre esses tempos é uma indicação da velocidade média do escoamento que, por sua vez, pode ser relacionada com a vazão através de um procedimento de calibração. A velocidade de propagação do som “c” pode também ser determinada, sendo ($c = \sqrt{\gamma RT}$ para gases ideais $P = \rho RT$). O que fornece uma indicação sobre a massa específica do fluido que passa pelo medidor.

O medidor ultra-sônico baseado no procedimento descrito acima pode apresentar indicações diferentes para escoamentos com a mesma velocidade média, porém com formas distintas do perfil de velocidade. Para contornar este problema, utilizam-se medidores com múltiplos pares de sensores e detectores que são distribuídos circunferencialmente. A tecnologia ultra-sônica é a que mais se aproxima do medidor ideal para a indústria do gás natural. Em diversos países, o medidor ultra-sônico já é utilizado para aplicações de medição fiscal e de transferência de custódia [33].

2.2.2.4

Medidor de gás do tipo deslocamento positivo

A descrição mais geral de um medidor do tipo deslocamento positivo é a de um instrumento que mede a quantidade do fluido escoando por meio da separação e contagem desse escoamento em sinais discretos. Existem basicamente três tipos principais de medidores de deslocamento positivo utilizados na medição de gases, os dois primeiros são: o de rotor semi-submerso e o diafragma. Ambos são utilizados para a medição de baixas vazões de gás e em condições próximas às do ambiente. Medidores do tipo rotor semi-submerso são normalmente utilizados como medidores padrão de referência secundário em laboratórios de medição de vazão. Por sua vez, os medidores do tipo diafragma encontram maior aplicação na medição doméstica e comercial de gás. Os medidores rotativos, que se constituem no terceiro tipo de medidor a ser descrito, são utilizados em aplicações sob vazões e pressões mais elevadas do que aquelas cobertas tanto pelos medidores do tipo rotor semi-submerso quanto pelos diafragmas.

O terceiro tipo, medidor de lóbulos rotativos consiste de dois rotores, em formato de “oito”, montados dentro de uma carcaça que giram em sentidos opostos. Os rotores são impelidos na direção do escoamento de gás de modo que, a cada ciclo de rotação, um volume calibrado de gás é deslocado através do medidor. O escoamento é totalizado por meio da soma do número de ciclos do

rotor, conforme ilustrado na figura 2.11. Estes medidores podem ser utilizados em pressões de até 80 bar ou superior e sob temperaturas de operação de até 600 °C.

Relações de vazão de operação de até 25:1 podem ser obtidas com esses medidores e as faixas de vazão de operação variam de $2 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ a $2 \text{ m}^3/\text{s}$, sob condições normais de operação. Incertezas de medição no volume totalizado da ordem de 0,5% podem ser obtidas para aplicações com gases limpos. Os medidores de deslocamento positivo são praticamente imunes aos efeitos de configuração da tubulação de montante, sendo que somente variações severas nos perfis de velocidade a montante podem afetar significativamente o desempenho do medidor. Com relação às propriedades dos gases medidos, a densidade e a viscosidade do fluido são os principais parâmetros que influenciam o desempenho do medidor. Assim, diferentes gases proporcionarão diferentes perdas de carga através de um medidor operando a uma mesma vazão. Isto significa que as taxas de vazamento de gás através das folgas do medidor variam em função do tipo de gás medido. Este efeito é mais pronunciado na faixa inferior de operação do medidor. Um das principais desvantagens dos medidores do tipo rotativo é que eles normalmente introduzem pulsações significativas no escoamento perturbando o regime do escoamento.

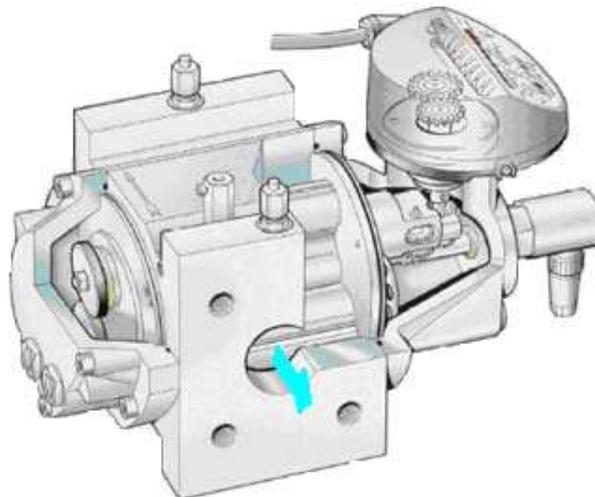


Figura 2.11: Medidor tipo rotativo.(Fonte: modificado de [8])

2.2.2.5 Medidor mássico tipo Coriolis

A maioria dos medidores industriais mede a velocidade do fluido ρ , sendo que a partir desta velocidade é inferida a vazão volumétrica. A vazão volumétrica dos fluidos compressíveis depende da pressão, temperatura e

compressibilidade do gás. A partir do conhecimento da vazão volumétrica e da massa específica do fluido, é possível se obter a vazão mássica, que independe da pressão e da temperatura do fluido no escoamento. Na prática, se mede a vazão volumétrica, a pressão e a temperatura do processo, obtendo-se, a partir destes parâmetros, a vazão mássica do escoamento. O medidor que utiliza o princípio Coriolis mede diretamente a vazão em massa. Parâmetros de interesse para o medidor Coriolis, a vazão volumétrica (de gás natural) relaciona-se à vazão mássica pela densidade do fluido, dado pela seguinte expressão:

$$Q_{vol} = \frac{Q_{mass}}{\rho} \quad (2-6)$$

A passagem do fluido pelo tubo vibrante produz esforços alternados devido à força de Coriolis, o que provoca uma torção do tubo. Esta amplitude e torção são registradas eletronicamente sendo proporcional à vazão mássica, conforme ilustrado na figura 2.12.

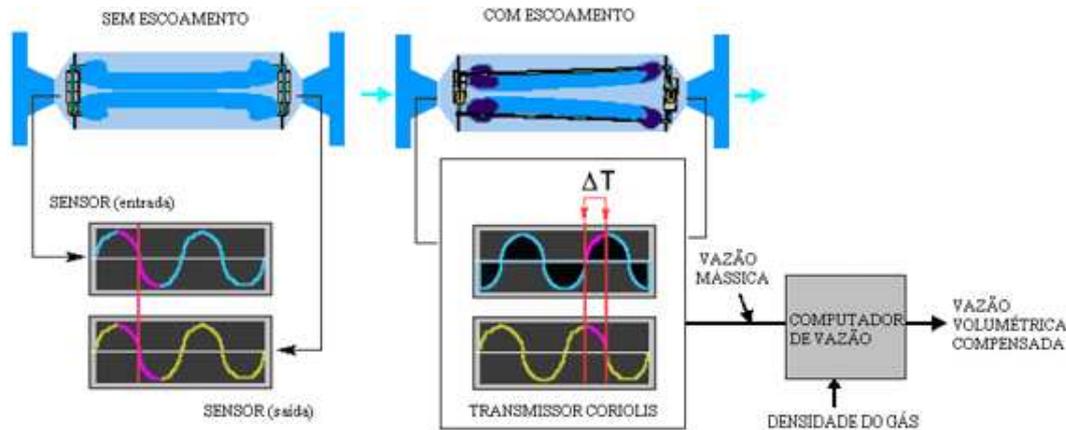


Figura 2.12: Medidor tipo Coriolis

A utilização do medidor do tipo Coriolis na cadeia de transmissão e distribuição de gás natural no Brasil tem se limitado até o momento à medição nos dispensers de GNV nos postos de gás natural veicular. O medidor Coriolis realiza medições com níveis de incerteza associadas da ordem de 0,5% a 1,5%.

2.2.2.6

Medidor mássico tipo bocal sônico

Bocais operando com gases com velocidades elevadas podem atingir condições sônicas ($M=1$) na região de estrangulamento “d”. Nestas condições a vazão é máxima para uma dada condição de entrada. Para estas condições o escoamento depende apenas das condições de pressão e temperatura a montante. A vazão deve ser corrigida por coeficientes de descarga experimentais quando o fluxo atinge a sua velocidade sônica para a temperatura medidas na garganta.

A pressão na garganta torna-se imutável para uma determinada pressão a montante, ou seja, a uma vazão mássica invariável mesmo se a pressão a jusante for diminuída. O coeficiente de descarga “Cd” do bocal sônico é determinado experimentalmente em calibrações referenciadas a padrões de referência. Este procedimento é repetido para uma larga faixa de condições operacionais, apresentando uma incerteza expandida relativa na faixa de $\pm 0,1\%$ a $\pm 0,3\%$, para um nível de confiança de 95%.

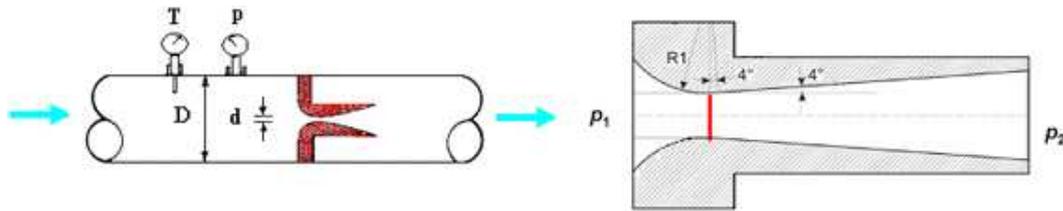


Figura 2.13: Desenho esquemático de um medidor tipo bocal sônico

Para um gás ideal com calor específico constante, pode-se mostrar pela teoria clássica de escoamentos compressíveis que a razão de pressões para que se atinja a condição crítica na região de estrangulamento é dada por (escoamento considerado isentrópico). Sendo $\gamma = CP/CV$ a razão entre calores específicos. Para o cálculo da vazão mássica de gás natural com o uso de bocal sônico utiliza-se a seguinte expressão:

$$\dot{m} = A_2 p_1 \sqrt{\frac{2}{RT_1} \left[\frac{\gamma}{\gamma + 1} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{2}{\gamma - 1}} \right]} \quad (2-7)$$

Para estas condições, o escoamento (compressível) depende apenas das condições a montante “ p_1 ” e “ T_1 ”, que são possíveis de serem medidas no escoamento real.

O bocal sônico é utilizado como padrão secundário de vazão, pois apresenta ótima relação entre a sua flexibilidade operacional e um mínimo de perda de sua exatidão na calibração contra o padrão primário. Ao ser calibrado por um sistema primário com uma incerteza padrão relativa da ordem de $\pm 0,095\%$, poderá proporcionar medições com uma incerteza padrão relativa do coeficiente de descarga de aproximadamente de $\pm 0,105\%$ e agregada de todas as suas vantagens operacionais.

2.2.3

Considerações sobre a medição de vazão

Existe um grande número de parâmetros que podem influenciar a exatidão da medição da vazão de gás (e.g. a composição do gás, temperatura, pressão, volume, compressibilidade etc.). A incerteza associada a qualquer de-

terminação pode resultar em um erro da quantidade medida. Dentre estas medições, a medição da vazão em pressões elevada é a mais difícil. A utilização de medidores tipo turbina e de medidores ultra-sônicos reduz significativamente a incerteza associada à medida final. O uso de condicionadores de fluxo internos eficientes em medidores de turbina e a introdução de múltiplas faixas de reflexão em medidores ultra-sônicos reduzem a influência de uma instalação com suas condições específicas.

A medição de vazão de gás natural é realizada em diferentes etapas do processo de produção, transporte e distribuição desse cobiçado insumo energético. Em cada uma dessas etapas, a medição deve atender a requisitos legais (normas e regulamentos), operacionais (vazão, pressão e temperatura) e metrológicos (incerteza) específicos. É importante ressaltar que a calibração de um medidor de vazão é necessária, porém não suficiente. É preciso que todos os componentes de um sistema de medição sejam inspecionados. Isto significa calibrar o elemento primário de medição, calibrar os sensores e transmissores de parâmetros de processo (pressão e temperatura), verificar a configuração dos computadores de vazão e validar os seus algoritmos de cálculo. Atualmente, as companhias produtoras, transportadoras e distribuidoras de gás natural desenvolvem um processo de modernização e adequação dos sistemas de medição aos regulamentos técnicos da ANP e às portarias do Inmetro, que em sua essência visam atender aos preceitos básicos da metrologia legal, que é o de assegurar os direitos das partes envolvidas nas transações comerciais de gás natural. Na realidade, a comunidade nacional da área metrológica de vazão passa por um amplo processo de aprendizagem e de valorização da metrologia devido à sua importância econômica, política e estratégica. Nesse esforço estão envolvidos os órgãos governamentais, a indústria do gás natural, os fabricantes de medidores, as universidades e os centros de pesquisa. A tabela 2.1 resume as principais características desses medidores quanto à sensibilidade ao processo, as condições operacionais e seus aspectos metrológicos.

Legenda da Tabela 2.1: A: adequado; RA: razoavelmente adequado; NA: não adequado.

Tabela 2.1: Comparação entre medidores de vazão de gás em alta pressão

TIPO DE MEDIDOR	SENSIBILIDADE DO PROCESSO			CONDIÇÕES OPERACIONAIS					ASPECTOS METROLÓGICOS		
	Sensível a vórtice	Sensível a perfil de velocidade	Sensível a pulsação	Perda de carga	Sensibilidade à temperatura	Aplicabilidade	Custos operacionais	Investimento	Faixa de operação	Medidor de transferência	Incerteza mínima (%)
PLACA DE ORIFÍCIO	NA	NA	RA	NA	A	NA	NA	A	NA	NA	1,2%
TURBINA	NA	NA	NA	NA	NA	A	A	A	A	A	0,6%
ROTATIVO	A	A	A	RA	NA	A	RA	A	A	A	0,8%
ULTRASSÔNICO	RA	NA	A	A	A	RA	A	A	A	RA	0,6%
BOCAL SÔNICO	NA	A	A	NA	A	A	NA	NA	NA	A	0,7%
CORIOLIS	A	A	A	NA	A	RA	RA	NA	RA	NA	0,7%