

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ENGENHARIA

GUILHERME JOSÉ DO CARMO

Análise regulatória da cogeração a gás natural no estado de São Paulo

São Paulo

2020

GUILHERME JOSÉ DO CARMO

Análise regulatória da cogeração a gás natural no estado de São Paulo

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de especialista no curso "Eficiência energética, energias renováveis e geração distribuída" do Programa de Educação Continuada em Engenharia (PECE).

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Hirdan Katarina de Medeiros Costa

São Paulo

2020

Resumo

A cogeração é uma solução adotada para a produção de energia elétrica e de utilidades térmicas a partir de um combustível, sendo o gás natural uma fonte interessante para essa aplicação devido à possibilidade de utilizá-lo em motogeradores e reaproveitar o calor dissipado para refrigerá-los em chillers por absorção. Nesse sentido, esse modelo é bastante interessante no contexto da geração distribuída, uma vez que permite a descentralização da produção de energia elétrica, além de contribuir para uma maior eficiência energética no empreendimento que a possuir.

Por envolver tanto o mercado de gás natural quanto o setor elétrico, a regulação da cogeração é complexa e exige que se analisem as regras envolvidas e de que forma elas interagem com outras fontes. Para tanto, considerou-se um estudo de caso de um shopping center como referência para o estado de São Paulo, de forma a entender como essas regras ocorrem na prática e qual é o impacto das concessionárias tanto em termos de regulação como de viabilidade, assim como identificar os possíveis elementos regulatórios que permitam uma maior participação da cogeração no estado paulista e no país.

Palavras-chave: cogeração, gás natural, energia elétrica, regulação, São Paulo

Abstract

Cogeneration is a solution adopted to provide electricity and thermal utilities from a single fuel and natural gas is an interesting source for this application as it may be used with engines and dissipated heat may be recovered with absorption chillers. In this way, it's a relevant piece considering distributed generation since it provides the means for decentralizing electrical production and enhances energy efficiency of the building that uses it.

Seeing that it involves both natural gas and electrical sectors, cogeneration's regulation is complex and requires the comprehension of the pertinent rules and how they interact with other sources. Hence, a case study of a shopping center was presented as a reference for São Paulo state with regard to enlighten how that rules effectively are applied and what is the impact of distribution companies in terms of both regulation and feasibility, likewise to identify possible regulatory elements that permit a greater contribution of cogeneration in the referred state and in the country.

Keywords: cogeneration, natural gas, electricity, regulation, São Paulo

SUMÁRIO

1	Introdução	5
1.1	Fundamentos teóricos	5
1.2	Definição do problema de pesquisa	8
1.3	Metodologia de pesquisa	11
2	Revisão bibliográfica	12
2.1	Mercado de gás natural brasileiro	12
2.1.1	Panorama do setor	12
2.1.2	Análise estadual: regulação, concessionárias e tarifas	15
2.1.3	O Novo Mercado de Gás	19
2.1.4	Síntese da análise regulatória do gás natural	21
2.2	O setor elétrico brasileiro	21
2.2.1	Panorama do setor	21
2.2.2	Análise estadual: regulação, concessionárias e tarifas	25
2.2.3	A cogeração no contexto da geração distribuída	31
2.2.4	Síntese da análise regulatória do setor elétrico	32
3	Estudo de caso	33
3.1	Apresentação e premissas	33
3.2	Soluções e possíveis alternativas	35
3.2.1	Solução 1 - Chillers centrífugos	35
3.2.2	Solução 2 - Cogeração qualificada	36
3.3	Investimentos e análise de viabilidade	39
4	Discussão dos resultados	44
4.1	Comparação geral de viabilidade	44
4.2	Análise de sensibilidade da tarifa de gás natural	45
4.3	Considerações regulatórias e tributárias	47
4.4	A cogeração como incentivo à eficiência energética	51

5 Conclusão**52****Referências****55**

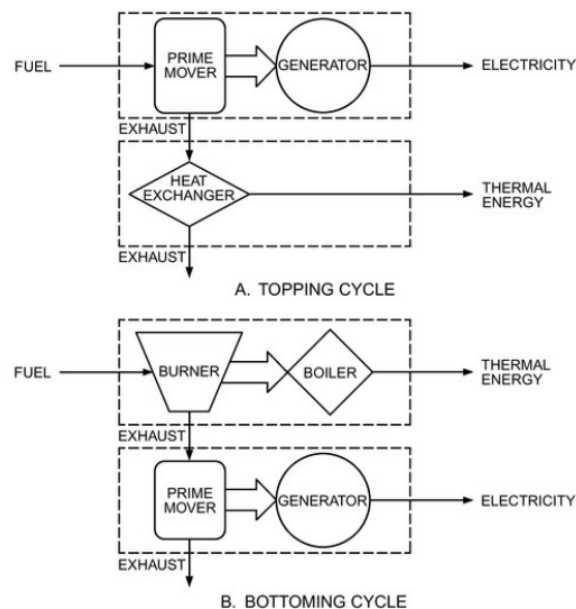
1 Introdução

1.1 Fundamentos teóricos

A *American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers* (ASHRAE) define cogeração como a produção simultânea de potência mecânica ou elétrica e de energia térmica útil a partir de uma única fonte de energia (ASHRAE, 2020b). Esse tipo de solução contempla, entre diversas possibilidades, o fornecimento de energia elétrica em base de carga, em horário de pico, como geração de emergência etc., sendo que seu rendimento global (η_o) possui valores médios entre 50% e 70%. Esta grandeza, assim como outras associadas a ela, serão definidas posteriormente.

Os sistemas de cogeração podem ser definidos em dois ciclos. O primeiro tipo, denominado *topping* e que será o objeto de estudo deste trabalho, possui um dispositivo capaz de queimar combustível (usualmente um gerador ou uma turbina) e produzir eletricidade, de forma que o calor dissipado em sua operação é reaproveitado em outro equipamento para a produção de energia térmica. O segundo, denominado *bottoming*, produz eletricidade a partir do reaproveitamento térmico da combustão, de forma que este processo é utilizado para produzir energia térmica (usualmente com uma caldeira) (ASHRAE, 2020b). A figura 1.1 ilustra esses processos.

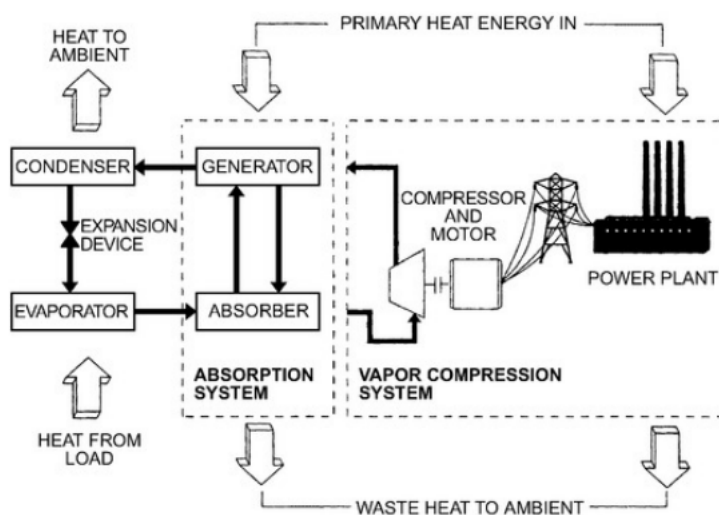
Figura 1.1: Ilustração dos ciclos *topping* e *bottoming*.



Fonte: ASHRAE (2020b)

Uma das possíveis aplicações apresentadas por Crosby (2004) é o reaproveitamento térmico em um chiller por absorção. Esses equipamentos são alimentados por um fonte em alta temperatura para produzir água gelada para um processo ou para um sistema de climatização (ASHRAE, 2018) e suas aplicações podem ser comparadas com a do ciclo por compressão a vapor, tal como se mostra na figura 1.2.

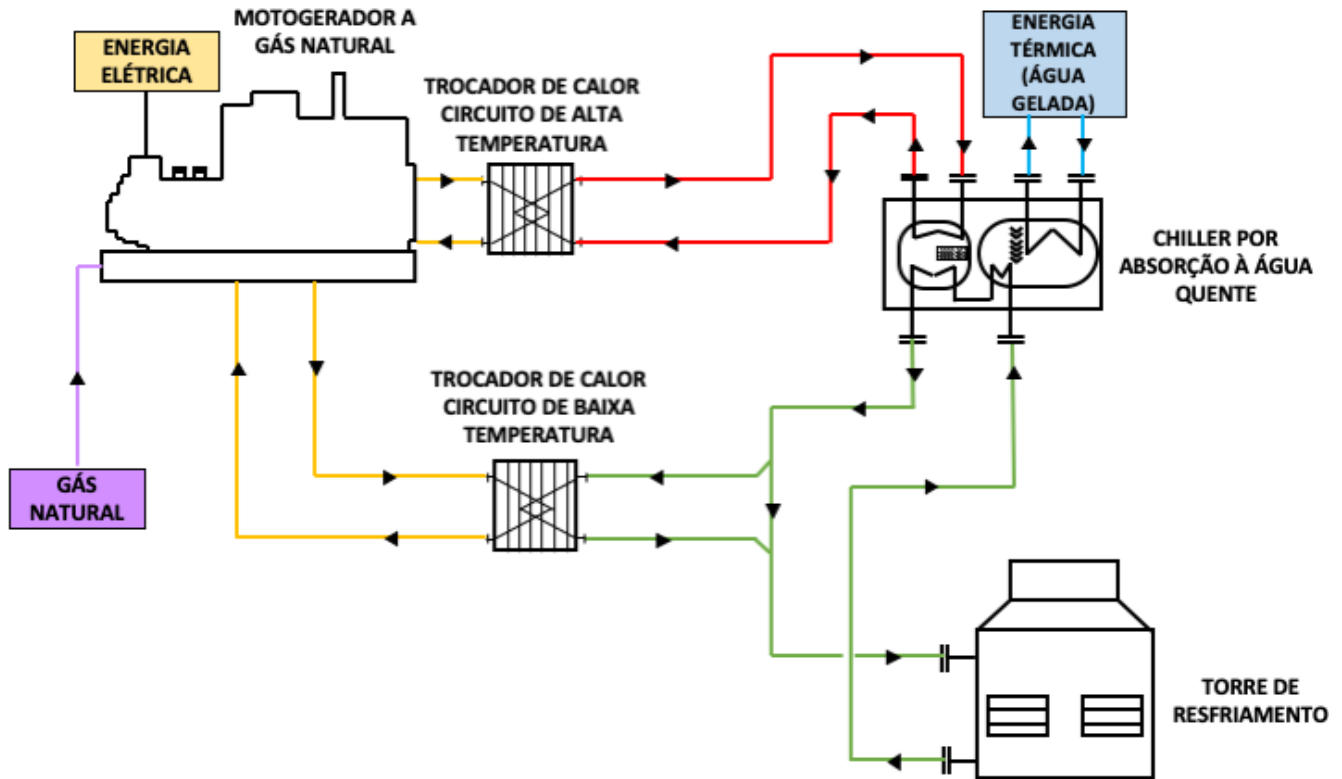
Figura 1.2: Aplicação do ciclo de refrigeração por absorção e comparação com o ciclo por compressão a vapor.



Fonte: ASHRAE (2018)

Uma vez que o chiller também dissipa energia para o ambiente em seu condensador, é necessário que seja instalado um equipamento capaz de acomodar essa dissipação, o que usualmente é feito com uma torre de resfriamento (ASHRAE, 2018). Além disso, a energia a ser transferida ao gerador da máquina é usualmente fornecida, em caso de sistemas por absorção de água quente, por motogeradores alimentados a gás natural, a partir dos quais é possível utilizar a energia dissipada nos circuitos de arrefecimento de alta temperatura, normalmente provenientes da jaqueta do motor, e da exaustão dos gases provenientes do processo de combustão (ASHRAE, 2018). A figura 1.3 ilustra, de maneira simplificada, a interligação entre o motor e o resfriador por absorção. Para simplificar a ilustração e a análise posterior, será considerado um único motogerador ligado a um chiller.

Figura 1.3: Fluxograma de uma cogeração com um motogerador a gás natural e um chiller por absorção.



Fonte: Autor (2020)

A modelagem dessa cogeração será feita com base nas definições e nas nomenclaturas definidas em ASHRAE (2020b), a qual será simplificada para a análise em questão. A energia proveniente da combustão do gás natural (Q_{GN}) pode ser dividida em duas parcelas, sendo uma utilizada na cogeração (Q_U); a outra, dissipada no sistema (Q_D), que se relacionam por:

$$Q_{GN} = Q_U + Q_D \quad (1.1)$$

Do valor que é disponibilizado ao chiller por absorção, a carga térmica produzida pelo equipamento (Q_{CT}) é função de seu coeficiente de performance (COP), que é definido como:

$$COP = \frac{Q_{CT}}{Q_U} \quad (1.2)$$

Sendo W_E a energia elétrica produzida pelo motogerador, o rendimento global do sistema (η_o) pode ser

escrito como:

$$\eta_O = \frac{W_E + Q_{CT}}{Q_{GN}} \quad (1.3)$$

Qualitativamente, o rendimento (ou eficiência) global do sistema está associado à parcela de produção de energia elétrica pelo motogerador e à parcela de recuperação térmica do chiller, que também depende do motor. Além disso, os demais equipamentos do sistema, denominados periféricos, também influenciam nessa eficiência na medida em que consomem parte da energia gerada em sua operação. Dessa forma, o projeto de um sistema de cogeração deve considerar a capacidade de produção de energia elétrica do motogerador, a capacidade de produção de água gelada do chiller por absorção e a eficiência dos periféricos.

1.2 Definição do problema de pesquisa

O modelo de cogeração descrito na seção 1.1 será utilizado como base para a análise nessa pesquisa desse tipo de solução para a produção de energia elétrica e térmica. Seu caráter descentralizado faz com que as usinas de cogeração a gás natural sejam classificadas como uma central de geração distribuída, ou seja, "(...) de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada (...)"(ANEEL, 2018).

Há um interesse específico nesse modelo devido à possibilidade de que tais usinas sejam enquadradas como micro ou minigerações conforme definição da resolução normativa (REN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o que permitira a essas instalações beneficiarem-se do sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012). Para que isso seja possível, além da potência instalada satisfazer os limites de até 75 kW (para microgeração) e de até 5 MW (para minigeração), as usinas de cogeração devem atender aos requisitos de qualificação restabelecidos na REN 235/2006, que define uma cogeração qualificada como a que atende os seguintes requisitos de racionalidade energética conforme as inequações 1.4 e 1.5:

$$\frac{Q_{CT}}{Q_{GN}} \geq 15\% \quad (1.4)$$

$$\left(\frac{Q_{CT}}{Q_{GN}} \right) \div X + \frac{W_E}{Q_{GN}} \geq FC \quad (1.5)$$

sendo X um fator de ponderação da cogeração, que depende da capacidade instalada, e FC o fator de cogeração, que normaliza o rendimento global do sistema para que, independentemente da fonte e da capacidade instalada, esses critérios sejam válidos.

A escolha pela cogeração leva diversos critérios em conta, entre os quais se destacam os custos de produção de energia elétrica (em R\$/MWh) e térmica (em R\$/TRh), os quais são função, entre outros fatores que serão detalhados posteriormente, do valor pago pelo gás natural, usualmente definido em função do consumo em metros cúbicos (R\$/m³).

Nesse sentido, uma vez que se trata de um custo variável, é importante entender quais são os fatores que definem esse valor e quais são as possíveis ações a serem tomadas de forma a garantir a viabilidade de projetos de cogeração a gás natural.

No estado de São Paulo, a regulação desse combustível é feita pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento do Estado de São Paulo (ARSESP), que delibera sobre os mecanismos regulatórios e tarifários relativos ao gás natural, considerando que as três concessionárias do estado - Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), Naturgy e GasBrasiliano - possuem regras específicas e particularidades no que diz respeito à composição de preços. A tabela 1.1 compara os preços por volume de cada uma das concessionárias, que foram obtidos nos sites de cada uma das empresas.

Tabela 1.1: Tarifas de gás natural no estado de São Paulo (2020).

TARIFAS DE GÁS NATURAL PARA COGERAÇÃO NO ESTADO DE SÃO PAULO

	Comgás			Naturgy			GasBrasiliano		
Classe	Consumo mensal (em m ³)	Tarifa		Consumo mensal (em m ³)	Fixo (R\$/mês)	Variável (R\$/m ³)	Consumo mensal (em m ³)	Tarifa	
1	Até 5.000,00 m ³	0,5396432		Até 100.000,00 m ³	6.832,1	0,3747150	Até 100.000,00 m ³	0,403259	
2	5.000,01 a 50.000,00 m ³	0,4229992		100.000,01 a 500.000,00 m ³	20.496,31	0,2321630	100.000,01 até 500.000,00 m ³	0,324000	
3	50.000,01 a 100.000,00 m ³	0,3636358		500.000,01 a 2.000.000,00 m ³	27.328,41	0,1853170	500.000,01 a 2.000.000,00 m ³	0,313443	
4	100.000,01 a 500.000,00 m ³	0,2753410		2.000.000,01 a 4.000.000,00 m ³	34.160,52	0,1816890	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m ³	0,286170	
5	500.000,01 a 2.000.000,00 m ³	0,2847502		4.000.000,01 a 7.000.000,00 m ³	54.656,81	0,1690310	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m ³	0,248196	
6	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m ³	0,2573897		7.000.000,01 a 10.000.000,00 m ³	68.321,01	0,1568260	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m ³	0,212789	
7	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m ³	0,2247597		10.000.000,01 a 20.000.000,00 m ³	75.153,11	0,1457500	> 10.000.000 m ³	0,176544	
8	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m ³	0,1921246		> 20.000.000,00 m ³	95649,42	0,1046130			
9	> 10.000.000,00 m ³	0,1587316							

Fonte: elaborado por Autor (2020) a partir de dados de ARSESP (2020a).

Os dados tarifários permitem identificar as diferenças entre as concessionárias, o que permite supor, no que diz respeito às tarifas, que a implantação de uma usina de cogeração no estado de São Paulo pode ter sua viabilidade alterada a depender da localização onde ela será feita. Essa condição se torna ainda mais complexa na medida em que o universo paulista também dispõe de mais de uma concessionária de energia elétrica - Enel, CPFL Energia e EDP, as quais também possuem suas próprias regras.

Dessa forma, o problema deste trabalho é: quais são os elementos que compõem a regulação da cogeração no estado de São Paulo no que tange ao uso do gás natural nesta modalidade de geração elétrica e seus impactos no desenvolvimento e na viabilização de novos projetos, considerando a disponibilidade dessa fonte, a demanda energética paulista e as regras de cada agente regulador.

1.3 Metodologia de pesquisa

A análise do problema descrito na seção anterior será feita com um estudo de caso de uma cogeração a gás natural projetada para um shopping center na capital de São Paulo. Yin (2003) justifica a escolha por essa estratégia quando se trata fundamentalmente de responder as perguntas de "como" e "por quê" o fenômeno estudado ocorre. Nesse sentido, leva-se em consideração qual é o controle que o investigador possui sobre o elemento pesquisado e em que medida este se relaciona com casos no passado ou no futuro. No caso específico da cogeração, os resultados a partir desse tipo de estudo permitem entender como esse tipo de solução é construída e de que forma pode embasar outros projetos.

Para esse estudo, serão consideradas as premissas de demanda e de carga térmica, as quais permitem comparar diferentes soluções, seus elementos como custos de instalação, operação e manutenção (na medida em que forem cabíveis), espaço físico, intervenções necessárias e o impacto dos agentes reguladores (concessionárias de energia elétrica e de gás natural) em cada uma delas. O estudo de caso a ser construído apresentará as questões a serem respondidas, as proposições (se cabíveis) e o elemento de análise, a ligação entre os dados e essas proposições e os critérios para interpretação dos resultados (YIN, 2003).

Dessa forma, será necessário posicionar a cogeração a gás natural no estado de São Paulo, passando pelos agentes que atuam sobre esse combustível a fim de permitir que essa solução se construa da forma que será apresentada. Em seguida, serão apresentados os dados específicos do empreendimento, os quais permitirão elaborar e justificar o projeto de cogeração, além de definir soluções alternativas para comparação e identificar elementos de regulação pertinente e, finalmente, os que são mais impactantes nesse tipo de projeto considerando sua implementação e viabilidade.

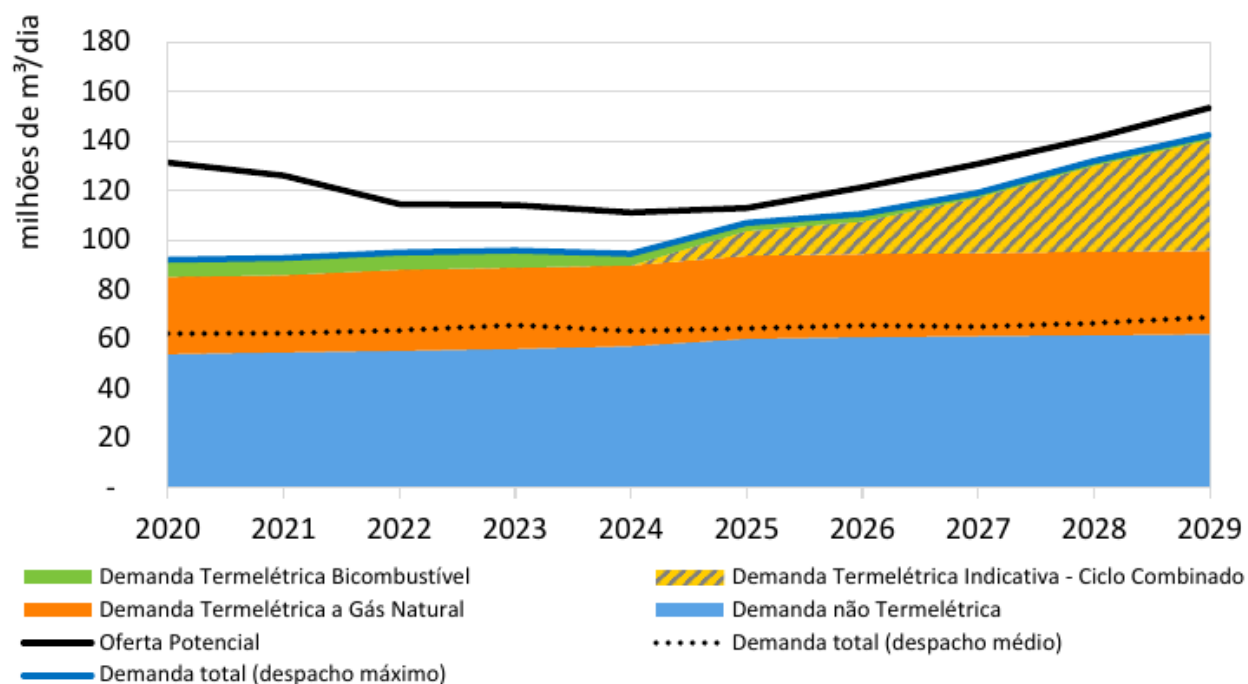
2 Revisão bibliográfica

2.1 Mercado de gás natural brasileiro

2.1.1 Panorama do setor

Classifica-se o gás natural em duas categorias, associado e não associado, as quais diferem quanto à forma de obtê-lo. O primeiro tipo é encontrado dissolvido em reservas de petróleo ou sob a forma de uma capa de gás; o segundo, em camadas rochosas livres de óleo (EPE, 2007). O Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2020) relata que o Brasil possui 9.409 km de gasodutos em seu território nacional, sendo esta a principal forma de transporte desse combustível. A oferta deste gás pode ser feita via: i) produção nacional; ii) importado por gasodutos ou iii) importado como gás natural liquefeito (GNL) em terminais de regaseificação. A figura 2.1 ilustra a relação entre essa oferta e suas diferentes demandas.

Figura 2.1: Relação entre a oferta e demanda de gás natural por setor de uso.



Fonte: EPE (2020)

O aumento na oferta de gás a partir de 2024 está associado a políticas de incentivo do Novo Mercado de Gás, que serão discutidas separadamente neste trabalho. Já o aumento na demanda pode ser explicado tanto por uma maior participação do GNL, que também está associada a essas políticas, como à

expectativa de extração do gás oriundo da Bacia do SEAL (EPE, 2020).

Quando se analisa o consumo de gás natural por setor, além da geração de energia elétrica (majoritariamente por usinas termoeletricas - UTEs), nota-se que esse valor é significativamente dependente do setor industrial. A tabela 2.1 apresenta os valores de consumo para cada setor em um período de 10 anos a partir de 2019.

Tabela 2.1: Consumo de gás natural por setor (em 10^6) m^3 /dia entre 2019 e 2029.

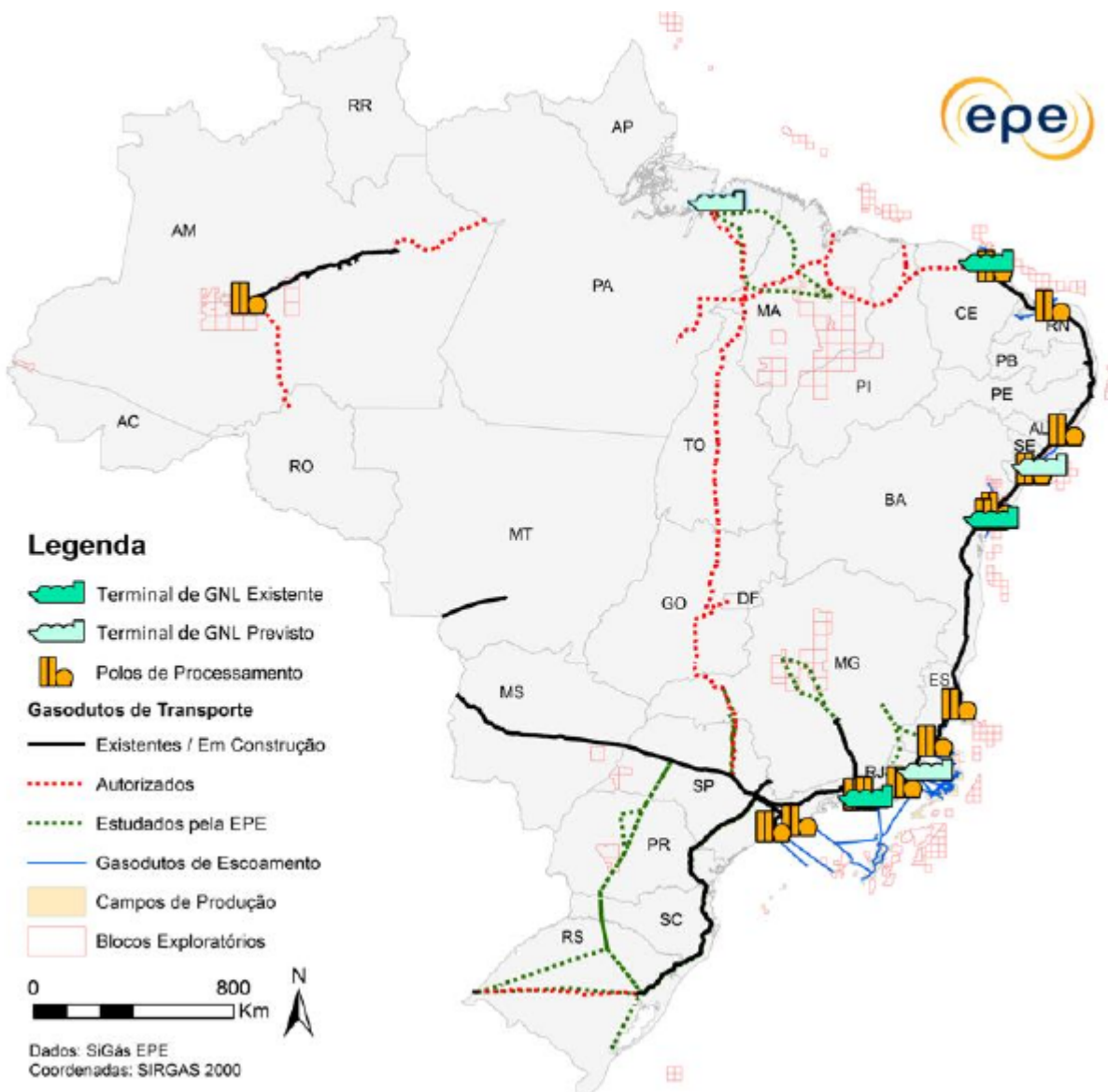
Setor	2019	2029	Variação anual
Geração elétrica	19,8	21,1	0,66%
Matéria prima	5,4	7,5	3,89%
Residencial	1,3	2	5,38%
Transporte	6,2	6,9	1,13%
Cogeração	2,9	2,9	0,00%
Setor energético	13	13,6	0,46%
Comercial/Agro	0,8	1,3	6,25%
Industrial	28,1	32,3	1,49%
Total	77,5	87,6	1,30%

Fonte: Adaptado de EPE (2020)

Dos dados da tabela 2.1, destacam-se o baixo crescimento anual médio do consumo de gás natural (1,3% a.a.) e a estagnação da cogeração em 2,9 milhões de m^3 /dia no período analisado. A Confederação Nacional das Indústrias (CNI) projeta, para o ano de 2029, um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) entre 2,5% a 3,0% a depender do preço pago por esse combustível, o que indica que existe uma correlação entre a competitividade do gás e sua participação em setores econômicos relevantes e que é possível aumentar sua participação neles, considerando que o crescimento em sua demanda é praticamente a metade do valor projetado para o PIB (CNI, 2019). Além do valor pago na compra do gás, a atual estrutura de transporte é insuficiente para atender todos os estados brasileiros, de forma que são poucos os locais que efetivamente podem usufruir do gás natural de forma competitiva, conforme indicado no mapa da figura 2.2.

Dessa forma, fica evidente que o gás natural brasileiro participa de maneira significativa em diversos setores da economia nacional e que as possibilidades de crescimento tanto do país quanto do consumo

Figura 2.2: Mapa de distribuição da rede de gás natural brasileira.



Fonte: EPE (2020)

desse energético são possíveis consideradas as atuais formas de obtenção e de transporte, embora seja necessário ponderar as necessidades de cada estado, sobretudo quanto à demanda de gás natural em suas atividades, assim como sua disponibilidade a partir da rede existente de distribuição e de suas projeções futuras.

2.1.2 Análise estadual: regulação, concessionárias e tarifas

A distribuição de gás natural canalizado é de responsabilidade estadual, conforme definido no capítulo III, art. 25, parágrafo 2º da Constituição Federal (BRASIL, 1988). A Associação Brasileira das Empresas de Distribuição de Gás Natural (ABEGAS) é uma entidade sem fins lucrativos, fundada em 1990, que reúne todos os grupos responsáveis por distribuir esse combustível no território nacional (ABEGAS, 2020). Atualmente, apenas Acre, Roraima e Tocantins não possuem distribuidoras de gás natural. Dentro das competências estaduais, a regulação desse combustível é feita pelas respectivas agências regulatórias como a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) e a Agência de Regulação de Pernambuco (ARPE).

São Paulo e Rio de Janeiro são os únicos estados que possuem mais de uma distribuidora de gás natural; no caso específico paulista, são três empresas controladas por grupos distintos, que representam 31% do consumo nacional (ARSESP, 2020a). A tabela 2.2 separa cada uma das concessionárias e suas respectivas áreas de atuação.

Tabela 2.2: Informações das concessionárias do estado de São Paulo.

Concessionária	Comgás	GasBrasiliano	Naturgy
Municípios concedidos (e atendidos)	177 (90)	375 (33)	93 (25)
Consumo médio diário/mês (2016)	11.953.246 m ³ /dia	734.839 m ³ /dia	1.089.440 m ³ /dia
Rede de distribuição instalada (nov/2017)	14.348 km	1.010 km	1.732 km

Fonte: adaptado de ARSESP (2020a).

Os contratos nº 01/99, 02/99 e 03/00 representam, respectivamente, a concessão entre as concessionárias Comgás, GasBrasiliano e Naturgy e a ARSESP (à época, Comissão dos Serviços Públicos de Energia - CSPE), e seguem as Leis nº 9.478/1997 e nº 11.909/2009, que dispõem sobre a política energética nacional e as regras para transporte de gás natural. A composição da tarifa desse combustível (T) é dada por:

$$T = P_g + P_t + M_d \cdot VP \quad (2.1)$$

sendo P_g e P_t os preços de compra e de transporte do gás natural pela concessionária, respectivamente, M_d

a margem de distribuição alocada à tarifa e VP o índice de variação de preços, que é obtido dividindo-se os índices do Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM). Os valores apresentados na tabela 1.1 representam a parcela M_d , são reajustados periodicamente e deliberados pela ARSESP e já contabilizam a incidência da contribuição para o Programa de Integração Social (PIS) e da contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), regulamentados pelas leis federais nº 10.637/2002 (BRASIL, 1970) e 10.833/2003 (BRASIL, 1991) com as alíquotas de 1,65% e 7,6%, respectivamente. Também índice sobre a tarifa o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), cuja alíquota vale 15% conforme definido no artigo 8º do anexo II da lei estadual nº 6.374/1989 (SÃO PAULO, 1989). Para o cálculo da tarifa com impostos (T_{ci}) a partir do valor sem impostos, tem-se a expressão:

$$T_{ci} = \frac{T_{si}}{1 - \sum I_{GN}} \quad (2.2)$$

sendo $\sum I_{GN}$ a somatória das alíquotas dos impostos incidentes sobre o valor da alíquota (no caso, 1,65% + 7,6% + 15% = 24,25%). Dessa forma, para uma alíquota hipotética de R\$1,00/m³, a tabela 2.3 indica cada uma das parcelas dos impostos e sua correspondência na tarifa.

Tabela 2.3: Composição da tarifa e dos impostos incidentes.

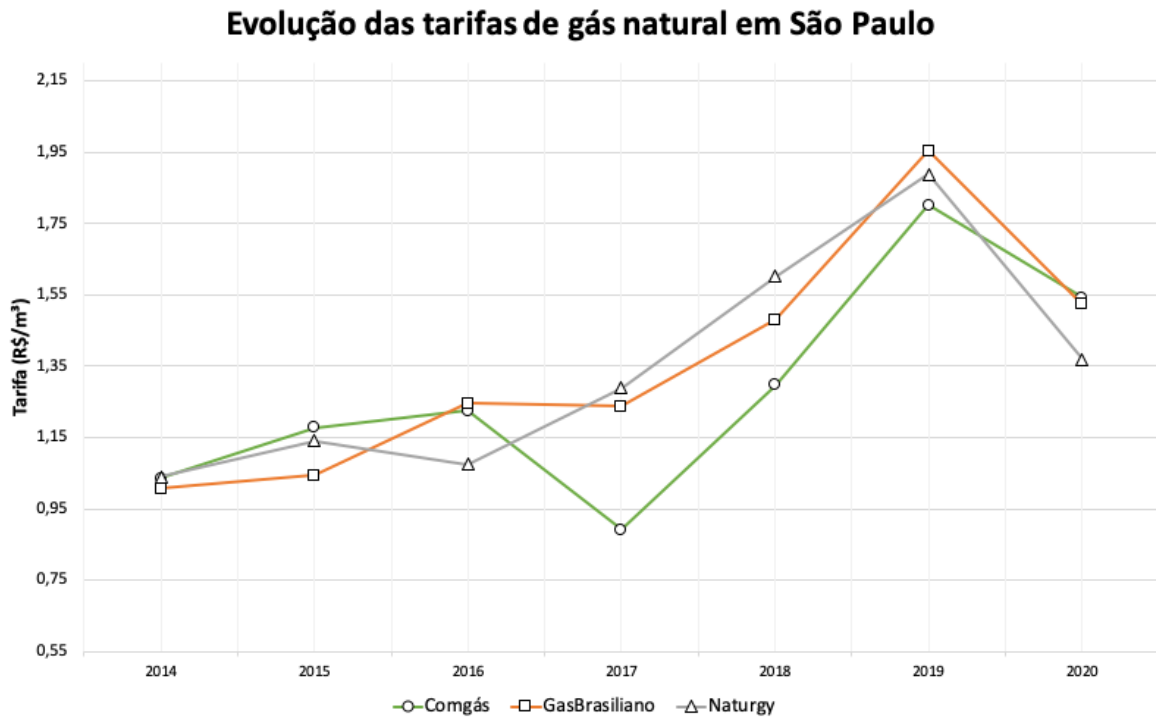
Tarifa sem imposto (R\$/m ³)	PIS	COFINS	ICMS	Tarifa com impostos (R\$/m ³)
1,000	0,022	0,100	0,198	1,320
-	1,65%	7,6%	15%	-

Fonte: Autor (2020).

A figura 2.3 ilustra a evolução dos valores de tarifa de cogeração desde 2014, indicados na tabela 1.1, considerando junho como mês de referência e um consumo base de 1.000.000 m³/mês.

A figura 2.3 permite identificar que o período de 2017 a 2019 foi marcado por um aumento tarifário significativo em todas as concessionárias e é necessário analisar esse momento isoladamente. A tabela 2.4 traz os valores de tarifa no período separados entre os valores pagos pela concessionária e as margens de distribuição.

Figura 2.3: Evolução das tarifas de cogeração no estado de São Paulo.



Fonte: Autor (2020)

Tabela 2.4: Tarifas entre 2017 e 2019 com os valores discriminados entre as partes.

Concessionária	Comgás			GasBrasiliano			Naturgy		
Ano	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Preço do gás ($P_g + P_l$)	0,642	1,039	1,575	1,195	1,641	1,198	1,063	1,659	1,741
Margem de distribuição (M_d)	0,25	0,259	0,227	0,286	0,314	0,327	0,226	0,230	0,250

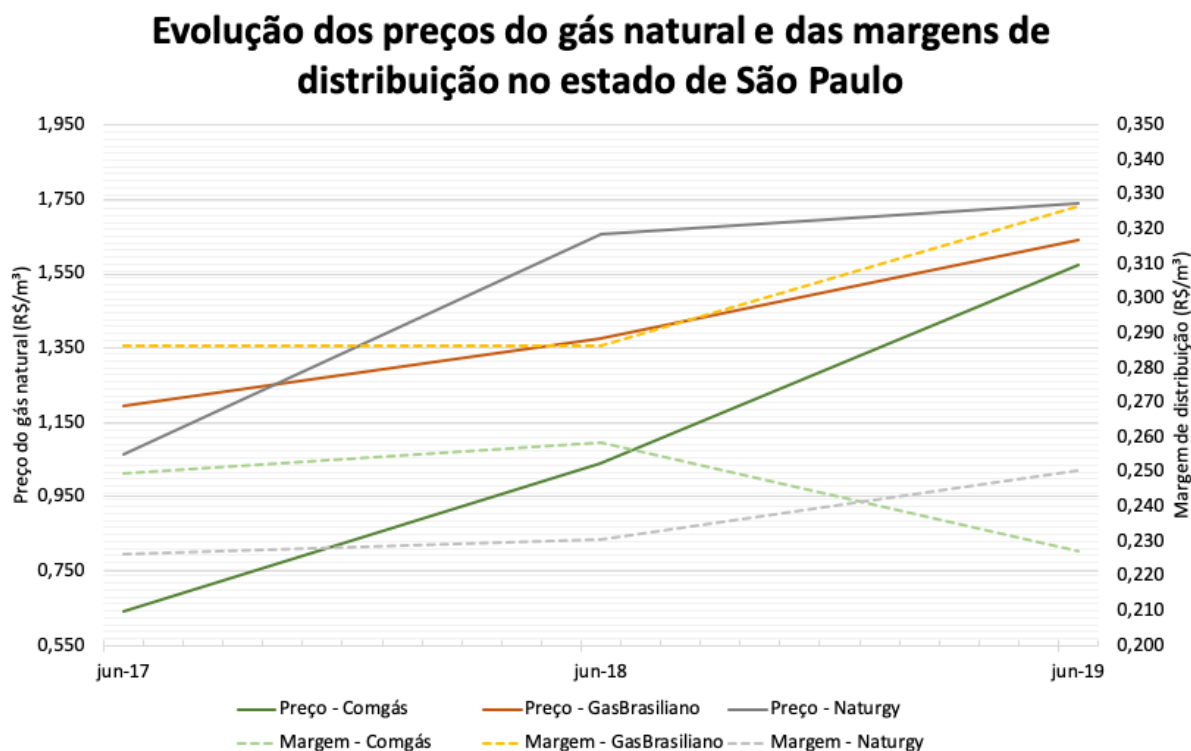
Fonte: Autor (2020).

De forma análoga, a figura 2.4 compara a evolução entre os preços associados aos contratos de concessão e as margens de distribuição durante o período analisado.

A análise gráfica permite concluir que, entre os anos de 2017 e 2018, tanto a margem de distribuição quanto o custo do gás natural associado aos contratos de concessão cresceram, de forma que estes valores tiveram aumento mais expressivo frente àqueles primeiros. Esse aumento permaneceu no ano seguinte, embora de forma mais branda, acompanhado de uma maior margem de distribuição da GasBrasiliano e da Naturgy, enquanto a Comgás reduziu sua margem neste período.

Em relação a esta companhia, o referido reajuste fez parte da 4ª revisão tarifária ordinária (RTO)

Figura 2.4: Evolução dos preços de compra do gás natural e das margens de distribuição do segmento cogeração das concessionárias no estado de São Paulo.



Fonte: Autor (2020)

da concessionária, que foi regulamentada pela deliberação ARSESP nº 873, de 23/05/2019. A nota técnica final (NTF) nº 03/2019 expõe a estrutura tarifária e como é feito o cálculo da margem máxima (MM) sobre o valor cobrado. O modelo busca encontrar uma tarifa de equilíbrio (P_0) que usa um fluxo de caixa descontado (FCD) para levar o valor presente líquido (VPL) da empresa ao valor zero, dado um custo de oportunidade igual ao custo médio ponderado de capital (*weighted average capital cost* - WACC) (ARSESP, 2019). Entre as variáveis que compõem a formulação, estão as bases de remuneração da companhia, os custos de operação e de investimentos mobilizados, o volume de gás distribuído e impostos.

Em 2019, houve dois reajustes tarifários nos valores da Comgás, que foram regulamentados respectivamente pelas deliberações nº 852, em fevereiro, e nº 875, em junho. Esses aumentos foram justificados sob o argumento de atualizar os custos do gás natural com base nos contratos de concessão, na inflação e no câmbio (G1, 2019). Vale destacar que, entre 2018 e 2019, o índice de preços ao consumidor amplo (IPCA) variou aproximadamente 3% (IBGE, 2020); o câmbio, aproximadamente 2% (de R\$3,77 para

R\$3,86) (IPEA, 2020).

Esses valores sugerem que o maior aumento está associado aos custos de aquisição do gás natural, os quais estão diretamente ligados ao contrato de compra e venda com a Petrobrás. A estatal alega que suas usinas termoeletricas (UTES) geraram uma receita adicional que estava fora da previsão da Comgás, o que agravou a modicidade tarifária dos demais segmentos (PETROBRÁS, 2019a). Como a 4ª RTO estava prevista para ocorrer em 2014 e atrasou, não houve acerto desse valor excedente e, segundo a companhia, a Petrobrás deveria ser ressarcida. Além disso, a empresa argumenta que é necessário rever a metodologia de cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para consumidores livres, de forma que seja possível identificar quais são os serviços efetivamente prestados pelas concessionárias a esses, de forma que permaneçam separados os encargos de distribuição e de comercialização (PETROBRÁS, 2019b).

O caso da Comgás ilustra de maneira clara a complexidade que envolve os mecanismos de regulação tarifária do gás natural. Embora a Lei do Gás (nº 11.909/2009) descreva as especificidades do setor, seu desenvolvimento está associado a contratos de compra e venda vinculados à Petrobrás, o que dificulta o estímulo à competitividade desse combustível dada a estrutura inerentemente restrita desse mercado. Vale destacar que essas características refletem em praticamente todos os segmentos de comercialização, sem que isso represente uma especificidade da cogeração. Nesse sentido, o Novo Mercado de Gás (NMG) é um programa que foi idealizado a fim de diversificar o mercado e estimular a competição a partir da entrada de novos agentes.

2.1.3 O Novo Mercado de Gás

O NMG é um programa do governo federal que "visa à formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, promovendo condições para redução do seu preço e, com isso, contribuir para o desenvolvimento econômico do país"(BRASIL, 2019). Antes de sua formação, o programa Gás para crescer, de outubro de 2016, já havia sido criado com o objetivo de aperfeiçoar a regulação do setor a fim de aumentar sua competitividade. À época, propôs-se rever o marco legal de exploração de gás, criar uma nova estrutura comercial e tarifária junto aos estados, que fosse fundamentada em dinamismo, eficiência e transparência e aproximar este setor da geração elétrica, de forma a permitir a expansão da termoeletricidade (BRASIL, 2016).

Desde o anúncio do programa NMG, promulgou-se o decreto nº 9.934/2019, que institui o Comitê de Monitoramento de Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), firmou-se o termo de compromisso e

cessão (TCC) entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Petrobrás para acabar com o monopólio de fato da estatal no setor e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução nº 16/2019, na qual estão estabelecidas as diretrizes voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás (BRASIL, 2019; CNPE, 2019).

As propostas do programa baseiam-se nos resultados do Projeto META, que consiste de um conjunto de estudos (produtos) sobre a atual estrutura tarifária do gás natural, seus desafios e formas de resolvê-los (BRASIL, 2019). O produto 5 analisa as propostas do programa Gás para crescer, identificado desafios pontuais e propondo-lhes soluções, das quais se destacam: 1) a viabilização de modelos de entrada e saída para o transporte desse combustível; 2) a adoção de um regime especial para o desenvolvimento de infraestrutura (REIDI) que promova benefícios quanto ao recolhimento de PIS e COFINS; 3) a imunidade constitucional para fins do imposto sobre serviços (ISS) naqueles relacionados ao gás natural; 4) a cumulatividade na cadeia gás natural-energia elétrica e 5) a excessiva complexidade relativa ao ICMS (MME, 2019).

O documento expõe que ao se analisar a cobrança de ICMS no transporte do gás natural, a principal dificuldade está no controle físico do movimento molecular dentro dos gasodutos, de forma a garantir que ocorra a passagem de fronteiras e se caracterizem os fatos geradores de cobrança desse tributo, de forma que as soluções passam por alterar os sujeitos ativos e passivos do ICMS-Transporte ou uniformizar as tarifas cobradas, uma vez que cada estado possui sua própria legislação sobre esse assunto (MME, 2019).

No caso da criação de um REIDI, propõe-se criar o Regime Aduaneiro Tributário e Único para o Gás Natural (REGÁS) ou, caso se preservem as ferramentas atuais, alterar a forma de registro de crédito desses impostos a fim de permitir a fruição dos benefícios do REIDI. Já quanto ao ISS, está prevista imunidade parcial para operações relativas à energia elétrica, à telecomunicação e aos combustíveis derivados de petróleo, de forma que se aparenta controversa a ausência do gás natural nessa categoria. Finalmente, sobre o ICMS, além da complexidade inerente à sua cobrança e à sua estrutura, sua cobrança ocorre em todas as etapas da geração de energia elétrica a gás natural, o que violaria o princípio de não-cumulatividade constitucionalmente previsto para esse tributo, enquanto que sua cobrança nas operações de energia elétrica é pontual e delimitada. Nesse sentido, propõe-se complementar a legislação existente de forma a isentar essa cobrança associada a usinas geradoras a gás natural ou permitir a transferência de créditos de ICMS às distribuidoras de energia elétrica (MME, 2019).

2.1.4 Síntese da análise regulatória do gás natural

Assim como se apresentou na seção 2.1.2, percebe-se que os aspectos mencionados nesta seção relacionam-se com todos os segmentos de aplicação do gás natural, embora seja possível identificar que a complexidade tarifária é um possível ponto de melhoria ao se vislumbrar um mercado de gás mais dinâmico e eficiente, o que justifica as propostas apresentadas no programa. Atualmente, também é possível identificar que, a despeito da aparente complexidade tarifária apresentada, o atual regime de concessões de gasodutos, a relação de empresas público-provadas com uma única empresa estatal, que é responsável por gerir os contratos de fornecimento desse setor, já é por si só um fator dificultador significativo na estruturação de um mercado competitivo, de forma que o aspecto tributário atua no sentido de tornar esse cenário ainda mais complexo.

Definida a atual estrutura regulatória do mercado de gás natural, vale destacar o papel relevante que as aplicações ligadas à geração de energia elétrica possuem nesse cenário, o qual também foi apresentado nas seções anteriores. Nesse sentido, é necessário analisar os mecanismos regulatórios do setor elétrico brasileiro, uma vez que, por definição, a cogeração envolve necessariamente a produção de eletricidade, de forma que é preciso entender as regras associadas a essa atividade e de que forma os incentivos propostos pelo NMG se relacionam com elas, considerando que o setor elétrico também possui significativa complexidade e seu funcionamento e desenvolvimento impactam diretamente nos planos de crescimento nacional.

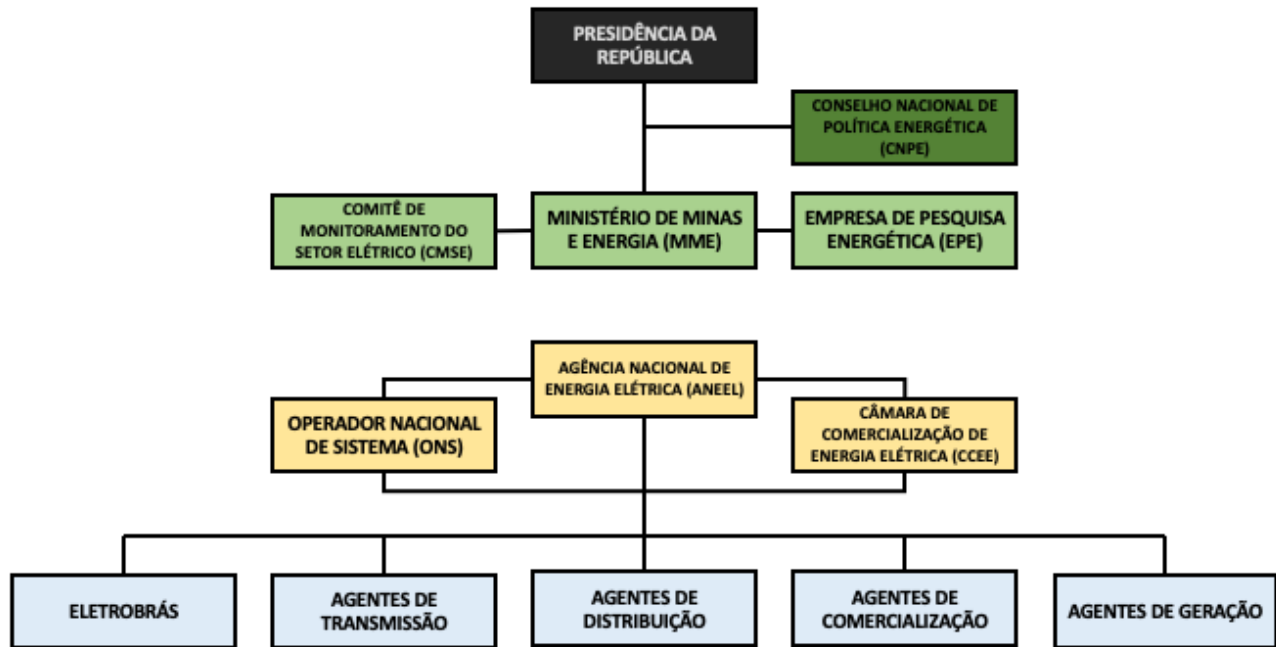
2.2 O setor elétrico brasileiro

2.2.1 Panorama do setor

A regulação do setor elétrico brasileiro é feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituída pela lei federal nº 9.427/1996, que é uma autarquia vinculada ao MME estabelecida com o objetivo de "regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal"(BRASIL, 1996). Entre suas atribuições, destacam-se a regulação das atividades ligadas ao setor (geração, transmissão, distribuição e comercialização), a fiscalização dos serviços de concessão, a implementação de políticas do governo federal para aproveitar o potencial energético nacional, o estabelecimento de tarifas e a mediação entre os diferentes agentes do setor (ANEEL, 2020b). A figura 2.5 ilustra como a Agência se relaciona com os

demais agentes do setor.

Figura 2.5: Estrutura do setor elétrico brasileiro.



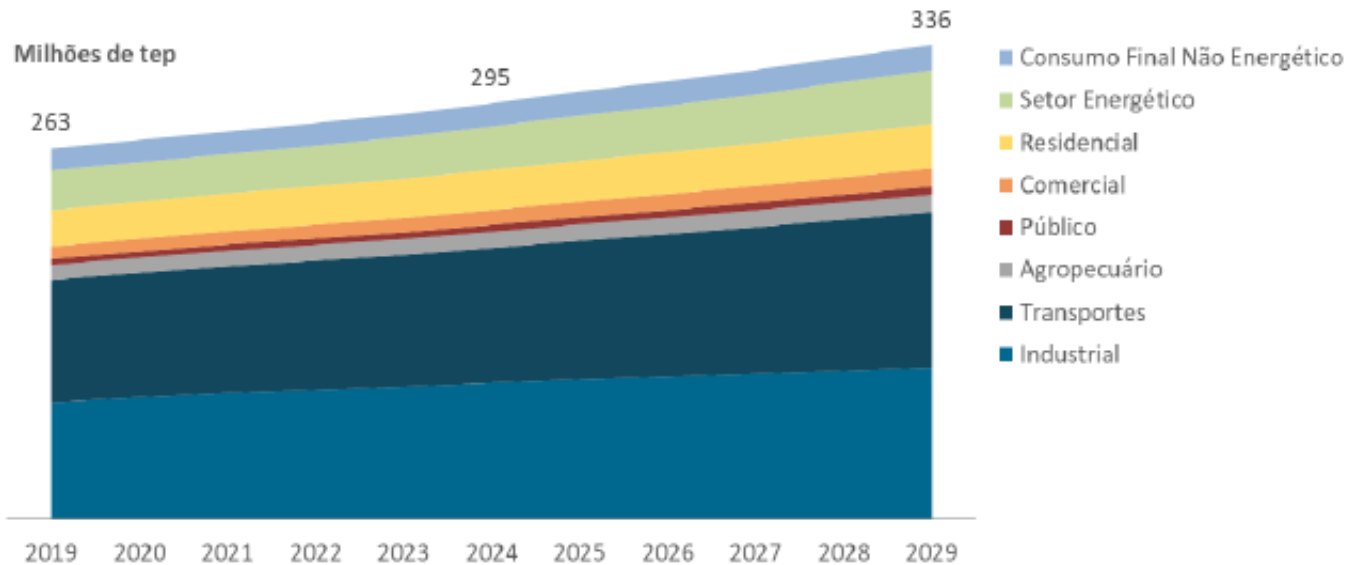
Fonte: Adaptado de ABRADÉE (2020)

A Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADÉE) é uma entidade civil sem fins lucrativos que reúne os agentes de distribuição (concessionárias estatais e privadas) que atuam em território nacional, as quais somam 41 associadas distribuídas pelo país. Assim como no caso do gás natural, São Paulo se destaca como o estado com o maior número de concessionárias, sendo sete os grupos presentes no estado paulista (ABRADÉE, 2020). A ARSESP, entidade responsável por delegação da ANEEL na fiscalização das atividades desse setor no estado, também contabiliza dez grupos permissionários de distribuição de energia elétrica, de forma que São Paulo totaliza 17 distribuidoras em seu território (ARSESP, 2020b).

Em seu plano decenal, EPE (2020) caracteriza o primeiro quinquênio deste período (2020 a 2024) como dependente das aprovações das reformas em discussão no governo federal, de tal forma que o cenário esperado a partir de 2025 seria mais atraente para investimentos na área de infraestrutura, o que consequentemente é positivo para o mercado de eletricidade. De toda forma, esse cenário é baseado

numa premissa de recuperação gradual da economia brasileira, com um crescimento médio do PIB de 2,9% a.a, e que terá projeções ainda mais pessimistas ao se considerar os efeitos da pandemia de 2020, no qual a retração do PIB projetada pelo Banco Central do Brasil (BCB) para esse ano é de quase 6% (BCB, 2020). O consumo de energia por setor pode ser visto na figura 2.6.

Figura 2.6: Consumo de energia elétrica por setor.



Fonte: EPE (2020)

A linearidade da evolução indica que o padrão de consumo de energia elétrica se manterá ao longo do decênio, uma vez que a variação de 263 para 336 milhões de tep¹ por ano representa um aumento de aproximadamente 27% no período, que é próximo do valor anual de crescimento do PIB. Os setores industrial e de transporte, que atualmente possuem as maiores parcelas de consumo e de crescimento, são grandes consumidores de petróleo e de seus derivados, embora programas de incentivo aos biocombustíveis e ao gás natural tendam a aumentar a participação desses energéticos nas atividades desses grupos (EPE, 2020).

Ainda em relação às parcelas de cada fonte na matriz energética nacional, nota-se uma prevalência significativa da geração hidrelétrica, que corresponde a quase metade do potencial energético atualmente instalado no país (ANEEL, 2019b). A predominância desse tipo de fonte relaciona-se com o desenvolvimento do Brasil no século XX, de tal forma que Moretto et al. (2012) caracteriza a evolução desse tipo de geração elétrica ao potencial hídrico de um território e ao disciplinamento do uso do espaço, de tal

¹ tep: tonelada equivalente de petróleo (1 tep \approx 42 GJ)

forma que, entre os anos 1950 e 1979, identificou-se um alto potencial e um baixo disciplinamento, o que permitiu o avanço da construção de usinas hidrelétricas no país (MORETTO et al., 2012). Atualmente, apesar dessas ainda prevalecerem na matriz nacional, o incentivo a novas fontes como as renováveis (solar e eólica) e o aumento das termelétricas faz com que estas soluções ocupem uma parcela significativa tanto no número de usinas quanto no potencial instalado, conforme demonstrado na tabela 2.5.

Tabela 2.5: Potência instalada e número de usinas por tipo de fonte no Brasil.

Tipo	Sigla	Quantidade	% do total	Potência instalada (kW)	% do total
Usina hidrelétrica de energia	UHE	217	2,9	98.581.478	46,6
Pequena central hidrelétrica	PCH	426	5,7	51.837.565	24,5
Central geradora hidrelétrica	CGH	698	9,4	708.002	0,3
Central geradora undi-elétrica	CGU	1	0,01	50	0,00
Usina termelétrica de energia	UTE	3.001	40,4	41.337.216	19,6
Usina termonuclear	UTN	2	0,03	1.990.000	0,9
Central geradora eolielétrica	EOL	606	8,2	14.872.793	7,0
Central geradora solar fotovoltaica	UFV	2.469	33,3	2.074.002	1,0
Total	-	7.420	100	211.401.106	100

Fonte: ANEEL (2019b)

A presença de usinas termelétricas no país está associada ao Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), instituído pelo decreto nº 3.371/2000, que visava à instalação de novas usinas a gás natural com por um preço fixado em R\$2,581/MMBTU (BRASIL, 2000; ANP, 2002). Essa medida esteve relacionada à crise hídrica vigente na época e à consequente insuficiência de potência disponível para o sistema elétrico (ROSA, 2001). Nesse sentido, a construção dessas usinas serviria para cobrir a lacuna deixada pelas hidrelétricas por conta da falta de chuvas; no entanto, o programa não atingiu os resultados esperados e Santos Botelho (2014) associa esse fracasso à logística inadequada de distribuição de gás natural e ao preço ainda elevado desse energético, apesar dos esforços governamentais em subsidiá-lo.

O legado do PPT para o país é uma contribuição significativa na construção de usinas termelétricas a gás natural, que totalizam 166 unidades no país (ANEEL, 2019b). Passados mais de vinte anos do apagão de 1999, além do aumento de produção e de demanda elétricas que decorreram naturalmente do crescimento do país, as novas políticas de incentivo à geração distribuída e as possibilidades associadas ao NMG requerem um novo olhar sobre as regras de funcionamento do setor elétrico, de forma a garantir que

os mecanismos regulatórios definidos permitam que cada fonte ocupe os espaços que lhes são pertinentes de acordo com as diretrizes energéticas nacionais.

2.2.2 Análise estadual: regulação, concessionárias e tarifas

A ARSESP, por delegação da ANEEL, é a agência responsável pela fiscalização do setor elétrico no estado de São Paulo e os serviços são prestados pelas sete concessionárias e dez permissionárias paulistas. Enquanto aquelas são os agentes titulares "de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica", estas são "agentes titulares com permissão federal para prestar os serviços de distribuição de energia elétrica"(ANEEL, 2018). Este trabalho focará nas concessionárias por conta de sua relevância no setor.

As tarifas de energia elétrica são compostas de três parcelas, que estão associadas: i) à energia gerada, ii) à transmissão e à distribuição até as unidades consumidoras e iii) aos encargos setoriais (ANEEL, 2020a). Os custos de compra de energia correspondem a quase metade do valor final da energia elétrica, enquanto o valor restante divide-se entre custos de distribuição e encargos, conforme indicado na tabela 2.6.

Tabela 2.6: Composição do valor final da tarifa.

Parcela	Valor
Compra e transmissão de energia e encargos sociais	53,5%
Distribuição de energia	17%
Tributos (ICMS e PIS/COFINS)	29,5%

Fonte: ANEEL (2020a)

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PROERT) da ANEEL regulamentam os processos tarifários e, em seu módulo 7, descrevem-se os que são relativos às concessionárias de energia elétrica (ANEEL, 2017b). Neste módulo, define-se estrutura tarifária como o "conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários", o qual é composto pela tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de energia (TE). A TUSD, dada em R\$/MWh ou R\$/kW, é o valor utilizado para efetuar o faturamento mensal dos consumidores, enquanto a TE (R\$/MWh) fatura o consumo referente aos contratos de energia da distribuidora. A composição desses valores no valor final da tarifa de energia elétrica (T_{EE} , em R\$/MWh), sem impostos, é feita pela expressão:

$$T_{EE} = TUSD + TE \quad (2.3)$$

O fornecimento de energia elétrica é regulamentado pela REN nº 414/2010, na qual são definidos os grupos A (alta tensão, fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV) e B (baixa tensão, fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV), os quais possuem subgrupos. Esses grupos estão associados a modalidades tarifárias, que apresentam valores e regras diferentes de tarifas entre si a depender do consumidor em questão, da potência e do horário de utilização. (ANEEL, 2017b). As tabelas 2.7 e 2.8 apresentam as tarifas vigentes na modalidades A4 e B3 para as concessionárias do estado de São Paulo.

Tabela 2.7: Tarifa das concessionárias do estado de São Paulo para as modalidades A4 verde e azul.

Concessionária	Tarifas	Unidades	Modalidade A4 - Verde			Modalidade A4 - Azul	
			Demanda	Ponta - P	Fora Ponta - P	Ponta - P	Fora Ponta - P
Enel SP	TUSD	R\$/kW	15,48	-	-	23,13	15,48
		R\$/MWh	-	642,12	79,97	79,97	79,97
	TE	R\$/MWh	-	382,17	236,55	382,17	236,55
EDP SP	TUSD	R\$/kW	7,44	-	-	26,05	7,44
		R\$/MWh	-	710,00	75,80	75,80	75,80
	TE	R\$/MWh	-	417,56	247,03	417,56	247,03
Elektro	TUSD	R\$/kW	18,98	-	-	46,18	18,98
		R\$/MWh	-	1.203,34	78,31	78,31	78,31
	TE	R\$/MWh	-	395,22	232,98	395,22	232,98
Energisa SS	TUSD	R\$/kW	19,12	-	-	43,01	19,12
		R\$/MWh	-	1.115,44	69,03	69,03	69,03
	TE	R\$/MWh	-	382,90	234,55	382,90	234,55
CPFL Santa Cruz	TUSD	R\$/kW	16,59	-	-	33,90	16,59
		R\$/MWh	-	893,86	69,45	69,45	69,45
	TE	R\$/MWh	-	364,69	219,38	364,69	219,38
CPFL Paulista	TUSD	R\$/kW	11,70	-	-	29,31	11,70
		R\$/MWh	-	795,53	82,47	82,47	82,47
	TE	R\$/MWh	-	443,40	266,58	443,40	266,58
CPFL Piratininga	TUSD	R\$/kW	9,25	-	-	23,27	9,25
		R\$/MWh	-	641,64	74,51	74,51	74,51
	TE	R\$/MWh	-	406,44	240,07	406,44	240,07

Fonte: elaborado por Autor (2020) a partir de dados de ANEEL (2020a).

No caso hipotético de uma instalação com demanda de 1 MW (1.000 kW), foram simulados os valores de custo específico de geração de energia (em R\$/MWh) para cada uma das concessionárias em cada uma das modalidades tarifárias, considerando os casos descritos na tabela 2.9, os quais foram definidos para diferentes perfis de consumo para uma mesma demanda contratada.

Os valores dessa simulação são dados na tabela 2.9 e nas figuras 2.7 até 2.9.

Tabela 2.8: Tarifas das concessionárias do estado de São Paulo para a modalidade B3.

Concessionária	Tarifas (R\$/MWh)	Ponta - P	Intermediária - I	Fora Ponta - FP
Enel SP	TUSD	719,75	475,15	230,56
	TE	382,17	236,55	236,55
EDP SP	TUSD	617,26	413,44	209,62
	TE	417,56	247,03	247,03
Elektro	TUSD	675,90	448,68	221,46
	TE	395,22	232,98	232,98
Energisa SS	TUSD	644,31	424,77	205,23
	TE	382,90	234,55	234,55
CPFL Santa Cruz	TUSD	786,00	514,39	242,77
	TE	364,69	219,38	219,38
CPFL Paulista	TUSD	606,46	407,13	207,79
	TE	443,40	266,58	266,58
CPFL Piratininga	TUSD	547,46	368,85	190,23
	TE	406,44	240,07	240,07

Fonte: elaborado por Autor (2020) a partir de dados de ANEEL (2020a).

Tabela 2.9: Casos para simulação do custo específico de energia elétrica.

Caso	1	2	3
Fator de carga na ponta (FC_P)	0,8	0,6	0,7
Fator de carga fora da ponta (FC_{FP})	0,6	0,8	0,7
Fator de carga médio (FC_m)	0,7	0,7	0,7

Fonte: Autor (2020).

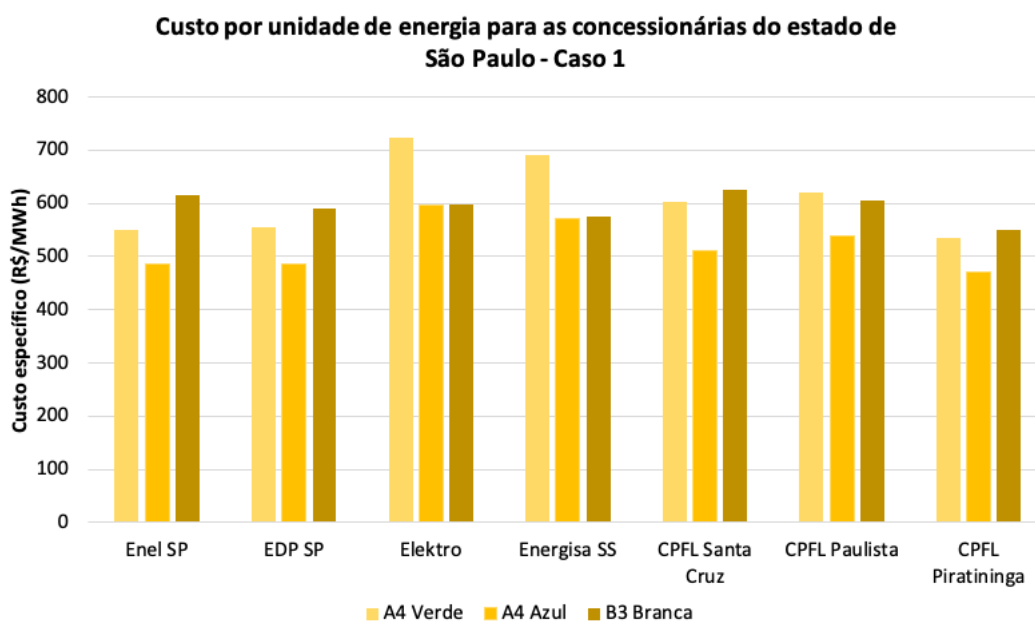
Os dados obtidos dessa simulação tarifária evidenciam a existência de particularidades no modelo tarifário de cada concessionária, uma vez que os padrões das curvas se mantêm razoavelmente semelhantes a despeito das mudanças dos fatores de carga, embora não seja possível correlacionar grupos, valores e modalidades. Vale destacar que a simulação desconsiderou os impostos incidentes sobre as tarifas; no caso, PIS/COFINS e ICMS, cujas alíquotas são as mesmas para o caso do gás natural (BRASIL, 1970, 1991; SÃO PAULO, 1989). Além disso, é possível perceber que, para a maior parte das concessionárias, as tarifas de baixa tensão (B3 branca) são as mais elevadas, o que pode ser visto pelos maiores custos específicos de consumo de energia. Por essa razão, esse grupo será considerado como referência na

Tabela 2.10: Comparativo dos valores específicos de custo por unidade de energia para as concessionárias do estado de São Paulo.

	Caso 1			Caso 2			Caso 3		
Concessionária	A4 verde	A4 azul	B3 branca	A4 verde	A4 azul	B3 branca	A4 verde	A4 azul	B3 branca
Enel SP	550,58	485,91	615,12	553,62	512,44	636,51	552,10	499,18	625,81
EDP SP	555,86	485,42	589,22	548,53	499,22	613,16	552,19	492,32	601,19
Elektro	723,61	596,95	598,17	686,40	600,39	619,05	705,00	598,67	608,61
Energisa SS	690,51	572,55	576,20	658,88	579,47	597,07	674,69	576,01	586,64
CPFL Santa Cruz	603,61	510,33	625,87	584,59	522,48	642,71	594,10	516,41	634,29
CPFL Paulista	619,52	539,51	604,91	612,15	557,68	631,57	615,84	548,60	618,24
CPFL Piratininga	534,22	470,41	549,16	531,77	488,30	573,24	532,99	479,35	561,20

Fonte: elaborado por Autor (2020) a partir de dados de ANEEL (2020a).

Figura 2.7: Comparativo dos valores específicos de custo por unidade de energia para as concessionárias do estado de São Paulo - Caso 1.

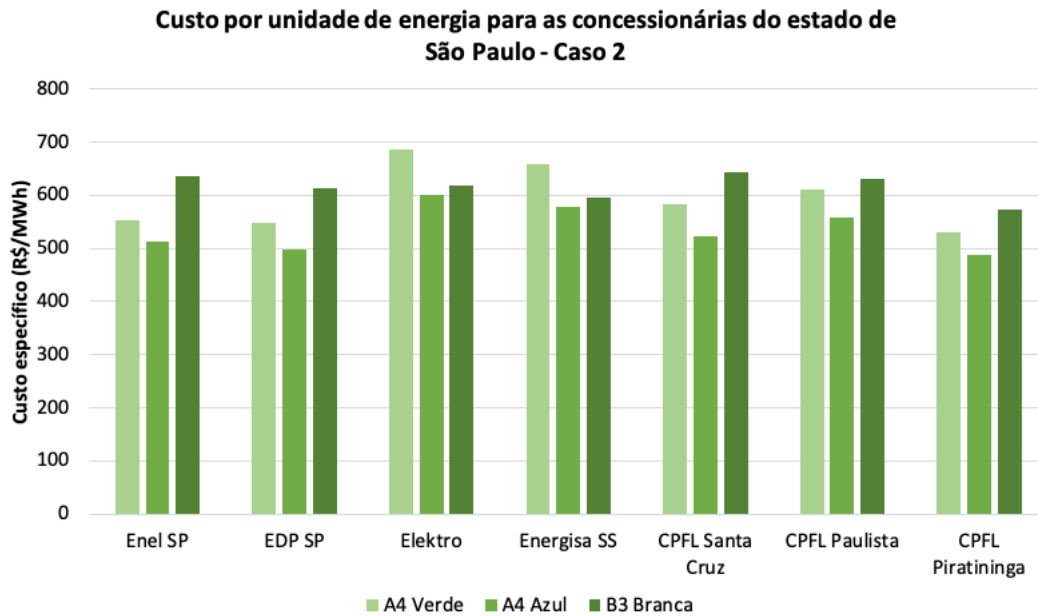


Fonte: elaborado por Autor (2020) a partir de dados de ANEEL (2020a).

comparação dos valores de geração de energia da cogeração, uma vez que representam mais de 70% da potência fornecida aos consumidores cativos² (EPE, 2018), os quais podem ser beneficiados por tarifas

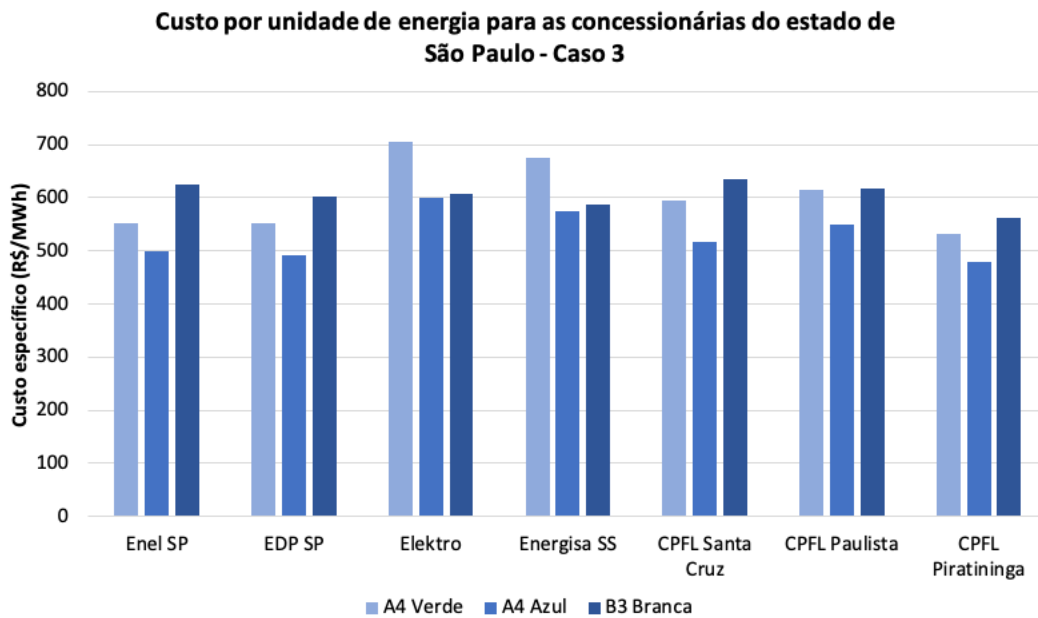
²Os consumidores em baixa tensão representavam, em 2018, 227 GWh do volume total de energia do mercado cativo (EPE, 2018).

Figura 2.8: Comparativo dos valores específicos de custo por unidade de energia para as concessionárias do estado de São Paulo - Caso 2.



Fonte: elaborado por Autor (2020) a partir de dados de ANEEL (2020a).

Figura 2.9: Comparativo dos valores específicos de custo por unidade de energia para as concessionárias do estado de São Paulo - Caso 3.



Fonte: elaborado por Autor (2020) a partir de dados de ANEEL (2020a).

mais vantajosas considerando os incentivos recentes à geração distribuída.

2.2.3 A cogeração no contexto da geração distribuída

A discussão sobre facilitar as regras de entrada de novos agentes geradores no sistema elétrico nacional iniciou-se pela audiência pública (AP) nº 42/2011, a partir da qual a REN nº 482/2012 foi regulamentada e posteriormente atualizada pela REN nº 687/2015. Desde então, ficam definidas as micro e minigerações distribuídas, o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) e a potência máxima de 5 MW³ para usinas nesta modalidade, as quais devem ser alimentadas por fontes renováveis ou possuírem uma cogeração qualificada (ANEEL, 2012), o que já caracteriza um incentivo relevante à opção dessa solução de geração de energia elétrica.

Uma vez que esse incentivo também se aplica às fontes renováveis, é natural que haja uma prevalência das soluções mais viáveis; no caso, as usinas de geração fotovoltaica ocupam um lugar de destaque no contexto da geração distribuída devido à sua maior simplicidade⁴ de instalação e de regulação, uma vez que não existem simetrias tarifárias que impliquem um tipo de cobrança como no caso do gás natural, o que por si só gera uma vantagem competitiva. Além disso, as potências unitárias dos painéis solares são tipicamente menores que de motogeradores a gás, o que aumenta as possibilidades de aplicação dessas soluções por abrangerem um número maior de consumidores com potências mais baixas.

A assimetria de soluções no setor elétrico não deve ser analisada sob um viés determinista, mas como uma possibilidade de estimular as fontes conforme sua disponibilidade e suas necessidades energéticas dos locais que dela podem usufruir. Nesse sentido, a análise regulatória da cogeração - simultaneamente em relação às regras do mercado de gás e às do setor elétrico - permite identificar os pontos dificultadores e onerosos desse tipo de solução a fim de garantir que a regulamentação feita para este energético permita caracterizá-lo como uma alternativa competitiva e consoante com as diretrizes das políticas de energia nacionais.

³A REN nº 482/2012 estabeleceu o limite de 3 MW para as minigerações e a alteração de limite para 5 MW foi feita pela REN nº 786/2017, embora o foco da discussão seja pontuar e ponderar as medidas de redução de barreiras associadas à geração distribuída, de forma que se preservou o foco na primeira resolução.

⁴A comparação é feita em relação a uma instalação de cogeração a gás natural.

2.2.4 Síntese da análise regulatória do setor elétrico

Comparativamente ao mercado de gás natural, o setor elétrico apresenta-se mais complexo tanto em termos de estrutura como de regulação, uma vez que possui um número maior de agentes e mais interfaces com outros campos do país. Em contrapartida, o mercado regulado opera a partir de leilões de energia proveniente das usinas nacionais e o ambiente de contratação livre (ACL) ganha espaço continuamente por conta de seus preços competitivos e de sua flexibilidade (MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020), o que demonstra uma abertura maior em relação aos contratos estabelecidos entre as concessionárias de gás natural e a Petrobrás.

Com os avanços tanto do ACL quanto da geração distribuída, há discussões sobre os impactos dessas mudanças na atual estrutura do setor tanto em relação aos agentes quanto à infraestrutura e as consequências das novas ligações, considerando as redes atualmente instaladas, os contratos previamente definidos e os riscos dessas operações. A consulta pública (CP) nº 33/2017, que versa sobre o aprimoramento do marco legal do setor elétrico, reúne os pontos mais relevantes desse debate trazidos por diversos agentes produtores, distribuidores e consumidores. Entre os pontos levantados, destacam-se a adoção de medidas que incentivem decisões pautadas em eficiência, segurança e sustentabilidade; alocação adequada de riscos nas decisões individuais; a remoção de barreiras de participação de agentes no mercado e o respeito aos contratos vigentes e aos papéis institucionais dos agentes do setor (MME, 2017).

O debate sobre o novo marco legal do setor elétrico surge como consequência tanto da participação de novas fontes na matriz energética nacional como da necessidade de adequar as regras do setor com base nos novos planejamentos feitos e nas novas tecnologias emergentes, das quais a cogeração qualificada se destaca. Dessa forma, é possível unir os objetivos e as diretrizes do NMG com os da modernização do setor elétrico, de forma que todos progridam a partir das necessidades dos agentes de cada grupo e do país em seu plano de desenvolvimento.

3 Estudo de caso

3.1 Apresentação e premissas

O estudo de caso a ser analisado descreve um shopping center situado no município de São Paulo - SP, durante o ano de 2018, para o qual foi proposta uma solução de um *retrofit*⁵ na central de água gelada (CAG) existente. No local, havia três resfriadores (*chillers*)⁶ centrífugos de condensação a água, com capacidade unitária de 400 TR⁷. A água gelada produzida pelos chillers era distribuída por um sistema de bombas primárias e secundárias, as quais movimentavam a água entre essas unidades e os equipamentos de distribuição (condicionadores de ar tipo *fancoil*). O shopping também conta com um tanque de termocumulação, capaz de acumular 7.840 TR, e três torres de resfriamento para dissipar a energia proveniente dos chillers. A figura 3.1 esquematiza o sistema existente e que foi utilizado como base para o projeto de *retrofit*.

Além do *retrofit*, considerou-se a instalação de um sistema de geração de energia elétrica para o shopping. Nesse caso, os valores de referência para a definição da solução são os consumos e as tarifas de energia elétrica e de água, os quais são apresentados na tabela 3.1.

Tabela 3.1: Valores de consumo e de tarifas de energia elétrica e de água do sistema existente.

Categoria	Consumo ⁸	Contratação	Valor da tarifa	Custo anual
Energia elétrica	2.908.195 kWh	Mercado livre	R\$383,82/MWh	R\$1.116.229,00
Água	22.217 m ³ /ano	Cativo	R\$21,58/m ³	R\$479.433,00

Fonte: Autor (2020)

Além dos valores apresentados, é possível calcular o consumo de carga térmica de água gelada, em TR·h, a partir da seguinte expressão:

$$Q_{AG} = \frac{C_{EE}}{c_{CAG}} \quad (3.1)$$

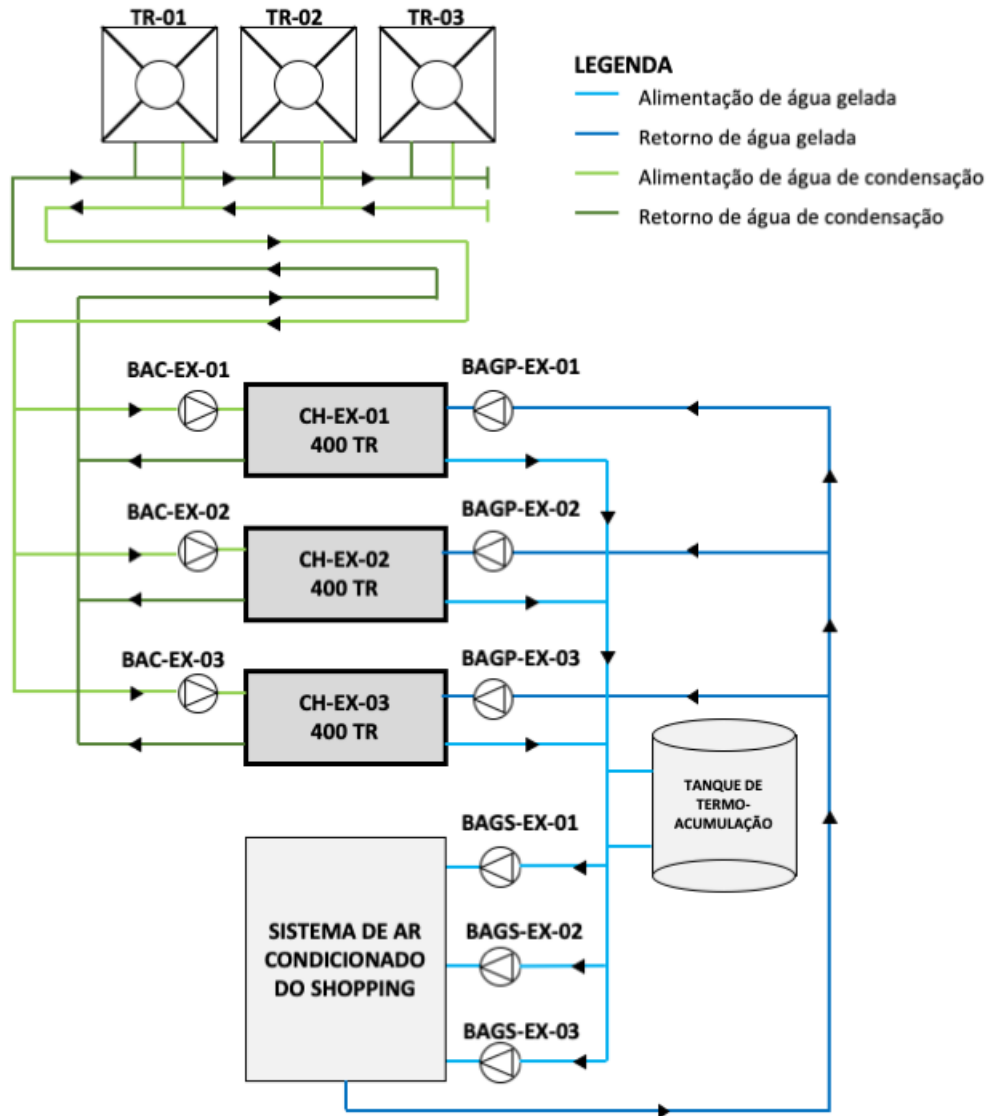
sendo C_{EE} o consumo de energia elétrica associado à CAG (kWh) e c_{CAG} o consumo específico da

⁵Um *retrofit* é uma intervenção em equipamentos, sistemas ou edifícios existentes a fim de melhorar seu desempenho, sua operação, sua eficiência energética ou os três (ASHRAE, 2020a).

⁶Por simplicidade e por uso comum, a forma em inglês *chiller* será utilizada a partir de agora para falar dos diferentes tipos de resfriadores - centrífugos ou por absorção.

⁷TR: tonelada de refrigeração, sendo 1 TR \approx 3,517 kW.

Figura 3.1: Fluxograma da CAG existente no shopping.



Fonte: Autor (2020)

CAG (kWh/TR). Para os equipamentos existentes, adotou-se $c_{CAG} = 0,95$ kWh/TR, de onde se obtém um consumo de 3.061.257 TR·h/ano.

A partir desses valores, é possível desenvolver soluções que atendam aos consumos de energia elétrica e de carga térmica informados e diferenciá-las em seus detalhes, de forma que seja possível analisar detalhadamente os pontos de cada uma que impactam em sua viabilidade.

3.2 Soluções e possíveis alternativas

As possíveis soluções apresentadas para atender as premissas dadas estão indicadas na tabela 3.2.

Tabela 3.2: Possíveis soluções a serem instaladas na CAG.

Solução	Geração de energia elétrica	Potência instalada (kW)	Produção de água gelada	Potência instalada (TR)
1	Motogerador a óleo diesel	2.500 (emergência)	Chillers centrífugos	1.200
2	Motogerador a óleo diesel	2.500 (emergência)	Chillers centrífugos	1.060
3	Motogerador a gás natural + Motogerador a óleo diesel	1.991 + 1.500 (emergência)	Chillers centrífugos + Chiller por absorção	1008 (600 + 408)

Fonte: Autor (2020)

3.2.1 Solução 1 - Chillers centrífugos

Essa situação é a que mais se assemelha ao cenário de referência, que já possui chillers centrífugos. Como o shopping possui um tanque de termoacumulação, a estratégia operativa adotada é a de descarregá-lo durante seu horário de funcionamento, de forma a complementar, se necessário, a carga térmica requerida pelo sistema. Para definir a potência dos chillers em um sistema de termoacumulação, a relação apresentada em ASHRAE (2020c):

$$Q = \frac{TH}{0,7 \times t_{gelo} + t_{resf}} \quad (3.2)$$

sendo TH a carga térmica de refrigeração requerida pelo tanque (em TR·h) e t_{gelo} e t_{resf} os períodos de carregamento do tanque de termoacumulação e de funcionamento dos chillers (em h), respectivamente. Nesse caso, considerando que o tanque é carregado num período de 8h (a partir da meia noite) e que os chillers operam durante 3h para complementar o fornecimento do tanque (no horário de ponta, por exemplo), a potência requerida pelo sistema para a produção de água gelada é de

$$Q = \frac{7.840}{0,7 \times 8 + 3} \approx 912 \text{ TR} \quad (3.3)$$

Os possíveis equipamentos para cada uma das soluções são dados na tabela 3.3.

Tabela 3.3: Possíveis chillers a serem usados em cada uma das soluções

Solução	Unidade	Atual	1
Fabricante	-	Carrier	Johnson
Modelo	-	19XR-3031	YMC2-S1407AB
Tipo de compressor	-	Hermético rotativo	Mancal magnético
Potência unitária	TR	400	530
Consumo específico	kW/TR·h	0,950	0,717
Custo com energia elétrica	R\$/ano	1.502.050	1.134.364
Custo com água de reposição	R\$/ano	538.378	461.011
Custo de manutenção	R\$/ano	167.111	60.000
Custo anual da CAG	R\$/ano	2.207.539	1.655.375
Custo específico da CAG	R\$/TR·h	0,5359	0,4019

Fonte: Autor (2020)

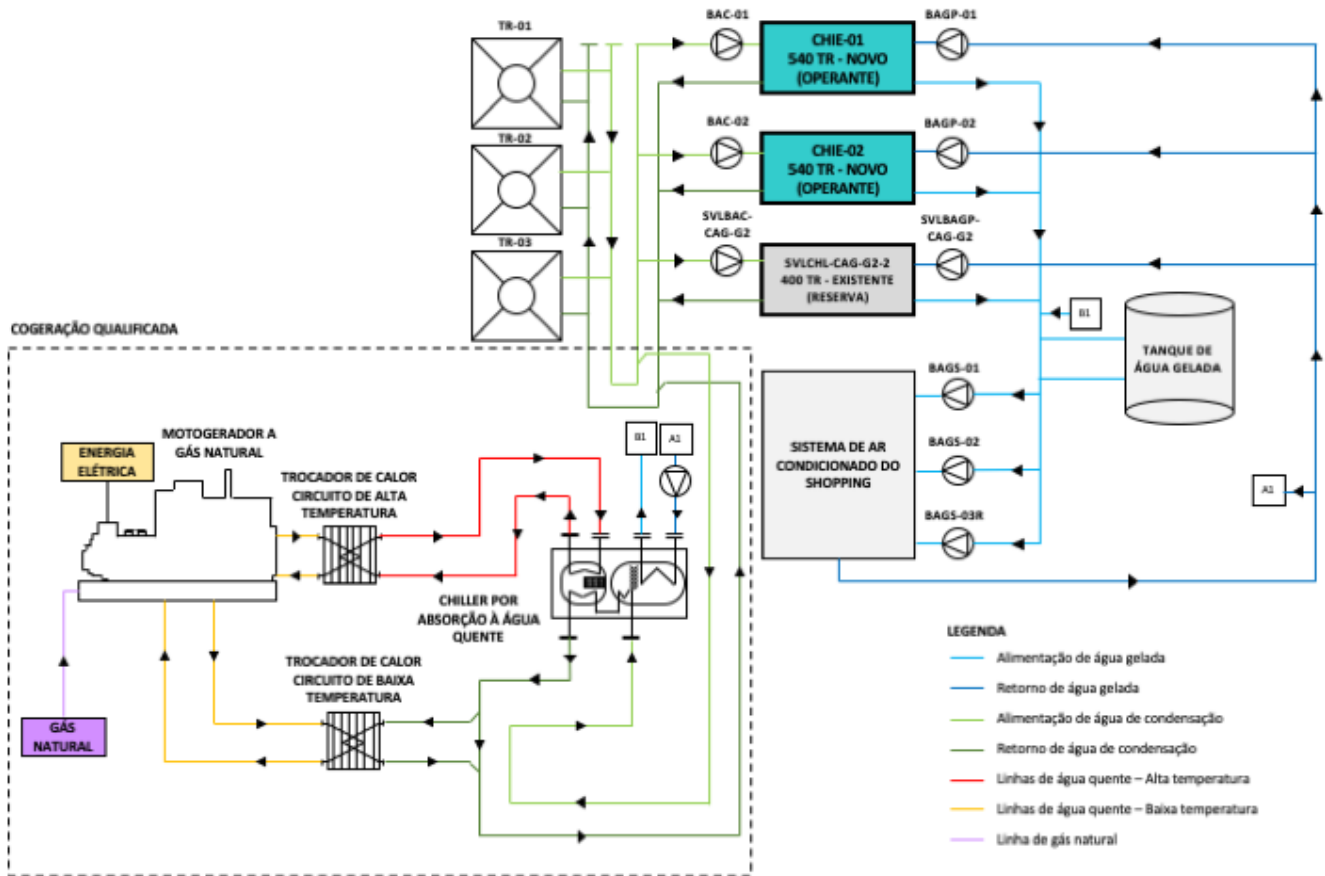
Pelos dados apresentados, nota-se que ambas as soluções apresentam equipamentos com carga térmica superior ao valor requerido para satisfazer os requisitos operacionais e a solução 1 apresenta um menor custo específico em relação à instalação atual, o que a torna essa estratégia de *retrofit* vantajosa. Nesse caso, vale destacar o fato de que um menor número de máquinas reduz os custos operacionais adjacentes, embora essa redução possa causar uma desvantagem operacional ao sistema em caso de falhas ou períodos de manutenção programadas.

3.2.2 Solução 2 - Cogeração qualificada

Essa solução consiste da adição de um conjunto tal como indicado na figura 1.3, de forma que o sistema possuiria chillers centrífugos e um chiller por absorção à água quente. Nesse caso, para garantir que o sistema opere em máxima eficiência, considera-se que a cogeração operará em base de carga e eventuais compensações de carga térmica serão feitas pelos chillers centrífugos, os quais serão considerados tais como na solução 1. A figura 3.2 ilustra a configuração do sistema da CAG interligado com a cogeração.

Além do benefício trazido pela adição de um chiller, a cogeração possui um custo específico de produção de água gelada menor, uma vez que basicamente os equipamentos periféricos (bombas de água gelada e de condensação e torres de resfriamento) são contabilizados, dado que o chiller por absorção não

Figura 3.2: Fluxograma da solução de *retrofit* com a cogeração qualificada.



Fonte: Autor (2020)

possui um compressor tal como os centrífugos. Nesse caso, a diferença em relação às soluções anteriores é o fato de que o shopping não seria dono da usina de cogeração, mas um hospedeiro que forneceria o local para sua instalação e que compraria energia elétrica e água gelada (via *net metering*) com valores mais competitivos, o que promoveria economia anual e benefícios operacionais.

Para calcular esses valores, é necessário calcular a quantidade de água gelada produzida pela cogeração e seu custo específico em TR·h. Para a definição da potência nominal do chiller por absorção, é necessário definir a potência útil (Q_U) que pode ser recuperada no equipamento, a qual é dada a partir do motor selecionado. A tabela 3.4 apresenta os dados nominais desse equipamento.

Tabela 3.4: Dados do motogerador considerado na cogeração.

Fabricante	-	Innio Jenbacher
Modelo	-	JMS 612
Potência elétrica nominal	kW	1.990
Energia térmica - água quente	kW	1.015
Energia térmica - exaustão (a 100°C)	kW	938

Fonte: **motor_ge**

A partir desses valores, a energia útil disponível vale

$$Q_U = 1015 + 938 = 1953 \text{ kW} \quad (3.4)$$

Para dimensionar a capacidade do chiller por absorção, considera-se $COP \approx 0,7$ conforme definido em ASHRAE (2018) e obtém-se

$$Q_{CT} = 1953 \times 0,7 \approx 1367 \text{ kW} \approx 389 \text{ TR} \quad (3.5)$$

É importante destacar que os valores obtidos em projeto não necessariamente coincidem com a potência nominal do equipamento, uma vez que essa é uma condição que depende de cada fabricante. Nesse caso, selecionou-se o modelo LJA-51E, da Panasonic, com capacidade nominal de 408 TR. Para calcular a produção de água gelada, considera-se que o equipamento operará continuamente (24h por dia durante toda a semana) com um fator de carga de 0,99. A escolha desse valor envolve a hipótese de que a cogeração sempre estará em funcionamento, seja na alimentação do tanque de termoacumulação, seja no complemento de carga térmica ao sistema. A partir dessas informações, chega-se a uma produção de carga térmica ($Q_{shopping}$) igual a

$$Q_{shopping} = (408 \text{ TR}) \times (24 \text{ horas}) \times (30 \text{ dias}) \times (12 \text{ meses}) \times 0,99 = 3.489.869 \text{ TR} \cdot \text{h} \quad (3.6)$$

Dessa forma, a diferença de carga térmica a ser acomodada pelos chillers centrífugos vale:

$$Q_{cent} = 4.119.372 - 3.489.869 = 629.503 \text{ TR} \cdot \text{h} \quad (3.7)$$

A tabela 3.5 compara as soluções 1 e 2 com a cogeração, considerando que o shopping adquirirá água gelada com um desconto de 42% em relação ao custo original da produção em sua CAG. Esse valor será discutido posteriormente.

Tabela 3.5: Comparativo entre os custos de água gelada de todas as soluções.

Solução	Unidade	Atual	1	2
Consumo específico	kW/TR·h	0,950	0,717	0,11
Custo com energia elétrica	R\$/ano	1.502.050	1.134.364	173.348
Custo com água de reposição	R\$/ano	538.378	461.011	70.450
Custo de manutenção	R\$/ano	167.111	60.000	-
Custo anual da CAG	R\$/ano	2.207.539	1.655.375	1.328.510
Custo específico da CAG	R\$/TR·h	0,5359	0,4019	0,3225
Economia anual	R\$/ano	-	552.164	879.029

Fonte: Autor (2020)

É importante notar que uma das vantagens da adoção da cogeração é a redução do custo de manutenção, uma vez que esse valor compõe o custo de operação (OPEX), que está associado à usina e deixa de ser contabilizado separadamente como parte da produção de água gelada, o que contribui na economia anual obtida.

3.3 Investimentos e análise de viabilidade

Os valores a serem investidos são divididos entre a CAG, de responsabilidade do shopping, e a cogeração, de responsabilidade do agente investidor. A tabela 3.6 detalha esses investimentos em cada uma de suas categorias.

Apesar dos agentes serem distintos, deve-se analisar o fluxo de caixa do investimento como um todo, uma vez que o investidor da cogeração fornecerá água gelada ao shopping, de forma que o balanço financeiro deverá satisfazer simultaneamente ambas as partes. Dessa forma, embora seja possível calcular o tempo de retorno do investimento do shopping (payback simples) pela expressão:

$$PB_{\text{simples}} = \frac{\text{Investimento total}}{\text{Economia anual}} = \frac{3.903.200}{879.029} \approx 4 \text{ anos e } 4 \text{ meses} \quad (3.8)$$

deve-se calcular o fluxo de caixa descontado considerando as receitas provenientes da venda de água

Tabela 3.6: Investimentos das soluções apresentadas.

Agente	Unidade	Shopping		Investidor
Solução	-	1	2	2
Chillers centrífugos	R\$	2.790.000	1.860.000	-
Equipamentos e instalação da CAG	R\$	2.504.000	2.043.200	-
Motogerador e chiller por absorção	R\$	-	-	6.430.955
Equipamentos e instalação da cogeração	R\$	-	-	2.948.505
Investimento total (CAPEX)	R\$	5.294.000	3.903.200	9.379.500

Fonte: Autor (2020)

gelada e dos créditos de energia elétrica, de forma a se obter o tempo de retorno de todo o investimento.

Para a elaboração desse modelo, serão considerados os seguintes itens:

- Receitas: Venda de água gelada e arrendamento de energia elétrica;
- Impostos: Imposto sobre serviços (ISS), PIS/COFINS, ICMS (energia elétrica e gás natural), imposto de renda (IR) e contribuição social sobre o lucro líquido (CSSL);
- Despesas operacionais: Gás natural, operação e manutenção do motogerador, operação e manutenção da CAG, reposição de água, demanda contratada;
- Despesas não-operacionais (ou financeiras): Depreciação, juros e financiamento;

A partir desses valores, é possível modelar o fluxo de caixa da seguinte maneira:

1. Balanço de receitas e despesas

$$\text{Receita bruta} = \text{Receita com água gelada} + \text{Receita com energia elétrica} \quad (3.9)$$

$$\text{Receita líquida} = \text{Receita bruta} - (\text{ISS} + \text{PIS/COFINS} + \text{ICMS}) \quad (3.10)$$

$$\begin{aligned} \text{Despesas operacionais} = & \text{Gás natural} + \text{O\&M}_{\text{cogeração}} + \\ & + \text{O\&M}_{\text{CAG}} + \text{Água de reposição} + \text{Demanda contratada} \end{aligned} \quad (3.11)$$

$$\text{Despesas não operacionais} = \text{Depreciação} + \text{Juros} \quad (3.12)$$

2. EBITDA⁹

$$\text{EBITDA} = \text{Receita líquida} - \text{Despesas operacionais} \quad (3.13)$$

3. Lucros:

$$\text{Lucro antes do IR} = \text{EBITDA} - \text{Despesas financeiras} \quad (3.14)$$

$$\text{Lucro operacional} = \text{Lucro antes do IR} - (\text{IR} + \text{CSLL}) \quad (3.15)$$

4. Fluxos de caixa:

$$\begin{aligned} \text{Fluxo de caixa livre} = & \text{Lucro operacional} - (\text{Depreciação} + \\ & + \text{Amortização} + \text{Outras despesas}) \end{aligned} \quad (3.16)$$

$$\text{Fluxo de caixa descontado} = \frac{\text{Fluxo de caixa livre}}{(1 + \text{Taxa de desconto})^i} \quad (3.17)$$

No caso do fluxo de caixa descontado, calcula-se o valor para cada um dos i anos em que se avalia o balanço e os valores acumulados em um período de N anos são obtidos pela expressão

$$(\text{FC acumulado})_N = \sum_{i=0}^N (\text{FC livre ou descontado})_i \quad (3.18)$$

As tarifas de gás natural¹⁰ e de energia elétrica estão indicadas na tabela 3.7 e as tabelas 3.8 e 3.9 detalham o fluxo de caixa para as categorias descritas nesta seção. Sobre os valores apresentados, notam-se o tempo de retorno entre os anos 6 e 7 e a cobrança do ICMS apenas sobre as operações de energia elétrica, ou seja, referentes às TUSD e TE. Nesse caso, uma premissa para viabilizar o projeto é a de isenção da cobrança deste imposto sobre o gás natural de acordo com o parágrafo V do artigo 4º da regulamentação estadual, que dispensa a tributação nos casos de "equipamentos e materiais utilizados exclusivamente nas operações vinculadas às suas atividades ou finalidades essenciais"(SÃO PAULO, 1989). Como o gás natural é utilizado para alimentar o sistema de climatização do shopping, que desempenha papel funda-

⁹Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization, ou seja, são os ganhos obtidos antes dos impostos e das despesas financeiras.

¹⁰Negociou-se um desconto de 2% com a concessionária durante 2 anos. O valor original com impostos seria R\$1,55/m³.

mental em sua operação, considerou-se a aplicação deste item ao projeto. Finalmente, para o cálculo das receitas provenientes do arrendamento de energia elétrica, considerou-se uma tarifa de repasse com desconto de 12% em relação à calculada para a classe A4. Essa tarifa representa o valor de negociação de energia elétrica no consórcio ou na cooperativa que dela usufruiria e a energia produzida seria compensada por clientes do grupo B3 (baixa tensão).

Tabela 3.7: Tarifas de gás natural e energia elétrica da cogeração.

Combustível	Unidade	Tarifa sem impostos	Tarifa com impostos
Gás natural	R\$/m ³	1,17	1,52
Energia elétrica (A4)	R\$/MWh	483,63	646,36

Fonte: ARSESP (2020b,c)

Tabela 3.8: Fluxo de caixa do investimento da cogeração até o ano 4.

Anos	0	1	2	3	4
Receita bruta	-	10.331.071	10.331.071	10.331.071	10.331.071
Receita líquida	-	9.461.554	9.461.554	9.461.554	9.461.554
Despesas operacionais	-	(7.884.762)	(7.884.762)	(7.884.762)	(7.884.762)
EBITDA	-	1.576.791	1.576.791	1.576.791	1.576.791
Despesas financeiras	-	(1.572.004)	(1.572.004)	(1.572.004)	(1.492.747)
Lucros antes do IR	-	4.787	4.787	4.787	84.044
Lucro operacional	-	3.638	3.638	3.638	63.873
(+) Financiamentos	7.503.600	-	-	-	-
(-) Investimentos	(9.379.500)	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre	(1.875.900)	941.588	941.588	3.638	63.873
F.C. livre acumulado	(1.875.900)	(934.312)	7.276	10.914	74.788
Fluxo de caixa descontado	(1.875.900)	855.989	778.172	2.733	43.626
F.C. descontado acumulado	(1.875.900)	(1.019.911)	(241.739)	(239.005)	(195.379)

Tabela 3.9: Fluxo de caixa do investimento da cogeração do ano 5 até o ano 10.

Anos	5	6	7	8	9	10
Receita bruta	10.331.071	10.331.071	10.331.071	10.331.071	10.331.071	10.331.071
Receita líquida	9.461.554	9.461.554	9.461.554	9.461.554	9.461.554	9.461.554
Despesas operacionais	(7.884.762)	(7.884.762)	(7.884.762)	(7.884.762)	(7.884.762)	(7.884.762)
EBITDA	1.576.791	1.576.791	1.576.791	1.576.791	1.576.791	1.576.791
Despesas financeiras	(1.413.491)	(1.334.234)	(1.254.977)	(1.175.720)	(1.096.464)	(1.017.207)
Lucro antes do IR	163.301	242.557	321.814	401.071	480.328	559.584
Lucro operacional	124.108	184.344	244.579	304.814	365.049	425.284
(+) Financiamentos						
(-) Investimentos						
Fluxo de caixa livre	124.108	184.344	244.579	304.814	365.049	425.284
F.C. livre acumulado	198.896	383.240	627.819	932.633	1.297.682	1.722.966
Fluxo de caixa descontado	77.062	104.057	125.508	142.198	154.816	163.965
F.C. descontado acumulado	(118.317)	(14.260)	111.247	253.445	408.262	572.227

Fonte: Autor (2020)

4 Discussão dos resultados

4.1 Comparação geral de viabilidade

A partir dos dados apresentados no estudo, é possível calcular a taxa interna de retorno (TIR) a partir da condição:

$$VPL = \sum_{i=0}^T \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} = 0 \quad (4.1)$$

ou seja, a TIR é a taxa de desconto que torna o valor presente líquido (VPL) de uma dada série de fluxos de caixa igual a zero. Dessa forma, para os dados apresentados:

$$\frac{-1.875.000}{(1 + TIR)^0} + \frac{941.588}{(1 + TIR)^1} + \dots + \frac{1.297.682}{(1 + TIR)^9} + \frac{1.722.966}{(1 + TIR)^{10}} = 0 \quad (4.2)$$

$$TIR \approx 19,67\% \text{ a.a.} \quad (4.3)$$

Comparativamente, segundo a Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA), as variações anuais dos índices CDI¹¹, do Ibovespa¹² e da taxa Selic¹³ nos últimos 36 meses foram, respectivamente, 19,35%, 51,12% e 19,38% (ANBIMA, 2020), cujos valores anuais correspondem a 6,45%, 17,04% e 6,46% respectivamente. Uma vez que a TIR do projeto supera os três valores, sendo que o valor mais próximo está associada ao mercado de renda variável, pode-se classificar esse investimento como viável.

Em relação ao tempo de retorno, deve-se considerar que o investimento na cogeração possui um tempo de retorno significativamente maior em relação à opção pelos chillers centrífugos (4,4 anos frente a mais de 6 anos). Embora o retorno previsto para o sistema seja elevado, deve-se considerar que possíveis mudanças estruturais (reajustes tarifários, crises econômicas etc.) podem impactar esses números. Andreos (2013) apresenta alguns casos de cogeração aplicadas ao terceiro setor com a hipótese de que o payback simples não deve superar 5 anos, o que leva o valor descontado a usualmente ultrapassar esse valor, de forma que os valores obtidos neste estudo são razoáveis quando comparados com esses outros casos.

¹¹Certificado de Depósito Interbancário, que representa títulos do governo e é um investimento de baixo risco.

¹²Indicador que representa a evolução das ações na bolsa de valores brasileira B3 - Brasil, Bolsa, Balcão.

¹³Sistema especial de liquidação e de custódia, que está relacionada às variações nos preços dos títulos do governo.

4.2 Análise de sensibilidade da tarifa de gás natural

Uma das hipóteses para a elaboração do fluxo de caixa no período considerado é a manutenção dos preços das tarifas, o que é pouco provável como se demonstrou na seção 2.1.2. Nesse sentido, deve-se analisar de que forma a variação tarifária pode impactar a viabilidade desse tipo de solução, sobretudo tendo em vista que o tempo de retorno do fluxo de caixa descontado pode ser superior a 5 anos. A tabela 4.1 simula como os reajustes anuais impactariam no resultado financeiro do projeto.

Tabela 4.1: Simulação do impacto dos reajustes tarifários na viabilidade do projeto.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Comgás						
Tarifa média	1,385	1,614	1,368	1,201	1,516	2,359
Custo ajustado	5.064.493	5.901.157	5.001.935	4.390.983	5.541.340	8.625.362
Custo constante	5.064.493	5.064.493	5.064.493	5.064.493	5.064.493	5.064.49
GasBrasiliano						
Tarifa média	1,356	1,422	1,668	1,751	2,081	2,610
Custo ajustado	5.065.446	5.311.608	6.230.120	6.542.088	7.775.886	9.749.773
Custo constante	5.065.446	5.065.446	5.065.446	5.065.446	5.065.446	5.065.446
Naturgy						
Tarifa média	1,542	1,494	1,541	1,695	2,119	2,608
Custo ajustado	5.759.955	5.581.757	5.755.361	6.331.546	7.916.005	9.741.580
Custo constante	5.759.955	5.759.955	5.759.955	5.759.955	5.759.955	5.759.955

Fonte: ARSESP (2020c)

A totalização dos custos e a diferença entre os modelos é dada na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Diferenças entre os modelos de custos de gás natural.

Concessionária	Comgás	GasBrasiliano	Naturgy
Custo anual constante	30.386.960	30.392.675	34.559.727
Custo anual ajustado	34.525.270	40.674.921	41.086.203
Acréscimo absoluto	4.138.311	10.282.246	6.526.476
Acréscimo relativo	13,6%	33,8%	18,9%
Variação anual	2,72%	6,76%	3,78%

Fonte: Autor (2020)

Nota-se que os acréscimos obtidos são muitos superiores ao fluxo de caixa acumulado ao final de dez anos no caso da tarifa constante, o que mostra que tais reajustes inviabilizariam o projeto em questão. Essa simulação pode explicar o porquê do valor apresentado na tabela 2.1 seguir estagnado. Uma vez que a tarifa de gás contribui significativamente na determinação da viabilidade de um projeto, a opção pela cogeração torna-se desvantajosa e aqueles que buscam por alternativas de eficiência energética optam por soluções mais viáveis e com retornos estáveis. Deve-se considerar ainda que outros indicadores como o câmbio, a inflação e as tarifas de água e de energia elétrica variam concomitantemente à tarifa de gás nesse período, de forma que isso geraria uma dificuldade adicional na estruturação de uma solução rentável.

Pode-se também calcular as tarifas no ano 0 tal que os reajustes anuais médios resultem no valor definido em projeto, as quais estão apresentadas na tabela 4.3. Serão apresentados os dados referentes a um período de 6 anos (tempo de base para o payback do fluxo de caixa descontado deste estudo de caso) e de 10 anos (tempo base do fluxo de caixa descontado total).

Tabela 4.3: Simulação dos fluxos de caixa para cada uma das concessionárias e cálculo das tarifas iniciais para viabilização do projeto.

Concessionária	Comgás	GasBrasiliiano	Naturgy
Reajuste anual	2,72%	6,76%	3,78%
Tarifa inicial	1,355	1,095	1,262
Taxa interna de retorno	33,0%	69,8%	47,9%
F.C. no ano 6	104.057	104.057	104.057
F.C. acumulado no ano 6	993.631	2.275.151	1.352.968
F.C. no ano 10	21.241	(279.888)	(49.369)
F.C. acumulado no ano 10	1.191.610	1.722.739	1.379.593

Fonte: Autor (2020)

Em todos os casos, houve um decréscimo no fluxo de caixa acumulado a partir do ano 6, sendo que apenas o caso da Comgás apresentaria um valor positivo ao final desse período. Dessa forma, evidenciar-se a importância da manutenção de preços nos contratos de cogeração, uma vez que reajustes tarifários com a atual estrutura de regulação e de tributos pode inviabilizar o projeto no longo prazo. A este ponto, soma-se que a vida útil prevista para equipamentos como os chillers é de aproximadamente 20 anos (ASHRAE, 2019), de tal forma que a projeção do fluxo de caixa deve considerar uma extensão temporal significativa a fim de garantir que o balanço financeiro seja devidamente modelado.

4.3 Considerações regulatórias e tributárias

A solução de cogeração qualificada apresentada na seção 3.2.2 contempla, além de sua proponente, duas partes: o shopping, que usufruiria diretamente dos benefícios do *retrofit*, e um grupo investidor, o qual seria responsável pela compra e operação da usina de cogeração, a qual ocorreria no modelo *built-operate-transfer* (BOT). Nessa situação, é feita um contrato para que se opere o sistema durante um determinado período de tempo (neste caso, 15 anos), a partir do qual poderia ser feita a transferência de posse da usina. É importante compreender os papéis que cada parte ocupa e de que forma eles se relacionam com as regras descritas nas seções 2.1.2 e 2.2.

A energia elétrica produzida pela cogeração seria fornecida a um consórcio ou cooperativa no regime de geração compartilhada, conforme descrito no parágrafo VII do artigo 2º das resoluções REN 482/2012 e 687/2015, "que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída

em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada"(ANEEL, 2012). A resolução também define que, no sistema de compensação (SCEE), "deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh". O PROERT define as composições da TUSD e da TE como:

TUSD:

- Transporte: Fio A e fio B;
- Perdas: Técnicas, não técnicas, rede básica e distribuição e irrecuperáveis;
- Encargos: Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energia (P&D_EE), Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica (TFSEE), Contribuição para o operador nacional do sistema elétrico, Quota da conta de desenvolvimento energético (CDE) e Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA).

TE:

- Energia;
- Encargos: Encargos de serviço de sistema (ESS), P&D_EE, Contribuição sobre uso de recursos hídricos (CFURH) e CDE.
- Transporte: Rede básica e Itaipu;
- Perdas;

Em seu módulo 3, o PRODIST define que eventuais reforços elétricos decorrentes de novos acessos devem ser contabilizados nos critérios de custos do projeto, ou seja, apesar da concessionária ser responsável pelo sistema de distribuição, o ônus de novas instalações é de responsabilidade do acessante (ANEEL, 2017a). Daí decorre que as tarifas pelo uso do sistema de distribuição são condizentes com as operações de energia da geração compartilhada, uma vez que esta rede será utilizada no transporte entre a usina e as unidades consumidoras. Já as tarifas de energia estariam relacionadas ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor final, o que é efetivamente questionável na medida em que esta provém da usina de cogeração. Dessa forma, uma estrutura tarifária que abonasse a cobrança da TE seria benéfica não só à cogeração qualificada como a todas as soluções da geração distribuída na medida em que reduz o total de tributos pagos, observando-se o impacto regulatório desse tipo de decisão e de seus possíveis reflexos em todo o setor elétrico.

Essa pauta foi discutida na AP nº 40/2019, cujo objetivo foi definir a nova redação das regras apli-

cáveis à micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2019a). Entre os pontos discutidos, propôs-se que os acessantes via geração distribuída compensariam via SCEE a componente tarifária TE Energia, de forma que as demais não seriam contabilizadas como benefício (ANEEL, 2019c). É importante notar que esse tipo de benefício reflete nos demais agentes do setor elétrico na medida em que o mesmo sistema de transmissão e distribuição utilizado para atender consumidores comuns recebe energia proveniente de unidades consumidoras de usinas de geração distribuída que participam do SCEE. Um dos efeitos associados a isso foi o repasse de R\$205 milhões aos demais participantes do setor na forma de custos adicionais proporcionados às distribuidoras (ANEEL, 2019d). O que se discute é a adoção de um modelo de SCEE capaz de incentivar a entrada de novas unidades consumidoras e permitir o desenvolvimento tecnológico do setor e, à medida em que este evoluir em termos técnicos e regulatórios, adaptar suas regras de forma a manter as relações equilibradas. É importante destacar que, à época da consulta e da elaboração da nota técnica e da avaliação de impacto regulatório, a cogeração qualificada correspondia a 3.913 kW em seis usinas de geração distribuída, de forma que os itens descritos descrevem as consequências estruturais desse tipo de solução no setor elétrico independentemente do tipo de fonte; ademais, a baixa participação de cogeneradores qualificados serviu de argumento para sua inclusão e manutenção como beneficiário do SCEE, de forma a contribuir para a viabilização de instalações que adotem essa tecnologia (ANEEL, 2019c).

No que diz respeito aos tributos, cada um deles (PIS/COFINS, ISS e ICMS) deve ser analisado considerando seus fatos geradores e possíveis benefícios.

a) PIS/COFINS e ISS

A lei complementar (LC) 70/91 define a cobrança dos PIS e da COFINS a partir do art. 195 da Constituição, que vincula o financiamento da seguridade social à "receita ou faturamento" e ao "lucro" na forma de contribuição social (BRASIL, 1970, 1988). Considera-se, então, que a base de cálculo será a composição entre as receitas provenientes da venda de água gelada da central de cogeração para o shopping e do arrendamento de energia elétrica da usina para o consórcio ou cooperativa. É válido destacar, porém, que as operações que envolvem a energia elétrica produzida só podem ser feitas para esses grupos, os quais devem ser devidamente definidos. Um consórcio é "a modalidade de compra baseada na união de pessoas - físicas ou jurídicas - em grupos, com a finalidade de formar poupança para a aquisição de bens móveis, imóveis ou serviços" (ABAC, 2020). Já a cooperativa é "uma organização constituída por membros de determinado grupo econômico ou

social que objetiva desempenhar, em benefício comum, determinada atividade"(SEBRAE, 2017).

Em ambos os casos, nota-se que não há liberdade na escolha do destino final da energia produzida e que a REN nº 482 descreve a geração compartilhada a partir da compensação do excedente de energia, de tal forma que se pode questionar se há efetivamente um fato gerador para a cobrança desses tributos. No caso do ISS, o imposto somente incide sobre as operações de venda de água gelada, estas bem definidas e regulamentadas. Dessa forma, é possível avaliar se a tributação do arrendamento energético em termos de PIS e COFINS é razoável, assim como as restrições quanto ao que pode ser feito com o excedente energético produzido e a base de cálculo considerada, uma vez que as tarifas de energia elétrica contemplam encargos que, em princípio, estão isentos da incidência desse tributo.

b) ICMS

Há dois fatos geradores desse tributo no estudo de caso descrito. Cobra-se o ICMS na tarifa de gás consumido pela cogeração, o qual é utilizado para alimentar o motorizador a usina e produzir energia elétrica, que será destinada à geração compartilhada nos termos da REN nº 482. Esta operação também é tributável, ou seja, cobra-se ICMS sobre a tarifa de energia elétrica no repasse ao subgrupo B3, o que caracterizaria bitributação na medida em que o fato gerador da cobrança, que é a operação de energia elétrica, está diretamente ligada ao consumo de gás natural, que já contabiliza o tributo em sua composição tarifária. Dessa forma, o estudo considera que parte desse imposto seria creditado no balanço final (nesse caso, seria o valor correspondente ao gás natural, que possui menor alíquota - 15%, frente aos 18% da energia elétrica). Essa compensação estaria de acordo com o princípio da não-cumulatividade, estabelecido no artigo 153 da Constituição Federal, de forma a garantir que o imposto "seja não-cumulativo, compensando-se o que for devido em cada operação com o montante cobrado nas anteriores"(BRASIL, 1988).

Ademais, o Convênio ICMS 16/2015, estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), definiu os limites de 100 kW e 1 MW para microgeração e minigeração distribuída no que diz respeito ao benefício de isenção do ICMS (CONFAZ, s.d.); ou seja, todos os projetos caracterizados como geração distribuída e que atenderem a essas condições de potência serão isentos da cobrança desse tributo na compensação de energia elétrica via SCEE. Esse tipo de iniciativa fortalece a cogeração qualificada na medida em que o custo elevado dos equipamentos tende a ser

compensado quando as potências atendidas são maiores.

Nota-se que a discussão sobre benefícios fiscais para a geração distribuída, independentemente do tipo de fonte, leva em consideração a atual estrutura de tributos, de tal forma que uma eventual mudança nessas regras como a adoção de um imposto único pode acabar com esse tipo de benefício e um novo arcabouço deverá ser considerado.

4.4 A cogeração como incentivo à eficiência energética

Ao apresentar as propostas de mudanças de regras para a geração distribuída, ANEEL (2019c) ressalva o fato da cogeração qualificada a gás natural não caracterizar uma solução de fonte renovável, embora defenda sua regulamentação como parte do SCEE na medida em que ela promove um aumento de eficiência energética por reaproveitar parte da energia térmica que seria dissipada no processo de combustão do gás natural. A tabela 3.5 mostra que a cogeração promove uma redução de aproximadamente 85% de energia elétrica consumida para produzir a carga térmica requerida pelo shopping. Além disso, esse tipo de solução é usualmente projetada para operar em base de carga, conforme descrito na seção 3.2.2 e detalhado em ASHRAE (2020b), o que também promove um aumento de eficiência global na medida em que os equipamentos funcionam preponderantemente em suas condições nominais.

Também vale destacar que a existência de um sistema de termoacumulação contribui não só para um aumento de eficiência energética por permitir que os equipamentos de refrigeração operem para carregá-lo e o fornecimento de água gelada é feito diretamente pelo tanque, como também para uma redução de uso do sistema elétrico nos momentos de ponta, nos quais tanto a tarifa como a demanda física sobre o sistema de transmissão e distribuição são maiores; ou seja, os equipamentos podem operar durante a madrugada, quando a demanda elétrica da rede é menor, o que configura um benefício operacional desse tipo de solução. Esse tipo de vantagem operacional e as possibilidades tecnológicas associadas à cogeração estão de acordo com as diretrizes do NMG e com as propostas de flexibilização desse mercado, além de também contribuírem com os planos de expansão energética do país (EPE, 2007, 2020).

5 Conclusão

O trabalho apresentou a cogeração conforme definido pela ASHRAE (2020b), assim como os valores principais para se analisar seu dimensionamento e os critérios utilizados em projetos desse tipo de solução. Focou-se nos sistemas que utilizam o gás natural como combustível e, mais especificamente, naqueles compostos por motogeradores e chillers por absorção. Essa é uma solução comum e vantajosa na medida em que o calor a ser recuperado dos motores pode ser transferido via trocadores de calor a placas, o que permite a produção de água gelada pelo chiller além da energia elétrica proveniente do motor, o que aumenta a eficiência energética global desse tipo de projeto na medida em que a energia térmica reaproveitada seria normalmente dissipada.

Caracterizou-se, então, o mercado de gás natural brasileiro, de forma a entender sua estrutura, os principais agentes e as regras de operação. Nesse sentido, verificou-se que os estados possuem autonomia para defini-las e isso é feito pelas agências regulatórias; no caso de São Paulo, estado de interesse do trabalho, analisou-se a relação da ARSESP com as concessionárias paulistas - Comgás, GasBrasiliano e Naturgy.

As relações entre esses grupos e a Petrobrás, que é responsável pelos contratos de fornecimento desse combustível, são alvo de discussões em audiências e consultas públicas (PETROBRÁS, 2019b,a) e percebe-se uma dificuldade em criar um mercado competitivo na medida em que os contratos de compra e venda de gás são sempre feitos entre as concessionárias e a estatal petrolífera. A intenção de modernizar o setor é uma das principais diretrizes do Novo Mercado de Gás, cujas principais propostas foram descritas em documento elaborado pelo MME (2019).

Também foi feita a caracterização do setor elétrico brasileiro e dos agentes regulatórios, além da indicação da participação das principais fontes de energia elétrica na matriz nacional. Observou-se uma participação significativa de usinas a gás natural (cerca de 40% do total de usinas e de 20% da potência instalada), a qual é fruto, principalmente, do PPT e da intenção governamental em garantir o suprimento energético da rede nacional e diminuir a dependência das usinas hidrelétricas, o que ocorreu predominantemente após o apagão dos anos 2000.

Em termos regulatórios, também se verificou uma alta participação dos estados nas definições das regras pelas respectivas agências e caracterizou-se as tarifas em seus termos de distribuição (TUSD) e de energia (TE). Finalmente, discute-se analogamente a criação de um novo marco legal para o setor

elétrico, o qual deve considerar mecanismos mais modernos de regulação e a presença cada vez maior da geração distribuída e de contratos no ACL (MME, 2017).

Feitas as caracterizações dos setores envolvidos com a cogeração qualificada, apresentou-se o estudo de caso para um shopping situado no município de São Paulo - SP, para o qual foi proposto um *retrofit* e três situações foram comparadas: a referência (instalação atual), uma proposta considerando chillers do tipo centrífugos e uma proposta considerando a cogeração qualificada. Verificou-se que o tempo de retorno do investimento na cogeração é significativamente afetado pela tarifa de gás natural, a qual sofreu reajustes notáveis como os indicados na seção 2.1.2. Foram simulados diferentes cenários para essa solução considerando as tarifas de cada uma das concessionárias e quais seriam as premissas necessárias para garantir a viabilidade do projeto, considerando um fluxo de caixa projetado para um período mínimo de dez anos. Concluiu-se que a viabilidade da cogeração qualificada é bastante sensível não somente à tarifa de gás, mas também a possíveis incentivos tributários como o ICMS, que originalmente incide sobre o combustível e sobre a tarifa-base utilizada nas operações de arrendamento energético. Vale destacar que há discussões como as apresentadas em ANEEL (2019c) e ANEEL (2019d) que argumentam sobre a possibilidade de adequar regras como as tarifas aplicáveis ao SCEE, de forma a garantir que a compensação ocorra de forma equilibrada em termos técnicos e regulatórios, ou seja, ponderando os efeitos da geração distribuída sobre os usuários que não usufruem de seus benefícios mas que arcam com seus efeitos sobre a rede elétrica e dos benefícios fiscais quanto a princípios constitucionais como a não-cumulatividade de tributos e aos resultados financeiros decorrentes desses incentivos.

A cogeração qualificada é uma solução que atende os interesses de desenvolvimento energético na medida em que estimula a geração distribuída e descentralização de usinas, além de promover maior eficiência energética por reaproveitar uma parte da energia que originalmente seria dissipada em trocas térmicas. É importante que suas regras, assim como as de soluções que utilizem gás natural como um todo, sejam devidamente definidas a fim de que permitir que os agentes optantes por usinas de cogeração consigam usufruir de seus benefícios de forma razoável.

Uma vez que o setor, assim como o elétrico, passa por um momento de reformulação, existe uma oportunidade para aprimorar as estruturas fiscais e regulatórias de ambos a fim de reavaliar se os arcabouços atualmente definidos permitem que os setores evoluam de forma sustentável e consonante com os planos da nação, assim como que os agentes interessados em soluções de cogeração qualificada (e outras possivelmente beneficiadas pela modernização estrutural) possam considerá-la como um investi-

mento plausível, o que é significativamente benéfico para a diversificação e desenvolvimento de ambos os setores no país e impacta positivamente em outras áreas do crescimento nacional.

Referências

ABAC. **O que é o consórcio**. 2020. Disponível em:

<abac.org.br/o-consorcio/o-que-e-consorcio>. Acesso em: 29 jul. 2020.

ABEGAS. **Associação Brasileira das Empresas de Distribuição de Gás Natural: Quem somos**.

Disponível em: <www.abegas.org.br/quem-somos>. Acesso em: 5 jul. 2020.

ABRADEE. **Institucional - Empresas associadas**. 2020. Disponível em:

<www.abradee.org.br/abradee-institucional/associadas/>. Acesso em: 12 jul. 2020.

ANBIMA. **Indicadores**. 2020. Disponível em:

<www.anbima.com.br/pt_br/informar/estatisticas/precos-e-indices/indicadores.htm>.

Acesso em: 25 jul. 2020.

ANDREOS, Ronaldo. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo**. 2013. Dissertação (Mestrado - Programa de pós-graduação em energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo.

ANEEL. **Audiência pública nº 40 de 2019**. 2019. Disponível em:

<www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em: 26 jul. 2020.

_____. **Boletim de informações gerenciais - março de 2019**. 2019. Disponível em:

<www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>. Acesso em: 12 jul. 2020.

_____. **Como é composta a tarifa**. 2020. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 18 jul. 2020.

_____. **Informações institucionais**. 2020. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12 jul. 2020.

_____. Módulo 1 - Introdução. In: _____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2018.

_____. Módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição. In: _____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2017.

_____. Módulo 7 - Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição: Submódulo 7.1:

Procedimentos gerais. In: _____. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PROERT**. 2017.

ANEEL. **Nota técnica nº 0078 - Assunto: Análise das contribuições da AP nº01/2019 e proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.** 2019. Disponível em:

<www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em: 29 jul. 2020.

_____. **Relatório de análise de impacto regulatório nº 003/2019 - Revisão das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída.** 2019. Disponível em:

<www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em: 29 jul. 2020.

_____. **Resolução normativa nº 482.** 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 13 jun. 2020.

ANP. **Indústria brasileira de gás natural: Histórico recente da política de preços.** Rio de Janeiro, 2002. (Séries ANP, Número IV).

ARSESP. **Associação Brasileira das Empresas de Distribuição de Gás Natural.** Disponível em:

<www.arsesp.sp.gov.br>. Acesso em: 8 jul. 2020.

_____. **Informações técnicas - Energia elétrica.** 2020. Disponível em:

<www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/energia-eletrica/informacoes-tecnicas.aspx>.

Acesso em: 12 jul. 2020.

_____. **Nota técnica final (NTF) nº 03: Cálculo da margem máxima, fator X e estrutura tarifária - 4ª revisão tarifária extraordinária da Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS).**

2019. Disponível em:

<www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTF-0030-2019.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2020.

_____. **Tarifas de gás canalizado.** 2020. Disponível em:

<www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/informacoes-economico-financeiras/tarifas-gas-canalizado.aspx>. Acesso em: 25 jul. 2020.

ASHRAE. Absorption equipment. In: _____. **ASHRAE Handbook: Refrigeration.** 2018. ISBN 978-1-939200-98-3.

_____. **ASHRAE Terminology.** 2020. Disponível em: <xp20.ashrae.org/terminology/>.

Acesso em: 23 jul. 2020.

ASHRAE. Combined heat and power systems. In: _____. **ASHRAE Handbook: HVAC System and Equipment**. 2020. ISBN 978-1-947192-53-9.

_____. Owning and operation costs. In: _____. **ASHRAE Handbook: HVAC Applications**. 2019. ISBN 978-1-947192-13-3.

_____. Thermal storage. In: _____. **ASHRAE Handbook: HVAC Systems and Equipment**. 2020. ISBN 978-1-947192-53-9.

BCB. **Relatório de Mercado Focus - 3 de julho de 2020**. 2020. Disponível em:

<www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em: 12 jul. 2020.

BRASIL. **Constituição (1988)**: Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 1988.

_____. Decreto nº 3.371. **Diário Oficial da União**, p. 1, 25 fev. 2000.

_____. **Gás para crescer: Diretrizes e estratégias**. 2016. Disponível em:

<www.mme.gov.br/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/gas-para-crescer>. Acesso em: 11 jul. 2020.

_____. Lei complementar nº 7. **Diário Oficial da União**, p. 1, 7 jul. 1970.

_____. Lei complementar nº 70. **Diário Oficial da União**, p. 1, 30 dez. 1991.

_____. Lei nº 9.427. **Diário Oficial da União**, 26 dez. 1996.

_____. **Novo Mercado de Gás**. 2019. Disponível em:

<www.mme.gov.br/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>. Acesso em: 11 jul. 2020.

CNI. **Impactos econômicos da competitividade do gás natural**. 2019. 60 p.

CNPE. **Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019**. 2019. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 11 jul. 2020.

CONFAZ.

CROSBY, D. Allen. Cogeneration: Engineering Natural Gas-Driven Systems. **ASHRAE Journal**, v. 46, n. 2, p. 20–25, fev. 2004.

EPE. **Anuário estatístico de energia elétrica**: Panorama de consumo cativo (GWh). Empresa de Pesquisas Energéticas. 2018. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/dados-abertos/dados-do-anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 22 jul. 2020.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**: Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF, 2020. 393 p.

_____. **Plano Nacional de Energia 2030**: Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF, 2007. 166 p.

G1. **Preço do gás da Comgás sobe em SP; GNV fica 40% mais caro**. 2019. Disponível em: <g1.globo.com/economia/noticia/2019/02/01/comgas-reajusta-preco-do-gas-em-sp-gnv-sobe-40>. Acesso em: 11 jul. 2020.

IBGE. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA**. 2020. Disponível em: <www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?edicao=20932&t=downloads>. Acesso em: 11 jul. 2020.

IPEA. **Taxa de câmbio nominal**. 2020. Disponível em: <ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=38389>. Acesso em: 11 jul. 2020.

MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA. **Ambiente livre tende a ganhar consumidores por preço no ACL**. 2020. Disponível em: <www.mercadolivredeenergia.com.br/noticias/ambiente-livre-tende-a-ganhar-consumidores-por-preco-no-acl/>. Acesso em: 22 jul. 2020.

MME. **Análise das propostas da iniciativa Gás para crescer**: Projeto META. Ministério de Minas e Energia. 2019. Disponível em: <www.mme.gov.br/documents/36112/491930/Produto+5.pdf/4440a16c-187d-8b59-c359-8e21fac542e9>. Acesso em: 11 jul. 2020.

_____. **Consulta pública nº 33 de 05/07/2017: Aprimoramento do marco legal do setor elétrico**. 2017. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 22 jul. 2020.

MORETTO, Evandro Mateus et al. Histórico, tendências e perspectivas no planejamento espacial de usinas hidrelétricas brasileiras: a antiga e a atual fronteira amazônica. **Ambiente & Sociedade**, v. XV, n. 3, p. 141–164, dez. 2012.

PETROBRÁS. **Audiência pública 03/2019 - 3ª revisão tarifária da Comgás**. 2019. Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/audiencias-publicas.aspx>. Acesso em: 11 jul. 2020.

_____. **Consulta pública nº 03/19**. 2019. Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Petrobras_CP032019.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2020.

ROSA, Luiz Pinguelli. **A Califórnia é aqui; vivemos uma crise disfarçada**. Artigo para a Folha de S. Paulo. Fev. 2001. Disponível em: <www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u18493.shtml>. Acesso em: 18 jul. 2020.

SANTOS BOTELHO, Natália Oliveira dos. **Contribuições do setor elétrico brasileiro para as emissões de gases de efeito estufa à luz das mudanças climáticas: uma análise do período 2005-2021**. 2014. Dissertação (Mestrado - Programa de pós-graduação em energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo.

SÃO PAULO. Lei nº 6.374. **Diário Oficial do Estado**, 1 mar. 1989.

SEBRAE. **Cooperativa: o que é, para que serve, como funciona**. 2017. Disponível em: <www.sebrae.com.br>. Acesso em: 29 jul. 2020.

YIN, Robert K. **Case study research - Design and methods**. 3. ed.: SAGE Publications, 2003. v. 5. (Applied social research series). ISBN 0-7619-2552-X.