
Projeto de Integração do São Francisco – PISF: estudo sobre o custo da água de transposição, sua regulamentação, estrutura tarifária e alternativas de exploração de atividades econômicas

Entrega do Produto 7

Produto 7: Proposta de Estrutura Tarifária, considerando a Regulação por Incentivos

Assinatura do TED: 16/06/2020

Prazo para a entrega do produto: 300 dias

Estrutura Tarifária

Paulo Roberto Barbosa Lustosa
Lucas Teles de Alcântara

16 de abril 2021

Índice de Figuras

Figura 1 – Blocos estruturantes dos modelos regulatórios	13
Figura 2 – Fundamentos da estrutura e regime tarifário proposto para o PISF	62
Figura 3 – Modelo matemático da estrutura e regime tarifário proposto para o PISF.....	64
Figura 4 – Ajuste no modelo geral de estrutura tarifária para o operador MDR	86
Figura 5 – Simplificação no modelo geral da tarifa de disponibilidade, para o operador MDR	86
Figura 6 – Simplificação do cálculo da tarifa básica de disponibilidade (<i>TBD</i>), para o operador MDR	87
Figura 7 – Simplificação no modelo geral da tarifa de consumo, para o operador MDR	87
Figura 8 – PISF: Ajuste do modelo geral de estrutura tarifária ao operador Codevasf.....	93
Figura 9 – PISF: Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de disponibilidade, operador Codevasf	95
Figura 10 – PISF: Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de consumo, operador Codevasf	95
Figura 11 – PISF: eficiência por tipo operador e transferência de parte dos ganhos anormais para a tarifa	116

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Regulação serviços de eletricidade e gás no Reino Unido, cliente crédito padrão: valores de referência (£/Kwh/ano).....	38
Gráfico 2 - Tarifa de acordo com o volume de água transferido (em hm ³)	60
Gráfico 3 – PISF: comparação por tipo de operador das tarifas de disponibilidade e consumo, números simulados para o ano 2022	103

Índice de Quadros

Quadro 1 - Categorias de custos consideradas no modelo de preço-teto do Reino Unido, serviços de eletricidade e gás	36
Quadro 2: Componentes tarifários da TUSD e da TE da ANEEL	45
Quadro 3 - Principais diferenças entre o RIIO-1 e o (esperado) RIIO-2	109

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos	52
Tabela 2 – Evolução da tarifa nominal no ciclo tarifário 2022 a 2026.....	82
Tabela 3 – PISF: Demonstração do Resultado do Exercício, tarifa de disponibilidade, operador privado, dados simulados, anos 2022 e 2023.....	83
Tabela 4 – PISF: Demonstração do Resultado do Exercício, tarifa de consumo, operador privado, dados simulados, anos 2022 e 2023.....	83

Tabela 5 – Resultado consolidado, tarifas disponibilidade e consumo, operador privado, anos 2022 e 2023	83
Tabela 6 – Evolução da tarifa nominal no ciclo tarifário 2022 a 2026, operador MDR	92
Tabela 7 – Resultado do Exercício, tarifa de disponibilidade, operador MDR, dados simulados, anos 2022 e 2023	92
Tabela 8 – Resultado do exercício, tarifa de consumo, operador MDR, dados simulados, anos 2022 e 2023	92
Tabela 9 – Resultado consolidado, tarifas de disponibilidade e consumo, operador MDR, anos 2022 e 2023	93
Tabela 10 – Evolução da tarifa nominal no ciclo tarifário 2022 a 2026, operador Codevasf100	
Tabela 11 – PISF: Demonstração do Resultado do Exercício, tarifa de disponibilidade, operador Codevasf, dados simulados, anos 2022 e 2023	101
Tabela 12 – PISF: Demonstração do Resultado do Exercício, tarifa de consumo, operador Codevasf, dados simulados, anos 2022 e 2023	101
Tabela 13 – Resultado consolidado, tarifas disponibilidade e consumo, operador Codevasf, anos 2022 e 2023	102
Tabela 14 – PISF: comparação por tipo de operador das tarifas de disponibilidade e consumo, números simulados para os anos de 2022 e 2023	102

Sumário

1. Introdução	6
2. Modelos Regulatórios de Utilities	8
2.1 Demanda por modelos de regulação	8
2.2 Modelos de regulação	12
2.2.1 Foco quantitativo	14
2.2.2 Abordagens financeira e econômica	14
2.2.3 Múltiplos efeitos	15
2.2.4 Transparência e prestação de contas	16
2.3 Instrumentos.....	16
2.3.1 Regimes regulatórios	16
2.3.2 Obrigações do operador	19
2.3.3 Nível e estrutura da tarifa	20
2.4 Alinhando instrumentos e objetivos.....	21
2.5 Reflexões sobre o regime tarifário para o PISF	22
2.6 O regulador e as finanças do operador	24
2.6.1 Custo médio ponderado do capital	24
2.6.2 Monitoramento	26
3. Modelo tarifário dos serviços de fornecimento de eletricidade e gás no Reino Unido	29
3.1 Introdução	29
3.2 Mercado de comercialização de energia	30
3.3 Mudanças no mercado de comercialização de energia.....	31
3.4 O problema do monopólio na rede de infraestrutura	32
3.5 Controle de preços na comercialização: tarifa-meta	34
3.5.1 Detalhes do modelo	34
3.5.2 Detalhamento das variáveis	36
3.5.3 Evolução do preço-teto desde a implantação do controle de preços	37
4. Modelos Tarifários de Utilities, no Brasil.....	39
4.1 Sabesp – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo	39
4.2 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.....	44
5. Modelos Tarifários de Projetos Semelhantes ao PISF, no Exterior.....	55
5.1 Central Arizona Project	55
5.2 Transposição Tejo-Segura	58
6. Proposta de Modelo Geral de Estrutura Tarifária para o PISF.....	61
6.1 Fundamentos do modelo	61
6.2 Operacionalização do modelo	64
6.2.1 Regime tarifário de preço-meta: Tarifa de Disponibilidade – TD	66
6.2.2 Regime tarifário do custo mais mark-up sobre custo: Tarifa de Consumo – TC	68
6.3 Exemplo de aplicação do modelo a operador privado.....	77
6.3.1 Cálculo da tarifa de consumo para o ano de 2022 – TC ₂₀₂₂	78
6.3.2 Cálculo da tarifa de consumo para o ano de 2023 – TC ₂₀₂₃	79

6.3.3	<i>Cálculo da tarifa de disponibilidade para o ano de 2022 – TC2022</i>	81
6.3.4	<i>Demonstração do resultado do operador, anos 2022 e 2023.....</i>	82
6.4	Premissa sobre a remuneração do capital no regime tarifário proposto.....	84
6.5	O que fazer com o <i>FRA</i> – Fundo de Reposição de Ativos?	85
6.6	Ajuste do modelo geral de estrutura tarifária ao operador MDR	85
6.6.1	<i>Operador MDR: tarifa de disponibilidade – TD</i>	86
6.6.2	<i>Operador MDR: tarifa de consumo – TC</i>	87
6.6.3	<i>Exemplo de aplicação do modelo ao operador MDR</i>	88
6.6.4	<i>Demonstração do resultado do operador, anos 2022 e 2023.....</i>	92
6.7	Ajuste do modelo geral de estrutura tarifária ao operador Codevasf.....	93
6.7.1	<i>Exemplo de aplicação do modelo ao operador federal Codevasf</i>	95
6.7.2	<i>Demonstração do resultado do operador, anos 2022 e 2023</i>	100
6.8	Comparação da tarifa por tipo de operador	102
6.9	Normatização, taxa de performance e remuneração do capital.....	103
6.10	IPCA: uso no modelo da tarifa-teto de disponibilidade	105
7.	Regulação por Desempenho e o Fator X	105
7.1	Subsídio da regulação RIIO a uma proposta para o parâmetro ϕ (<i>phi</i>)	105
7.2	Proposta para objetivação do parâmetro ϕ (<i>phi</i>).....	111
7.2.1	<i>Modelagem do parâmetro ϕ (<i>phi</i>)</i>	112
8.	Conclusão Geral.....	120
Referências		122

1. Introdução

O modelo de estrutura tarifária proposto neste relatório para o PISF é do tipo híbrido. A tarifa de disponibilidade, que recupera os custos fixos, é modelada pelo regime regulatório do preço-teto. A tarifa de consumo, que cobre os custos variáveis, é mensurada pelo modelo da taxa de retorno. Em ambos os modelos, a remuneração do operador é a taxa de retorno sobre o capital alocado a cada tipo de tarifa, mas como os custos da tarifa de disponibilidade não variam durante o ciclo tarifário, a taxa de retorno também se mantém fixa. Ao contrário, dada a variabilidade anual dos custos da tarifa de consumo, o retorno monetário dos ativos alocados a essa tarifa também variará, por isso o modelo de taxa de retorno é também chamado de custo mais *mark-up* sobre custos, onde o *mark-up* é o próprio retorno anual variável do operador para essa tarifa.

A natureza mista dos custos do PISF impõe a necessidade de um regime tarifário híbrido. Se fosse somente preço-teto, quase todo o risco seria transferido para o operador, que exigiria uma taxa de retorno maior, com consequente encarecimento da tarifa. Se fosse somente custo mais *mark-up* sobre custo, o risco ficaria com o usuário do serviço. Se por um lado isto reduz a tarifa pela redução da taxa de retorno requerida pelo operador, por outro este não teria incentivo para melhorar sua eficiência produtiva, pois todo o custo seria transferido para a tarifa.

Propomos ciclos ordinários de cinco anos para o controle do preço da tarifa. Em cada um desses ciclos, o regulador estabelece incentivos e metas de qualidade para a operação do PISF relacionados às dimensões de qualidade do serviço e da água bruta fornecida, segurança e sócio-ambiental. Esses incentivos, controlados por indicadores de desempenho em cada dimensão, se materializam nos orçamentos anuais de investimentos e operacional necessários para atender as metas de desempenho requeridas. A média anual do desconto a valor presente dos cinco orçamentos anuais, pelo *WACC* do operador, é igual ao custo anual de operação do PISF. Esse custo total é desdobrado sem rateio em dois grupos de ativos: (i) capital alocado à tarifa de disponibilidade (CATD); e (ii) capital alocado à tarifa de consumo (CATC). O primeiro (segundo) é a base do custo de remuneração dos ativos alocados à tarifa de disponibilidade (consumo).

No PISF, há um volume importante de custos fixos para os quais é mais adequado um modelo de preço-teto ajustado a cada novo ciclo tarifário. Nesse modelo, a capacidade de o

regulador negociar redução do teto em cada revisão dependerá do grau de conhecimento dos custos fixos reais de operação. Quanto aos custos que variam com o volume de água bruta bombeada, para os quais há a necessidade de um modelo tarifário de custo ou taxa de retorno, sugerimos mecanismo prévio de autorização pelo regulador de investimentos destinados a melhoria da qualidade do serviço e dos processos tecnológicos de trabalho, para que, em combinação com os custos e ao longo de um tempo futuro, resultem também em redução de custos em prol da modicidade tarifária.

O modelo tarifário aqui proposto tem três objetivos que se complementam. O primeiro é assegurar a sustentabilidade financeira do operador e a continuidade do serviço, através da remuneração justa do seu capital sobre um custo total inicialmente com ruído, dado o ambiente imperfeito de informações, mas que se torna progressivamente conhecido com maior acurácia pelo regulador. O segundo objetivo é garantir modicidade tarifária para o usuário do serviço. Isto implica que parte da redução de custos derivados da maior eficiência do operador seja transferida ao usuário do serviço na forma de tarifas mais baixas. O terceiro objetivo é incentivar o operador, através de um conjunto de indicadores não-financeiros¹, a: (i) reduzir os danos ambientais; (ii) melhorar a confiabilidade e segurança das operações; e (iii) melhorar a qualidade do serviço prestado.

Este relatório está organizado em 8 seções, incluída esta introdução. A segunda seção discute os fundamentos conceituais dos modelos regulatórios de serviços públicos de infraestrutura. A terceira seção analisa o modelo utilizado no Reino Unido para regular a estrutura tarifária dos serviços de fornecimento de energia elétrica e gás. Escolhemos esse serviço para ilustrar a discussão porque no PISF predominam custos operacionais com energia elétrica para bombear a água bruta no canal. Adicionalmente, a água bruta que percorre o canal tem similaridade com o gás que é transportado em dutos, embora este último seja uma *commodity* cujo preço varia com o volume transportado, ao passo que o custo do serviço de disponibilidade da água bruta é fixo, pelo menos até o limite da demanda outorgada para consumo humano e dessedentação animal. Além disso, o Reino Unido foi escolhido porque foi pioneiro em modelos de regulação econômica dos serviços de *utilities*, que posteriormente foram usados como referência por outros países nas privatizações de empresas públicas. A propósito, na Seção 4, discutiremos o *RIIO* (*Revenues = Incentives + Innovation + Outputs*),

¹ Este objetivo é uma premissa implícita do dimensionamento dos custos do modelo de estrutura tarifária. Pode ser necessário, para atendê-lo, complementar os indicadores técnicos da Nota Técnica 4/2018/COSER/SER.

novo modelo de regulação tarifária por incentivos, adotado a partir de 2013, para o controle de preços das empresas monopolistas que operam os serviços de infraestrutura de rede. O modelo tarifário que propomos tem similaridade com o *RIO*, ao assumir que os custos são uma resultante de incentivos e metas definidos pelo regulador para cada ciclo tarifário, que o operador deverá cumprir.

A Seção 5 discute os modelos de regulação tarifária de dois tipos de serviços públicos de infraestrutura no Brasil, um no âmbito federal – distribuição de energia elétrica, regulado pela ANEEL, e outro estadual – serviços de água potável e saneamento básico do Estado de São Paulo, adotado pela SABESP e regulado pela agência estadual ARSESP – agência reguladora de serviços públicos do Estado de São Paulo. A Seção 6 analisa os modelos tarifários de estruturas semelhantes ao PISF em dois países, um nos Estados Unidos e outro na Europa. A Seção 7 detalha a proposta de modelo de estrutura tarifária para o PISF; a Seção 7 analisa o modelo *RIO* do Reino Unido e aproveita parte dos seus elementos para propor uma forma de mensurar a eficiência da operadora e, por extensão, o fator de compartilhamento dos lucros anormais para reduzir a tarifa; e a Seção 8 apresenta as conclusões do relatório.

2. Modelos Regulatórios de *Utilities*

2.1 Demanda por modelos de regulação

A discussão das subseções desta seção terá como base a estrutura do artigo “*An Introduction to Financial and Economic Modeling for Utility Regulators*”, de Estache *et al.* (2003)². Esse artigo faz parte de uma política do Banco Mundial, onde o primeiro autor trabalha, de disseminar os resultados de trabalhos em elaboração, produzidos no todo ou em parte por sua equipe de pesquisadores, com o objetivo de encorajar a troca de ideias sobre questões relacionadas ao desenvolvimento das nações.

Idealmente, a tarifa deve representar, em sistemas de preços regulados, um equilíbrio ótimo de muitas relações complexas, de modo a maximizar o bem-estar da sociedade ou de todos os *stakeholders* afetados pelo serviço. O objetivo, numa perspectiva econômica, é que o preço regulado pela tarifa gere o mesmo efeito que ocorreria em sistemas concorrenenciais de preços livres, onde a alocação de recursos escassos é naturalmente otimizada pelas próprias forças do mercado.

² O artigo pode ser baixado em <http://econ.worldbank.org>.

Qualquer modelo de regulação de infraestrutura cujo serviço, de característica monopolista, seja ou venha a ser privatizado e o respectivo custo da operação seja recuperado através de tarifa a ser paga pela população servida, deve partir do entendimento do lado da demanda da regulação. A grande maioria dos usuários de serviços públicos de infraestrutura deseja pagar a menor tarifa e ter um serviço de qualidade e sem interrupção.

Mas a tarifa não é um sinal econômico apenas para os usuários finais decidirem sobre o seu nível de consumo do serviço. Ela também sinaliza para o operador quanto e quando ele terá que investir e quanto os credores estariam dispostos a emprestar para a operadora e a que taxa de juros. Além disso, a tarifa tem também uma dimensão política, que acaba por se constituir na principal restrição em muitos processos de privatização, por estar no centro dos conflitos durante as revisões tarifárias. Afinal, as mudanças de tarifa costumam ocupar as manchetes da mídia impressa e falada, nem sempre de forma justa, principalmente quando não existir explicações e comparações quantitativas convincentes da relação entre tarifa e custos.

O sistema de mercado nos permite perceber que os preços são dinamicamente ajustados, para cima ou para baixo, conforme se alteram as forças de oferta e demanda. Similarmente, o modelo tarifário em sistemas de preços regulados deve prever a revisão periódica da tarifa para ajustá-la aos novos cenários de demanda e custos, tecnologia e redução da assimetria de informação entre o regulador e o operador. Existe, portanto, uma relação entre a tarifa definida no momento corrente e a que será estabelecida no futuro, na revisão tarifária, seja o ajuste apenas uma variação aleatória normal na tarifa, quando há estabilidade de cenário, ou um choque mais pronunciado se houver alteração importante na oferta e demanda do serviço, ou na tecnologia de produção.

É importante perceber os vínculos, por um lado, entre as tarifas correntes e o custo, qualidade, investimento e obrigações sociais e, por outro lado, também com as tarifas futuras. Os modelos de estrutura tarifária devem permitir o reconhecimento desses vínculos, bem como todas as demais relações entre variáveis de importância para o operador, usuário e governo. Cada uma delas está sujeita a negociações implícitas ou explícitas construídas no processo regulatório. Quanto mais analítica forem essas interações, mais justo será o processo.

Uma boa imagem é perceber que a regulação de monopólios de infraestrutura, cujos serviços foram ou serão privatizados, é um jogo entre operador, usuário e governo. O regulador age como se fosse o juiz, tentando estabelecer e fazer cumprir as regras do jogo, cujos pré-requisitos ideais são:

- O monopólio busca minimizar seus custos, presta seus serviços com responsabilidade e paga suas obrigações fiscais ao governo;
- Os usuários finais do serviço (residencial, rural, comercial, industrial, etc.) têm sua demanda atendida, com qualidade, e pagam suas contas;
- O governo cumpre seus compromissos, sejam estes financeiros (ex: subsídios) ou outros (ex: desapropriação, políticas e leis ambientais, não interferência no serviço regulado ou nas decisões do regulador, etc.);
- O regulador assegura que os ganhos derivados da privatização dos serviços sejam distribuídos de maneira justa entre o operador, usuário e governo.

Quanto ao papel do regulador, descrito no último item acima, convém observar que o justo compartilhamento dos ganhos da privatização dos serviços, comparativamente ao que seria o custo dos mesmos serviços se operado pelo poder público, depende não somente da qualidade da regulação em si. É afetado também pela blindagem do processo regulatório a interferência política do governo, pelo grau de captura do regulador pelos interesses privados do operador, entre outros fatores.

Um outro problema que dificulta a avaliação dos ganhos da privatização é o acesso incompleto às informações dos consumidores e do operador pelo regulador. Pode não existir informações detalhadas e confiáveis dos usuários do serviço, como renda individual, familiar e grupo social ao qual pertence, hábitos de consumo, capacidade e disposição de pagar a tarifa. Também pode ser difícil obter as informações corretas da contabilidade do operador, como o capital total e próprio, sua distribuição pelos ativos e passivos os custos dos serviços, etc.

A assimetria de informação é mais acentuada no contrato inicial de privatização dos serviços, sobretudo em *utilities* que estejam começando sua operação comercial, ainda sem um histórico formado de prestação do serviço pelo poder público. Nesse momento, a equipe de regulação já terá mapeado todos os custos prováveis do novo operador privado, de acordo com a demanda prevista, e estabelecido um modelo para o cálculo da tarifa inicial de referência que será licitada. Este valor, apesar de potencialmente enviesado devido ao cenário imperfeito de informações, gera uma base importante sobre o tamanho estimado do capital que o operador monopolista terá que alocar para prestar o serviço. Adicionalmente, o mapeamento de todas as categorias de custos para modelar a tarifa inicial estabelece quais serão os fluxos incrementais futuros de informações (investimentos, ganhos de produtividade, melhoria na qualidade, etc.)

entre o regulador e o operador, sem prejuízo de outras fontes de informações que vão sendo construídas ao longo do processo e do período de concessão.

A experiência acumulada na privatização dos serviços públicos de infraestrutura, iniciada na década de 1980 no Reino Unido e seguida, em maior ou menor grau, por quase todos os países do mundo, revela que a transparência do processo regulatório é uma das preocupações centrais dos reguladores. Estache *et al.* (2003) incluem as falhas na transparência e na educação do público em geral sobre sua importância, particularmente a mídia, entre as principais causas do fracasso das reformas implementadas nos anos 1990 em alguns países. Os usuários esquecem rapidamente como eram ruins os serviços antes da privatização, não lembram dos constantes racionamentos de energia e dos elevados preços. Esses autores alertam que o processo regulatório ficará sujeito a manipulações políticas se o regulador não mantiver um sistema constante de divulgação da evolução da qualidade do serviço privatizado e dos preços, além de indicadores analíticos fundamentados mostrando os *trade-offs* na evolução dessas variáveis.

Nesse sentido, é fundamental que todos os *stakeholders* afetados pelo serviço privatizado entendam como é formada a tarifa, especificamente como ela está atrelada aos custos impostos ao operador através de uma série de obrigações contratuais. Se o custo for maior do que a tarifa, duas situações podem ocorrer: (i) o contrato contém excesso de exigências ao operador, incompatível com o preço que o usuário aceita pagar; ou (ii) o governo precisa co-financiar as obrigações contratuais. Na perspectiva do regulador e para além do seu papel de garantir a transparência e *accountability* da regulação, isto significa que o regime tarifário define o grau de compromisso do governo em simultaneamente exigir que o operador seja eficiente, na produção (minimização de custos) e na alocação dos recursos (grau com que a tarifa reflete os custos), atenda a toda a população beneficiada pelo serviço (inclui aqueles subsidiados por tarifa social), e contribua na geração de receita fiscal.

No caso do PISF, se a transferência das operações a um operador privado acontecer depois de um período de operação pelo poder público, com o usuário pagando um valor subsidiado, dada a ausência do custo do capital na tarifa, pode haver resistência da população à privatização ao saber que a tarifa aumentará. Sob esse cenário, será importante o governo realizar campanha publicitária para conscientizar a população dos quatro estados assistidos sobre o funcionamento da estrutura da tarifa, especialmente a mídia. Do mesmo modo que a capacidade de o usuário pagar a conta de água está limitada pela sua renda, a capacidade de o

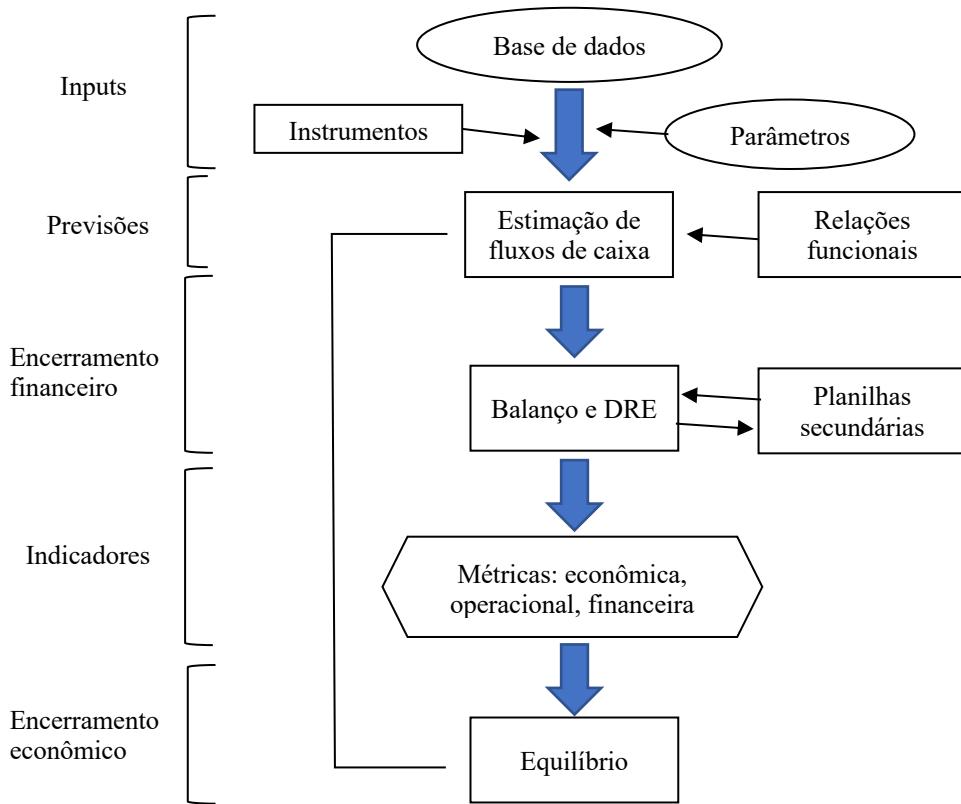
operador produzir está restringida por sua capacidade de gerar caixa para remunerar o capital investido nas operações, próprio e de terceiros. Mas o operador e seus credores dispõem de alternativas. Se o governo, ao contrário, não for capaz de gerar recursos suficientes para financiar as elevadas necessidades de investimento no sistema ou operar de forma ineficiente, forçosamente terá que estabelecer parceria com o setor privado. Independentemente do operador, a tarifa média terá que cobrir todos os custos não subsidiados pelo poder público e gerar um retorno sobre os ativos capaz de pagar o custo do capital.

2.2 Modelos de regulação

Os modelos regulatórios de *utilities* são essencialmente expansões dos modelos financeiros tradicionalmente usados por empresas privadas, mas com uma diferença fundamental. Con quanto incorporem o custo de oportunidade ajustado ao risco do negócio para assegurar a continuidade e sustentabilidade econômica do operador, como nos modelos empresariais de análise de investimentos, também contêm variáveis que restringem e obrigam o operador a se comportar de acordo com os objetivos do regulador. Por essa razão, permitem simular as consequências de qualquer política ou mudança dela no comportamento dos vários atores envolvidos na regulação: operador, usuário e regulador/governo.

Estache *et al.* (2003) observam que por mais detalhados que sejam os modelos regulatórios, eles seguem uma estrutura bastante similar entre os reguladores, como sumarizado na Figura 1 a seguir. O ponto de partida é a construção da base de dados inicial com as informações que embasarão a definição do modelo regulatório. A base pode incluir: medidas financeiras e físicas da entidade pública cuja exploração dos serviços será licitada a operador privado, incluindo as informações contábeis que ele provavelmente coletará; identificação dos principais instrumentos regulatórios (estrutura tarifária, requisitos de qualidade, investimentos necessários, etc.); e alguns parâmetros econômicos (por exemplo, características demográficas da área de operação, indicadores macroeconômicos que direcionam a demanda, níveis de eficiência, sensibilidade dos usuários a mudanças na renda e nos preços, etc).

Figura 1 – Blocos estruturantes dos modelos regulatórios



Fonte: Estache et al. *World Bank Policy Research Paper 3001, March 2003*.

Os *inputs* organizados no primeiro passo são utilizados na sequência para estimar os fluxos de caixa com base na reação dos principais atores (usuários do serviço e operador) aos instrumentos regulatórios. Isto é feito através da modelagem das relações funcionais entre níveis de consumo e os instrumentos. Quanto o usuário aceita pagar considerando sua renda? Qual o valor mínimo que o operador aceita de retorno, considerando o risco na prestação do serviço? Dependendo do tipo de infraestrutura pública e do tempo que o serviço vem sendo prestado, essas estimativas podem ser feitas com nível razoável de detalhamento e acurácia para as principais categorias de custo e receitas.

Depois de várias simulações e checagem dos números, até que o regulador tenha um razoável grau de confiança nos custos estimados e no regime regulatório específico selecionado (preço-teto, custo mais *mark-up* sobre custos, modelo híbrido), ele pode então estimar a receita requerida que seja justa para o operador e usuários do serviço. A tarifa de equilíbrio é aquela que zera o valor presente líquido do investimento ou operação dos serviços a serem concedidos,

que é o mesmo que dizer que a taxa interna de retorno é igual ao custo do capital do operador. Uma vez aprovada a tarifa que equilibra os custos eficientes, inclusive o do capital, é possível projetar as demonstrações contábeis do operador e definir os indicadores operacionais, financeiros e econômicos que serão utilizados pelo regulador para monitorar o desempenho do operador. Estache *et al.* (2003) assinalam que “o entendimento entre regulador e operador pode requerer múltiplas rodadas de discussão, mas em cada rodada, até que uma convergência seja alcançada ou até que o regulador decida parar a negociação, o processo é exatamente o mesmo.” No fundo, todo esse processo é um conjunto de simulações que resulta numa série contínua de equilíbrios (tarifas e custos, investimentos, *timing* das obrigações e todas as demais exigências contratuais).

Modelos regulatórios que seguem a estrutura decisória da Figura 1 fornecem pelo menos quatro tipos de contribuições:

2.2.1 Foco quantitativo

A ênfase quantitativa da modelagem no equilíbrio entre tarifa e custos evita percepções subjetivas do regulador sobre o impacto de suas decisões. Alguns exemplos: qual o impacto da desvalorização da moeda local na tarifa? A resposta a esta questão depende de como o operador estiver posicionado em ativos e passivos denominados em moeda estrangeira e só pode ser respondida de forma objetiva por instrumentos quantitativos; qual o impacto na tarifa de uma mudança no prêmio de risco do país? Isto afetará o custo do capital, para mais ou para menos, e consequentemente afetará a tarifa. O rigor das respostas a estas e outras questões dependerá da qualidade dos dados e da robustez das premissas assumidas na modelagem. Mas mesmo que as premissas e dados sejam imperfeitos, os modelos quantitativos permitem avaliar a sensibilidade do equilíbrio ao uso de diferentes instrumentos e às mudanças nos parâmetros e variáveis.

2.2.2 Abordagens financeira e econômica

Embora centrados nos aspectos contábeis e financeiros do equilíbrio entre receita e custos, na perspectiva do operador, os modelos regulatórios contemplam também, de forma direta ou indireta, aspectos maiores relacionados com outros *stakeholders* afetados pela regulação. As decisões de consumo do usuário e de investimento do operador são endógenas, isto é, são mutuamente afetadas. No caso do PISF, por exemplo, se a tarifa paga pelos estados

for repassada à respectiva população beneficiada pelos serviços de adução de água bruta, será necessário considerar como se dará o financiamento da tarifa social. Dada a dimensão ampliada dos modelos regulatórios, Estache *et al.* (2003) os denominam de “quase-econômicos”, por se situarem num estágio intermediário entre modelos financeiros e econômicos. Não chegam a ser totalmente econômicos porque ignoram certos conceitos desses modelos, como os efeitos marginais de oportunidade nas transações do operador, externalidades associadas aos efeitos ambientais das operações, etc. A razão para isso é que geralmente não há dados disponíveis para quantificar todos esses efeitos, além de estarem fora do escopo de responsabilidade do operador. Mesmo assim, os modelos regulatórios são flexíveis, de modo que se o regulador tiver interesse em introduzir qualquer efeito em particular, este poderia ser perfeitamente modelado.

2.2.3 Múltiplos efeitos

Os modelos regulatórios em geral devem permitir quantificações consistentes das perspectivas financeiras [e (quase-)econômicas] das decisões regulatórias. Na perspectiva financeira o regulador deve considerar indicadores sintéticos, como o custo do capital e a taxa interna de retorno, ou conceitos equivalentes, além de entender os *trade-offs* da combinação dos vários instrumentos regulatórios ou de políticas em termos dos impactos nesses indicadores. Por exemplo, um pedido do governo para rever um contrato, em termos do nível ou velocidade de investimentos, influenciará a lucratividade do negócio e como as tarifas devem ser ajustadas para restabelecer a lucratividade original. Este é um tipo de problema que só pode ser respondido por um modelo que reconheça todas as interações entre as variáveis de decisão. Na perspectiva econômica, as principais preocupações do regulador são assegurar a continuidade do serviço, eficiência (alocação ótima dos recursos, minimização de custos) e assegurar que os preços sejam consistentes com os custos) e atender os mandatos políticos em aspectos sociais e redistributivos. Os modelos devem prever, por exemplo, como a redução de custos do operador, que pode lhe propiciar retornos acima do custo do capital, impacta a tarifa paga pelo consumidor. Ou como o aumento nas tarifas para compensar mudanças imprevistas nas condições macroeconômicas pode afetar a capacidade de pagar dos usuários mais pobres. A multiplicidade de variáveis a serem simultaneamente levadas em consideração é um desafio importante que nem sempre é considerado pelos reguladores. Em muitas dessas falhas, a principal vítima são aqueles menos capazes de argumentar sobre sua situação. Na prática, são

em geral os usuários mais pobres e não é incomum ver preocupações sociais deixadas de lado no processo de tomada de decisão do regulador.

2.2.4 Transparência e prestação de contas

A transparência nas ações do operador e regulador é também facilitada pelos modelos regulatórios. Os riscos de captura das agências de regulação pelos interesses privados do operador, de corrupção e de conluio são minimizados pela própria adoção dos instrumentos regulatórios. Também podem facilitar o trabalho de auditorias e supervisões destinadas a inibir abusos e a assegurar que os ganhos financeiros esperados da melhoria de eficiência sejam de fato alcançados e compartilhados com os usuários. Dependendo da abordagem, os modelos de estrutura tarifária podem explicitar as variáveis e parâmetros que afetam a tarifa, sendo assim uma ferramenta regulatória em torno da qual os processos de audiência pública podem ser objetivamente organizados. Em última instância, a objetividade dos modelos pode reduzir o elevado risco regulatório estimado pelos investidores em serviços públicos de infraestrutura, sobretudo nos países em desenvolvimento em que haja excessiva oportunidade de interferência política.

2.3 Instrumentos

2.3.1 Regimes regulatórios

Para cumprir o objetivo de sustentabilidade financeira e eficiência da produção que se reverta em modicidade tarifária para o usuário, o regulador pode escolher vários instrumentos de regulação, que podem ser agrupados em três categorias:

Taxa de retorno sobre o investimento necessário (ou *custo mais mark-up*) – a taxa de retorno sobre o capital alocado para prestar o serviço público é essencialmente um *mark-up* sobre o custo dos serviços, já que o capital ou é inteiramente transformado em custo dentro do próprio período de apuração do resultado (capital de giro) ou é diferido através de investimentos em ativos imobilizados que serão expirados como custo ao longo de um certo tempo futuro de uso desses ativos. O uso desse instrumento implica que o regulador terá que igualar a tarifa total (receita requerida) à estimativa do custo total para prestar o serviço, desdoblado em seus componentes e incluindo o próprio custo do capital. No repasse ao usuário final, a tarifa total

é individualizada por classe de consumidores, de acordo com a demanda, tipo de usuário e outras classificações.

A principal deficiência desse modelo é a ausência de incentivos para o operador cortar custos. Na verdade, ele produz um incentivo negativo pois o risco é quase todo transferido para o usuário, já que qualquer aumento do investimento e de custos, das operações e do capital, é transferido para a tarifa.

Preço ou receita-teto – consiste basicamente em o regulador estabelecer um limite superior para a tarifa média do serviço ou para a receita que pode ser gerada dada uma certa demanda esperada pelo serviço. Isto implica que o operador terá incentivos para buscar eficiência de produção, pois quanto mais ele performar abaixo do teto maior será o seu lucro. Nesse tipo de modelo tarifário, todo o risco do negócio é transferido para o operador.

Para possibilitar compartilhamento de eventual lucro anormal do operador com o usuário, o regulador pode especificar o modelo da tarifa-teto na forma $(IP - X) * Custo$, onde IP é o índice de preços definido para atualizar o custo inicial e X é o fator redutor sinalizado no ano t do contrato inicial ou revisão tarifária para a próxima revisão tarifária que ocorrerá em $t+k$, onde k é usualmente fixado em 4 ou 5 anos.

Um problema comum nesse tipo de modelo tarifário é a dificuldade para determinar o nível de custo que definirá o teto, que teoricamente é aquele que gera um fluxo de caixa livre para o operador igual à remuneração do seu capital ajustado ao risco do negócio. Se o serviço público de infraestrutura for comum a outros países, o regulador pode estabelecer o teto com base nas melhores referências internacionais, ajustando por especificidades locais de custo ou demanda. Depois de fixado o teto, o regulador deve continuar monitorando o padrão internacional e os custos reais do operador, para avaliar a distância favorável deste último em relação ao teto. Na prática, é como se o regulador estivesse tentando aproximar o preço-teto do que seria o preço correto se o serviço fosse oferecido num sistema competitivo de mercado, o que não é uma tarefa fácil. De fato, se o teto for muito alto o operador pode obter lucros anormais semelhantes aos obtidos por monopólios, logo ele não teria incentivo para cortar custos.

O preço-teto deve ser revisto ao fim de cada ciclo tarifário para se ajustar a novos cenários de custos e permitir que potenciais ganhos anormais futuros do operador sejam compartilhados com o usuário. Esse processo de revisão requer um grande esforço do regulador para reunir as informações que lhe permitam negociar com segurança com o operador a tarifa-teto do novo

ciclo tarifário, bem como monitorar o comportamento futuro do operador. Após estabelecido o novo teto, será necessário acompanhamento próximo da qualidade do serviço prestado, pois o operador pode jogar com o *trade-off* entre investimentos e custos para se beneficiar. Uma vez que para reduzir custos é em geral necessário investir em novas tecnologias de produção, o operador, restringido pelo novo teto e para atender à exigência do regulador, pode contabilizar custos como se fosse investimento ou, pior, sacrificar investimento em maior eficiência produtiva para reduzir custos.

Híbridos – os regimes híbridos de regulação situam-se entre os dois modelos discutidos acima. Possuem características de preço-teto, onde o risco é todo do operador, e do modelo de taxa de retorno garantida, onde o operador não tem nenhum risco. O modelo híbrido mais comum é o que fixa uma tarifa-teto para os custos controláveis pelo operador, mas permite a tarifa flutuar para custos exógenos, sobre os quais o operador não tem controle. O modelo tarifário que propomos para o PISF, que será discutido em detalhes na Seção 6 deste relatório, tem essa característica, pois a flutuação do preço da energia elétrica para bombear a água é repassado à tarifa em cada ano, enquanto esta é fixa em termos reais, até a próxima revisão tarifária, para os demais custos controláveis pelo operador.

A especificação geral e sintética para regimes híbridos é:

$$T_t = \beta C^* + (1 - \beta) \hat{C} \quad (1)$$

onde:

T_t – tarifa do serviço para o ano t (ano corrente);

β – percentual do custo submetido ao teto, que varia de 0 a 1; para $\beta = 0$, o regime será do tipo preço-teto; se $\beta = 1$, o regime será do tipo custo mais *mark-up*;

C^* - custo submetido ao teto; e

\hat{C} – custo que pode ser repassado ao usuário.

Para $0 < \beta < 1$, o regime será do tipo híbrido. Esse regime combina flexibilidade na tarifa para custos que o operador não pode controlar, como no regime *custo mais mark-up sobre custo*, com incentivos para o operador buscar eficiência produtiva, como no regime *preço-teto*. O nível de beta, tendendo mais para zero ou para 1, define a ênfase em um ou outro tipo de regime tarifário. Se for mais para 1, o risco é transferido todo para o usuário que paga a tarifa, caso não haja subsídio do governo. Nesse caso, tem que ser avaliado se o usuário aceita a

volatilidade do valor real da tarifa e se pode pagar, pois sua renda pode crescer menos do que a variação do custo corrente dos itens que compõem a tarifa flexível.

2.3.2 Obrigações do operador

As obrigações contratuais do operador têm relação direta com o custo da tarifa. O regulador deve avaliar o impacto no custo da tarifa antes de cada obrigação que ele exigir do operador, quando possível confrontando-a com o respectivo benefício. São três os tipos principais de obrigações:

Tamanho e tempo dos investimentos – em muitas privatizações de serviços públicos, como em estradas, alguns aeroportos e no setor de telecomunicações, este é o item de maior peso na composição da tarifa. Muitos defendem a privatização argumentando exatamente o esgotamento da capacidade de investimento do estado e a população geralmente alimenta grande expectativa que o serviço público privatizado melhorará com os investimentos a serem realizados. A relação entre investimentos e tarifa não é trivial, pois depende do tempo de amortização acordado entre regulador e operador, o que normalmente é um ponto de tensão, pois o operador barganhará menor prazo, para reduzir seu risco, e o regulador deseja um prazo maior, para reduzir o impacto no valor da tarifa. Além disso, o investimento melhora a eficiência das operações e pode gerar alguma receita acessória, reduzindo custo e consequentemente a tarifa.

O tempo e valor dos investimentos do operador pode ser também do interesse de políticos, que pressionam por valores maiores, dado seu impacto no emprego e nas economias locais, e para que sejam realizados durante o ciclo eleitoral, coincidindo com os seus mandatos.

Qualidade – embora podendo ser vista em várias dimensões, de uma forma geral qualidade significa que o serviço produzido pelo operador deve atender os padrões estabelecidos pelo regulador. Os padrões podem ser agrupados em segurança na prestação do serviço, equilíbrio ambiental, atendimento ao cliente e qualidade intrínseca do produto ou serviço em si. Qualidade tem estreita relação com eficiência produtiva, pois é desejável que o operador produza o máximo com o mínimo de recursos, para um dado padrão de qualidade estabelecido. A qualidade é afetada pelos investimentos e pelo regime tarifário. Investimentos em tecnologias produtivas mais eficientes melhoram a qualidade e segurança do serviço e reduzem

os custos de *O&M* (organização e manutenção). Mas o regime tarifário pode induzir o operador a comportamentos indesejáveis com respeito à qualidade, como já comentado, pois sob o regime de preço-teto ele tende a reduzir os investimentos para não ter que reduzir a tarifa, e no regime de taxa de retorno (custo mais *mark-up* sobre custos) ele tende a superinvestir para aumentar a tarifa. A combinação de metas sobre indicadores de qualidade com multas pode inibir essas anomalias.

Prazo da concessão e regras de liquidação de ativos – novamente, o tamanho dos investimentos requeridos do operador definirá o prazo da concessão. Grandes (pequenos) investimentos requerem maior (menor) tempo e menor (maior) tarifa. Quanto às regras de liquidação de ativos, devem ser claramente definidas no contrato. O investimento pode ser recuperado pela tarifa, proporcionalmente à depreciação, ou pela venda, quando a depreciação for parcial. O regulador deve avaliar com cuidado a autorização para o operador vender investimentos ainda não totalmente depreciados, para evitar que o operador deixe de realizar investimentos, principalmente quando se aproxima o fim do contrato de concessão.

2.3.3 Nível e estrutura da tarifa

A tarifa de um serviço público de infraestrutura comprehende não somente o seu nível monetário. Inclui também sua estrutura. O nível, que captura praticamente todas as obrigações contratuais estabelecidas pelo regulador, é o valor que permite ao operador cobrir todos os custos da operação. Mas, além do ponto de equilíbrio financeiro, a tarifa precisa também gerar uma taxa de retorno sobre os ativos capaz de alcançar um ponto de equilíbrio econômico, necessária para cobrir o custo do capital que financia os ativos. Para permitir o acompanhamento desse justo equilíbrio pelo regulador, o operador tem que respeitar o princípio da entidade na escrituração contábil, isto é, sua contabilidade precisa evidenciar o resultado do negócio “operação do serviço público” separadamente das demais entidades que eventualmente o operador tenha envolvimento e que possam lhe gerar receita acessória.

A estrutura da tarifa é a forma como ela é explicada pelos componentes de custo que a originam, pelo lado do operador, e como o valor sintético é dividido entre faixas de consumo e categorias de consumidores, pelo lado da demanda, incluindo a tarifa social e a forma como esta é financiada, se com subsídio dos demais consumidores ou do governo. Este último aspecto da estrutura tarifária é bastante complexo, pois pressupõe que sejam identificadas a

demandas e a renda dos consumidores e como esta se acumula por residência, bairro, cidade, área rural e outras classificações. No Reino Unido, por exemplo, a tarifa dos serviços de energia elétrica e gás é particionada inclusive por formas de pagamento, como pré-pagamento anual, débito em conta, crédito padrão, etc.

Essa desagregação implica num equilíbrio econômico em segunda melhor opção para maximizar o produto social, no qual a tarifa de cada classe de consumidor passa a ser o custo marginal mais um *mark-up* sobre o custo. Como o *mark-up* é função inversa da elasticidade, consumidores de demanda pouco elástica, como os pobres ou os grandes consumidores seriam prejudicados na fixação de suas tarifas. Para essas classes de consumidores, principalmente para os mais pobres, é necessário definir tarifas fora do equilíbrio ótimo, gerando a necessidade de subsídio, financiado seja pelos demais consumidores (menos desejável) ou pelo governo.

2.4 Alinhando instrumentos e objetivos

Estache *et al.* (2004) observam que há relação bem próxima entre os vários objetivos da regulação econômica e os instrumentos usados na regulação, que podem ser sumarizados como:

- Sustentabilidade econômica \leftrightarrow nível da tarifa, subsídios e regime regulatório;
- Eficiência alocativa \leftrightarrow estrutura tarifária;
- Eficiência produtiva \leftrightarrow regime regulatório; e
- Justiça \leftrightarrow estrutura tarifária e várias obrigações contratuais, incluindo nível e velocidade dos investimentos, qualidade e regime regulatório.

Como vimos, a sustentabilidade financeira do operador está atrelada ao nível (valor) da tarifa, pois ele permite a cobertura dos custos e o alcance da taxa de retorno que absorverá o custo do capital do operador. Quando a tarifa não cobre todos os custos, pode ser necessário mecanismo de subsídio, como nas tarifas sociais. Nesses casos, é preferível que o subsídio seja financiado pelo governo do que pelos demais consumidores para evitar que a mudança dos preços relativos (dos consumidores que passariam a pagar maior tarifa) tenha impacto negativo no objetivo de eficiência alocativa da tarifa. A relação direta entre tarifa e risco deve estar refletida no regime regulatório. Em contextos muito arriscados, o regime de preço-teto, quando o prazo de revisão da tarifa for mais longo, pode levar a insustentabilidade financeira do operador.

Adicionalmente, o valor da tarifa atrelado aos custos totais tem que ser compatível com o objetivo de que esses custos sejam eficientes. O incentivo para minimizar custos é essencialmente definido no modelo tarifário de preço-teto, através do fator X que se transfere para a tarifa quando da definição do novo teto, nos momentos da revisão tarifária.

Quanto ao objetivo de justiça, este também tem clara relação com a estrutura tarifária na ponta da demanda, pois o valor da tarifa é idealmente definido para cada classe de consumo e consumidor em função da capacidade de pagamento do usuário e da sua elasticidade preço-demanda, ressalvado o problema da tarifa social. Novamente, também aqui ganha relevância o regime regulatório, pois o modelo de custo mais *mark-up* sobre custos, ou taxa de retorno, pode levar a aumento da tarifa para além do que o usuário é capaz de pagar.

2.5 Reflexões sobre o regime tarifário para o PISF

O desafio fundamental do operador é definir a tarifa do serviço que seja exatamente igual ao custo total eficiente que o operador incorreria para prestar o serviço. O problema é que o custo total é formado, de forma sintética, por dois componentes. O primeiro é o custo para prestar o serviço, que inclui custos administrativos e de operação e ainda pode incluir investimentos em melhoria do sistema que serão deferidos como custo ao longo do tempo esperado que os investimentos gerarão benefícios. O segundo é o custo de oportunidade do capital próprio que o operador aloca ao empreendimento. Ambos os componentes de custo são incertos e erros no seu dimensionamento implicarão em imprecisões no valor da tarifa.

Ao dimensionar uma tarifa que iguala o custo eficiente de prestar o serviço, sem o custo do capital, o regulador permite que o operador avalie a concessão como um investimento, cujo valor presente líquido é zero e a taxa interna de retorno (TIR) é o parâmetro que o operador usará para comparar com o seu custo de oportunidade desejado do capital. Se a TIR for menor, ele não aceitará participar do negócio. Se for igual (ótimo econômico), o negócio é atrativo para o operador e justo para o usuário e, se for maior, o negócio será ainda mais atrativo para o operador, porém prejudicará o usuário.

Nos serviços públicos de infraestrutura já consolidados, como nos setores elétrico, gás, água e saneamento, aeroportos, etc., o regulador pode utilizar o custo de estruturas semelhantes, já privatizadas, como referência para definir o custo e a tarifa do serviço que será privatizado. Mas em serviços específicos e incomuns, como a adução de água bruta em certas regiões através de canais de transposição de fontes de água de outras regiões, as referências

comparáveis de custo podem não existir. É provável, nesses casos, que o custo de partida definidor da tarifa contenha imprecisões que somente serão ajustadas ao longo do tempo, à medida que o regulador for conhecendo melhor os custos reais da atividade regulada.

O regime tarifário de taxa de retorno sobre custos (ou taxa de retorno sobre o capital investido), também conhecido como custo mais *mark-up* sobre custo, pressupõe um acompanhamento próximo dos custos do operador pelo regulador, pois a cada ano pode ser necessário ajustar a tarifa aos novos custos operacionais, investimentos realizados e custo do capital. Nesse regime, os ganhos de eficiência do operador, quando existentes, são transferidos para a tarifa anualmente. Por transferir praticamente todo o risco para o usuário, esse regime atende bem ao princípio da sustentabilidade financeira do operador, mas pode prejudicar a modicidade tarifária.

O regime tarifário de preço-teto, talvez o mais utilizado na regulação de serviços públicos de infraestrutura em todo o mundo, não requer informações contínuas e detalhadas sobre custo e demanda, pois seu objetivo é induzir o operador a baixar seus custos através de técnicas mais eficientes de produção. Nesse regime, o regulador estima o custo inicial que define o teto da tarifa que vigorará durante um determinado período, mas inclui um fator redutor da tarifa (fator *X*) para o próximo período tarifário. Teto e fator redutor vão se ajustando ao longo de intervalos maiores de tempo, mas em cada intervalo os concessionários autorizados a prestar o serviço dentro de uma mesma região podem modificar livremente os preços negociados com os vários tipos de clientes, desde que sua média permaneça igual ou inferior ao teto.

O principal argumento a favor do regime de regulação pelo preço-teto é o de que ele é menos vulnerável a ineficiências de custos e sobre-investimentos do que o regime de taxa de retorno sobre custos, pois o concessionário é incentivado a minimizar *todos* os custos. E assim, parte do aumento esperado na eficiência pode ser repassado aos usuários do serviço no próximo ciclo tarifário através do percentual que o regulador definiu para o fator *X*. Consequentemente, quanto menor for o ciclo tarifário ao cabo do qual haverá a revisão do preço-teto, mais esse regime se aproxima do modelo da taxa de retorno sobre custos. Por outro lado, ciclos tarifários demasiadamente longos podem prejudicar a modicidade tarifária, pois retardam a transferência para o usuário dos ganhos de eficiência do concessionário.

Concluímos dessa discussão que a calibragem adequada do tempo entre revisões tarifárias, em anos, é fundamental para eventual vantagem do regime de preço-teto em relação

ao da taxa de retorno. Outro aspecto a ser ponderado é que o regime de preço-teto transfere parte substancial do risco para o concessionário, pois se a tarifa não cobrir os custos ele terá que arcar com o prejuízo até a próxima revisão tarifária. O aumento do risco, por sua vez, eleva o custo do capital do concessionário, que aumenta a tarifa. Ao contrário, no regime de taxa de retorno o risco do operador é mínimo, pois as flutuações positivas ou negativas de custos são transferidas para o usuário. Isto diminui o custo do capital e a tarifa.

Feitas essas considerações, o mais recomendável para o PISF é um regime tarifário misto, com características de ambos os regimes, que permita o compartilhamento de riscos e benefícios entre o concessionário e os usuários. Algo que contenha incentivos para o operador reduzir os seus custos, como no regime de preço-teto, mas que ao mesmo tempo minimize o risco de mudanças não previstas no contrato regulatório, como no regime de taxa de retorno.

Seja qual for o regime, o regulador precisará conhecer e de algum modo monitorar as variáveis básicas que formam a tarifa, que são basicamente o custo do capital e o custo operacional. Entretanto, a receita tarifária e o custo operacional, a menos da depreciação de imobilizados e da amortização de eventuais intangíveis, são no fundo um fluxo de caixa, o que implica em o regulador também conhecer esta última variável em suas diversas formas, como será explicado na próxima seção.

2.6 O regulador e as finanças do operador

2.6.1 Custo médio ponderado do capital

Em uma perspectiva econômica, o custo médio ponderado do capital, muito conhecido pela sua sigla em inglês *WACC* – *weighted average cost of capital*, representa a remuneração justa do capital de uma empresa. É a remuneração que a empresa obteria se aplicasse no mercado os recursos recebidos do acionista e dos credores, ao invés de aplicá-los em suas próprias operações. Por essa razão, o cálculo do *wacc* é uma média entre os custos do capital de terceiros e próprio, ponderada pela composição das fontes de capital no capital total da empresa. A fórmula geral é:

$$r_c = r_e \frac{E}{E+D} + r_d (1 - t_c) \frac{D}{E+D} \quad (2)$$

onde:

r_c = custo do capital incorporado nos ativos da concessionária;

r_e = custo de oportunidade do capital próprio;

r_d = custo nominal do capital de terceiros, ou do endividamento;

t_c = alíquota do imposto de renda e contribuição social;

E = valor de mercado do capital próprio;

D = valor de mercado do capital de terceiros (dívidas).

O custo do capital próprio pode ser calculado através de um ajuste ao modelo *CAPM – Capital Asset Pricing Model*, aplicado às economias desenvolvidas, para capturar o risco específico de cada país subdesenvolvido. Segundo o CAPM, o retorno justo de um ativo arriscado é igual a uma taxa livre de risco mais um prêmio de risco, sendo este composto por um risco específico da concessionária ou do setor ao qual pertence, que reflete a qualidade da regulação, mais o risco do país, isto é:

$$r_e = r_f + \beta_e (r_m - r_f) + RP \quad (3)$$

onde:

r_e = retorno justo do ativo arriscado, igual ao custo do capital próprio da concessionária;

r_f = retorno em um ativo livre de risco;

r_m = retorno de mercado em uma economia desenvolvida;

$(r_m - r_f)$ = risco sistemático do mercado, ou risco não diversificável;

β_e = risco assistemático, medido pela correlação entre o risco específico da empresa e o risco de mercado, que é influenciado pelo regime regulatório;

RP = risco específico do país onde localizada a concessionária.

Da mesma forma, o custo do endividamento, r_d , também deve refletir o risco do país, ou seja:

$$r_d = r_f + RP, \quad (4)$$

que pode ser aproximado pela taxa de juros dos títulos públicos de longo prazo do país.

As fórmulas acima diferenciam os custos do capital próprio e de terceiros na formação de um custo único do capital para todos os ativos, representado pelo *wacc*. Mas no fundo, sob o ponto de vista da empresa concessionária, não há diferença na oportunidade de uso do recurso seja ele provido pelos sócios ou por credores. Uma vez captado o recurso e formado o passivo ou o patrimônio líquido, a oportunidade que a empresa renuncia ao aplicar o recurso em suas próprias operações seria reaplicá-lo no mercado ganhando a taxa de aplicação. Em outras palavras, a condição óbvia de o custo do capital próprio ser maior do que o de terceiros, por ser mais arriscado, se materializa objetivamente quando a empresa paga dividendos aos seus sócios, ou recompra suas cotas, a um custo maior do que sua taxa de aplicação, quando então

ela realiza um prejuízo econômico. Essa diferença reflete os vários elementos que influenciam o custo do capital, que incluem: alavancagem financeira, garantias, estrutura tarifária, regulação e riscos. Dentre estes últimos, podem ser citados os riscos de taxa de câmbio, político, setorial, de projeto e comercial.

2.6.2 Monitoramento

Para fins de ajustes na tarifa, o regulador pode monitorar o desempenho financeiro do regulado de forma perspectiva, através das demonstrações contábeis do operador, ou prospectiva, através de técnicas de avaliação baseadas na expectativa sobre os fluxos de caixa futuros do operador.

ROI – Retorno sobre o investimento

Caso o monitoramento ocorra pelas demonstrações contábeis do operador, uma das medidas mais importantes a ser acompanhada é o Retorno sobre o Investimento (*ROI – return on investment*). Esse indicador mede a taxa de retorno dos ativos operacionais, medido por:

$$ROI_t = \frac{LO_t}{AOM} \quad (5)$$

onde:

ROI_t = retorno sobre os investimentos operacionais, no ano t ;

LO_t = lucro operacional (ou $EBIT$ = *earnings before interests and taxes*) do ano t ;

AOM = ativos operacionais médios. Se o operador não realizou investimentos durante o ano, AOM = ativos operacionais no início do ano; se houve investimentos, é usual considerar AOM como a média aritmética dos saldos inicial e final dos ativos operacionais. Se o operador for uma empresa que tenha participações acionárias em outros empreendimentos, estes devem ser excluídos, pois não fazem parte da atividade principal do operador.

Uma vez que o ROI é tributado, o retorno dos ativos operacionais deve ser maior do que o $WACC$ pela parcela de imposto de renda e contribuição social, ajustada pela dedutibilidade fiscal da despesa financeira, caso o operador possua endividamento, isto é:

$$\begin{aligned} ROI - AIR * ROI + AIR * DF/D &= WACC \\ ROI - AIR * (ROI - DF/D) &= WACC, \text{ ou} \\ ROI &= WACC + AIR * (ROI - DF/D) \end{aligned} \quad (6)$$

onde:

AIR = alíquota de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro (no Brasil, 34%);

DF = despesa financeira;

D = endividamento.

Se o primeiro membro da equação acima for consistentemente maior do que o $WACC$, isto é, de forma não aleatória, o regulador terá que negociar a redução da tarifa com o operador, pois este estará obtendo lucros anormais em prejuízo da justiça ou modicidade tarifária para com o usuário. Se, ao contrário, o primeiro membro for menor do que o $WACC$, a tarifa precisa ser aumentada para que seja restabelecida a sustentabilidade financeira do operador.

Exemplo: Suponha que o operador requer um $wacc$ nominal de 10,50% ao ano. Seu ROI no mesmo ano foi de 12%, também nominal. Ele possui R\$ 2 milhões de endividamento, que geraram uma despesa financeira de R\$ 150 mil. A alíquota de imposto de renda e contribuição social é de 34%. Avalie o equilíbrio econômico-financeiro do operador.

Solução: ROI ajustado = $0,12 - 0,34 * (0,12 - 150.000 / 2.000.000) = 0,12 - 0,34 * (0,12 - 0,075)$

→ ROI ajustado = $0,12 - 0,0153 = 0,1047 = 10,47\%$ ao ano

$WACC$ requerido = 10,50% ao ano

Como o ROI é aproximadamente igual ao $WACC$ requerido, o equilíbrio-financeiro do operador está preservado.

Fluxos de caixa

Se o regulador monitorar o operador por técnicas de *valuation*, será necessário descontar a valor presente a expectativa de fluxos de caixa futuros esperados do operador, utilizando como taxa de descontos o $WACC$ contratado. Nesse caso, o parâmetro de aferição da presença ou não de lucros anormais será o valor presente líquido (VPL). Se o VPL for zero ou aproximadamente igual a zero, a tarifa estará adequadamente dimensionada; se for maior do que zero, o operador deverá obter lucros anormais; se for menor do que zero, a tarifa precisa ser majorada. Há várias medidas de fluxo de caixa, cada uma focando um aspecto específico da avaliação, conforme discutiremos a seguir.

Fluxo de caixa das operações – FCO

O fluxo de caixa das operações, FCO , é basicamente o lucro do operador mensurado por regime de caixa. Ele pode ser obtido, de forma indireta, excluindo-se do lucro operacional

antes da depreciação/amortização e impostos, ou *EBITDA – earnings before interests, taxes, depreciation and amortization*, apurado por regime de competência, as despesas que não sensibilizaram o caixa no período, isto é:

$$FCO = EBITDA - \text{variações nas contas operacionais do capital circulante líquido} \quad (7)$$

Os outros três fluxos de caixa são obtidos a partir do *FCO*.

Fluxo de caixa do acionista – FCA

Este indicador mostra o fluxo de caixa disponível para os acionistas em cada período, depois de a empresa cumprir seus compromissos com os credores. A lucratividade das ações da empresa é avaliada através deste indicador.

$$FCA = FCO - \text{fluxo de caixa para pagar as dívidas (juros e principal)}. \quad (8)$$

Fluxo de caixa das fontes de capital – FCFC

Este indicador mostra o fluxo de caixa disponível para os acionistas e credores. Permite uma visão panorâmica do valor da empresa. É mensurado da seguinte forma:

$$FCFC = FCO - IRCS \text{ (imposto de renda e contribuição social)}, \quad (9)$$

onde:

$$IRCS = AIR * LAIR$$

AIR = alíquota de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro (no Brasil, 34%);

LAIR = lucro antes do imposto de renda e contribuição social.

Fluxo de caixa livre – FCL

Este indicador é um dos mais utilizados na avaliação de empresas reguladas. Ele é similar ao *FCFC*, pois trata do fluxo de caixa disponível para acionistas e credores. A diferença é que o *FCL* inclui a dedutibilidade fiscal da despesa financeira na taxa de desconto, ao invés de incluí-la na despesa fiscal efetiva da empresa.

$$FCL = FCO - IRCS \quad (10)$$

Onde:

$$IRCS = AIR * (LAIR + \text{despesa financeira})$$

Observe que o *FCL* é essencialmente, em regime de caixa e em unidades monetárias, a expressão do *ROI* que mostramos antes em percentual e por regime e competência.

3. Modelo tarifário dos serviços de fornecimento de eletricidade e gás no Reino Unido

3.1 Introdução

Esta seção utiliza como fonte principal de pesquisa o relatório “*Public ownership of industries and services*”, de 31/5/2018, produzido pelo parlamento britânico, e informações colhidas no sítio da agência reguladora dos serviços de eletricidade e gás do Reino Unido.

A concessão a empresas privadas do direito de operar os serviços públicos de eletricidade e gás ocorreu no âmbito de um amplo programa de privatização implementado no Reino Unido na década de 1980, durante o governo da primeira-ministra Margareth Thatcher. Embora esse processo tenha continuado em anos posteriores, de modo que o período 1980-2010 passou a ser rotulado de “era da privatização”, o pico das privatizações ocorreu nos anos 80.

Os serviços de gás e eletricidade da Grã-Bretanha foram privatizados no ano de 1986 e 1989, respectivamente, quando foram criadas por leis federais as agências reguladoras Ofgas – *Office of Gas Supply* e OFFER – *Office of Electricity Regulation*. Posteriormente, no ano 2000, essas duas agências foram fundidas na Ofgem – *Office of Gas and Electricity Markets*, que é o braço operacional da autoridade regulatória GEMA – *Gas and Electricity Markets Authority*. A lei dividiu a cadeia de valor do mercado de energia em quatro categorias de empresas: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O consumidor doméstico só pode comprar sua energia residencial diretamente das empresas comercializadoras. Um sistema competitivo existe, embora imperfeito, nas comercializadoras e na geração. As etapas de transmissão inter-regional em alta tensão e a distribuição local, em cada cidade ou microrregião, são operadas por empresas monopolistas.

Os preços para o consumidor dos serviços de comercialização de eletricidade e gás permaneceram regulados até o fim dos anos 1990, quando o regulador avaliou que o nível de competição entre as empresas comercializadoras³ já permitia a retirada dessa regulação⁴. Cada

³ As empresas comercializadoras são denominadas de “fornecedoras” (*suppliers*) de energia.

⁴ Conquanto a Ofgem deixou de regular preços no mercado de comercialização de energia ao consumidor, ela continuou a supervisionar a estrutura desse mercado, por exemplo concedendo licença prévia a novas comercializadoras que desejasse entrar nesse mercado. A transmissão e a distribuição continuam com preços regulados. As empresas de geração também foram privatizadas, mas as novas empresas geradoras, sobretudo de fontes renováveis de energia, têm incentivo do governo através de um mecanismo denominado CfD – *Contract for Difference*, no qual a entrega de volumes futuros de energia tem preços garantidos, para assegurar o retorno dos grandes investimentos necessários nesses empreendimentos.

empresa comercializadora, doravante, passou a definir o preço do seu serviço e os consumidores passaram a escolher livremente sua empresa fornecedora de eletricidade e gás⁵, ponderando o preço e a qualidade do serviço nessa escolha.

As comercializadoras compram, no mercado livre (MAE – mercado de atacado de energia) ou diretamente das geradoras, o volume de energia que atende à demanda dos seus clientes varejistas. Segundo a agência reguladora, a permissão para que os usuários mudem de empresa fornecedora de acordo com sua satisfação exerce pressão sobre o mercado, promovendo preços, serviços e inovação mais eficientes nas comercializadoras de energia. Entretanto, a validade dessa afirmação depende do grau de concentração no mercado de comercialização de energia.

3.2 Mercado de comercialização de energia

O objetivo principal da regulação do mercado de energia, seja de preços ou somente operacional, é promover a competição e com isso beneficiar os consumidores com tarifas mais justas. O alcance desse objetivo é dificultado quando poucas grandes empresas dominam o mercado e com isso podem ter o poder de elevar excessivamente os preços, em prejuízo do consumidor. A esse respeito, a Ofgem tomou uma série de medidas para investigar possíveis anomalias no mercado de comercialização de energia e aumentar a competitividade, dentre as quais a solicitação para que o CMA – *Competition and Markets Authority* (equivale a um conselho de defesa econômica) avaliasse o grau de competição nesse mercado. O relatório do CMA, divulgado em 2016, concluiu que:

- Cerca de 70% dos usuários domésticos das *big six* estavam pagando muito caro pela tarifa variável de energia⁶;
- Esses usuários poderiam economizar até £ 300 por ano se dispusessem de alternativas mais baratas;

⁵ No Reino Unido, a eletricidade e o gás são combinados em uma única conta. O gás é consumido no sistema de controle da temperatura das residências e mais raramente para cozinhar, pois na maioria das residências se usa fogão elétrico.

⁶ A tarifa variável, também referida por tarifa *padrão*, é a tarifa básica da comercializadora. Quando ela não é escolhida pelo usuário, é também chamada de tarifa *default*. Seu valor varia com o preço que a empresa comercializadora paga por MWh ao comprar o insumo no MAE – Mercado de Atacado de Energia.

- O conjunto desses usuários estavam pagando cerca de £ 1,4 bilhões por ano a mais do que pagariam se o mercado de comercialização de energia britânico fosse inteiramente competitivo.

No mesmo relatório, o CMA propôs várias ações para aumentar a competitividade, cuja implementação vem sendo acompanhada pelo parlamento britânico. Embora não fazendo parte das propostas do CMA, no segundo semestre de 2018 o governo aprovou a Lei da (tarifa de) Eletricidade e do Gás para (consumidores) Domésticos (lei da tarifa-teto), que instituiu um sistema de teto para o valor da tarifa *básica* (tarifa de consumo) que as comercializadoras poderiam cobrar dos usuários. A Ofgem implementou essa lei a partir de 2019. Adiante neste relatório, apresentaremos as características desse sistema de tarifa-teto recentemente implementado no Reino Unido.

O sistema de regulação do setor elétrico, e a Ofgem, vem recebendo críticas sobre a pouca efetividade no seu papel de proteger os consumidores e promover a competição. A Comissão de Estratégia da Indústria, Energia e Negócios da câmara dos deputados, que analisou e concordou com a lei da tarifa-teto previamente à sua aprovação, fez duras críticas à agência reguladora:

Concluímos que a Ofgem prejudicou os consumidores, especialmente os mais vulneráveis, ao ser excessivamente cautelosa e reativa sobre os altos preços da tarifa variável básica. Ela deveria ter removido a obrigação de o usuário permanecer na tarifa básica até o fim do contrato e obrigado a comercializadora a mudar o consumidor para outro regime tarifário. A agência deve ser mais rápida e proativa no uso do seu poder de proteger o consumidor de tarifas abusivas no futuro.

3.3 Mudanças no mercado de comercialização de energia

O mercado de suprimento de energia aos consumidores residenciais vem passando por mudanças. Nos últimos anos, pequenas empresas foram autorizadas a comercializar energia. Também começou a surgir empresas públicas municipais, em pequenas e médias cidades, concorrendo com empresas privadas. Por exemplo, a prefeitura de *Nottingham City* adquiriu o controle da *Robin Hood Energy*, em 2015, e em 2018 já tinha 100 mil consumidores em sua base de clientes. Na eleição geral de 2017, o Partido Trabalhista defendeu a criação de empresas públicas locais, e de cooperativas, em todas as regiões do Reino Unido, para concorrer com as fornecedoras privadas. O governo escocês sinalizou sua intenção de participar no capital de uma comercializadora pública, sem fins lucrativos, no ano de 2021.

Algumas ideias surgiram sobre o modelo dessa empresa, a partir de uma consultoria da *Ernst & Young*: parceria com um fornecedor privado “orientado ao social”; compra de uma dessas empresas pelo governo; empresa pública regional, com capital partilhado pelos governos das cidades da região; etc.

3.4 O problema do monopólio na rede de infraestrutura

A infraestrutura de transporte da eletricidade e gás dificulta o sucesso das experiências de privatização do setor de energia. As linhas de transmissão de alta tensão e os gasodutos não podem ser gerenciados por empresas independentes, por trechos. O mesmo ocorre com a rede urbana dessas infraestruturas. Consequentemente, essa parte da cadeia de valor do setor de energia, quando privatizada, é operada por monopólios. Se esses monopólios forem ineficientes, pela ausência de competição ou por falhas no modelo de regulação, a parte comercial da cadeia é afetada, pois a tarifa faturada pela comercializadora contém uma parcela referente ao custo da infraestrutura, que é receita do monopolista.

No Reino Unido, a rede de distribuição de energia, e sua regulação, vem sendo criticadas por sua suposta alta lucratividade não refletir o baixo risco do negócio, segundo alguns parlamentares. Por exemplo, em fevereiro de 2018 uma comissão suprapartidária de 20 parlamentares solicitou que a Ofgem tomasse medidas para manter sob ‘rígido controle’ o lucro das empresas monopolistas da rede de infraestrutura de energia. Relatórios de organizações como o Conselho dos Cidadãos (*Citizen’s Advice*) e a Unidade de Inteligência sobre a Energia e o Clima (*Energy and Climate Intelligence Unit*) sugeriam que as companhias de distribuição de eletricidade e gás estavam obtendo lucros demasiados no corrente período regulatório. Em resposta, a Associação das (empresas) de Redes de Eletricidade (*Electricity Networks Association*) contra-argumentou que essa era uma avaliação falsa, pois os dados publicados pela Ofgem mostravam tendência de queda, nos últimos anos, dos custos da rede de infraestrutura transferidos aos consumidores. Na mesma linha, a principal empresa de transmissão de eletricidade em alta tensão, a *National Grid*, divulgou relatório destacando os benefícios dos investimentos futuros e dos custos em declínio no setor de rede de infraestrutura.

Em março de 2018, a Ofgem realizou consulta pública sobre uma nova regulação proposta para os setores de transmissão e distribuição de eletricidade e gás para o próximo

ciclo tarifário. O novo modelo de regulação, denominado RIIO⁷, foi programado para ser implementado em 2021 (2023, para a rede de distribuição de eletricidade). A consulta envolvia o custo do capital, tanto de terceiros como próprio, com proposta de redução da remuneração do capital próprio. Dieter Helm, professor da *University of Oxford* e consultor sobre regulação muito respeitado no Reino Unido e na Europa, produziu relatório independente⁸ criticando os níveis de retorno das companhias de transmissão e distribuição, e apresenta propostas para o governo reformar o sistema.

O Partido Trabalhista propôs, no manifesto da campanha de 2017, trazer de volta o setor de energia para o controle do Estado, não só criando empresas públicas no segmento de comercialização, mas estendendo também o controle ao setor de infraestrutura de redes através da alteração nas condições de licenciamento do Operador Nacional e Regional do sistema, e de uma legislação que permita a companhias públicas locais comprarem o grid regional de infraestrutura, além de assegurar que, no futuro, todo o sistema de redes de infraestrutura retorne à propriedade do poder público.

Entretanto, alguns parlamentares especializados no setor de energia argumentam que a política mais correta não seria a recompra dos ativos antes arrendados, mas a criação de um sistema municipalizado e localizado sob estrito controle do poder público. O próprio Partido Trabalhista se reposicionou e passou a advogar que os segmentos de transmissão, distribuição e comercialização sejam descentralizados, refletindo o aumento das tecnologias renováveis e o impacto que estas podem ter no grid. No fim de 2017, o governo avaliou que a privatização do grid de infraestrutura beneficiou o consumidor:

Os custos reduziram em 17% em termos reais em relação ao que eram na época da privatização. A eficiência operacional aumentou, por exemplo as despesas operacionais caíram aproximadamente 5,5% por ano na rede de distribuição de eletricidade desde a privatização. Os investimentos na rede são mais altos, na média do que período imediatamente antes da privatização e isto propiciou uma redução a interrupção do sistema em 40%, desde 2002. Também há registros de níveis recorde de satisfação do cliente com as redes de distribuição de eletricidade e gás.

⁷ RIIO significa: Revenues = Incentives + Innovation + Output

⁸Ver em:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/654902/Cost_of_Energy_Review.pdf

3.5 Controle de preços na comercialização: tarifa-meta

Em resposta a preocupações sobre o poder de mercado de algumas grandes empresas do segmento de comercialização, que estariam elevando excessivamente o preço da tarifa variável de energia, o parlamento aprovou em 2018 lei que estabelece um teto para esse tipo de tarifa. Até então, os preços eram livres.

A partir de 1 de janeiro de 2019, com a implementação da lei pela Ofgem, o preço da tarifa variável de energia, bem como a da tarifa fixa anual que o consumidor não renovou com a comercializadora⁹, passou a ter um teto (*cap*), que é revisto a cada 6 meses. Nesse novo sistema de preços regulados, as fornecedoras de energia continuam livres para negociar seus preços com o consumidor (e este pode trocar de fornecedora ao termo do contrato anual), desde que limitados ao teto estabelecido.

Esse sistema de preços controlados no mercado de comercialização é temporário. A lei definiu que o prazo máximo de vigência é até 2023. Para ir além desse ano, teria que ser aprovada nova lei. No fim de cada ano o regulador faz um balanço para o governo avaliando como está a competitividade no mercado de comercialização. A partir desse relatório, o governo decide se continua com o sistema por mais um ano, até 2023.

3.5.1 Detalhes do modelo

Depois de algumas consultas públicas, o regulador decidiu que o teto da tarifa básica *default*, padronizada por Kwh, seria calculada pelo somatório dos seguintes itens de custo da comercializadora de energia:

$$TTD = CEML + CIER + CPP + CO\&A + PDD + PRT + PIN + VAT + CML \quad (11)$$

onde:

TTD – valor teto (máximo) da tarifa básica *default*;

CEML – custo médio da eletricidade e do gás no mercado livre;

CIER – custo da infraestrutura de rede (transmissão e distribuição);

CPP – custo de políticas públicas para incentivar inovação e geração de energia limpa;

CO&A – custo operacional e administrativo;

PDD – provisão para devedores duvidosos;

⁹ Essa situação ocorre quando o usuário esquece de renovar seu contrato de tarifa fixa anual. Automaticamente a comercializadora o coloca na tarifa *default* (variável), que é mais cara.

PRT – provisão para rebalanceamento da tarifa aos custos;

PIN – provisão para incerteza;

VAT – tributos sobre o valor agregado;

CML – custo da margem de lucro da comercializadora.

Os valores da tarifa básica, por modalidade de pagamento (débito direto, crédito, pré-pagamento anual), foram calculados com base na fórmula acima inicialmente para o ano de 2017, sendo atualizados pela inflação para o início do ano de 2019 e, a partir daí, revisto a cada 6 meses. O teto anual em 2017, para consumidores domésticos (envolve residências e pequenos negócios) foi de £ 998, duplo *fuel* (eletricidade e gás), para pagamento via débito direto; e £ 1.074 para pagamentos por crédito padrão. Atualizados para o primeiro trimestre de vigência do teto (jan/mar 2019)¹⁰, os mesmos valores passaram a ser £ 1.138 e £ 1.221, respectivamente.

O modelo de tarifa-teto mostrado na Equação (11), temporariamente adotado pelo Reino Unido no segmento de comercialização de energia, é conceitualmente bastante simples. O teto aplicado a um tipo de tarifa específico é, nesse caso, só uma referência para o preço máximo que as empresas poderiam cobrar do consumidor. Como há várias empresas comercializadoras de energia (em torno de 60), que atuam com um certo grau de competição para atrair o consumidor¹¹, a receita da comercializadora é função do preço da energia que ela efetivamente cobra do seu cliente, que não pode ultrapassar o último teto estabelecido enquanto vigorar a regulação.

Em termos técnicos, o modelo da Equação (11) é do tipo preço-teto. Ele contém basicamente dois componentes: (i) custos estimados da comercialização de energia; (ii) retorno do capital, no modelo chamado de “custo da margem de lucro da comercializadora”. Entretanto, como visto na Seção 2 deste relatório, quando o teto é estabelecido para períodos muito curtos, nesse caso somente seis meses, o preço-teto passa a ser na prática um modelo de custos ou taxa de retorno.

O regulador está incentivando e coordenando, em paralelo a essa regulação provisória de preços, várias ações para tornar o mercado de comercialização de energia mais eficiente no Reino Unido. O papel principal do regulador, em segmentos não monopolistas do mercado de

¹⁰ A correção pela inflação só incidiu sobre os itens fixos de custo. Os elementos variáveis, por exemplo, o custo da energia, foram considerados a custo corrente.

¹¹ Apesar da grande quantidade de empresas, não há competição plena, pois apenas 6 grandes empresas dominam a maior parte do mercado. Por isso a decisão do governo de estabelecer temporariamente um teto para a tarifa *default*.

utilities, é promover a competição, tornar os mercados mais eficientes, e não regular preços. Com isso estará protegendo e promovendo os interesses do consumidor. A esse respeito, a Ofgem avalia que o mercado de comercialização será bastante aperfeiçoado nos próximos 10 anos com as ações que estão em andamento, sendo exemplos a implantação de medidores inteligentes de consumo de energia nas unidades consumidoras; cobrança do consumo pelo preço vigente a cada 30 minutos no mercado de atacado de energia; mudança mais rápida e confiável do fornecedor de energia, se for este o desejo do consumidor; ampliação das licenças para novas empresas fornecedoras entram no mercado, inclusive empresas de capital público; etc.

3.5.2 Detalhamento das variáveis

No site da Ofgem, podem ser visualizadas e baixadas a metodologia e planilhas de cálculo de cada uma das nove variáveis de custo da Equação (11). Mais detalhes sobre cada uma dessas variáveis estão resumidos no Quadro 1 a seguir.

Quadro 1 - Categorias de custos consideradas no modelo de preço-teto do Reino Unido, serviços de eletricidade e gás

Componente do custo	Descrição
CEML - Custos médio do KWh, da energia e do gás, no mercado livre de atacado	<ul style="list-style-type: none"> Custos diretos em contratos futuros de gás e eletricidade, para entrega no período coberto pelo preço-teto, incluindo provisões para formalização da transação, erros de previsão e desbalanceamento, e custos de transação. Pagamentos no mercado de capacidade¹² de energia.
CIER – Custos da infraestrutura de rede	<ul style="list-style-type: none"> Todos os custos da infraestrutura de transmissão e distribuição de eletricidade e gás. Custos para reequilibrar o uso dos serviços do sistema.
CPP – Custos de políticas públicas	<ul style="list-style-type: none"> Custos associados a incentivos para a geração de energia renovável. Inclui contratos de energia renovável e de baixo-carbono (<i>Renewable Obligation</i> - obrigação de promover geração de energia renovável); contratos de diferenças (<i>CfD – contracts for difference</i>, diferença entre o preço fundamentalista da geração de energia renovável e o preço médio no mercado de atacado); e custos da energia auto-gerada em residências (<i>FiT – Feed-in Tariffs</i>). Custos associados à obrigação de a companhia investir em eficiência energética (<i>ECO – Energy Company Obligation</i>). Custos de fornecer energia às pessoas pobres, de acordo com o programa <i>WHD – Warm Home Discount</i> (aquisição de energia a preço mais baixo, para calefação das residências de pessoas pobres).

¹² Mecanismo criado pelo governo para assegurar que a oferta de energia iguale a demanda em momentos de estresse do sistema, por exemplo, quando há pouco vento para mover as turbinas eólicas, ou pouca iluminação nas placas fotovoltaicas que captam a energia solar. As geradoras, demandadas pelo Operador Nacional do Sistema (National Grid), fazem ofertas extras no mercado de capacidade, para reequilibrar a demanda e evitar subida excessiva dos preços.

	<ul style="list-style-type: none"> • C custos de prover assistência a áreas com alto custo de distribuição de eletricidade (<i>AAHEDC – Assistance for Areas with High Distribution Costs</i>)
O&A – Custos operacionais e administrativos	<ul style="list-style-type: none"> • C custos operacionais internos das empresas fornecedoras de energia, incluindo: <ul style="list-style-type: none"> ◦ Sistema de medição do consumo de cada cliente (inclui medidores inteligentes); ◦ Venda e publicidade (inclui comissões pagas a sítios de comparação de preços ou a intermediários); ◦ Custos de faturamento e de processamento dos recebimentos; ◦ Custos de atendimento aos clientes; ◦ Custos indiretos do escritório central (inclui custos de TI – tecnologia da informação); ◦ Custos da companhia de comunicação de dados (<i>DCC – Data Communications Company</i>) e da energia eficiente GB (<i>SEGB – Smart Energy GB</i>), custos com a Elexon (empresa de TI que permite as ofertas de compra e venda de energia de cada fornecedora com o mercado livre de energia, e eventualmente disparar lances de rebalanceamento para o Operador Nacional do Sistema); e com a Xoserve (provedor central de dados do sistema de gás no Reino Unido), além de outras obrigações da indústria, especificamente relacionadas com a distribuição de energia; ◦ Custos de depreciação e amortização associados a investimentos de capital realizados no passado.
PDD – Provisão para devedores duvidosos	<ul style="list-style-type: none"> • Acréscimo no custo para refletir o fornecimento de crédito padrão aos clientes: <ul style="list-style-type: none"> ◦ Para os clientes que pagam a conta através de débito direto, o acréscimo será uma parte da provisão de inadimplência dos clientes financiados por crédito padrão, refletindo também os benefícios no capital de giro decorrente do pagamento a vista; ◦ Para os clientes financiados a crédito padrão, o acréscimo corresponderá ao restante da provisão de inadimplência, bem como o custo da necessidade de capital de giro para esse tipo de método de pagamento.
PRT – Provisão para rebalanceamento da tarifa aos custos	<ul style="list-style-type: none"> • Provisão adicional para rebalancear a tarifa aos custos. Contempla principalmente uma provisão para padronização de custos sazonais de meses e horários de pico de demanda para uma base horária.
Custo da margem de lucro da distribuidora (<i>EBIT</i>)	Percentual de lucro operacional que reflete um retorno normal (justo) do capital da empresa distribuidora de energia.
Provisão para incertezas (<i>Headroom</i>)	Valor fixo, em torno de 1,46% dos demais custos (exceto custos de infraestrutura de rede e VAT), para amortecer eventuais efeitos de mudança de conjuntura nos custos estimados, exceto variação de preços.
Impostos sobre o consumo (VAT)	Imposto sobre o valor agregado, estabelecido em 5% dos custos totais.

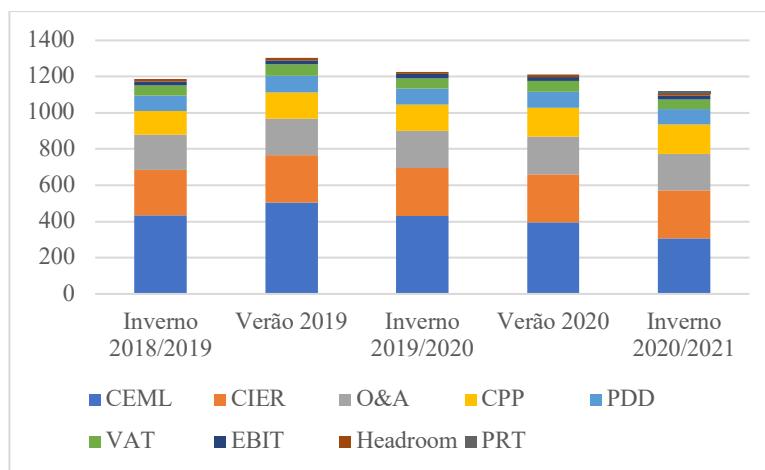
3.5.3 Evolução do preço-teto desde a implantação do controle de preços

O Gráfico 1 a seguir mostra a evolução da tarifa-teto *default*, para clientes que pagam a tarifa através da modalidade de crédito padrão. O custo da energia, que varia com o consumo, tem maior peso na composição da tarifa, seguido do custo da infraestrutura de rede e dos custos operacionais e administrativos. O custo de políticas públicas, predominantemente direcionado

a incentivar a substituição de fontes fósseis de energia por geração limpa e renovável, também tem um peso importante na composição da tarifa. O custo de perdas por venda de energia a crédito é significativo, em torno de 8,5% da receita líquida, e o dos impostos sobre o consumo é da ordem de 5,4%. O custo do capital, em torno de 2,0% da receita, com exclusão do VAT e da PDD, pode ser considerado baixo. Uma provável explicação para isto é que o custo de uma comercializadora de energia é quase todo formado por capital de giro muito rápido, posto que é recuperado mensalmente na tarifa.

De uma forma geral, parece que o controle de preços está gerando o objetivo desejado de reduzir a tarifa *default*, pois o principal elemento que gerou essa regulação foi o componente variável do custo, que no PISF estamos chamando de tarifa de consumo. Visivelmente, esse componente, representado pela barra azul no Gráfico 1, começou a cair significativamente a partir do verão de 2019, enquanto os demais componentes de custo permanecem mais ou menos estáveis.

Gráfico 1: Regulação serviços de eletricidade e gás no Reino Unido, cliente crédito padrão: valores de referência (£/Kwh/ano)



Na Seção 7 deste relatório, analisaremos com maior profundidade o modelo de controle de preços adotado para o segmento de Infraestrutura de Rede, que envolve a transmissão e distribuição de energia. Esse segmento é operado por uma única empresa em cada uma das 14 diferentes regiões que o Reino Unido foi dividido para fins de malha do setor de energia. Por ser um monopólio, se assemelha mais às características do PISF.

4. Modelos Tarifários de *Utilities*, no Brasil

4.1 Sabesp – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo

A Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - Sabesp é uma empresa brasileira que detém a concessão dos serviços públicos de saneamento básico no Estado de São Paulo. Seu principal acionista é o governo do Estado de São Paulo, que controla a gestão da companhia. Na edição 2004/2005 da *Masons Water Yearbook* a Sabesp foi considerada a sexta maior operadora de serviços de água e esgoto do mundo.

De acordo com o site oficial da Sabesp, sua estrutura tarifária é composta por um conjunto de tarifas e regras que são aplicadas ao seu faturamento. Os usuários são divididos em 4 categorias, a saber:

- I. residencial, a ligação usada exclusivamente em moradias;
- II. comercial, a ligação na qual a atividade exercida estiver incluída na classificação de comércio estabelecido pelo IBGE;
- III. industrial, a ligação na qual a atividade exercida estiver incluída na classificação de indústria estabelecida pelo IBGE;
- IV. pública, quando a ligação for usada por órgãos dos Poderes Executivo, Legislativo, Judiciário, Autarquias e Fundações vinculadas aos Poderes Públicos; e
- V. outros, quando ligação nas quais as atividades exercidas estiverem excluídas das categorias nos incisos I a IV.

Para essas categorias, os valores são estabelecidos conforme 4 faixas de consumo (até 10 m³, de 11 a 20 m³, de 21 a 50 m³ e acima de 50 m³). Existem ainda faixas de consumo diferentes para as categorias residencial social e residencial favelas, quais sejam: até 10 m³, de 11 a 20 m³, de 21 a 30 m³, 31 a 50 m³ e acima de 50 m³.

A Sabesp possui tarifas diferenciadas para a população com menor poder aquisitivo e para entidades assistenciais sem fins lucrativos, se atendidas condições de elegibilidade determinadas pelo órgão regulador. Além disso, há tabelas tarifárias próprias para grandes consumidores e para os municípios em que a Sabesp fornece água ao atacado e disponibiliza tratamento dos esgotos por eles coletados.

O Decreto Estadual nº 41.446, de 16 de dezembro de 1996, regulamenta os serviços prestados pela Sabesp e seu sistema tarifário. Conforme tal decreto, o cálculo das tarifas dos

serviços de água e esgoto deve considerar as peculiaridades da prestação desses serviços e diversidades das regiões geográficas, além de obedecer aos critérios:

- i) categorias de uso;
- ii) capacidade de hidrômetro;
- iii) característica de demanda e consumo;
- iv) faixas de consumo;
- v) custos fixos e variáveis;
- vi) sazonalidade;
- vii) condições socioeconômicas dos usuários residenciais.

O consumo mínimo de água a ser cobrado por ligação ou economia residencial, nunca será inferior a 10m³ por mês. Além disso, as tarifas serão determinadas com base nos custos de referência, de acordo com a seguinte composição:

- i) despesas de exploração;
- ii) depreciação, provisão para devedores duvidosos e amortização de despesas; e
- iii) remuneração adequada do investimento reconhecido.

A revisão tarifária deve ocorrer periodicamente no mínimo uma vez ao ano, através de índices que refletem a evolução de custos da Sabesp. Para tal, considera-se revisão a alteração da expressão monetária dos níveis das tarifas para recompor seu poder aquisitivo real, conforme Nota Técnica NT F-0043-2020 da Arsesp (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo).

Nessa Nota Técnica (NT) estão dispostos os aspectos e os componentes metodológicos necessários à determinação da receita requerida (RR) da Sabesp, em que se destaca os princípios regulatórios da transparência, simplicidade e estabilidade de regras e o *trade-off* entre modicidade tarifária, equilíbrio econômico-financeiro da prestadora e a universalização dos serviços prestados. Nesse sentido, pondera-se sobre a necessidade de certa flexibilidade no conceito de estabilidade das regras em favor dos outros princípios nos estágios iniciais de aplicação de modelos regulatórios por incentivos, como no caso da Sabesp, até que o modelo regulatório atinja maturidade e eficiência.

Assim, tem-se que a metodologia tarifária da Sabesp baseia-se em um modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e tem por objetivo calcular a tarifa de equilíbrio (P₀) que garante que o Valor Presente Líquido (VPL) do ciclo tarifário seja igual à zero, dado um custo de oportunidade igual ao Custo Médio Ponderado de Capital (*WACC*, do inglês *Weighted Average*

Capital Cost). Portanto, é uma metodologia de definição da tarifa que considera informações futuras, trazidas ao presente. A definição dessa tarifa de equilíbrio está de acordo com o regime tarifário do preço-teto, pois, conforme Seção 2.3.1, o preço definido como teto deve ser aquele que gera um fluxo de caixa livre para o operador igual à remuneração do seu capital ajustado ao risco do negócio. Destaca-se que também são utilizadas informações históricas para a análise de alguns componentes e definição de metas e padrões do ciclo tarifário.

Na NT F-0043-2020 de Revisão Tarifária Ordinária da Sabesp, especificamente, foram desenvolvidos aprimoramentos metodológicos para alguns componentes, considerando os fatos ocorridos e experiência regulatória do ciclo tarifário anterior. A fórmula adotada no cálculo do P0 está demonstrada a seguir:

$$RR = BRRL_0 - \frac{BBRL_t}{(1 + r_{wacc})^t} + \sum_{t=1}^t \frac{OPEX_t + PPP_t + Perf_t + RINC_t + Imob_t + IRCS_t + VarWK_t + FMS_t + PDI_t - RI_t - OR_t}{(1 + r_{wacc})^t} \quad (12)$$

$$P0 = \frac{RR}{\sum_{t=1}^t \frac{V_t}{(1 + r_{wacc})^t}} \quad (13)$$

Em que:

RR = Receita requerida no ciclo tarifário.

BRRL₀ = Base de remuneração regulatória líquida de depreciações, que inclui o estoque inicial de capital circulante.

BRRL_t = Base de remuneração regulatória líquida ao final do ciclo tarifário, atualizada por mecanismo de *rolling forward*, no qual se deduz a depreciação técnica acumulada e são adicionados os investimentos e a variação de capital circulante.

t = Número de anos do ciclo tarifário (igual a 4).

r_{wacc} = Custo de Capital.

OPEX_t = Custos operacionais, administrativos e de comercialização no ano *t*.

PPP_t = Contraprestação das parcerias público-privadas e dispêndios com locação de ativos no ano *t*.

Perf_t = Bônus dos contratos de performance no ano *t* (quando não relacionados a formação de ativos).

RINC_t = Receitas irrecuperáveis no ano *t*.

Imob_t = Investimentos imobilizados no ano *t*, acrescidos de Juros sobre Obras em Andamento Regulatórios (JOAR).

IRCS_t = Imposto de renda e contribuição social no ano *t*.

VarWK_t = Variação do capital circulante remunerável no ano *t*.

FMS_t = Dispêndios dos fundos municipais de saneamento no ano *t*.

PDI_t = Custos com pesquisa, desenvolvimento e inovação no *t*.

RI_t = Receitas indiretas regulatórias compartilhadas no ano *t*.

OR_t = Outras receitas regulatórias compartilhadas no ano *t*.

P0 = Tarifa média máxima (ou Preço Máximo) que assegura o equilíbrio econômico-financeiro da Sabesp no ciclo tarifário.

V_t = Volume faturável total para o ano *t*.

O preço máximo (P_i) garante o equilíbrio econômico-financeiro da prestadora em toda área de atuação e custos eficientes projetados para o ciclo tarifário. Assim, a empresa é incentivada a buscar permanentemente a redução de seus custos. Dessa forma, obtém-se uma tarifa média, expressa em reais por metro cúbico, que reflete o custo da prestação dos serviços de água e esgoto para determinado ciclo tarifário.

Os elementos da fórmula são estimados a preços constantes para todo o ciclo. Isso evita a necessidade de projeções de inflação e permite o cálculo do valor apropriado e a obtenção de estimativas mais adequadas de cada componente. O fluxo de caixa é calculado em termos de anos civis e os ajustes para a data-base são feitos apenas em termos inflacionários. Dessa forma, o P0 estará a preços relativos do final do último ano civil do ciclo tarifário encerrado e deve ser ajustado, com base no Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), para a data de aplicação.

Durante o ciclo tarifário, para o ajuste anual de P0, quando do processo de Reajuste Tarifário Anual (RTA), consideram-se três fatores. Primeiramente, a atualização monetária pela inflação acumulada, baseada na evolução do IPCA dos 12 meses anteriores à data-base. O segundo fator é o de compartilhamento da eficiência, denominado Fator X, o qual transfere aos usuários parte dos ganhos de produtividade obtidos pela empresa, por meio de redução real estabelecida em metodologia específica. Por fim, há o índice Geral de Qualidade (Fator Q), cujo objetivo é manter os padrões de qualidade dos serviços prestados ao usuário. Ressalta-se que o Fator Q poderá gerar uma redução tarifária, porque pode assumir valores positivos ou negativos. A fórmula desse reajuste é apresentada a seguir:

$$P_t = P_{t-1} * (1 + IPCA - X - + Q) \quad (14)$$

Em que:

P_t = Tarifa Média Máxima (Preço Máximo) a ser aplicada durante o ano tarifário.

IPCA = Variação percentual do Índice de Preços ao Consumidor Amplo do IBGE nos 12 meses anteriores à data-base.

X = Fator X determinado para o ciclo tarifário em percentual.

Q = Fator Q determinado para o ciclo tarifário em percentual.

A fórmula da receita requerida da Sabesp pode ser analisada conforme sua composição em 3 partes. A primeira consiste na base de remuneração regulatória, que garante os recursos necessários para financiar a continuidade das atividades de curto prazo. A segunda parte contém os custos necessários à prestação do serviço. Por fim, a terceira parte contém componentes de redução da tarifa referentes às receitas regulatórias compartilhadas no ano.

A partir da análise da fórmula da receita requerida e do P0, é possível definir a categoria de regime regulatório ao qual ela se enquadra. As possíveis categorias (conforme Seção 2.3.1) são: custo mais *mark-up*, preço-teto ou híbrido.

Retomando brevemente a descrição das categorias, tem-se que no regime de custo mais *mark-up*, a receita requerida corresponde ao custo total estimado da prestação do serviço. Esse custo é desdobrado em componentes e inclui também o custo de capital. No preço-teto, o regulador estabelece um limite máximo para a tarifa média do serviço ou para a receita que pode ser gerada em função de determinada demanda esperada pelo serviço. Esse regime provê incentivos ao operador para que ele busque eficiência de produção, pois o lucro será maior quanto mais os custos estiverem abaixo do teto.

O último modelo possível é o regime híbrido ou misto. Esse regime possui características do custo mais *mark-up* e do preço-teto. O modelo mais comum fixa a preço-teto para os custos que o operador consegue controlar e permite a flutuação da tarifa-teto para os custos sobre os quais o operador não tem controle. Assim, é incentivada a eficiência em relação aos custos controláveis, como no regime do preço-teto. Contudo, ao mesmo tempo, há a flexibilidade da tarifa para os custos não controláveis, como no modelo do custo mais *mark-up*.

A estrutura tarifária da Sabesp é considerada como regime de preço-teto, pois define uma tarifa média máxima em que o fluxo de caixa livre do operador se iguala à remuneração do capital ajustado ao risco do negócio. Destaca-se que esse preço máximo, denominado P0 (Equação 13), é calculado uma vez a cada ciclo tarifário (4 anos), com base na fórmula da Receita Requerida (Equação 12). Adicionalmente, o valor da tarifa é reajustado anualmente

(conforme Equação 14) com base no IPCA, no Fator X de produtividade e no IGQ (Índice Geral de Qualidade).

Trata-se a seguir aos principais tipos de obrigações do operador, elencados na Seção 2.3.2, a terceira revisão tarifária da Sabesp estabelece regras quanto ao tamanho e tempo dos investimentos e quanto à qualidade do serviço prestado.

Com relação aos investimentos, a Sabesp deve apresentá-los de forma detalhada em seu Plano de Negócios. Esses investimentos devem estar segregados em Água e Esgoto, com valores projetados para desembolso, na data prevista de imobilização. Dentro de cada um desses grupos, devem ser apresentados os investimentos diretos (relacionados à expansão e reposição dos sistemas), os investimentos em desenvolvimento operacional e institucional e as despesas capitalizáveis (relacionadas principalmente ao desenvolvimento de obras de engenharia). A Sabesp também deverá apresentar a projeção do quantitativo físico e premissas de como foram feitas as projeções de imobilização.

No tocante à qualidade do serviço prestado pelo operador, conforme mencionado anteriormente, no processo de reajuste tarifário anual, o P0 é ajustado anualmente pela inflação acumulada (IPCA) descontada de um fator de produtividade, (Fator X), e adicionada de um fator de qualidade, denominado Índice Geral de Qualidade (IGQ). Ressalta-se que o IGQ pode gerar uma redução tarifária, pois pode assumir valores positivos ou negativos. O objetivo do IGQ é manter os padrões de qualidade dos serviços prestados ao usuário. Esse índice considera 4 indicadores:

- a) Indicador de Ligações Factíveis de Esgoto – ILFE
- b) Indicador de Descumprimento de Reposição de Pavimento – IDR
- c) Indicador de Vazamentos Visíveis por Extensão de Rede – IVV
- d) Indicador de Reclamações de Usuários Relacionadas à Falta de Água e Baixa Pressão – IRFA

As metas de desempenho anual para cada um desses indicadores serão definidas na nota técnica de cálculo da Tarifa Média Máxima (P0). Destaca-se que a definição dessas metas considerará os valores desses indicadores consolidados do ano anterior.

4.2 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL divulga a regulamentação de seus processos tarifários por meio dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, cuja

estrutura foi aprovada pela Resolução Normativa nº 435 de 2011. O documento define a estrutura tarifária da ANEEL como um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, de maneira a refletir as **diferenças dos custos regulatórios da distribuidora** entre subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

Especificamente, a estrutura tarifária da ANEEL compreende a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE) que se diferenciam por:

- Postos tarifários: critérios temporais, isto é, a depender do horário, são aplicados diferentes critérios para cálculo da TUSD e TE.
- Faixa de tensão: grupos/subgrupos tarifários; e
- Modalidade tarifária: são modalidades que definem a aplicação diferenciada da TUSD e da TE, tendo por base os grupos definidos e/ou as horas de utilização do dia e/ou a demanda de potência.

A TUSD é o valor monetário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, que demonstra o faturamento mensal dos usuários pelo uso do sistema de distribuição. Já a TE é o valor monetário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, que demonstra o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia de contratos especificados por ela. Os componentes tarifários da TUSD e da TE são apresentados no Quadro 2.

Quadro 2: Componentes tarifários da TUSD e da TE da ANEEL

Componentes tarifários da TUSD	Componentes tarifários da TE
-	<p>TE energia: é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor</p>
<p>TUSD transporte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • TUSD FIO A: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros • TUSD FIO B: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, e compreende o custo anual dos ativos (CAA) e o custo de administração, operação e manutenção (CAOM) 	<p>TE transporte: é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu;</p>
<p>TUSD encargos: parcela da TUSD que recupera os custos de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética – P&D_EE; taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE; contribuição para o operador nacional do sistema elétrico – ONS; quota da conta de desenvolvimento energético – CDE; e programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica – PROINFA</p>	<p>TE encargos: é a parcela da TE que recupera os custos de encargos de Serviços de Sistema – ESS e encargo de Energia de Reserva – EER; pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética – P&D_EE; contribuição sobre uso de recursos hídricos – CFURH; e quota da conta de desenvolvimento energético – CDE.</p>

<p>TUSD perdas: parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com perdas técnicas do sistema da distribuidora, perdas não técnicas, perdas na rede básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e receitas irrecuperáveis</p>	<p>TE perdas – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.</p>
--	---

Sobre a TE, tem-se ainda as Bandeiras Tarifárias, que têm como objetivos principais sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional à TE e equalizar parcela de custos relativa à aquisição de energia elétrica, cuja flutuação é governada por variáveis operativas do SIN. A ANEEL define mensalmente a Bandeira Tarifária a ser aplicada no mês subsequente, considerando informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), bem como as estimativas de custos a serem cobertos pelas Bandeiras Tarifárias e a cobertura tarifária das distribuidoras.

A partir do Quadro 2, observa-se que a estrutura da ANEEL tem como componentes tarifários, ou **custos regulatórios**, as seguintes funções de custo: **Transporte, Perdas, Encargos e Energia** comprada para revenda. Tais custos regulatórios, em se tratando das Concessionárias de Distribuição, se dividem em receita requerida e receita anual. A primeira é obtida nos processos de revisão tarifária, e a segunda deve-se aos processos de reajuste tarifário. Ressalta-se que a ANEEL regula a revisão tarifária das Permissionárias de Distribuição, não consideradas no presente relatório.

Em observância aos componentes tarifários da TUSD e da TE, percebe-se que a receita tem por base o custo regulatório, dividido em funções de custo. Desta maneira, pode-se dizer que a agência utiliza de componentes de regulação que se aproximam ao custo mais mark-up, conforme definido na Seção 2.3.1 do relatório. Em outras palavras, o regulador busca igualar sua receita à estimativa de custos totais para a prestação do serviço, que serão repassados aos usuários finais.

Revisão tarifária das Concessionárias de Distribuição

Na revisão tarifária das concessionárias de distribuição é calculada a receita requerida e a posterior abertura tarifária. A receita requerida, aplicada ao mercado de referência, tem por objetivo assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Na revisão tarifária são criadas as tarifas por modalidades da estrutura tarifária e níveis de tensão. A receita requerida é calculada por:

$$Receita\ requerida = VPA + VPB \quad (15)$$

Em que,

VPA = valor da parcela A, que incorpora os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive a geração própria, os encargos setoriais, e as receitas irrecuperáveis; e

VPB = valor da parcela B, que incorpora os custos típicos da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, quais sejam: custos de administração, operação e manutenção (CAO&M), o custo anual dos ativos, o fator de ajuste de mercado, o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade e as outras receitas.

Na parcela B, os custos de CAO&M são formados pelos custos operacionais e pelas receitas irrecuperáveis. Para a ANEEL, os custos operacionais são os custos com pessoal, materiais, serviço de terceiros, outros custos operacionais, tributos e seguros relativos à atividade de distribuição e comercialização de energia elétrica.

No cálculo dos custos operacionais, o objetivo é definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, a fim de assegurar a prestação de serviço adequada e a capacidade de serviço dos ativos inalterada durante sua vida útil. Para tanto, observam-se os custos praticados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos e as características das áreas de concessão, sendo que, a identificação do nível eficiente de custos é dada pela comparação entre as distribuidoras, por meio de um método de *benchmarking* que leva em consideração as características de cada concessionária. A partir disto, é estabelecida uma meta de custos operacionais a ser atingida ao longo do ciclo tarifário, e que, portanto, será utilizada como referência no cálculo da Parcela B.

Desta observação, depreende-se então que, além de a estrutura tarifária da ANEEL aproximar-se do custo mais mark-up, no que se trata do estabelecimento da receita a partir das funções de custo, conforme dito anteriormente, este também se aproxima do modelo preço-teto (conforme apresentação na Seção 2.3.1), visto que o modelo busca estabelecer uma meta de custos, dada pelo chamado nível eficiente de custos.

Ademais, ainda na revisão tarifária, compara-se a meta regulatória com a cobertura de custos operacionais presente na tarifa, denominada Receita de Custos Operacionais. A partir da diferença entre a meta e a receita de custos operacionais, calcula-se uma trajetória regulatória, em que parte da diferença será incorporada na revisão tarifária e a parcela restante será utilizada no cálculo do componente T do Fator X, o que também é característica da

regulação pelo preço-teto. Ressalta-se que esta meta não é algo a ser alcançado e sim uma referência a ser utilizada no cálculo da Parcada B ao final do ciclo.

Outro valor considerado na parcela B é o custo anual dos ativos, onde está inserido, dentre outros fatores, a remuneração do capital próprio da distribuidora, calculada pelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) e a remuneração do capital de terceiros, formada pela rentabilidade e pelo custo de emissão das debêntures emitidas por empresas do setor elétrico. Desta observação, depreende-se então que a estrutura tarifária da ANEEL considera também a remuneração do capital, tendo, portanto, características também do modelo de custos mais *mark-up* (conforme apresentação na Seção 2.3.1).

Além disso, dentro do custo anual dos ativos está presente o custo das instalações móveis e imóveis da empresa. Assim, percebe-se que a estrutura tarifária considera o impacto dos investimentos realizados pela distribuidora, que é uma das obrigações desta, conforme explicitado na Seção 2.3.2 do relatório.

A parcela B ainda possui um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade, que são um conjunto de indicadores observados para avaliação da qualidade do serviço prestado. Desta maneira, o prestador do serviço é incentivado a manter e melhorar o nível de qualidade do serviço prestado, o que também é uma de suas obrigações, conforme Seção 2.3.2 do relatório.

Por fim, as outras receitas, que são deduzidas na parcela B, se dividem em: (a) receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica, que são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica; e (b) receitas de outras atividades empresariais, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão ou permissão, exercida por sua conta e risco.

Reajuste tarifário das Concessionárias de Distribuição

O reajuste tarifário anual tem por objetivo checar em quantos pontos percentuais, em média, as tarifas definidas na revisão periódica devem ser reajustadas, de maneira a manter o equilíbrio econômico-financeiro definido na revisão. O reajuste das tarifas é feito anualmente, com exceção dos anos em que é realizada a revisão tarifária periódica.

Para fins de reajuste tarifário, a receita da distribuidora é dividida em Parcada A e Parcada B. Na Parcada A estão os custos cujos montantes e preços escapam à vontade ou gestão da distribuidora, em certa medida. Nela estão os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica e os encargos setoriais. Na Parcada B estão os custos

diretamente gerenciáveis pela distribuidora, que estão sujeitos ao controle ou influência da empresa. Nela estão os custos operacionais, a remuneração do capital e a quota de reintegração.

Aqui, percebe-se com maior clareza que a estrutura tarifária da ANEEL é uma estrutura mista, trazendo componentes tanto do custo mais mark-up quanto do preço teto e dividindo sua receita em duas parcelas, uma com custos gerenciáveis pela distribuidora e outra com custos que fogem ao controle da mesma.

A receita de referência é definida como a Receita Anual de Fornecimento, Suprimento, Consumo de Energia Elétrica e Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada com base nas tarifas econômicas homologadas na data de referência anterior e no mercado de referência. Sobre as tarifas econômicas, essas são adotadas com seu valor integral ou com desconto, de modo idêntico ao critério adotado na última revisão tarifária da distribuidora.

Desta maneira, o Valor da Parcela B (VPB0), considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0 \quad (16)$$

Em que:

RA0: receita de referência

VPA0: Valor da Parcela “A”, nas condições vigentes na data de referência anterior.

Já o Valor da Parcela B (VPB1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

$$VPB1 = VPB0 \times (IGPM - X) \quad (17)$$

Em que:

VPB0: valor da Parcela “B” na data de referência anterior;

IGPM: Índice Geral de Preços do Mercado; e

Fator X: valor a ser subtraído do IGPM, com objetivo de compartilhar com os usuários e consumidores da distribuidora os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período, contribuindo assim para a modicidade tarifária.

A Receita Anual (RA1) é a nova receita da concessionária na Data do Reajuste em Processamento (DRP) e corresponde ao somatório das novas Parcelas “A” e “B”. Sua fórmula é dada por:

$$RA1 = (VPA1 + VPB1) \quad (18)$$

Em que:

VPA1: O Valor da Parcela “A” na Data do Reajuste em Processamento (DRP); e

VPB1: O Valor da Parcela “B” na Data do Reajuste em Processamento (DRP).

A partir da descrição do processo de reajuste tarifário e retomando brevemente a descrição das categorias tarifárias (conforme apresentação na Seção 2.3.1), tem-se que no regime de custo mais *mark-up*, a receita requerida corresponde ao custo total estimado da prestação do serviço. Esse custo é desdobrado em componentes e inclui também o custo de capital. No preço-teto, o regulador estabelece um limite máximo para a tarifa média do serviço ou para a receita que pode ser gerada em função de determinada demanda esperada pelo serviço. Esse regime provê incentivos ao operador para que ele busque eficiência de produção, pois o lucro será maior quanto mais os custos estiverem abaixo do teto.

O último modelo possível é o regime híbrido ou misto, tal qual observado para o caso da ANEEL no que se refere às distribuidoras. Conforme mencionado na Seção 2.3.1, esse regime possui características do custo mais *mark-up* e do preço-teto. O modelo mais comum fixa o preço-teto para os custos que o operador consegue controlar e permite a flutuação da tarifa-teto para os custos sobre os quais o operador não tem controle. Assim, é incentivada a eficiência em relação aos custos controláveis, como no regime do preço-teto. Contudo, ao mesmo tempo, há a flexibilidade da tarifa para os custos não controláveis, como no modelo do custo.

Fator X

O Fator X objetiva garantir que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. Isto se dá pela transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica.

Em outras palavras, o Fator X, agregado o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor, é um componente que busca estabelecer a transição gradativa dos custos operacionais da concessionária em direção aos seus custos eficientes, seguindo a equação:

$$Fator X = Pd + Q + T \quad (19)$$

Em que:

Pd: são ganhos de produtividade da atividade de distribuição.

Q: é a qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor, cujo cálculo considera a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

T: Trajetória de custos operacionais, que, ao longo de um período definido, ajusta os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente.

O componente de ganhos de produtividade da distribuição (Pd) é calculado a partir da seguinte fórmula:

$$Pd(i) = PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \Delta MWh) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \Delta UC) \quad (20)$$

Em que:

PFT = Produtividade média do segmento de distribuição. É a mediana da Produtividade Total dos Fatores – PTF das distribuidoras de energia elétrica, obtida conforme índice de *Tornqvist*, pela relação entre a variação do mercado faturado e a variação dos custos totais (operacionais, de capital e remuneração de obrigações especiais);

ΔUC : Variação anual média do número de unidades consumidoras.

$\Delta UC(i)$: Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária i , entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

ΔMWh : Variação média de mercado, em MWh, das distribuidoras;

$\Delta MWh(i)$: Variação anual média de mercado da concessionária i , entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento.

Na avaliação da variação do mercado faturado, os valores de crescimento dos mercados de baixa, de média e de alta tensão são ponderados pela participação de cada faixa de tensão na formação da Parcela B, conforme a seguinte equação:

$$\Delta MWh(i) = \sqrt[n]{1 + [\ln \ln \left(\frac{MWh_{AT_t}}{MWh_{AT_{t-1}}} \right) \times \pi_{AT} + \ln \ln \left(\frac{MWh_{MT_{t-1}}}{MWh_{MT_{t-1}}} \right) \times \pi_{MT} + \ln \ln \left(\frac{MWh_{BT_t}}{MWh_{BT_{t-1}}} \right) \times \pi_{BT}]} - 1 \quad (21)$$

Em que:

$\Delta MWh(i)$: Variação anual média de mercado da concessionária i , entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

n : Número de anos entre a data da revisão tarifária anterior e da revisão tarifária em processamento;

MWh_{X_t} : Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês da revisão tarifária em processamento no nível de tensão X (AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão);

$MWh_{X_{t-1}}$: Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês da revisão tarifária anterior no nível de tensão X; e

π_X = Participação do nível de tensão X na receita de Parcada B.

O componente Q afere o desempenho técnico e comercial da concessionária. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos. Enquanto a parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores. Todos podem ser observados na Tabela 1.

Tabela 1 – Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

Fonte: Submódulo 2.5 do PRORET - ANEEL

Estes indicadores também possuem seus próprios pesos, fazendo com que a equação Q seja a seguinte:

$$Q = 0,5 \cdot Q_{DEC} + 0,2 \cdot Q_{FEC} + 0,10 \cdot Q_{IASC} + 0,04 \cdot Q_{INS} + 0,03 \cdot Q_{IAb} + 0,03 \cdot Q_{ICO} \quad (22)$$

As concessionárias são avaliadas de acordo com seu porte, tendo o desempenho das concessionárias de maior porte comparadas entre si, e as de menor porte, da mesma maneira. As concessionárias são então divididas em quatro classes de desempenho, quais sejam:

- a) 25% melhores do grupo que atende ao padrão (azul);
- b) 75% restantes do grupo que atende ao padrão (verde);
- c) 25% piores do grupo que não atende ao padrão (vermelha);
- d) 75% restantes do grupo que não atende ao padrão (roxa).

Para obtenção das parcelas da qualidade são necessários: i) as variações dos indicadores nos dois anos anteriores (Δi); ii) os valores dos padrões para identificação das concessionárias que atendem ou não os limites; iii) o ranking de desempenho para definição das quatro classes.

A partir disto são aplicados modelos para obtenção de cada uma destas parcelas da qualidade, a partir da variação do indicador, representado pelo eixo x e da classe da concessionária, representado pelo eixo y.

Em se tratando da trajetória de eficiência para os custos operacionais (T), esta será calculada a partir da seguinte equação, na revisão tarifária:

$$CO_p = CO_{At} + \frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{N} \quad (23)$$

$$T_p = \left(1 - \sqrt[N-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_p}} \right) \cdot \frac{CO_p}{VPB_p} \quad (24)$$

Em que:

CO_p : valor de custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento;

T_p : componente de trajetória dos custos operacionais do fator X para a revisão em processamento;

VPB_p : valor de Parcada B da revisão tarifária em processamento;

CO_{At} : receita de custos operacionais no Ano Teste;

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.

Para que se defina a meta de custos operacionais utiliza-se como referência inicial a cobertura tarifária da concessionária no momento da revisão. Em outras palavras, apura-se a parcela de receita correspondente aos custos operacionais regulatórios na receita verificada no Ano Teste da revisão, calculada a partir proporção entre os custos operacionais e a parcela B definidos na revisão tarifária anterior. Caso haja trajetória de redução via componente T do Fator X na revisão anterior, faz-se necessário apurar a nova proporção considerando tal efeito, conforme equação abaixo.

$$CO_{At} = \frac{CO_{Rev} - VPB_{Rev}(1 - (1 - T_{Rev})^{N-1})}{VPB_{Rev}(1 - T_{Rev})^{N-1}} \cdot VPB_{At} \quad (25)$$

Em que:

CO_{At} : receita de custos operacionais no Ano Teste;

CO_{Rev} : valor dos custos operacionais aprovado na última revisão tarifária com ajustes; VPB_{Rev} : valor da parcela B na última revisão tarifária;

T_{Rev} : componente T do Fator X definido na última revisão tarifária;

VPB_{At} : receita de parcela B no Ano Teste; e

N : número de anos do ciclo tarifário da concessionária.

Além disso, para cálculo da meta de custos operacionais, faz-se necessário o cálculo do custo operacional eficiente, dado pela seguinte equação:

$$CO_{ef} = \min ((CO_{At}LI) ; LS) \quad (26)$$

Em que:

CO_{ef} : valor dos custos operacionais regulatórios eficientes

LI: limite inferior dos custos operacionais regulatórios eficientes

LS: limite superior dos custos operacionais regulatórios eficientes

Como regra geral, a meta será ajustada de tal forma que não implique uma trajetória que exceda uma variação de custos operacionais regulatórios superior a 5% a.a.

$$\Delta CO = \left(\left| \sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1 \right| ; 5\% \right) \quad (27)$$

$$CO_{meta} = CO_{At} (1 \pm \Delta CO)^N \quad (28)$$

Em que:

ΔCO : variação anual dos custos operacionais regulatórios; e

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual

Apesar de não se utilizar de variáveis financeiras, mas sim variáveis técnicas e comerciais, o Fator X indica, de maneira indireta, se houve melhora na eficiência da concessionária, por meio da redução de seus custos, refletidos nas variáveis acima descritas.

5. Modelos Tarifários de Projetos Semelhantes ao PISF, no Exterior

Nesta seção serão apresentados os modelos de tarifação de dois projetos de estrutura hídrica internacionais, sob o ponto de vista do tipo de tarifação aplicada. Os projetos selecionados para análise foram o *Central Arizona Project*, localizado nos Estados Unidos da América, e a Transposição Tejo-Seguro, localizada na Espanha. A escolha deve-se ao fato de serem esses dois projetos os que mais se assemelham ao PISF, em especial no que diz respeito ao consumo energético.

5.1 Central Arizona Project

O *Central Arizona Project* (CAP) é um projeto de infraestrutura hídrica que transporta água do Rio Colorado até o Arizona. No trajeto a água é elevada a mais de 884 metros em um sistema que inclui aproximadamente 541 km de canais e 15 estações de bombeamento. O CAP fornece em média 1.837.214 mil m³ de água bruta todo ano e é o maior usuário de energia do Estado, consumindo anualmente cerca de 2,5 milhões de megawatts-hora (MWh) de energia.

O Distrito Central de Conservação de Água do Arizona (CAWCD), gerido por um conselho formado por 15 membros eleitos pelos três municípios beneficiados pelo projeto, Maricopa (10 membros), Pima (4 membros) e Pinal (1 membro), é a empresa pública responsável pela operação e manutenção do CAP.

As receitas do CAWCD são oriundas da venda de água bruta, da cobrança de imposto sobre propriedade, e dos juros sobre investimentos mantidos no tesouro do Estado do Arizona. No que tange ao imposto sobre propriedade, o CAWCD está autorizado a determinar dois impostos, um imposto geral *ad valorem* de até US\$ 0,10 a cada US\$ 100 de valor de avaliação dos imóveis localizados nos municípios de Maricopa, Pinal e Pima e outro de armazenamento de água de até US\$ 0,04 por US\$ 100 de valor de avaliação dos imóveis.

Os recursos obtidos com a venda de água bruta são, contudo, a fonte de receita mais significativa do distrito, sendo responsável por aproximadamente 60% do orçamento de

2020/2021. De acordo com a política de definição de taxas do CAWCD, as taxas são definidas de forma a atender 6 objetivos: recuperação de custos, estabilidade financeira, previsibilidade e estabilidade das taxas, eficiência operacional, transparência, e conformidade legal.

As taxas são definidas de forma a recuperar os custos no longo prazo, independente das outras fontes de receita (recuperação de custos). Ainda, o CAWCD deve manter sua estabilidade financeira para realizar seus serviços de forma confiável, mantendo uma posição financeira forte e fluxos de caixa de longo prazo equilibrados (estabilidade financeira). Dessa forma, as taxas definidas devem, além de cobrir os custos de longo prazo, permitir a manutenção de níveis razoáveis de reservas de caixa como um amortecedor financeiro para evitar flutuações indevidas nas taxas e para garantir a capacidade do CAWCD de cumprir suas obrigações financeiras em caso de custos imprevistos.

No processo de definição das taxas, o CAWCD deve se esforçar para manter a estabilidade e previsibilidade das taxas, evitando "choque de taxa". Eventuais mudanças devem ser anunciadas com antecedência e, se possível, implementadas ao longo de um período de tempo (previsibilidade e estabilidade das taxas). Ainda, o CAWCD deve operar de forma eficiente, mantendo os custos o mais baixo possível, sem comprometer a confiabilidade dos serviços (eficiência operacional). Entretanto, ao contrário de outras empresas de serviço de *utilities*, o CAWCD não está sujeito à concorrência nem à regulamentação, o que forneceria incentivos a contenção dos custos.

Salienta-se, no entanto, que as políticas e taxas de entrega de água devem ser estabelecidas em um processo altamente público, após a análise dos impactos econômicos e financeiros, e com a participação das partes afetadas (transparência). Essa transparência permite a disciplina do comportamento da empresa por parte dos *stakeholders*, contribuindo para a eficiência operacional. Por fim, tem-se que as políticas e o processo de definição de taxas devem respeitar os requisitos estatutários e contratuais (conformidade legal).

As taxas de venda de água bruta são definidas bienalmente em junho (anos pares) para os próximos dois anos civis, com taxas firmes para o primeiro ano, taxas provisórias para o segundo ano e taxas de consultoria para os quatro anos subsequentes, sendo que as taxas provisórias tornar-se firmes no ano seguinte quando não revisadas pelo Conselho.

As taxas cobradas pelo CAWCD são formadas por até três componentes principais, a depender do tipo de usuário: a parcela Fixa OM&R e a taxa de energia de bombeamento, que compõem a tarifa de entrega de água propriamente dita, e os encargos de capital. A parcela

Fixa OM&R inclui os custos de operação e manutenção (O&M) e um componente denominado "Big R". O componente "Big R" é utilizado no financiamento de grandes reparos anuais, substituições e programas de melhoria de capital relacionados ao fornecimento de água. O modelo é projetado para suavizar a taxa e recuperar os custos ao longo de vários anos. No período de 2012 a 2018 foi incorporada uma taxa de estabilização a parcela Fixa OM&R, a fim de se constituir um fundo de reserva de estabilização de taxa.

A constituição desse fundo de reserva de estabilização de taxa visa atender a duas finalidades. A primeira e mais importante é suavizar o aumento da taxa fixa OM&R em caso de escassez de água, já que diante de uma escassez de água o volume de água fornecido seria reduzido e os custos de operação e manutenção divididos por uma quantidade menor de água, aumentando a parcela de OM&R por volume de água entregue. Nestes casos, o fundo de reserva serviria para diminuir o impacto da escassez por um período de até dois ou três anos. O segundo objetivo do fundo de reserva de estabilização de taxa é, se necessário, fornecer um mecanismo para estabilização das taxas de reconciliação de final de ano.

Como as taxas são calculadas antecipadamente com base em estimativas de entrega de água e custos relacionados e as entregas reais de água podem flutuar consideravelmente devido às condições meteorológicas e disponibilidade de água, essa variação pode gerar a necessidade de reconciliação de taxas ao final do ano.

De fato, como os custos de operação e manutenção são em geral fixos e não variam com base apenas no volume de água entregue, se o fornecimento de água diminuir em relação à estimativa usada para definir as taxas, o componente fixo vai aumentar, e se o fornecimento de água aumentar, esse componente irá diminuir. Nesse sentido, para alguns dos contratos do CAP – cerca de 2/3 das entregas -, as tarifas de entrega de água são reconciliadas e as diferenças liquidadas anualmente.

Ressalta-se, no entanto, que não apenas a parcela Fixa OM&R é reconciliada ao final do ano, mas também a taxa de energia de bombeamento. De fato, a reconciliação realizada cobre não apenas as variações em função do volume de água entregue, mas também as variações entre os valores orçados de custo de operação e manutenção e de energia e os valores efetivamente pagos.

Observa-se, pois, que o modelo tarifário utilizado pelo CAP se constitui do modelo de custo mais *mark-up*. Esse modelo pressupõe que a receita requerida é igualada ao custo total para prestar o serviço, incluindo o custo do capital.

Como mencionado na Seção 2.3.1, a principal deficiência deste modelo de tarifação é a ausência de incentivos para o operador cortar custos, já que o aumento dos custos é transferido para a tarifa. No caso específico do CAP, uma forma de disciplinar o comportamento do operador é por meio da transparência no processo de definição do orçamento e da definição de alçadas de aprovação das despesas anuais.

No que tange à parcela encargos de capital, esta é utilizada para pagar a obrigação de reembolso anual do distrito ao Governo dos Estados Unidos. A obrigação de reembolso decorre de contrato firmado entre o CAWCD e o governo dos Estados Unidos que estabelece o reembolso dos custos de construção do CAP, acrescido de juros. Ressalta-se que a parcela dos custos de construção associada ao fornecimento de água às tribos indígenas é considerada custo federal e não está incluída na obrigação de reembolso da CAP.

Além dos valores arrecadados com a parcela correspondente aos encargos de capital, também podem ser utilizados os valores arrecadados com os impostos sobre a propriedade para cobrir as obrigações de reembolso.

Observa-se que, ao contrário do que ocorre no PISF, em que os custos com a construção da obra foram absorvidos integralmente pelo Governo Federal, no caso do CAP, os custos com a construção da obra são repassados não apenas aos usuários do sistema em si, mas a todos os beneficiados pela obra, uma vez que parte desses custos é coberta pelos valores arrecadados com os impostos sobre a propriedade, cobrados de todos os imóveis localizados nos municípios de Maricopa, Pinal e Pima, usuários ou não do sistema CAP.

5.2 Transposição Tejo-Segura

A Transposição Tejo-Segura (TTS), localizada na Espanha, capta água da bacia do rio Tejo e transfere ao Reservatório Talave no Rio Mundo, um afluente do rio Segura, sendo considerada uma das maiores obras de engenharia hidráulica construídas na Espanha.

As taxas de transferência das águas da bacia do Tejo para a bacia do Segura, através da transposição Tejo-Segura, são calculadas de acordo com as regulamentações da Lei 52, de 16 de outubro de 1980, e são compostas por três parcelas: parcela de amortização do custo das obras; parcela correspondente aos custos fixos; e parcela correspondente aos custos variáveis.

De acordo com a referida Lei, a parcela correspondente à amortização do custo das obras é calculada a partir da divisão do custo total não amortizado pelo volume total de água

transferida, sendo aplicado ao resultado um coeficiente de acordo com o uso da água, de 0,04 para irrigação e 0,08 para abastecimento.

O custo total das obras contempla as despesas decorrentes da realização dos projetos, da construção das obras principais e complementares, das desapropriações e compensação necessária, dos edifícios e estradas, as despesas de inspeção e vigilância e, em geral, todos os investimentos realizados. A Lei estabelecia, ainda, que durante o período de exploração da primeira fase, em que a transposição estaria limitada ao volume máximo de 600 milhões de metros cúbicos, seria considerado para fins de cálculo apenas 60% do investimento total. Ademais, a tarifa da água destinada ao abastecimento seria acrescida de duas pesetas por metro cúbico e essa parcela deveria ser revisada a cada dois anos em função da atualização dos valores dos investimentos.

A parcela correspondente aos custos fixos de operação é obtida pela divisão das despesas operacionais previstas para o ano, cuja realização independe do volume de água fornecido, pelo volume total correspondente a concessão ou autorização. Essa parcela engloba as despesas de manutenção de serviço, manutenção de obras e instalação e despesas administrativas relacionadas à exploração do Aqueduto Tejo-Segura.

Já a parcela correspondente aos custos variáveis é obtida a partir da soma dos custos necessários para transferir a água de carácter proporcional, ou seja, aqueles que variam em função do volume de água transferido e englobam os custos de aquisição de água e o consumo de energia, entre outros.

A liquidação das tarifas deve ser realizada anualmente, podendo ser dividida em liquidações parciais neste período. Estão obrigadas ao pagamento da tarifa as entidades e pessoas singulares ou coletivas que tenham direito ao uso da água, quer esta seja adquirida por concessão, autorização ou qualquer outro título legal, sendo a gestão dos recursos obtidos realizada pelas Confederações Hidrográficas correspondentes, controladas e coordenadas, em termos técnicos e econômicos, pela Comissão Central de Exploração do Aqueduto Tejo-Segura.

Cabe ressaltar que a bacia hidrográfica do Tejo vem apresentando nos últimos anos problemas de escassez de água, comprometendo o volume de água transferido para a Bacia do Segura, por meio do Aqueduto Tejo-Segura. Ademais, as novas tarifas, que entraram em vigor em 18 de junho de 2017, trouxeram uma nova filosofia de aplicação, segundo a qual os usuários são obrigados a pagar, mês a mês, um custo invariável correspondente à amortização do custo

da obra e aos custos fixos de operação, independentemente do volume de água efetivamente recebido, gerando um impacto no preço efetivamente pago pelo usuário por metro cúbico de água consumida. O impacto dessa nova filosofia de aplicação pode ser observado no Gráfico 2 que apresenta uma simulação dos valores que serão cobrados por m^3 em função do volume de água transferido. Lembrando que redução no volume de água transferido não é função da redução na demanda por parte dos usuários, mas sim das condições hidrográficas da Bacia do Tejo.

Gráfico 2 - Tarifa de acordo com o volume de água transferido (em hm^3)



Fonte: adaptado de SCRATS (2018).

Independentemente das discussões em relação à correção da forma de cálculo da tarifa, observa-se que as tarifas de uso da água da Transposição Tejo-Segura têm como objetivo a recuperação dos custos anuais de exploração, operação e conservação, bem como a recuperação dos investimentos efetuados Estado.

Dessa forma, observa-se que o modelo tarifário utilizado pela Transposição Tejo-Seguro está mais alinhado ao modelo de custo mais *mark-up*, em que a tarifa total ou receita requerida é igualada à estimativa do custo total para prestar o serviço. Aparentemente, ao contrário do que ocorre com o CAP, não existe um modelo de controle do comportamento do operador, sendo as tarifas propostas pelo Ministro da Agricultura, Pesca, Alimentação e Meio Ambiente e aprovadas pelo Conselho de Ministros em resolução publicada no Boletín Oficial del Estado.

Ademais, observa-se que, assim como o CAP e ao contrário do que ocorre no PISF, os custos com a construção da obra são repassados aos usuários do sistema por meio da tarifa.

6. Proposta de Modelo Geral de Estrutura Tarifária para o PISF

6.1 Fundamentos do modelo

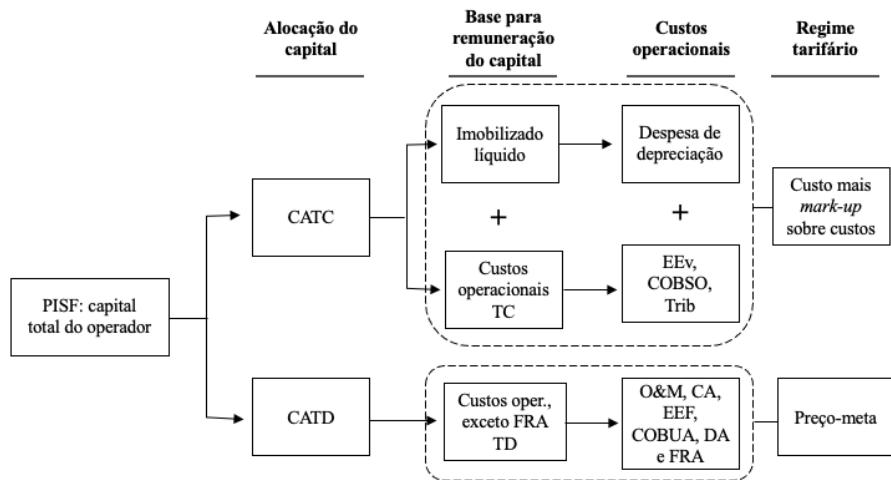
Usaremos a base teórica que apresentamos na seção 2 deste relatório para apresentar, detalhar e discutir o modelo geral de estrutura tarifária que propomos para o PISF. Assuma que o regulador estabeleceu ciclo tarifário ordinário quinquenal para o PISF. O operador apresentou seu plano de negócios para os próximos cinco anos do ciclo tarifário, com base nos incentivos e metas definidos pelo regulador nas dimensões investimentos, qualidade do serviço e da água fornecida, segurança e sustentabilidade sócio-ambiental, entre outras. A parte financeira do plano contém os orçamentos de capital (investimentos) e operacional, já refletindo o alcance das metas de desempenho estipuladas pelo regulador. O valor presente desses orçamentos, descontado pelo custo médio ponderado do capital (*WACC*) do operador deverá ser igual à receita requerida para os próximos cinco anos¹³. O custo anual do serviço de adução de água bruta do PISF será 1/5 do valor presente¹⁴. Esse montante é composto por uma parcela que representa o custo do capital, implícita no processo de desconto a valor presente por uma taxa que contém o prêmio de risco do operador, e outra que representa os custos operacionais.

A premissa acima condiciona o modelo de estrutura tarifária que proporemos a seguir. Ele é a realização *ex-post* de uma estratégia desejada para o PISF em cada ciclo tarifário de cinco anos. Assumiremos no desenvolvimento do modelo, com pequenos ajustes, as categorias de custo usadas atualmente pela ANA, que desdobra o custo total do PISF em nove categorias. Acrescentaremos a elas o custo do capital. Os fundamentos do modelo estão mostrados na Figura 2 a seguir.

¹³ Se o operador for o MDR, o desconto a valor presente seria por uma taxa livre de risco para refletir apenas o valor do dinheiro no tempo, posto que o MDR não é uma empresa.

¹⁴ O procedimento conceitualmente mais correto seria apurar o valor presente da parte financeira do plano em cada um dos cinco anos do ciclo tarifário. O custo de cada ano seria a diferença entre os valores presentes de dois anos consecutivos. Mas, dado que no PISF o componente financeiro OPEX (custos operacionais) é muito maior do que o do CAPEX (investimento de capital), não haverá muita diferença de custos entre os anos, por isso sugerimos que o cálculo do custo estimado anual seja simplificado pela média aritmética simples do valor presente do primeiro ano.

Figura 2 – Fundamentos da estrutura e regime tarifário proposto para o PISF



O PISF possui custos fixos e variáveis em sua estrutura de custos, que impõem a necessidade de um regime tarifário híbrido, composto por dois tipos de tarifas. Distribuímos, sem rateio, o capital total alocado nos ativos do operador em dois componentes: *CATC* e *CATD*. O primeiro, *CATC*, é o capital alocado à tarifa de consumo; o segundo, *CATD*, é o capital alocado à tarifa de disponibilidade. Esses elementos formam a base para a remuneração do capital de cada componente tarifário. *CATC* é composto pelos custos operacionais que variam com o nível de atividade do PISF e pelo capital do operador alocado em ativos imobilizados, líquido da depreciação acumulada. Decidimos incluir o ativo imobilizado líquido na tarifa de consumo porque o imobilizado pode variar pelos novos investimentos em ativos fixos realizados pelo operador, desde que validados pelo regulador¹⁵. Os custos operacionais alocados a *CATC* são: *EEv* – custo direto da energia elétrica para bombeamento da água ao longo do canal, que varia com a demanda de água bruta dos estados, especificada no PGA; *COBSO* – custo pelo uso da água do rio São Francisco que superar a demanda outorgada de 26,4 m³/s; e *Trib* – custo dos tributos (PIS, Cofins e ICMS), que por incidirem sobre a receita ou sobre a energia elétrica comprada, também variam com o nível de atividade. Faz parte também dos custos operacionais da tarifa de consumo a despesa de depreciação dos ativos imobilizados do operador consumidos durante o ano pois, como explicado, esse elemento de custo pode variar com os novos investimentos realizados pelo operador.

¹⁵ A autorização acontece no momento da aprovação do plano quinquenal do operador pela ANA. A realização do investimento requer validação do regulador, para evitar desvios não autorizados em relação ao plano.

CATD é composto pelos custos operacionais fixos, que não variam com o nível de atividade do PISF, exceto a parcela do *FRA* – fundo para repor certos ativos, não pertencentes ao operador, como os conjuntos moto-bombas iniciais e componentes das subestações, resultado de investimentos feitos pelo poder concedente para deixar o PISF em condições operativas. Os custos operacionais e administrativos fixos diretamente associados à tarifa de disponibilidade são: *O&M* – custos de operação e manutenção; *COBUA* – custos da disponibilidade da água bruta captada do rio São Francisco, restrito ao limite outorgado de 26,4 m³/s, posto que o que exceder esse limite será um custo variável alocado à tarifa de consumo; *CA* – custos ambientais; *EEF* – componente fixo do custo da energia elétrica para cobrir os custos do uso da rede de transmissão, estabelecido por resoluções da ANEEL, referente ao *EUST* – encargos de uso do sistema de transmissão, que é função do *MUST* – montantes do uso do sistema de transmissão, e da *TUST* – tarifas do uso do sistema de transmissão; o *FRA*, antes referido, que embora não afete *CATD* posto que não é um capital do operador, é recomendável que seja recuperado através da tarifa, desde que essa recuperação se destine a efetivamente constituir um fundo com os recursos arrecadados, a ser administrado pelo poder concedente, para repor os ativos depreciados a que se refere o fundo ao longo do período de concessão; e *DA* – despesas administrativas do operador.

Definimos um regime tarifário de preço-meta para o componente fixo do capital e dos custos operacionais. Se o capital e os respectivos custos associados a esse capital não variam com o nível de atividade do PISF, a tarifa para recuperar os respectivos custos também pode ser fixa em termos reais ao longo de cada ciclo tarifário. Similarmente, definimos um regime tarifário de custo mais *mark-up* sobre custo para o capital e custos que variam anualmente, cuja tarifa de referência deve ser recalibrada no ano em que houver mudança no custo padrão unitário da eletricidade requerida para bombear 1 m³ de água bruta. O primeiro regime, preço-meta, implica em transferir o risco para o operador, pois se ele performar acima dos custos cobertos pela tarifa de disponibilidade, terá que assumir o prejuízo. Mas o mais provável é que ele vai operar a custos inferiores aos que deram origem à tarifa-metá, posto que esse regime incentiva o operador a reduzir custos, já que seu lucro aumenta com a redução de custos, uma vez que a receita-teto estará congelada em termos reais ao longo de todo o ciclo tarifário. O segundo regime, ao contrário, não produz incentivos para o operador reduzir custos, já que a tarifa acompanha os custos que variam a cada ano e, nesse caso, o risco é transferido para os estados usuários do serviço. Em compensação, dado o menor risco do operador nesse regime

tarifário, o custo do capital, um componente importante da tarifa total, deve ser menor. Para incentivar o operador a manter-se eficiente, mesmo no regime de custo mais *mark-up* sobre custos, recomendamos o regulador dimensionar a tarifa de consumo a cada ano pelo custo padrão unitário da eletricidade, dada a tecnologia existente no sistema de moto-bombas do PISF, conforme será explicado adiante, além de validar os investimentos eventualmente requeridos para o ano, que já devem ter sido previstos no planejamento do ciclo tarifário.

6.2 Operacionalização do modelo

Os fundamentos apresentados na figura 2 e discutidos na subseção anterior podem ser representados matematicamente através da expressão geral apresentada na Figura 3 a seguir.

Figura 3 – Modelo matemático da estrutura e regime tarifário proposto para o PISF

$$\begin{aligned}
 RR_{i,t+k} = & r_{i,t} \left[\frac{IP_{t+k}}{IP_t} * (1+\alpha) * IN_{i,t} \right] \\
 & + \left[\frac{IP_{t+k}}{IP_t} * (1 - \phi) \right] * OP_{i,t} + \frac{IP_{t+k}}{IP_t} * FRA_t \\
 & + (EEv_{i,t+k} + COBSO_{i,t+k} + D_{i,t+k} + T_{i,t+k}) \\
 & +/- \partial CRA_{i,t+k} / \sum_n VC
 \end{aligned}$$

Parte 1: Custo do retorno do investimento alocado nos ativos

Parte 2: Custo operacional e administrativo

Parte 3: Ajustes

A expressão geral acima mostra que a receita requerida do operador, a ser provida pela tarifa, terá que cobrir três tipos de custos. O primeiro, na parte do topo da figura, é o custo associado ao retorno dos investimentos totais alocados nos ativos do operador. Esse custo será o produto de uma taxa de retorno, r , por um capital ou investimento necessário para operar o serviço. Como o capital total será dividido, como vimos, em dois componentes de tarifa, o modelo geral prevê que o investimento anterior deve ser multiplicado pela inflação do período, para o regime tarifário do preço-teto. Por outro lado, como o operador pode realizar novos investimentos, desde que autorizados pelo regulador, o investimento anterior também pode ser aumentado de um fator $(1 + \alpha)$, onde alfa representa a razão entre o novo investimento autorizado e o montante anterior do capital. Como alfa representa um aumento no capital

existente, ele incidirá apenas no regime tarifário do custo mais *mark-up* sobre custo, posto que no regime de preço-teto a tarifa estará congelada em termos reais dentro de cada ciclo tarifário.

A parte do meio da expressão da Figura 3 mostra a parcela dos custos operacionais e administrativos na formação da receita requerida. Também porque é uma generalização, ela contém custos históricos que são corrigidos anualmente pela inflação, incluído o *FRA*, referentes ao regime tarifário do preço-teto aplicado à tarifa de disponibilidade, e custos correntes, dentro dos parênteses, que o regulador deve apurar no fim de cada ano para definir a tarifa de consumo que irá vigorar no ano seguinte. Adicionalmente, como o operador será incentivado a reduzir os seus custos no regime tarifário de preço-meta, aplicável à tarifa de disponibilidade, o modelo prevê que o regulador negocie com o operador, através do parâmetro ϕ , uma redução na tarifa-teto para o próximo ciclo tarifário, cujo valor, em percentagem, dependerá das informações sobre os custos do operador que o regulador ficará monitorando ao longo de cada ciclo tarifário corrente.

A última parcela do modelo geral da Figura 3 mostra uma parcela de custos ou receitas adicionais, ou acessórias, que poderão afetar a tarifa anual do regime tarifário do custo mais *mark-up* sobre custo. Essa é uma parcela de ajustes idiossincráticos de custos ou receitas que, dada a natureza do custo, podem ocorrer e devem ser previstas no modelo. Devido ao seu caráter episódico e variável, não poderá fazer parte da tarifa de disponibilidade, posto que esta é fixa em termos reais durante o ciclo tarifário. Esta parcela será acionada como custo, aumentando a tarifa de consumo, quando houver um gasto extraordinário do operador no ano corrente, motivado por demanda extra de água bruta que não foi prevista no PGA para esse ano, ou quando o regulador aprovar desvios desfavoráveis do custo da energia elétrica em relação ao padrão. Poderá ser acionada ainda como receita, reduzindo a tarifa, se o operador decidir explorar alguma atividade acessória na área de domínio do PISF, como por exemplo a autogeração de energia através de placas fotovoltaicas. Se isto acontecer e o operador vier a obter lucro anormal nessa atividade acessória, o regulador poderia, por ocasião da revisão tarifária, negociar que parte da receita do operador, definida pelo parâmetro delta, fosse utilizada para abater a tarifa de consumo.

Detalharemos agora, de forma separada, os dois regimes tarifários contidos na Figura 3.

6.2.1 Regime tarifário de preço-meta: Tarifa de Disponibilidade – TD

Nesse regime, a tarifa é estabelecida por um teto que permanece fixo em termos reais durante o prazo do ciclo tarifário ordinário ou até que ocorra uma revisão extraordinária da tarifa. Sua formulação sintética é:

$$PT_i = PF_i \pm \Delta IP \pm K_i \quad (29)$$

onde:

PT_i = preço-teto da tarifa definido pelo regulador para o operador i ;

PF_i = preço da tarifa fixado pelo regulador no início do contrato inicial, ou nas revisões ordinárias ao fim dos ciclos tarifários, ou nas revisões extraordinárias a qualquer tempo;

ΔIP = variação anual da inflação, medida por um índice geral de preços, no caso do PISF o IPCA;

K_i = fator que reajusta o teto nas revisões, para baixo a fim de transferir parte dos ganhos de eficiência do operador para o usuário (fator $-X$), ou para cima para estimular o operador a realizar investimentos em qualidade e eficiência de produção (fator $+Z$).

No modelo de estrutura tarifária que propomos, os fatores X e Z foram denominados de ϕ e α , respectivamente, e são aplicados aos custos que geram a tarifa e não à tarifa-teto em si. Na segregação analítica do modelo geral, mostrada nesta e na próxima subseção, optamos por representar em regimes tarifários distintos os parâmetros ϕ – ganhos de eficiência, especificado no modelo de preço-teto, e α – incentivos para investimentos em qualidade e inovação tecnológica, especificado no modelo de taxa de retorno. O modelo analítico de preço-teto, especificado inicialmente em função da receita requerida e dos custos, é:

$$RRTD_{i,t+k} = r_{i,t} * \frac{IP_{t+k}}{IP_t} CATD_{i,t} / (1 - AIR_t) + \frac{IP_{t+k}}{IP_t} * (1 - \phi_{t+k}) * OP_{i,t} + \frac{IP_{t+k}}{IP_t} FRA_t \quad (30)$$

onde:

$RRTD_{i,t+k}$ = receita requerida referente à tarifa de disponibilidade, onde i é o operador federal (MDR, Codevasf ou empresa privada), t é o ano e k é um contador de tempo;

$CATD_{i,t}$ = capital alocado à tarifa de disponibilidade, do operador i no ano t ;

AIR_t = alíquota de imposto de renda e contribuição social no ano t ;

$OP_{i,t}$ = custos operacionais associados à tarifa de disponibilidade, do operador i no ano t ;

FRA_t = fundo de reposição de ativos no ano t (independe do operador);

Na especificação da Equação (30), a receita requerida em um ano futuro, $t+k$, quando k é maior do que zero, é uma função de variáveis de custo que aconteceram no ano t do contrato

inicial ou da revisão tarifária. Implicitamente, estamos assumindo que o custo que gerou a tarifa-teto inicial é a antecipação do planejamento do PISF para todo ciclo tarifário. Portanto, o custo fixo, em cada ano dentro do ciclo, pode ser atualizado apenas pela inflação passada, pois é um retorno a um futuro antes antecipado. Mudanças significativas nesse custo, para mais ou para menos, somente seriam justificadas se houvesse choques informativos não antecipados no início do ciclo.

O capital alocado à tarifa de disponibilidade (*CATD*) será o custo ajustado dessa tarifa, pois a parcela do *FRA* não é capital do operador. Além disso, a despesa de depreciação tem que ser excluída, pois o capital do operador alocado em ativos imobilizados é o custo original menos a depreciação acumulada. Mas como os investimentos em ativos imobilizados alteram o teto da tarifa, pelo aumento do custo do capital, preferimos deslocar a remuneração do capital desses investimentos para a tarifa de consumo. Consequentemente o capital alocado à tarifa de disponibilidade será a soma dos custos operacionais dos seus componentes, excluída a despesa de depreciação, isto é:

$$CATD = O\&M + CA + COBUA + EEF + DA , \quad (31)$$

onde:

CATD = capital alocado à tarifa de disponibilidade;

O&M = custo de operação e manutenção;

CA = custo ambiental;

COBUA = cobrança pelo uso da água, até o limite outorgado de 26,4 m³/s;

EEF – custo fixo da energia elétrica;

DA = despesa administrativa.

Na Equação (30), o lucro operacional do operador, antes das despesas financeiras e do imposto de renda, é o produto da taxa de retorno desejada, *r*, pelo capital alocado à tarifa de disponibilidade, calculado como na Equação (31). Observe que o lucro operacional está dividido pelo fator (1 – *AIR*), para que resulte um lucro líquido para o operador, quando for deduzido o imposto de renda e a contribuição social, exatamente igual à taxa nominal de retorno, *r*, do capital alocado nos recursos cujos custos geram a tarifa.

Mantivemos o custo pela cobrança de recursos hídricos da bacia do rio São Francisco, *COBUA*, como um custo histórico fixo, até o limite da vazão outorgada de 26,4 m³/s. Ele afeta, portanto, a receita requerida para a tarifa submetida ao teto. Pelos nossos debates anteriores com a equipe da ANA, se os estados demandarem água bruta além do limite outorgado o

excesso passa a ser um custo variável corrente que afetará a tarifa anual de consumo em função da vazão que superar a vazão firme outorgada.

Decidimos manter os tributos fora da tarifa-teto porque o PIS e a Cofins são tributos que incidem sobre a receita, e o ICMS depende do volume de energia elétrica comprada a cada ano.

6.2.2 *Regime tarifário do custo mais mark-up sobre custo: Tarifa de Consumo – TC*

Nesse regime, a tarifa muda a cada ano de acordo com a flutuação dos custos dos itens que a compõe. Isto significa que quase todo o risco do concessionário para esse componente da tarifa seria transferido para o usuário. Por outro lado, a transferência automática dos custos para a tarifa de consumo retira do operador qualquer incentivo para ele reduzir custos, pelo menos para os itens atrelados a essa tarifa. Além disso, o regulador precisa monitorar cuidadosamente o comportamento do concessionário com relação aos investimentos. Como estes podem ser transferidos para a tarifa, o operador poderia realizar investimentos desnecessários ou contabilizar custos operacionais ambíguos (exemplo: manutenção de obras de arte de estradas e canal) como se fossem investimentos, para atender eventuais metas de qualidade exigidas pelo regulador. Para evitar esses problemas, recomendamos ao regulador: (1) dimensionar a tarifa de consumo pelo custo padrão da eletricidade requerida para bombear 1 m³ de água bruta; e (2) validar previamente qualquer investimento a ser realizado pelo operador, no planejamento do PISF para o quinquênio e nos anos de implementação dos investimentos.

Esse tipo de modelo é justificado para itens de custo que variam com o nível de atividade, motivado por forças exógenas ao controle do operador. No PISF, esses custos são aqueles que variam com o volume da água bruta bombeada, que são basicamente a energia elétrica e a água bruta em excesso à demanda outorgada. Mas como os tributos podem ser considerados um custo variável, pois flutuam com a receita (PIS e Cofins) e com o volume comprado de energia elétrica (ICMS), decidimos também incluí-los na receita requerida para a tarifa de consumo, especificada na equação (13) a seguir:

$$RRTC_{i,t+k+1} = r_{i,t} * \frac{(1+\alpha_{i,t+k})}{(1-\Delta R_{t+k})} + (EEv_{i,t+k} + COBSO_{i,t+k} + D_{i,t+k} + Trib_{t+k}) +/- \delta CRA_{i,t+k} \quad (32)$$

onde:

$RRTC_{i,t+k+1}$ = receita requerida para a tarifa de consumo, do operador i , para o ano $t+k+1$, definida por acordo entre o regulador e o operador no fim de cada ano $t+k$;

$r_{i,t+k}$ = taxa de retorno do capital alocado nos ativos do operador i , apurada no início de cada ciclo tarifário;

$\alpha_{i,t+k}$ = incremento do investimento em ativo imobilizado, do operador i , autorizado pelo regulador, apurado no fim do ano $t+k$;

AIR = alíquota de imposto de renda, vigente no fim do ano $t+k$;

$EEv_{i,t+k}$ = custo variável total da energia elétrica, do operador i , apurado no fim do ano $t+k$;

$COBSO_{i,t+k}$ = cobrança pelo uso da água superior ao volume outorgado, do operador i , apurado no fim do ano $t+k$;

$D_{i,t+k}$ = despesa de depreciação dos ativos imobilizados do operador i , apurada no fim do ano $t+k$;

$Trib_{i,t+k}$ = tributos (PIS, Cofins e ICMS) anuais suportados pelo operador i , apurados no fim do ano $t+k$;

$CRA_{i,t+k}$ = custos adicionais ou receitas acessórias, do operador i , apurados no fim do ano $t+k$;

δ = percentual da receita de negócios acessórios do operador, explorados na área de domínio do PISF, que o regulador negocia para abater a tarifa, no caso de o operador obter lucros anormais (maior do que a remuneração do capital) nesses negócios.

Diferentemente do modelo de tarifa-teto (Equação 30), em que a receita requerida da tarifa de disponibilidade do ano corrente era função dos custos do ano da contratação ou do ano da revisão tarifária atualizado pela inflação, no modelo de custo mais *mark-up* sobre custo, mostrado na Equação (32), a receita requerida da tarifa de consumo e os custos dos itens respectivos que compõem essa tarifa se referem ao ano corrente. Por isso, a variável dependente do modelo ($RRTC_{i,t+k+1}$), bem como as variáveis independentes e os parâmetros, com exceção da taxa de retorno, estão especificadas com o subscrito $t+k$, indicando que os custos não são históricos mas *correntes*. Mas como a tarifa é estabelecida no fim de cada ano, para vigorar no ano seguinte, com base na demanda de água bruta estabelecida pelos quatro estados beneficiários, consolidada no PGA, poderá haver defasagem entre os custos reais de cada ano, dos itens que compõem a tarifa de consumo, com a tarifa definida com base nesses mesmos custos conhecidos no fim do ano anterior. Para mostrar essa particularidade, a variável dependente no modelo da Equação (32) está escrita como $RRTC_{i,t+k+1}$, indicando que a receita requerida de cada ano corrente durante o ciclo tarifário é uma função dos custos do ano anterior. Por exemplo, para $k=0$, o ano do contrato inicial será $t+0+1 = t+1$, mas a tarifa será

estabelecida com base nos custos do ano anterior, $t+0 = t$. O mesmo acontece para os outros 4 anos do ciclo tarifário ($k=1, 2, 3$ e 4).

O que fazer com os resíduos, positivos ou negativos, decorrentes da diferença entre o custo real do ano corrente e os custos do ano anterior que serviram de base para a determinação da tarifa? Essa diferença tem duas origens. Ou ela decorre de uma demanda extraordinária de água bruta ocorrida no ano corrente, não prevista na demanda ordinária prevista para esse mesmo ano no PGA; ou ela deriva de mudanças no real da energia elétrica adquirida ao longo do ano corrente, comparativamente ao custo padrão desse insumo no ano anterior que serviu de base para a determinação da tarifa de consumo. Nossa modelo para a tarifa de consumo não prevê ajuste automático para essa diferença quando ela decorrer de flutuações no preço médio da energia e da quantidade de energia consumida. A propósito, pode nem mais haver flutuação do preço da energia elétrica consumida pelo PISF, pois de acordo com o artigo 6º. da Medida Provisória 1031, de 23/2/2021, que estabelece regras para a privatização da Eletrobrás, poderá haver a destinação de 78,4 MWmed (*sic, será 78,4 MWmês?*) ao PISF, pelo prazo de 20 anos, ao preço fixo real de R\$ 80,00/MWh. Na ausência dos efeitos dessa MP, a energia do PISF, se o operador for privado, seria comprada no mercado livre, onde os preços oscilam aleatoriamente para baixo ou para cima seguindo a dinâmica dos equilíbrios entre demanda e oferta de energia. A média de perdas e ganhos do operador ao longo dos anos, em razão de aumento ou diminuição do preço da energia, convergeria para zero se não houvesse alteração no total da oferta e demanda de energia do país. Quanto à quantidade de energia consumida por metro cúbico por segundo de água bombeada, ela permanece mais ou menos constante até que haja mudança na eficiência do sistema de moto-bombas, assumindo a realização normal das manutenções programadas. Por isso, não estabelecemos nenhum ajuste automático para essas diferenças de custo no modelo da tarifa de consumo, recomendando que qualquer desvio desfavorável entre o custo variável total real e o padrão usado para dimensionar a tarifa, quando reclamado pelo operador, seja analisado caso-a-caso pelo regulador, que só deverá autorizar o ajuste se restar comprovado que a variação se deveu a aumento de preço e quantidade fora do controle decisório do operador.

Quanto ao aumento no custo da energia em razão de demandas extraordinárias de água bruta ocorridas durante o ano, não antecipadas no PGA, este precisa ser repassado à tarifa do ano seguinte, por um valor também baseado no custo padrão. No modelo da Equação (32), este repasse, que provavelmente será raro, está previsto na variável $CRA_{i,t+k}$ – Custo ou Receita

Acessória, que está multiplicada pelo parâmetro δ (delta). Essa parcela pode ser positiva ou negativa conforme se trate de um custo adicional (CA) ou de uma receita acessória (RA). Quando for um custo, δ será igual a 1, e o valor de CRA será igual à multiplicação do volume extra de água bruta demandado, não previsto no PGA, pelo custo padrão por m^3/s de bombeamento, isto é:

$$CA_{i,t+k} = VE(AB)_{i,t} * \frac{CP}{m^3} / s \quad (33)$$

onde:

$CA_{i,t+k}$ = custo acessório (adicional) na tarifa de consumo, do operador i , no fim do ano $t+k$, decorrente de demanda extra de água bruta não prevista no PGA do ano $t+k$;

$VE(AB)_{i,t}$ = volume extra de água bruta, em m^3/s , bombeado pelo operador i , no ano $t+k$, para atender a demanda extraordinária dos estados beneficiários, não previsto no PGA;

$CP/m^3/s$ = custo padrão, em R\$, para bombear 1 m^3/s de água bruta.

6.2.2.1 Detalhamento do modelo da tarifa de consumo

Discutiremos agora em detalhes o modelo do regime tarifário de custo mais *mark-up* sobre custo da tarifa de consumo (Equação 32), que reproduzimos novamente abaixo para facilitar o acompanhamento da análise.

$$RRTC_{i,t+k+1} = r_{i,t} * \frac{(1+\alpha_{i,t+k})}{(1-AIR_{t+k})} + (EEv_{i,t+k} + CDASO_{i,t+k} + D_{i,t+k} + Trib_{t+k}) + / - \delta CRA_{i,t+k} \quad (34)$$

O modelo contém as duas parcelas clássicas que o definem como um modelo de custo (quatro itens de custo dentro dos parênteses) mais *mark-up* sobre custo (remuneração do capital na primeira parcela), mais uma terceira parcela que captura ajustes nos custos (última parcela precedida pelo sinal aritmético $+/ -$), seja para aumentá-los quando houver demanda extra-PGA de água bruta durante o ano, ou reduzi-los, se o operador vier a explorar atividades adicionais acessórias à atividade principal de operação e manutenção do PISF.

Nenhuma das parcelas do modelo é multiplicada pelo ajuste inflacionário. Isto decorre de os custos serem todos eles correntes (indicado pelo subscrito $t+k$ nas variáveis) e não históricos. Como explicado antes, os custos serão apurados no fim de cada ano $t+k$ ($k = 0, 1, \dots, 4$), para definir a tarifa de consumo que irá vigorar no ano seguinte ($t+k+1$). Poderíamos questionar por que a remuneração do capital não está ajustada pela inflação. Optamos por não fazê-lo por duas razões. Primeiro, o capital alocado à tarifa de consumo é quase todo de giro.

Enquanto ele não for usado para pagar os custos que fazem parte da tarifa de consumo, estará aplicado em ativos financeiros de curta duração e de risco praticamente inexistente (os chamados equivalentes-caixa) que renderão pelo menos a inflação. Em segundo lugar, o tempo de giro do capital alocado à tarifa de consumo é muito rápido (no máximo 1 ano), além do cenário atual de inflação anual muito baixa no Brasil, pelo menos aquela que é medida pelo IPCA, que é o indexador de inflação que propomos para o PISF. Entretanto, se o cenário mudar para inflação maior, digamos a partir de 7% ao ano, e a parcela do capital associada a investimentos em ativos imobilizados assumir valores significativos comparativamente ao componente de giro desse capital, pode ser necessário reajustar a variável $CATC$ – capital alocado à tarifa de consumo pela inflação antes de multiplicá-la pela taxa de retorno r .

6.2.2.2 Efeito dos investimentos na estrutura tarifária

O modelo admite que o operador pode realizar investimentos, cuja natureza e nível deve ser previamente autorizado pelo regulador. No desenho da estrutura tarifária, optamos por alocar o custo líquido do investimento em ativos imobilizados na tarifa de consumo, bem como seu eventual acréscimo percentual autorizado pelo regulador, capturado pelo parâmetro α (alfa). Mas os benefícios do investimento foram transferidos para a tarifa de disponibilidade, através do parâmetro ϕ (*phi*). Trata-se de uma questão complexa, que requer muita habilidade do regulador nas negociações anuais com o operador para definir a tarifa do ano seguinte. Um investimento só faz sentido se resultar na diminuição da tarifa total ao longo do prazo de maturação do investimento. No modelo híbrido de estrutura tarifária que propomos, o mecanismo de sensibilização dos investimentos na tarifa ocorre em três dimensões. Primeiro, ele aumenta o $CATC$ e consequentemente o custo do capital que vai para a tarifa de consumo. Em segundo lugar, ele aumenta a despesa de depreciação que sensibiliza anualmente a tarifa de consumo. Finalmente, ele tem efeito no parâmetro ϕ (*phi*), no modelo de preço-teto, que captura os ganhos de eficiência de produção do operador que são transferidos para a redução da tarifa de disponibilidade na revisão tarifária seguinte. O efeito combinado desses três impactos teria que ser favorável à redução da tarifa, mas a avaliação é complexa, pois certamente envolve mais de um ciclo tarifário. Na fase pré-operacional do investimento, os gastos do investimento aumentam a tarifa de consumo através do aumento em valores monetários do custo do capital alocado à tarifa de consumo, posto que este aumentaria pelo percentual α (alfa) do investimento. Quando o investimento entrar em operação ele passa a ser

depreciado produzindo o aumento da tarifa de consumo, mas ao mesmo tempo já estaria produzindo benefícios e ganhos de eficiência, diferidos ao longo da vida útil do investimento, que teriam que ser capturados na redução da tarifa de disponibilidade através do parâmetro ϕ (*phi*).

O regulador deve avaliar também qual o tipo de investimento que pode ser financiado pela tarifa paga pelo consumidor. Nossa posicionamento é que só devem ser financiados pela tarifa aqueles investimentos relacionados diretamente com os serviços de operação e manutenção do PISF, sendo exemplos: a contenção do talude em trechos sujeitos a erosão, nas estradas que margeiam o canal; a aquisição de sistemas informáticos, centralizados por eixos, de operação, gerenciamento e monitoramento das operações de bombeamento do canal; a aquisição de novos sistemas moto-bomba para expandir a capacidade de bombeamento do PISF para além da vazão firme; a atualização e ajuste dos sistemas moto-bomba atuais a tecnologias mais modernas que garantam o *payback* do investimento num prazo, por exemplo, de 5 a 10 anos; a instalação de sistemas de vigilância remota por câmeras nas barragens, abrigados em estruturas físicas capazes de protegê-los de vandalismo; instalações físicas; veículos; tratores e equipamentos para manutenção das estradas e área de domínio do PISF, etc.

Não devem ser financiados pela tarifa investimentos em atividades estranhas ao PISF, mesmo que se mostrem economicamente viáveis e que venham a contribuir para redução da tarifa no futuro. O modelo que propomos prevê a extração de parte da receita dessas atividades, se lucrativas, para abater a tarifa, mas não o seu financiamento pela tarifa. São exemplos dessas atividades: turismo; museu; provisão de água bruta para projetos de irrigação de usuários independentes; provisão de água bruta para projetos de agricultura para exportação; etc.

Um caso especial é o uso da estrutura e área de domínio do PISF para a autogeração de energia, provavelmente por sistemas fotovoltaicos, já que temos informações de que a geração eólica comprometeria a estabilidade do canal devido à vibração dos postes que sustentam as enormes pás giratórias. No nosso entendimento o investimento em geração de energia solar também não deve ser financiado pela tarifa, mesmo que tenha relação com a atividade principal do PISF, que é o uso de energia elétrica para bombear água bruta. O custo do insumo “energia elétrica” não muda para o PISF seja este comprado de um fornecedor externo, no mercado livre, ou de uma subsidiária do grupo operador que decidir investir num parque fotovoltaico na própria área de domínio do PISF. Ele continua sendo o preço de mercado da energia. Não faria

sentido econômico a subsidiária vender para o PISF a energia demandada a um preço subsidiado e vender o excedente gerado a preço competitivo no mercado livre de energia. O benefício para a tarifa de um projeto de autogeração de energia viria da extração de parte da receita acessória da subsidiária, pois esse negócio certamente seria bastante lucrativo, uma vez que teria seus custos reduzidos ao tirar proveito e maximizar o uso de estruturas ociosas pertencentes ao PISF e com custos já afundados, como a área de domínio, a linha de transmissão de alta tensão e as subestações. Para tanto, é indispensável que a entidade responsável pela autogeração de energia seja contabilmente separada do operador.

6.2.2.3 O custo do retorno do investimento alocado à tarifa de consumo

No modelo da receita requerida para a tarifa de consumo, que produzirá a respectiva tarifa quando essa receita for dividida pela vazão, o custo do retorno do investimento alocado à tarifa de consumo (*CRIATC*) está representado pela seguinte expressão:

$$CRIATC_{i,t+k+1} = r_{i,t} * CATC_{i,t+k} * \frac{(1+\alpha_{i,t+k})}{(1-AIR_{t+k})} \quad (35)$$

O resultado retornado pela Equação (35) será o custo do capital em termos monetários. Esse custo, apurado no fim do período $t+k$, é um dos componentes importantes do custo da tarifa que irá vigorar no ano seguinte. No contrato inicial, o valor das variáveis do custo do capital terá que ser estimado. A partir do segundo ano de operação já se pode trabalhar com valores conhecidos para calcular o custo do capital. O único componente da expressão que está representado a valor histórico é a taxa de retorno do capital, $r_{i,t}$, chamada de *WACC* se o operador utilizar capital de terceiros em sua estrutura de capital. Sugerimos manter r constante por todo o ciclo tarifário de 5 anos, pois a variável principal que altera o valor de r é o risco operacional e financeiro, que é mais ou menos estável, dado que o contrato de concessão assegura a sustentabilidade econômico-financeira do operador.

Outra variável importante para o cálculo desse custo é o capital alocado à tarifa de consumo – *CATC*. Propomos que *CATC* seja o capital de giro necessário para pagar os custos variáveis totais desembolsáveis que formam a tarifa de consumo, apurado no fim de cada ano, mais o custo líquido dos investimentos em ativos imobilizados, isto é:

$$CATC_{i,t+k} = EEv_{i,t+k} + COBSO_{i,t+k} + T_{i,t+k} + (Imob - DACum)_{i,t+k}, \quad (36)$$

onde as variáveis novas são $Imob$ – custo contábil dos investimentos em ativos imobilizados; e $DAcum$ – depreciação acumulada, ambos no operador i , no fim do ano $t+k$.

Os acréscimos percentuais dos investimentos passíveis de serem financiados pela tarifa também são considerados no custo do capital, através do multiplicador $(1 + \alpha)$, onde alfa é o percentual de acréscimo no capital anterior, que é o mesmo que somar o capital anterior com o novo investimento em unidades monetárias. Por exemplo, suponha que o *CATC* de um ano qualquer seja igual a \$ 160 milhões e que no ano seguinte o operador realizou um investimento autorizado pelo regulador (por exemplo, instalações físicas, veículo, trator, conjunto moto-bomba, etc) de \$ 26 milhões. A base de cálculo do ano seguinte será $160 * (1 + 26/160) = 160 * 1,1625 = \$ 186$ milhões = \$ (160 + 26) milhões.

Se o operador for privado, ele provavelmente utilizará endividamento para alavancar sua rentabilidade. Como a despesa financeira é dedutível fiscalmente, o custo do retorno do investimento, que é o *mark up* sobre o custo total no modelo, deve ser ajustado pela alíquota do imposto de renda e contribuição social já deduzida do efeito redutor propiciado pelo custo do capital de terceiros, para que o lucro líquido derivado somente da tarifa de consumo seja igual ao retorno justo do capital desejado pelo operador. Por isso, no cálculo do *WACC* apresentado na equação (1) deste relatório a parcela do custo do capital de terceiros foi reduzida pelo fator $(1 - t_c)$, onde t_c é a alíquota do imposto de renda e contribuição social.

6.2.2.4 Custos variáveis da tarifa de consumo

O segundo componente do modelo especificado na Equação (34) são os custos variáveis associados à tarifa de consumo, apurados a valores correntes no fim de cada ano $t+k$. Além do custo variável típico da energia elétrica (*EEv*), incluídos os respectivos encargos e tributos (ICMS, CDE, PROINFA e ISS), também consideramos, como já explicado antes, o custo pela cobrança da água que exceder o limite outorgado (*COBSO*) e os tributos sobre a receita (PIS e Cofins) e o ICMS sobre a energia elétrica comprada. O imposto de renda e a contribuição social foram considerados indiretamente, pelo aumento do retorno dos ativos para que, quando esses últimos tributos forem deduzidos, o resultado líquido seja o próprio retorno do capital ajustado ao risco do operador.

Para fins de cálculo da tarifa de consumo, propomos que a variável *EEv* (custo variável da energia elétrica) seja dimensionada anualmente pelo regulador ao custo padrão unitário desse insumo, isto é, por metro cúbico de água bruta bombeada. O custo padrão unitário de

EEv é a quantidade padrão de MWh de energia para bombear 1 m³ de água bruta, vezes o preço médio padrão do MWh, já considerando os encargos e tributos. O custo padrão total da energia para o ano, o mesmo que o orçamento anual do PISF para o custo variável total da energia de bombeamento, é o custo padrão unitário multiplicado pelo volume de água bruta demandado pelos estados, conforme especificado no PGA. Se o custo real anual da energia for maior do que o padrão, o operador teria que demonstrar para o regulador, que decidiria ou não pelo reembolso do excedente, que o aumento se deveu a fatores exógenos ao seu controle, por exemplo, aumento do preço de mercado da eletricidade. Esse procedimento incentivaria o operador a ser eficiente na sua demanda de energia e nas compras desse insumo, pois ele não teria garantia de o regulador autorizar a recuperação do custo excedente ao padrão na tarifa do ano seguinte.

6.2.2.5 Custos e receitas acessórias

O terceiro bloco de *inputs* no modelo de custo mais *mark-up* sobre custos que propomos para a tarifa de consumo está representado pela expressão $+/-\delta CRA_{i,t+k}$. O parâmetro δ será igual a 1 se *CRA* for um custo; e um número entre 0 e um limite superior menor do 1, se *CRA* for uma receita. Esta é uma variável destinada a capturar: (i) os ajustes monetários de volumes imprevistos de energia elétrica adquirida para atender demanda extraordinária de água bruta no ano corrente não prevista no PGA do mesmo ano, bem como o custo excedente respectivo da própria água bruta adquirida para atender a demanda extra. Quando isto acontecer, *CRA* será um custo de ajuste na tarifa, que entrará na Equação (34) com o sinal positivo, cujo valor pode ser facilmente calculado pelo regulador, simplesmente multiplicando o volume de energia necessário para atender à demanda adicional de água bruta, em MWh, pelo preço pago do MWh acrescido dos tributos e encargos respectivos, se adquirida numa só compra, ou pelo preço médio das compras, se adquirida de forma fatiada. Evidentemente, o regulador terá que estabelecer regras de controle para obrigar o operador a fornecer a documentação referente às compras extraordinárias de energia e água bruta; e (ii) as receitas de negócios acessórios que o operador venha a explorar, diretamente ou através de empresas subsidiárias, mas sempre com contabilidade separada para permitir o regulador avaliar a lucratividade do negócio e estimar o valor do parâmetro δ que incidirá sobre a receita. Nesse caso, *CRA* entrará na Equação (34) com o sinal negativo, reduzindo a tarifa de consumo do respectivo ano.

6.3 Exemplo de aplicação do modelo a operador privado

Assuma que estamos no fim do ano de 2021 e o poder público concedente, através da ANA, assinou contrato de concessão para uma determinada empresa privada operar o PISF pelos próximos 35 anos. O regime tarifário definido no contrato é do tipo híbrido, em que a tarifa de disponibilidade é regulada por um modelo de preço-teto e a tarifa de consumo pelo modelo da taxa de retorno, também conhecido por modelo de custo mais *mark-up* sobre custo. Os lances vencedores da licitação foram iguais às tarifas de referência calculadas pelos modelos apresentados e discutidos neste relatório. Com base nas informações a seguir, pede-se: (i) calcular a tarifa de disponibilidade da água bruta para vigorar no ciclo tarifário de 2022 a 2026; (ii) o valor da tarifa de disponibilidade no primeiro ano do próximo ciclo tarifário (2027), assumindo que os custos que lhe deram origem não se alteraram; (iii) calcular a tarifa de consumo para os anos de 2022; (iv) calcular a tarifa de consumo para o ano de 2023, assumindo que os únicos ajustes esperados na tarifa desse ano se referem à depreciação do investimento em ativo imobilizado, autorizado pelo regulador, formado em 2022, e ao ressarcimento da demanda extra de água bruta solicitada pelos estados em 2022, não prevista no PGA do respectivo ano; e (v) apresentar as demonstrações dos resultados do operador para os anos de 2022 e 2023, separadas por tipo regime tarifário, e consolidada pelos dois regimes tarifários.

Informações para o cálculo das tarifas:

- Estrutura de capital do operador: 40% de capital de terceiros e 60% de capital próprio;
- Custo nominal do capital de terceiros: 8% ao ano;
- Custo nominal do capital próprio: 14% ao ano;
- Alíquota do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido: 34%
- IPCA de 2022 a 2026: 3,5% ao ano;
- Vazão bruta outorgada: 26,4 m³/s, equivalente a uma vazão líquida, depois das perdas, de 19,98 m³/s;
- Vazão demandada, conforme PGA para o ano de 2022: a mesma do PGA do ano de 2020, isto é, 8,052 m³/s;
- Custos operacionais: *O&M*, *CA*, *DA*, *FRA*, *EEv*, *EEF*, *COBUA* e *Trib* (PIS, Cofins e ICMS): consideramos os valores estimados pela ANA, base para o cálculo da tarifa do ano de 2020;

- Custo do imobilizado já reconhecido do operador: assumiremos o valor informado na planilha da ANA para o cálculo da tarifa de 2020: R\$ 8.380.653,30;
- Depreciação acumulada do imobilizado existente do operador (*DAcum*): consideraremos a soma da despesa anual de depreciação dos anos 2018, 2019 e 2020, conforme informado na planilha da ANA para o cálculo da tarifa desses anos = R\$ 374.730,01;
- Investimentos em ativos imobilizados, autorizados pelo regulador, para o ano de 2022: R\$ 3,30 milhões: esse investimento ficou em fase pré-operacional no ano de 2022 e começou a gerar benefícios a partir do início do ano de 2023. O tempo médio esperado de vida útil desse investimento é de 10 anos;
- No ano de 2022 foi demandado pelos estados, em 1/9, mais 5,0 m³/s de bombeamento contínuo de água bruta, ao longo dos 4 meses restantes do ano;
- Custo da água bruta excedente (5 m³/s, durante 4 meses): assumiremos valor proporcional ao custo da demanda firme para todo o ano de 2020, estimado pela ANA para o cálculo da tarifa desse 2020;
- A estrutura de capital do operador foi mantida a mesma, isto é, 40% de capital de terceiros e 60% de capital próprio, mesmo com os investimentos autorizados em imobilizado e em capital de giro para atender a demanda extra de água bruta;
- No ano de 2023 foram mantidos os mesmos custos de 2022 para a demanda firme de água bruta e não houve demanda extra de água;
- Quando do contrato inicial, o regulador avaliou que a concessionária performaria a custo médio 10% inferior ao lance vencedor, ao longo de todo o ciclo tarifário 2022-2026, por isso decidiu compartilhar 30% desse ganho de eficiência na redução da tarifa-teto de disponibilidade do ciclo tarifário seguinte.

Solução:

6.3.1 Cálculo da tarifa de consumo para o ano de 2022 – TC_{2022}

a) Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de consumo (*CRIATC*):

- $CRIATC_{2022} = r_{2022} * CATC_{2021} * \frac{(1+\alpha_{2022})}{(1-AIR_{2021})}$
- Capital alocado à tarifa de consumo (*CATC*):

$$CATC_{2022} = EEv + COBSO + Trib + Imob - DACum = 124.529.210,57 + 0,00 + 4.545.316,19 + 11.680.653,30^{16} - 374.730,01 \rightarrow CATC_{2022} = R\$ 140.380.450,05;$$

- Taxa de retorno = custo nominal dos ativos incorporados no ativo do operador, que equivale ao $wacc$, na perspectiva das fontes de capital ($r = wacc$)

$$Capital\ total = CATD + CATC$$

$$CATD_{2022} = (O\&M + CA + EEF + COBUA + DA)_{2021} = 69.001.177,62 + 21.612.386,15 + 13.395.164,17 + 14.666.226,77 + 17.896.757,96 \rightarrow CATD_{2022} = R\$ 136.571.712,67;$$

$$Capital\ total = 136.571.712,67 + 140.380.450,05 = R\$ 276.952.162,72$$

Estrutura de capital: 40% capital de terceiros e 60% capital próprio \rightarrow capital de terceiros = $0,4 * 276.952.162,69 = R\$ 110.780.865,09$ \rightarrow capital próprio = $R\$ 166.171.297,63$;

Custo nominal do capital incorporado aos ativos do operador = custo médio ponderado do capital ($wacc$) – vide equação (1): $r_o = r_e \frac{E}{E+D} + r_d (1 - t_c) \frac{D}{E+D}$
 $r_o = 0,14 * 166.171.297,63 / (166.171.297,63 + 110.780.865,09) + 0,08 * (1 - 0,34) * 110.780.865,09 / (166.171.297,63 + 110.780.865,09) \rightarrow r_o = 0,0840 + 0,0211 = 10,51\%$;

- $CRIATC_{2022} = 0,1051 * 140.380.450,05 / (1 - 0,34) \rightarrow CRIATC_{2022} = R\$ 22.354.523,18$;

b) Custos operacionais da tarifa de consumo ($COTC$):

- $COTC_{2022} = (EEv + COBSO + Trib + D)_{2021} = 124.529.210,57 + 0,00 + 4.545.316,19 + 131.365,24 \rightarrow COTC_{2022} = R\$ 129.205.892,00$

c) Custos e receitas acessórias (CRA):

- $CRA_{2022} = 0,00$ (contrato inicial, não há custo ou receita acessória);

d) Receita requerida da tarifa de consumo ($RRTC$):

- $RRTC_{2022} = CRIATC_{2022} + COTC_{2022} +/- CRA_{2022} = 22.354.523,18 + 129.205.892,00 + 0,00 \rightarrow RRTC_{2022} = R\$ 151.560.415,18$;

e) Tarifa de consumo (TC):

- $TC_{2022} = RRTC_{2022} / Vazão\ PGA_{2022} = 151.560.415,18 / 8.052 * 86.400 * 365 \rightarrow TC_{2022} = R\$ 0,5969/m^3$.

6.3.2 Cálculo da tarifa de consumo para o ano de 2023 – TC_{2023}

a) Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de consumo ($CRIATC$):

- Capital alocado à tarifa de consumo ($CATC$):

¹⁶ R\\$ 8.380.653,30 (planilha custos tarifa 2020 ANA) + R\\$ 3.300.000,00 (novo investimento autorizado para 2022, neste exemplo hipotético).

$$CATC_{2023} = EEv + COBSO + Trib + Imob - DACum = 124.529.210,57 + 0,00 + 4.545.316,19 + 11.680.653,30 - (374.730,01 + 131.365,24) \rightarrow CATC_{2023} = R\$ 140.249.084,81;$$

- Taxa de retorno = custo nominal dos ativos incorporados no ativo do operador, que equivale ao $wacc$, na perspectiva das fontes de capital ($r = wacc$)

$$Capital\ total = CATD + CATC$$

$$CATD_{2023} = (1+var.IPCA) * (O\&M + CA + EEF + COBUA + DA)_{2022} = (1+0,035) * (69.001.177,62 + 21.612.386,15 + 13.395.164,17 + 14.666.226,77 + 17.896.757,96)_{2022} \rightarrow CATD_{2023} = R\$ 140.882.891,87;$$

$$Capital\ total = 140.882.891,87 + 140.249.084,81 = R\$ 281.131.976,68;$$

Estrutura de capital: 40% capital de terceiros e 60% capital próprio \rightarrow capital de terceiros = $0,4 * 281.131.976,68 = R\$ 112.452.790,67$ \rightarrow capital próprio = $R\$ 168.679.186,01$; taxa de retorno ($wacc$) foi mantida a mesma porque não houve alteração na estrutura de capital; $CRIATC_{2023} = 0,1051 * 140.249.084,81 / (1 - 0,34) \rightarrow CRIATC_{2023} = R\$ 22.333.604,26$;

b) Custos operacionais da tarifa de consumo ($COTC$):

- $COTC_{2023} = COTC_{2022} + depreciação\ do\ novo\ imobilizado\ no\ ano\ de\ 2023$, conforme enunciado nas premissas do exemplo $\rightarrow COTC_{2023} = 129.205.892,00 + 330.000,00 \rightarrow COTC_{2023} = R\$ 129.535.892,00$

c) Custos e receitas acessórias (CRA):

No caso, só houve custos acessórios, referente ao custo da energia elétrica adicional, inclusive encargos, necessária para o bombeamento extra de $5m^3/s$ água bruta, entre 1/9 e 31/12/2002, mais o custo da aquisição da água bruta excedente, isto é:

- Custo variável da energia excedente ($EEv_{5m^3/s}$) = volume extra de energia ($VE_{5m^3/s}$), em MWh, vezes $"/MWh$ mais encargos
 - $VE_{5m^3/s} = 23.047,97\ MWh/mês * 1,0529 / 26,4\ m^3/s^{17} * 5\ m^3/s * 4\ meses \rightarrow VE_{5m^3/s} = 4.596,06\ MWh/mês * 4\ meses \rightarrow VE_{5m^3/s} = 18.384,24\ MWh$;
 - $EEv_{5m^3/s} = 18.384,24\ MWh * 300,81/MWh * 1,33\ (25\% ICMS\ por\ dentro) + 18.384,24\ MWh * R\$ 15,68/MWh\ (CDE) + 18.384,24 * R\$ 8,19/MWh\ (PROINFA) + 18.384,24\ MWh * 1,0529 * R\$ 2,50/MWh * 1,129567\ (ISS) \rightarrow EEv_{5m^3/s} = 7.834.256,13$;

¹⁷ Utilizada como referência a quantidade mensal de MWh da planilha “Anexo 1B-CV Energia Elétrica”, de 2020, para atender a demanda firme de $26,4\ m^3/s$, considerando uma perda total de 5,29%.

- Custo variável da demanda extra-PGA de 5m³/s de água bruta, de 1/9 a 31/12 (CVAB):
 - $CVAB = [(14.666.226,77/26,4*86.400*365)*5*86.400*122]^{18}$
 - $CVAB = R\$ 928.434,86;$
- $CRA_{2023} = 7.834.256,13 + 928.434,86 \rightarrow R\$ 8.762.690,99$

d) Receita requerida da tarifa de consumo (RRTC):

- $RRTC_{2023} = CRIATC_{2023} + COTC_{2023} + CRA_{2023} = 22.333.604,26 + 129.535.892,00 + 8.762.690,99 \rightarrow RRTC_{2023} = R\$ 160.632.187,25;$

e) Tarifa de consumo (TC):

- $TC_{2023} = RRTC_{2023}/Vazão PGA_{2023} = 160.632.187,25/8,052*86.400*365 \rightarrow TC_{2023} = R\$ 0,6326/m³.$

6.3.3 Cálculo da tarifa de disponibilidade para o ano de 2022 – TC2022

a) Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de disponibilidade (CRIATD):

- $CRIATD_{2022} = r * CATD_{2021}/(1 - AIR)$
- Capital alocado à tarifa de disponibilidade (CATD):

$$CATD_{2022} = (O\&M + CA + EEF + COBUA + DA)_{2021} = 69.001.177,62 + 21.612.386,15 + 13.395.164,17 + 14.666.226,77 + 17.896.757,96 \rightarrow CATD_{2022} = R\$ 136.571.712,67$$

- $r = wacc = 10,51\%$ (para estrutura de capital: 40% capital de terceiros; e 60% de capital próprio. Cálculo realizado antes, na apuração da tarifa de consumo;
- $CRIATD_{2022} = 0,1051 * 136.571.712,67/(1 - 0,34) \rightarrow CRIATD_{2022} = R\$ 21.748.010,61;$

b) Custos operacionais da tarifa de disponibilidade (COTD)

- $COTD_{2022} = (O\&M + CA + EEF + COBUA + DA)_{2021} + FRA_{2021} = CATD_{2022} + FRA_{2021}$
 $\rightarrow COTD_{2022} = 136.571.712,67 + 4.259.551,80 \rightarrow COTD_{2022} = R\$ 140.831.264,47$

c) Receita requerida da tarifa de disponibilidade (RRTD):

- $RRTD_{2022} = CRIATD_{2022} + COTD_{2022} = 21.748.010,61 + 140.831.264,47$
- $RRTD_{2022} = R\$ 162.579.275,08$

d) Tarifa de disponibilidade (TD):

- $TD_{2022} = RRTD_{2022}/Vazão outorgada descontada as perdas$
- $TD_{2022} = 162.579.275,08/19,98*86.400*365 \rightarrow TD_{2022} = R\$ 0,2580/m³$

¹⁸ Cálculo proporcional ao custo da outorga anual de 26,4 m³/s: 122 dias (1/9 a 31/12), 5m³/s.

A Tabela 2 seguinte reproduz a evolução das tarifas nominal e real ao longo do ciclo tarifário de 2022 a 2026, assumindo variação anual do IPCA igual a 3,5%. A tarifa de disponibilidade ficaria congelada, em termos reais, em R\$ 0,2580/m³ ao longo dos 5 anos do ciclo tarifário. Se os custos do operador aumentassem, ele assumiria o prejuízo. O incentivo direto do modelo é para o operador melhorar a eficiência da produção para diminuir custos, pois com isso aumentaria o seu lucro para além do retorno normal do capital. Se não houvesse mudanças importantes na estrutura de custos do operador, o fator de compartilhamento de eficiência acordado entre regulador e operador no contrato inicial, de 3%, se confirmaria e a tarifa para o próximo ciclo tarifário reduziria e se manteria congelada, em termos reais em R\$ 0,2503/m³.

Tabela 2 – Evolução da tarifa nominal no ciclo tarifário 2022 a 2026

Ano (início)	Inflação (IPCA)	Ø (ganho de eficiência do operador compartilhado com redução da tarifa)	TD nominal (R\$/m ³)	TD real (R\$/m ³)
2022	-	0,00	0,2580	0,2580
2023	3,5%	0,00	0,2670	0,2580
2024	3,5%	0,00	0,2764	0,2580
2025	3,5%	0,00	0,2860	0,2580
2026	3,5%	0,00	0,2961	0,2580
2027	3,5%	0,03	0,2972	0,2503

O problema principal do regime tarifário de preço-teto, conforme discutido na parte teórica deste relatório, no capítulo 2, é que o risco da operação é transferido quase que inteiramente para o operador-concessionário, que teria que assumir o prejuízo se performasse com custos acima do que seria coberto pela tarifa. Se isto acontecer, ele irá requerer aumento real da tarifa no próximo ciclo tarifário, por meio de solicitação de reequilíbrio econômico do contrato, em decorrência não só dos custos operacionais maiores, mas do próprio custo do capital, que também aumentaria em razão do maior risco.

6.3.4 *Demonstração do resultado do operador, anos 2022 e 2023*

Uma vez que as tarifas foram calculadas com base nos custos, incluído o custo do capital alocado nos ativos do operador, sendo este desmembrado sem rateio no capital que serve os custos operacionais dos dois regimes tarifários, podemos calcular a demonstração do resultado do operador separada por tipo de serviço. No fundo, é como se o serviço de adução de água bruta fosse prestado por duas subsidiárias integrais do operador, uma responsável pelo

capital e custos que não variam com o nível de atividade (tarifa de disponibilidade) e outra responsável pelo capital e custos que variam com o volume da atividade do PISF. O lucro após o imposto de renda e contribuição social, apurado em cada uma das demonstrações do resultado do exercício separadas por tipo de tarifa, será exatamente igual ao custo médio ponderado do capital, posto que no cálculo dessa taxa foi levada em consideração a estrutura de capital, o custo dos capitais de terceiros e próprio e o benefício fiscal da despesa financeira.

As tabelas a seguir mostram primeiro as demonstrações do resultado separadas por tarifa e depois uma demonstração do resultado única, consolidando o resultado de ambas.

Tabela 3 – PISF: Demonstração do Resultado do Exercício, tarifa de disponibilidade, operador privado, dados simulados, anos 2022 e 2023

	2022	2023
Receita operacional líquida (*)	162.563.034,24	168.233.837,76
Custo do serviço prestado	136.571.712,67	141.351.722,61
Lucro bruto	25.991.321,57	26.882.115,15
Fundo de reposição de ativos	4.259.551,80	4.408.636,11
Lucro operacional	21.731.769,77	22.473.479,04
Imposto de renda/contribuição social	7.388.801,72	7.640.982,87
Lucro líquido (1)	14.342.968,05	14.832.496,17
Capital alocado a TD (CATD) – (2)	136.571.712,67	141.351.722,61
Taxa de retorno do operador (1)/(2)	10,50%(**)	10,49%(**)
<i>WACC</i> nominal requerido	10,51%	10,51%

(*) a pequena diferença em relação à receita requerida calculada acima decorre de arredondamento para baixo, na quarta casa decimal, da tarifa de disponibilidade;

(**) arredondamento da tarifa para baixo, na quarta casa decimal, motivou pequena diferença da taxa de retorno do operador em relação ao *wacc* requerido;

Tabela 4 – PISF: Demonstração do Resultado do Exercício, tarifa de consumo, operador privado, dados simulados, anos 2022 e 2023

	2022	2023
Receita operacional líquida (*)	151.569.546,80	160.634.771,83
Custo regular do serviço prestado	129.074.526,76	129.074.526,76
Lucro bruto	22.495.020,04	31.560.245,07
Custo demanda extra-PGA de energia	--	7.834.256,13
Custo demanda extra-PGA de água bruta	--	928.434,86
Depreciação de imobilizado próprio	131.365,24	461.365,34
Lucro operacional (EBIT)	22.363.654,80	22.336.188,74
IR e CSLL	7.603.642,63	7.594.304,17
Lucro após o IR e CSLL	14.760.012,17	14.741.884,57
Capital alocado à tarifa de consumo	140.380.450,05	140.249.084,81
Retorno nominal do capital	10,51%	10,51%
Retorno nominal desejado (<i>wacc</i>)	10,51%	10,51%

(*) a pequena diferença em relação à receita requerida calculada acima decorre de arredondamento da tarifa de consumo para 4 casas decimais.

Tabela 5 – Resultado consolidado, tarifas disponibilidade e consumo, operador privado, anos 2022 e 2023

	2022			2023			Total 2022 e 2023
	TD	TC	Total	TD	TC	Total	
ROL	162.563.034,2	151.569.546,8	314.132.581,0	168.233.837,8	160.634.771,8	328.868.609,6	643.001.190,6
CSP	136.571.712,7	129.074.526,8	265.646.239,4	141.351.722,6	129.074.526,8	269.957.418,6	535.603.658,0

LB	25.991.321,5	22.495.020,0	48.486.341,5	26.882.115,2	31.560.245,0	58.442.360,2	106.928.701,7
FRA	4.259.551,8	--	4.259.551,8	4.408.636,1	--	4.408.636,1	8.668.187,9
Depreciação	--	131.365,2	131.365,2	--	461.365,2	461.365,2	592.530,4
Custo EE demanda extra-PGA	--	--	--	--	7.834.256,1	7.834.256,1	7.834.256,1
Custo AB demanda extra-PGA	--	--	--	--	928.434,9	928.434,9	928.434,9
LO (EBIT)	21.731.769,7	22.363.654,8	44.095.424,5	22.473.479,1	22.336.188,8	44.809.667,9	88.905.092,4
IR/CSLL	7.388.801,7	7.603.642,6	14.992.444,3	7.640.982,8	7.594.304,2	15.235.287,0	30.227.731,3
Res. Pós IR- CSLL	14.342.968,0	14.760.012,2	29.102.980,2	14.832.496,3	14.741.884,6	29.574.380,9	58.673.634,0
Capital alocado	136.571.712,7	140.380.450,0	276.952.162,7	141.351.722,6	140.249.084,8	281.600.807,4	558.552.970,1
ROI nominal pós IR/CSLL	10,50% (*)	10,51%	10,51%	10,51%	10,51%	10,50% (*)	10,50% (*)
Retorno desejado	10,51%	10,51%	10,51%	10,51%	10,51%	10,51%	10,51%

(*) problemas de arredondamento na tarifa para 4 casas decimais.

6.4 Premissa sobre a remuneração do capital no regime tarifário proposto

Os dois modelos do regime misto de estrutura tarifária propostos para o PISF se fundamentam na remuneração justa do capital alocado nos ativos do operador. A tarifa de ambos os regimes tarifários cobre todos os custos operacionais, ambientais e administrativos, além do custo médio ponderado do capital, a depender da proporção entre as fontes de capital próprio e de terceiros utilizada para financiar os ativos. Como mostrado nas demonstrações de resultados acima, separadas por tipo de tarifa, o lucro do operador, no fim de cada ano, é a sua remuneração do capital desejada, ajustada ao risco do negócio. A premissa implícita do modelo é que o capital alocado nos ativos terá que ser igual àquele necessário para cobrir os custos operacionais totais¹⁹ mais a parcela ainda não depreciada dos investimentos pertencentes ao operador. Não pode ser superior, pois isto faria a tarifa injustamente remunerar o excesso. Nem pode ser inferior, pois faltaria dinheiro para pagar os gastos desembolsáveis. Consequentemente, além dos investimentos autorizados pelo regulador para melhorar a qualidade dos serviços, o operador terá que limitar os reinvestimentos do seu lucro nas operações do PISF à parcela estritamente necessária para cobrir os custos que variam com o volume da atividade na tarifa de consumo, conforme a demanda de água bruta prevista para cada ano e/ou para atender a demanda extraordinária não prevista no PGA. Qualquer diferença do lucro em relação às necessidades financeiras desses eventos, terá que ser distribuída aos sócios da concessionária privada.

¹⁹ Inclui custos de O&M, ambientais, administrativos e o fundo de reposição de ativos.

6.5 Sobre o *FRA* – Fundo de Reposição de Ativos

O modelo de estrutura tarifária proposto neste relatório assume o *FRA* – fundo de reposição de ativos como um custo (operacional) que é recuperado pela tarifa de disponibilidade. No exemplo numérico acima, para operador privado, e nos exemplos seguintes, para os operadores federais MDR e Codevasf, o *FRA* é recebido quando os estados beneficiários dos serviços de adução de água bruta do PISF pagam a tarifa. Sugerimos que se o FRA for realmente mantido, que o seja apenas para operador federal público. Para operador privado, recomendamos que os investimentos para renovação parcial ou total de ativos objeto do FRA sejam requeridos pelo regulador nas revisões tarifárias, para serem depreciados na tarifa de disponibilidade ao longo do prazo estimado de vida útil do investimento, posto que o retorno *sobre* o respectivo investimento passaria a compor imediatamente a tarifa de consumo. Quanto ao controle dos recursos arrecadados e usados, se o FRA for mantido para operadores públicos, recomendamos que este controle seja feito apenas contabilmente, na arrecadação e renovação/reposição dos ativos, evitando com isso o longo e difícil caminho normativo requerido para a criação de fundos no Brasil.

6.6 Ajuste do modelo geral de estrutura tarifária ao operador MDR

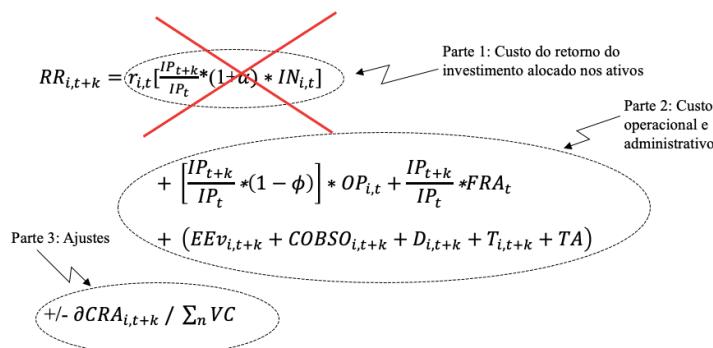
A especificação matemática do regime tarifário misto proposto neste relatório para o PISF, mostrada no início da Seção 6.2, é uma generalização. Sua aplicação a operador privado foi demonstrada na seção anterior. Nesta seção e na próxima, mostraremos o ajuste no modelo geral para aplicação aos operadores federais MDR e Codevasf.

Se o operador for o MDR, a primeira parte da especificação, referente ao custo da remuneração do capital alocado nos ativos do operador, terá que ser suprimida pois, por não ser uma empresa, o MDR não terá um balanço mostrando a estrutura das fontes e uso do capital. Consequentemente, um importante componente da tarifa, o custo do capital, não existirá para o MDR como operador, o que produzirá uma redução relevante do valor das tarifas de consumo e disponibilidade, comparativamente ao operador privado. Por outro lado, o artigo 21 do decreto 5995, de 14 de dezembro de 2006, facilita a cobrança de uma taxa de administração (*TA*) em favor da operadora federal responsável por administrar o PISF. Incluímos essa taxa na especificação da tarifa de consumo, pois essa taxa, se cobrada, altera o custo anual. Mas no

exemplo numérico apresentado adiante deixaremos essa taxa zerada, seguindo entendimento acordado na reunião de 8/4/2021 entre as equipes da UnB e da ANA²⁰.

A representação matemática do modelo de estrutura tarifária para o operador MDR terá apenas a parte central, relativa aos custos operacionais e administrativos, e a parte final correspondente aos ajustes para atender a custos extraordinários não previstos no PGA e a eventuais receitas acessórias, conforme mostrado na Figura 4 a seguir.

Figura 4 – Ajuste no modelo geral de estrutura tarifária para o operador MDR



6.6.1 Operador MDR: tarifa de disponibilidade – TD

A ausência do custo do capital, por sua vez, produz grande simplificação nos cálculos intermediários do modelo geral. Com respeito à tarifa de consumo, deixaria de existir a necessidade de cálculo das variáveis $CRIATD$, $CATD$, $WACC$ e o custo do capital próprio, r_e . A receita requerida da tarifa de disponibilidade, $RRTD$, será apenas os custos operacionais dessa tarifa, incluído o FRA , e a tarifa de disponibilidade é igual à divisão desses custos, ou $RRTD$, pela vazão firme outorgada ajustada pelas perdas. Permanece, contudo, o fator X de incentivo para redução da tarifa-teto na revisão tarifária seguinte, representado no componente de custos pelo parâmetro ϕ (*phi*), conforme figuras 5 e 6 a seguir:

Figura 5 – Simplificação no modelo geral da tarifa de disponibilidade, para o operador MDR

²⁰ Se o MDR for a operadora federal do PISF o custo do capital não faria parte da tarifa. Para minimizar a resistência e insatisfação do usuário final em um cenário de futura privatização dos serviços de adução de água bruta do PISF, em que a tarifa seria brusca e significativamente aumentada, sugerimos a cobrança da taxa de administração para o MDR como operador federal.

$$\begin{aligned}
 RRTD_{l,t+k} &= r_{l,t} * \frac{IP_{t+k}}{IP_t} CATD_{l,t} / (1 - AIR_t) + \frac{IP_{t+k}}{IP_t} * (1 - \emptyset_{t+k}) * OP_{l,t} + FRA_{t+k} \\
 &\quad \cancel{CATD = O\&M + CA + EEF + COBUA + DA} \\
 \cancel{CATD_{l,t+k}} &= r_{l,t} * \frac{IP_{t+k}}{IP_t} \cancel{CATD_{l,t} / (1 - AIR_t)} \\
 COTD &= O\&M + CA + EEF + COBUA + DA + FRA = CATD + FRA \\
 &\quad \cancel{r_c = wacc = r_e \frac{E}{E+D} + r_d (1 - t_c) \frac{D}{E+D}} \\
 &\quad \cancel{r_e = r_f + \beta_e (r_m - r_f) + RP} \\
 TD &= \frac{RRTD}{Vazão} \\
 TTD_l &= PF_l \pm \Delta IP \pm K_l
 \end{aligned}$$

Figura 6 – Simplificação do cálculo da tarifa básica de disponibilidade (TBD), para o operador MDR

$$RRTD_{MDR,t+k} = \frac{IP_{t+k}}{IP_t} * (1 - \emptyset_{t+k}) * OP_{l,t} + FRA_t$$

$$COTD = O\&M + CA + EEF + COBUA + DA + FRA = CATD + FRA$$

$$TBD = \frac{RRTD}{Vazão} \rightarrow TBD = \frac{COTD}{Vazão outorgada}$$

$$TTD_{MDR,t+k} = TBD_l \pm \Delta IP \pm K_l$$

6.6.2 Operador MDR: tarifa de consumo – TC

Similarmente à tarifa de disponibilidade, a tarifa de consumo cobrirá apenas os custos operacionais dessa tarifa mais os custos adicionais de energia e água bruta motivados por demanda extra não prevista no PGA. Caso o MDR faça investimentos em melhoria da qualidade dos serviços, a tarifa recuperará, em cada ano, apenas a parcela depreciada do investimento, posto que não há o custo da remuneração do capital se o MDR for o operador. Portanto, é suprimida do modelo geral a primeira parcela, referente à remuneração do capital, incluído o acréscimo vindo de novos investimentos, e a tarifa de consumo fica restrita às duas últimas parcelas do modelo, conforme figura 7 a seguir.

Figura 7 – Simplificação no modelo geral da tarifa de consumo, para o operador MDR

$$\begin{aligned}
 RRTC_{i,t+k+1} &= r_{i,t} * CATC_{i,t+k} * \frac{(1 + \alpha_{i,t+k})}{(1 - AIR_{t+k})} + (EEv_{i,t+k} + COBSO_{i,t+k} + T_{i,t+k} + D_{i,t+k} + TA) + / - \partial CRA_{i,t+k} \\
 CRIATC_{i,t+k+1} &= r_{i,t} * CATC_{i,t+k} * \frac{(1 + \alpha_{i,t+k})}{(1 - AIR_{t+k})} \\
 CATC_{i,t+k} &= EEv_{i,t+k} + COBSO_{i,t+k} + T_{i,t+k} + (Imob - DAcum)_{i,t+k} \\
 COTC_{i,t+k} &= EEv_{i,t+k} + COBSO_{i,t+k} + T_{i,t+k} + D_{i,t+k} \\
 CA \text{ ou } RA &= + / - \partial CRA_{i,t+k} \quad TC = RRTC / Vazão \text{ PGA} = COTC / Vazão \text{ PGA}
 \end{aligned}$$

6.6.3 Exemplo de aplicação do modelo ao operador MDR

Como no exemplo anterior, assuma que estamos no fim do ano de 2021 e o poder público concedente, através da ANA, assinou contrato de concessão para o MDR operar o PISF pelos próximos 35 anos. O regime tarifário definido no contrato é do tipo híbrido, em que a tarifa de disponibilidade é regulada por um modelo de preço-teto e a tarifa de consumo pelo modelo de custo mais *mark-up* sobre custo. Pede-se: (i) calcular a tarifa de disponibilidade da água bruta para vigorar no ciclo tarifário de 2022 a 2026; (ii) o valor da tarifa de disponibilidade no primeiro ano do próximo ciclo tarifário (2027), assumindo que os custos que lhe deram origem não se alteraram; (iii) calcular a tarifa de consumo para os anos de 2022; (iv) calcular a tarifa de consumo para o ano de 2023, assumindo que os únicos ajustes esperados na tarifa desse ano se referem à depreciação do investimento em ativo imobilizado, autorizado pelo regulador, formado em 2022, e ao ressarcimento da demanda extra de água bruta solicitada pelos estados em 2022, não prevista no PGA do respectivo ano; e (v) apresentar as demonstrações dos resultados do operador para os anos de 2022 e 2023, separadas por tipo de tarifa, e consolidada pelos dois regimes tarifários.

As premissas para cálculo são as mesmas da simulação para o operador privado, mas suprimimos as informações referente à remuneração e estrutura do capital, por não se aplicarem ao operador MDR, isto é:

- IPCA de 2022 a 2026: 3,5% ao ano;
- Vazão bruta outorgada: 26,4 m³/s, equivalente a uma vazão líquida, depois das perdas, de 19,98 m³/s;
- Vazão demandada, conforme PGA para o ano de 2022: a mesma do PGA do ano de 2020, isto é, 8,052 m³/s;

- Custos operacionais: *O&M, CA, DA, FRA, EEv, EEF, COBUA e Trib* (PIS, Cofins e ICMS): consideramos os valores estimados pela ANA, base para o cálculo da tarifa do ano de 2020;
- Custo do imobilizado já reconhecido do operador: assumiremos o valor informado na planilha da ANA para o cálculo da tarifa de 2020: R\$ 8.380.653,30;
- Depreciação acumulada do imobilizado existente do operador (*DAcum*): consideraremos a soma da despesa anual de depreciação dos anos 2018, 2019 e 2020, conforme informado na planilha da ANA para o cálculo da tarifa desses anos = R\$ 374.730,01;
- Investimentos em ativos imobilizados, autorizados pelo regulador, para o ano de 2022: R\$ 3,30 milhões: esse investimento ficou em fase pré-operacional no ano de 2022 e começou a gerar benefícios a partir do início do ano de 2023. O tempo médio esperado de vida útil desse investimento é de 10 anos;
- No ano de 2022 foi demandado pelos estados, em 1/9, mais 5,0 m³/s de bombeamento contínuo de água bruta, ao longo dos 4 meses restantes do ano;
- Custo da água bruta excedente (5 m³/s, durante 4 meses): assumiremos valor proporcional ao custo da demanda firme para todo o ano de 2020, estimado pela ANA para o cálculo da tarifa desse 2020;
- No ano de 2023 foram mantidos os mesmos custos de 2022 para a demanda firme de água bruta e não houve demanda extra de água;
- Quando do contrato inicial, o regulador avaliou que o operador performaria a custo médio 10% inferior aos custos que serviram de base para a definição da tarifa, ao longo de todo o ciclo tarifário 2022-2026, por isso decidiu compartilhar 30% desse ganho de eficiência na redução da tarifa-teto de disponibilidade do ciclo tarifário seguinte²¹.

Solução:

6.6.3.1 Cálculo da tarifa de consumo para o ano de 2022 – TC₂₀₂₂

a) Custos operacionais da tarifa de consumo (*COTC*):

²¹ O MDR como operador não teria incentivo para reduzir custos, já que não é propriamente uma empresa que lucraria mais quanto mais performasse abaixo do teto. Mas o MDR teria que contratar empresas privadas para realizar o serviço de adução de água bruta, pagando o teto no total e, portanto, estas teriam incentivos para reduzir custos.

- $COTC_{2022} = (EEv + COBSO + Trib + D)_{2021} = 124.529.210,57 + 0,00 + 4.545.316,19 + 131.365,24 \rightarrow COTC_{2022} = R\$ 129.205.892,00$

b) Custos e receitas acessórias (CRA):

- $CRA_{2022} = 0,00$ (contrato inicial, não há custo ou receita acessória);

c) Receita requerida da tarifa de consumo (RRTC):

- $RRTC_{2022} = COTC_{2022} +/- CRA_{2022} = 129.205.892,00 + 0,00 \rightarrow RRTC_{2022} = R\$ 129.205.892,00;$

d) Tarifa de consumo (TC):

- $TC_{2022} = RRTC_{2022} / Vazão PGA_{2022} = 129.205.892,00 / 8,052 * 86.400 * 365 \rightarrow TC_{2022} = R\$ 0,5088/m³.$

6.6.3.2 Cálculo da tarifa de consumo para o ano de 2023 – TC₂₀₂₃

a) Custos operacionais da tarifa de consumo (COTC):

- $COTC_{2023} = COTC_{2022} + \text{depreciação do novo imobilizado no ano de 2023, conforme enunciado nas premissas do exemplo} \rightarrow COTC_{2023} = 129.205.892,00 + 330.000,00 \rightarrow COTC_{2023} = R\$ 129.535.892,00$

b) Custos de ajustes à demanda extraordinária não prevista no PGA (CA):

Refere-se ao custo da energia elétrica adicional, inclusive encargos, necessária para o bombeamento extra de 5m³/s água bruta, entre 1/9 e 31/12/2002, mais o custo da aquisição da água bruta excedente, isto é:

- Custo variável da energia excedente ($EEv_{5m^3/s}$) = volume extra de energia ($VE_{5m^3/s}$), em MWh, vezes \$/MWh mais encargos
 - $VE_{5m^3/s} = 23.047,97 \text{ MWh/mês} * 1,0529 / 26,4 \text{ m}^3/\text{s}^{22} * 5 \text{ m}^3/\text{s} * 4 \text{ meses} \rightarrow VE_{5m^3/s} = 4.596,06 \text{ MWh/mês} * 4 \text{ meses} \rightarrow VE_{5m^3/s} = 18.384,24 \text{ MWh};$
 - $EEv_{5m^3/s} = 18.384,24 \text{ MWh} * 300,81/\text{MWh} * 1,33 \text{ (25% ICMS por dentro)} + 18.384,24 \text{ MWh} * R\$ 15,68/\text{MWh (CDE)} + 18.384,24 * R\$ 8,19/\text{MWh (PROINFA)} + 18.384,24 \text{ MWh} * 1,0529 * R\$ 2,50/\text{MWh} * 1,129567 \text{ (ISS)} \rightarrow EEv_{5m^3/s} = 7.834.256,13;$
- Custo variável da demanda extra-PGA de 5m³/s de água bruta, de 1/9 a 31/12 (CVAB):

²² Utilizada como referência a quantidade mensal de MWh da planilha “Anexo 1B-CV Energia Elétrica”, de 2020, para atender a demanda firme de 26,4 m³/s, considerando uma perda total de 5,29%.

- $CVAB = [(14.666.226,77/26,4*86.400*365)*5*86.400*122]^{23}$
- $CVAB = R\$ 928.434,86;$
- $CA_{2023} = 7.834.256,13 + 928.434,86 \rightarrow R\$ 8.762.690,99$
- c) Receita requerida da tarifa de consumo (*RRTC*):
 - $RRTC_{2023} = COTC_{2023} + CRA_{2023} = 129.535.892,00 + 8.762.690,99 \rightarrow RRTC_{2023} = R\$ 138.298.582,99;$
- d) Tarifa de consumo (TC):
 - $TC_{2023} = RRTC_{2023}/Vazão\ PGA_{2023} = 138.298.582,99/8,052*86.400*365 \rightarrow TC_{2023} = R\$ 0,5446/m³.$

6.6.3.3 Cálculo da tarifa de disponibilidade para o ano de 2022 – TC_{2022}

- a) Custos operacionais da tarifa de disponibilidade (*COTD*)
 - $COTD_{2022} = (O\&M + CA + EEF + COBUA + DA)_{2021} + FRA_{2021} = (69.001.177,62 + 21.612.386,15 + 13.395.164,17 + 14.666.226,77 + 17.896.757,96) + 4.259.551,80 \rightarrow COTD_{2022} = 136.571.712,67 + 4.259.551,80 \rightarrow COTD_{2022} = R\$ 140.831.264,47$
- b) Receita requerida da tarifa de disponibilidade (*RRTD*):
 - $RRTD_{2022} = COTD_{2022} = R\$ 140.831.264,47$
- c) Tarifa de disponibilidade (*TD*):
 - $TD_{2022} = RRTD_{2022}/Vazão\ outorgada\ descontada\ as\ perdas$
 - $TD_{2022} = 140.831.264,47/19,98*86.400*365 \rightarrow TD_{2022} = R\$ 0,2235/m³.$

A Tabela 6 seguinte reproduz a evolução das tarifas nominal e real ao longo do ciclo tarifário de 2022 a 2026, assumindo variação anual do IPCA igual a 3,5%, para o operador federal MDR. A tarifa de disponibilidade ficaria congelada, em termos reais, em R\$ 0,2235/m³ ao longo dos 5 anos do ciclo tarifário. O incentivo indireto do modelo é para que as empresas subcontratadas pelo operador melhorem a eficiência da produção, para diminuir custos, pois com isso aumentariam o seu lucro. Se não houvesse mudanças importantes na estrutura de custos fixos de operação do PISF, o fator de compartilhamento de eficiência acordado entre regulador e operador no contrato inicial, de 3%, se confirmaria e a tarifa para o próximo ciclo tarifário reduziria e se manteria congelada, em termos reais, em R\$ 0,2168/m³.

²³ Cálculo proporcional ao custo da outorga anual de 26,4 m³/s: 122 dias (1/9 a 31/12), 5m³/s.

Tabela 6 – Evolução da tarifa nominal no ciclo tarifário 2022 a 2026, operador MDR

Ano (início)	Inflação (IPCA)	Ø (ganho de eficiência do operador compartilhado com redução da tarifa)	TD nominal (R\$/m ³)	TD real (R\$/m ³)
2022	-	0,00	0,2235	0,2235
2023	3,5%	0,00	0,2313	0,2235
2024	3,5%	0,00	0,2394	0,2235
2025	3,5%	0,00	0,2478	0,2235
2026	3,5%	0,00	0,2565	0,2235
2027	3,5%	0,03	0,2575	0,2168

6.6.4 Demonstraçao do resultado do operador, anos 2022 e 2023

Uma vez que as tarifas foram calculadas com base nos custos, sendo este desmembrado sem rateio nos dois regimes tarifários, podemos calcular a demonstração do resultado extra-contábil do operador, já que o MDR não é uma empresa, separada por tipo de serviço. No fundo, é como se o MDR subcontratasse duas empresas para prestar o serviço de adução de água bruta, uma responsável pelos custos que não variam com o nível de atividade (tarifa de disponibilidade) e outra responsável pelos custos que variam com o volume da atividade do PISF. O “resultado” do MDR por operar o PISF será aproximadamente zero, pois a tarifa só recupera os custos operacionais, mas entenda-se que sob o ponto de vista econômico houve um prejuízo, pois não foi considerado o custo de oportunidade do capital dos contribuintes alocado à operação do PISF.

As tabelas a seguir mostram primeiro as demonstrações do resultado separadas por tarifa e depois uma demonstração do resultado única, consolidando o resultado de ambas.

Tabela 7 – Resultado do Exercício, tarifa de disponibilidade, operador MDR, dados simulados, anos 2022 e 2023

	2022	2023
Receita operacional líquida (*)	140.824.954,08	145.739.650,46
Custo do serviço prestado	136.571.712,67	141.351.722,61
Lucro bruto	4.253.241,41	4.387.927,85
Fundo de reposição de ativos	4.259.551,80	4.408.636,11
“Resultado” operacional (*)	-6.310,39	-20.708,26

(*) Valor negativo diferente de zero decorre de a tarifa ter sido arredondada para baixo na quarta casa decimal.

Tabela 8 – Resultado do exercício, tarifa de consumo, operador MDR, dados simulados, anos 2022 e 2023

	2022	2023
Receita operacional líquida (*)	129.198.501,27	138.289.119,09
Custo regular do serviço prestado	129.074.526,76	129.074.526,76
Lucro bruto	123.974,51	9.214.592,33

Custo demanda extra-PGA de energia	--	7.834.256,13
Custo demanda extra-PGA de água bruta	--	928.434,86
Depreciação de imobilizado “próprio”	131.365,24	461.365,34
“Resultado” operacional	-7.390,73	-9.464,00

(*) Valor positivo diferente de zero decorre de a tarifa ter sido arredondada para cima na quarta casa decimal.

Tabela 9 – Resultado consolidado, tarifas de disponibilidade e consumo, operador MDR, anos 2022 e 2023

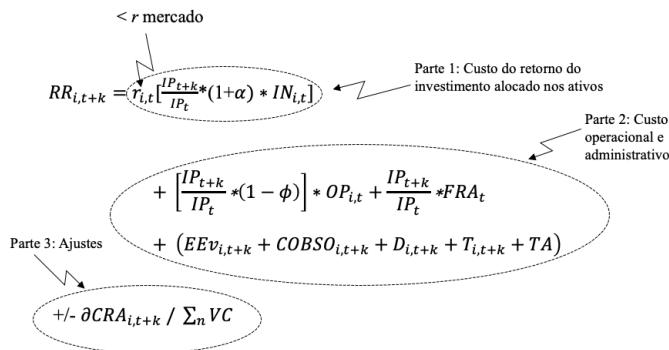
	2022			2023			Total 2022 e 2023
	TD	TC	Total	TD	TC	Total	
ROL	140.824.954,0	129.198.501,2	270.023.455,2	145.739.650,4	138.289.119,1	284.028.769,5	554.052.224,7
CSP	136.571.712,6	129.074.526,7	265.646.239,3	141.351.722,6	129.074.526,7	270.426.249,3	536.072.488,6
LB	4.253.241,4	123.974,5	4.393.098,5	4.387.927,8	9.214.592,3	13.616.778,4	17.979.736,1
FRA	4.259.551,8	--	4.259.551,8	4.408.636,1	--	4.408.636,1	8.651.907,9
Depreciação	--	131.365,2	131.365,2	--	461.365,2	461.365,2	592.530,4
Custo EE demanda extra-PGA	--	--	--	--	7.834.256,1	7.834.256,1	7.834.256,1
Custo AB demanda extra-PGA	--	--	--	--	928.434,9	928.434,9	928.434,9
“Resultado” MDR (*)	-6.310,4	-7.390,7	-13.701,1	-20.708,2	-9.464,0	-11.542,2	-27.393,2

(*) Valores negativos, diferentes do resultado esperado zero, decorrem de a tarifa ter sido arredondada na quarta casa decimal para baixo.

6.7 Ajuste do modelo geral de estrutura tarifária ao operador Codevasf

A Codevasf – Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba – é uma empresa pública constituída na forma de uma sociedade anônima de capital fechado. Como tal, a Codevasf tem personalidade jurídica própria e é obrigada a publicar demonstrações financeiras auditadas conforme artigo 133 da Lei 6.404/76. Os recursos que a Codevasf utiliza em suas operações são oriundos quase que inteiramente de dotações orçamentárias consignadas no orçamento da União, conforme inciso I do artigo 11 do Decreto 8.258, de 29 de maio de 2014. Por conseguinte, o risco financeiro da Codevasf é mínimo e o custo do seu capital será equivalente ao que o tesouro suporta para captar os recursos que lhe repassa via orçamento. O modelo geral terá os três componentes, conforme Figura 8 a seguir, mas a parcela do custo da remuneração do capital será comparativamente menor do que a taxa de retorno de mercado de um operador privado, pois este tem maior risco.

Figura 8 – PISF: Ajuste do modelo geral de estrutura tarifária ao operador Codevasf



O modelo de estrutura tarifária para a Codevasf como operador federal do PISF, apesar de conter os três componentes de custo é, entretanto, mais simplificado em sua operacionalização em razão da não existência de recursos de terceiros na estrutura de capital da empresa. O Decreto 8.258/2014, no seu artigo 11, inciso VI, até admite a possibilidade de a Codevasf vir a usar recursos de “outras origens”, por exemplo empréstimos bancários, mas nesse relatório assumiremos que o seu capital será inteiramente provido pela União. Consequentemente, o custo do capital da Codevasf será aquele que a União paga para captar recursos através de títulos públicos de longo prazo, que em média é a taxa Selic mais a variação do IPCA. Para calcular o custo do retorno do investimento aplicado às tarifas de disponibilidade e consumo, basta multiplicar essa taxa pelo capital das respectivas tarifas, sem necessidade dos cálculos adicionais do *WACC* e custo do capital próprio pelo modelo CAPM que seriam requeridos se o operador fosse uma empresa privada. As figuras 9 e 10 reproduzem a operacionalização matemática para as tarifas de disponibilidade e consumo, respectivamente, para a Codevasf como operadora federal do PISF.

Figura 9 – PISF: Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de disponibilidade, operador Codevasf

$< r$ mercado

$$RRTD_{i,t+k} = r_{i,t} * \frac{IP_{t+k}}{IP_t} CATD_{i,t} / (1 - AIR_t) + \frac{IP_{t+k}}{IP_t} * (1 - \phi_{t+k}) * OP_{i,t} + FRA_t$$

$$CRIATD_{i,t+k} = r_{i,t} * \frac{IP_{t+k}}{IP_t} CATD_{i,t} / (1 - AIR_t)$$

$$COTD = O\&M + CA + EEF + COBUA + DA$$

$$r_c = wacc = r_e \frac{E}{E + D} + r_d (1 - t_c) \frac{D}{E + D}$$

$$r_e = r_f + \beta_e (r_m - r_f) + RP$$

$$TD = \frac{RRTD}{Vazão}$$

$$TTD_i = PF_i \pm \Delta IP \pm K_i$$

Figura 10 – PISF: Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de consumo, operador Codevasf

$< r$ mercado

$$RRTC_{i,t+k+1} = r_{i,t} * CATC_{i,t+k} * \frac{(1 + \alpha_{i,t+k})}{(1 - AIR_{t+k})} + (EEv_{i,t+k} + COBSO_{i,t+k} + T_{i,t+k} + D_{i,t+k} + TA) + \partial CRA_{i,t+k}$$

$$CRIATC_{i,t+k+1} = r_{i,t} * CATC_{i,t+k} * \frac{(1 + \alpha_{i,t+k})}{(1 - AIR_{t+k})}$$

$$CATC_{i,t+k} = EEv_{i,t+k} + COBSO_{i,t+k} + T_{i,t+k} + (Imob - DAcum)_{i,t+k}$$

$$COTC_{i,t+k} = EEv_{i,t+k} + COBSO_{i,t+k} + T_{i,t+k} + TA_{i,t+k} + D_{i,t+k}$$

$$CA \text{ ou } RA = +/ - \partial CRA_{i,t+k}$$

$$TC = RRTC/Vazão \text{ PGA} = COTC/Vazão \text{ PGA}$$

6.7.1 Exemplo de aplicação do modelo ao operador federal Codevasf

Reproduziremos agora para a Codevasf a mesma simulação de tarifas que apresentamos anteriormente para o operador privado e para o MDR. Assuma que estamos no fim do ano de 2021 e o poder público concedente, através da ANA, assinou contrato de concessão para a Codevasf operar o PISF pelos próximos 35 anos. O regime tarifário definido no contrato é do tipo híbrido, em que a tarifa de disponibilidade é regulada por um modelo de preço-teto e a tarifa de consumo pelo modelo de custo mais *mark-up* sobre custo. Pede-se: (i) calcular a tarifa de disponibilidade da água bruta para vigorar no ciclo tarifário de 2022 a 2026; (ii) o valor da tarifa de disponibilidade no primeiro ano do próximo ciclo tarifário (2027), assumindo que os

custos que lhe deram origem não se alteraram; (iii) calcular a tarifa de consumo para os anos de 2022; (iv) calcular a tarifa de consumo para o ano de 2023, assumindo que os únicos ajustes esperados na tarifa desse ano se referem à depreciação do investimento em ativo imobilizado, autorizado pelo regulador, formado em 2022, e ao ressarcimento da demanda extra de água bruta solicitada pelos estados em 2022, não prevista no PGA do respectivo ano; e (v) apresentar as demonstrações dos resultados do operador para os anos de 2022 e 2023, separadas por tipo de tarifa, e consolidada pelos dois regimes tarifários.

Os dados e premissas para cálculo das tarifas de disponibilidade e consumo são:

- IPCA de 2022 a 2026: 3,5% ao ano;
- Vazão bruta outorgada: 26,4 m³/s, equivalente a uma vazão líquida, depois das perdas, de 19,98 m³/s;
- Vazão demandada, conforme PGA para o ano de 2022: a mesma do PGA do ano de 2020, isto é, 8,052 m³/s;
- Custos operacionais: *O&M, CA, DA, FRA, EEV, EEF, COBUA e Trib* (PIS, Cofins e ICMS): consideramos os valores estimados pela ANA, base para o cálculo da tarifa do ano de 2020;
- Custo do imobilizado já reconhecido do operador: assumiremos o valor informado na planilha da ANA para o cálculo da tarifa de 2020: R\$ 8.380.653,30;
- Depreciação acumulada do imobilizado existente do operador (*DAcum*): consideraremos a soma da despesa anual de depreciação dos anos 2018, 2019 e 2020, conforme informado na planilha da ANA para o cálculo da tarifa desses anos = R\$ 374.730,01;
- Investimentos em ativos imobilizados, autorizados pelo regulador, para o ano de 2022: R\$ 3,30 milhões: esse investimento ficou em fase pré-operacional no ano de 2022 e começou a gerar benefícios a partir do início do ano de 2023. O tempo médio esperado de vida útil desse investimento é de 10 anos;
- Taxa de retorno do capital alocado nos ativos do operador: Selic mais IPCA anual. No fim de 2021, essa taxa era: $r = \{[(1 + 0,025) * (1 + 0,035)] - 1\} * 100 \approx 6,0\% \text{ ao ano}$;
- Estrutura de capital: 100% de capital próprio;
- No ano de 2022 foi demandado pelos estados, em 1/9, mais 5,0 m³/s de bombeamento contínuo de água bruta, ao longo dos 4 meses restantes do ano;

- Custo da água bruta excedente (5 m³/s, durante 4 meses): assumiremos valor proporcional ao custo da demanda firme para todo o ano de 2020, estimado pela ANA para o cálculo da tarifa desse 2020;
- No ano de 2023 foram mantidos os mesmos custos de 2022 para a demanda firme de água bruta e não houve demanda extra de água;
- Quando do contrato inicial, o regulador avaliou que o operador performaria a custo médio 10% inferior aos custos que serviram de base para a definição da tarifa, ao longo de todo o ciclo tarifário 2022-2026, por isso decidiu compartilhar 30% desse ganho de eficiência na redução da tarifa-teto de disponibilidade do ciclo tarifário seguinte.

Solução:

6.7.1.1 Cálculo da tarifa de consumo para o ano de 2022 – TC₂₀₂₂

a) Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de consumo (CRIATC):

- $CRIATC_{2022} = r_{2022} * CATC_{2021} * \frac{(1+\alpha_{2022})}{(1-AIR_{2021})}$

- Capital alocado à tarifa de consumo (CATC):

$$CATC_{2022} = EEv + COBSO + Trib + Imob - DACum = 13.395.164,17 + 124.529.210,57 + 0,00 + 4.545.316,19 + 11.680.653,30^{24} - 374.730,01 \rightarrow CATC_{2022} = R\$ 140.380.450,05;$$

- Taxa de retorno do capital alocado à tarifa de consumo = 6% ao ano;
- $CRIATC_{2022} = 0,06 * 140.380.450,05 / (1 - 0,34) \rightarrow CRIATC_{2022} = R\$ 12.761.859,10;$

b) Custos operacionais da tarifa de consumo (COTC):

- $COTC_{2022} = (EEv + COBSO + Trib + D)_{2021} = 124.529.210,57 + 0,00 + 4.545.316,19 + 131.365,24 \rightarrow COTC_{2022} = R\$ 129.205.892,00$

c) Custos e receitas acessórias (CRA):

- $CRA_{2022} = 0,00$ (contrato inicial, não há custo ou receita acessória);

d) Receita requerida da tarifa de consumo (RRTC):

- $RRTC_{2022} = CRIATC_{2022} + COTC_{2022} + CRA_{2022} = 12.761.859,10 + 129.205.892,00 + 0,00 \rightarrow RRTC_{2022} = R\$ 141.967.751,10;$

e) Tarifa de consumo (TC):

²⁴ R\$ 8.380.653,30 (planilha custos tarifa 2020 ANA) + R\$ 3.300.000,00 (novo investimento autorizado para 2022, neste exemplo hipotético).

- $TC_{2022} = RRT{C_{2022}}/Vazão \text{ PGA}_{2022} = 141.967.751,10/8.052*86.400*365 \rightarrow TC_{2022} = R\$ 0,5591/\text{m}^3$.

6.7.1.2 Cálculo da tarifa de consumo para o ano de 2023 – TC_{2023}

a) Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de consumo ($CRIATC$):

- Capital alocado à tarifa de consumo ($CATC$):

$$CATC_{2023} = EEv + COBSO + Trib + Imob - DACum = 124.529.210,57 + 0,00 + 4.545.316,19 + 11.680.653,30 - (374.730,01 + 131.365,24) \rightarrow CATC_{2023} = R\$ 140.249.084,81;$$

- Taxa de retorno do capital alocado à tarifa de consumo = 6% ao ano;

$$CRIATC_{2023} = 0,06 * 140.249.084,81/(1 - 0,34) \rightarrow CRIATC_{2023} = R\$ 12.749.916,80;$$

b) Custos operacionais da tarifa de consumo ($COTC$):

- $COTC_{2023} = COTC_{2022} + \text{depreciação do novo imobilizado no ano de 2023, conforme enunciado nas premissas do exemplo} \rightarrow COTC_{2023} = 129.205.892,00 + 330.000,00 \rightarrow COTC_{2023} = R\$ 129.535.892,00$;

c) Custos e receitas acessórias (CRA):

No caso, só houve custos acessórios, referente ao custo da energia elétrica adicional, inclusive encargos, necessária para o bombeamento extra de $5\text{m}^3/\text{s}$ água bruta, entre 1/9 e 31/12/2002, mais o custo da aquisição da água bruta excedente, isto é:

- Custo variável da energia excedente ($EEv_{5m3/s}$) = volume extra de energia ($VE_{5m3/s}$), em MWh, vezes \$/MWh mais encargos
 - $VE_{5m3/s} = 23.047,97 \text{ MWh/mês} * 1,0529 / 26,4 \text{ m}^3/\text{s}^{25} * 5 \text{ m}^3/\text{s} * 4 \text{ meses} \rightarrow VE_{5m3/s} = 4.596,06 \text{ MWh/mês} * 4 \text{ meses} \rightarrow VE_{5m3/s} = 18.384,24 \text{ MWh}$;
 - $EEv_{5m3/s} = 18.384,24 \text{ MWh} * 300,81/\text{MWh} * 1,33 \text{ (25% ICMS por dentro)} + 18.384,24 \text{ MWh} * R\$ 15,68/\text{MWh (CDE)} + 18.384,24 * R\$ 8,19/\text{MWh (PROINFA)} + 18.384,24 \text{ MWh}/1,0529 * R\$ 2,50/\text{MWh} * 1,129567 \text{ (ISS)} \rightarrow EEv_{5m3/s} = 7.834.256,13$;
- Custo variável da demanda extra-PGA de $5\text{m}^3/\text{s}$ de água bruta, de 1/9 a 31/12 ($CVAB$):
 - $CVAB = [(14.666.226,77/26,4*86.400*365)*5*86.400*122]^{26}$

²⁵ Utilizada como referência a quantidade mensal de MWh da planilha “Anexo 1B-CV Energia Elétrica”, de 2020, para atender a demanda firme de $26,4 \text{ m}^3/\text{s}$, considerando uma perda total de 5,29%.

²⁶ Cálculo proporcional ao custo da outorga anual de $26,4 \text{ m}^3/\text{s}$: 122 dias (1/9 a 31/12), $5\text{m}^3/\text{s}$.

- $CVAB = R\$ 928.434,86;$
- $CRA_{2023} = 7.834.256,13 + 928.434,86 \rightarrow R\$ 8.762.690,99$

d) Receita requerida da tarifa de consumo ($RRTC$):

- $RRTC_{2023} = CRIATC_{2023} + COTC_{2023} + CRA_{2023} = 12.749.916,80 + 129.535.892,00 + 8.762.690,99 \rightarrow RRTC_{2023} = R\$ 151.048.499,79;$

e) Tarifa de consumo (TC):

- $TC_{2023} = RRTC_{2023}/Vazão\ PGA_{2023} = 151.048.499,79/8.052*86.400*365 \rightarrow TC_{2023} = R\$ 0,5948/m³.$

6.7.1.3 Cálculo da tarifa de disponibilidade para o ano de 2022 – TC_{2022}

a) Custo do retorno do investimento alocado à tarifa de disponibilidade ($CRIATD$):

- $CRIATD_{2022} = r * CATD_{2021}/(1 - AIR)$
- Capital alocado à tarifa de disponibilidade ($CATD$):

$$CATD_{2022} = (O\&M + CA + EEF + COBUA + DA)_{2021} = 69.001.177,62 + 21.612.386,15 + 13.395.164,17 + 14.666.226,77 + 17.896.757,96 \rightarrow CATD_{2022} = R\$ 136.571.712,67$$

- Taxa nominal de retorno do capital alocado à tarifa de consumo = 6% ao ano;
- $CRIATD_{2022} = 0,06 * 136.571.712,67/(1 - 0,34) \rightarrow CRIATD_{2022} = R\$ 12.415.610,24;$

b) Custos operacionais da tarifa de disponibilidade ($COTD$)

- $COTD_{2022} = (O\&M + CA + EEF + COBUA + DA)_{2021} + FRA_{2021} = CATD_{2022} + FRA_{2021}$
- $\rightarrow COTD_{2022} = 136.571.712,67 + 4.259.551,80 \rightarrow COTD_{2022} = R\$ 140.831.264,47;$

c) Receita requerida da tarifa de disponibilidade ($RRTD$):

- $RRTD_{2022} = CRIATD_{2022} + COTD_{2022} = 12.415.610,24 + 140.831.264,47$
- $RRTD_{2022} = R\$ 153.246.874,71;$

d) Tarifa de disponibilidade (TD):

- $TD_{2022} = RRTD_{2022}/Vazão\ outorgada\ descontada\ as\ perdas$
- $TD_{2022} = 153.246.874,71/19.98*86.400*365 \rightarrow TD_{2022} = R\$ 0,2432/m³;$

A Tabela 10 seguinte reproduz a evolução das tarifas nominal e real ao longo do ciclo tarifário de 2022 a 2026, assumindo variação anual do IPCA igual a 3,5%. A tarifa de disponibilidade ficaria congelada, em termos reais, em R\$ 0,2432/m³ ao longo dos 5 anos do ciclo tarifário. Se os custos do operador aumentassem, ele assumiria o prejuízo. O incentivo direto do modelo é para o operador melhorar a eficiência da produção para diminuir custos,

pois com isso aumentaria o retorno do capital alocado nos ativos para além da taxa livre de risco considerada. Se não houvesse mudanças importantes na estrutura de custos do operador, o fator de compartilhamento de eficiência acordado entre regulador e operador no contrato inicial, de 3%, se confirmaria e a tarifa para o próximo ciclo tarifário reduziria e se manteria congelada, em termos reais, em R\$ 0,2359/m³.

Tabela 10 – Evolução da tarifa nominal no ciclo tarifário 2022 a 2026, operador Codevasf

Ano (início)	Inflação (IPCA)	Ø (ganho de eficiência do operador compartilhado com redução da tarifa)	TD nominal (R\$/m ³)	TD real (R\$/m ³)
2022	-	0,00	0,2432	0,2432
2023	3,5%	0,00	0,2517	0,2432
2024	3,5%	0,00	0,2605	0,2432
2025	3,5%	0,00	0,2696	0,2432
2026	3,5%	0,00	0,2791	0,2432
2027	3,5%	0,03	0,2802	0,2359

6.7.2 *Demonstração do resultado do operador, anos 2022 e 2023*

Uma vez que as tarifas foram calculadas com base nos custos, incluído o custo do capital alocado nos ativos do operador, sendo este desmembrado sem rateio no capital que serve os custos operacionais dos dois regimes tarifários, podemos calcular a demonstração do resultado do operador separada por tipo de serviço. O lucro após o imposto de renda e contribuição social, apurado em cada uma das demonstrações do resultado do exercício separadas por tipo de tarifa, será exatamente igual ao retorno do capital alocado nos ativos do operador, posto que no cálculo do retorno dos ativos foi levado em consideração o efeito da tributação de imposto de renda sobre o lucro operacional.

As tabelas a seguir mostram primeiro as demonstrações do resultado separadas por tarifa e depois uma demonstração do resultado única, consolidando o resultado de ambas.

Tabela 11 – PISF: Demonstração do Resultado do Exercício, tarifa de disponibilidade, operador Codevasf, dados simulados, anos 2022 e 2023

	2022	2023
Receita operacional líquida (*)	153.237.712,90	158.593.471,78
Custo do serviço prestado	136.571.712,67	141.351.722,61
Lucro bruto	16.666.000,23	17.241.749,17
Fundo de reposição de ativos	4.259.551,80	4.408.636,11
Lucro operacional	12.406.448,43	12.833.113,06
Imposto de renda/contribuição social	4.218.192,47	4.363.258,44
Lucro líquido (1)	8.188.255,96	8.469.854,62
Capital alocado a TD (CATD) – (2)	136.571.712,67	141.351.722,61
Taxa de retorno do operador (1)/(2)	5,99% (**)	5,99% (**)
<i>WACC</i> nominal requerido	6,00%	6,00%

(*) Valor um pouco menor do que a receita requerida calculada devido a arredondamento para baixo da tarifa na quarta casa decimal.

(**) Valor não é exatamente igual ao *wacc* requerido devido ao arredondamento para baixo da tarifa na quarta casa decimal.

Tabela 12 – PISF: Demonstração do Resultado do Exercício, tarifa de consumo, operador Codevasf, dados simulados, anos 2022 e 2023

	2022	2023
Receita operacional líquida (*)	141.971.073,24	151.036.298,27
Custo regular do serviço prestado	129.074.526,76	129.074.526,76
Lucro bruto	12.896.546,48	21.961.771,51
Custo demanda extra-PGA de energia	--	7.834.256,13
Custo demanda extra-PGA de água bruta	--	928.434,86
Depreciação de imobilizado próprio	131.365,24	461.365,24
Lucro operacional (EBIT)	12.765.181,24	12.737.715,28
IR e CSLL	4.340.161,62	4.330.823,20
Lucro após o IR e CSLL	8.425.019,62	8.406.892,08
Capital alocado à tarifa de consumo	140.380.450,05	140.249.084,81
Retorno nominal do capital	6,00%	5,99% (**)
Retorno nominal desejado (<i>r</i>)	6,00%	6,00%

(*) Valor é um pouco diferente da receita requerida calculada devido ao arredondamento para baixo da tarifa na quarta casa decimal.

(**) Valor não é exatamente igual ao *wacc* requerido devido ao arredondamento para baixo da tarifa na quarta casa decimal.

Tabela 13 – Resultado consolidado, tarifas disponibilidade e consumo, operador Codevasf, anos 2022 e 2023

	2022			2023			Total 2022 e 2023
	TD	TC	Total	TD	TC	Total	
ROL	153.237.712,9	141.971.073,2	295.208.786,1	158.593.471,7	151.036.298,2	309.629.769,9	604.838.556,0
CSP	136.571.712,7	129.074.526,8	265.646.239,5	141.351.722,6	129.074.526,7	270.426.249,3	536.072.488,8
LB	16.666.000,2	12.896.546,4	29.562.546,6	17.241.749,1	21.961.771,5	39.203.520,6	68.766.067,2
FRA	4.259.551,8	--	4.259.551,8	4.408.636,1	--	4.408.636,1	8.668.187,9
Depreciação	--	131.365,2	131.365,2	--	461.365,2	461.365,2	592.530,4
Custo EE demanda extra-PGA	--	--	--	--	7.834.256,1	7.834.256,1	7.834.256,1
Custo AB demanda extra-PGA	--	--	--	--	928.434,9	928.434,9	928.434,9
LO (EBIT)	12.406.448,4	12.765.181,2	25.171.629,6	12.833.113,0	12.737.715,2	25.570.828,2	50.742.457,8
IR/CSLL	4.218.192,5	4.340.161,6	8.558.354,1	4.363.258,4	4.330.823,2	8.694.081,6	17.252.435,7
Res. Pós IR-CSLL	8.188.255,9	8.425.019,6	16.613.275,5	8.469.854,6	8.406.892,0	16.876.746,6	33.490.022,1
Capital alocado	136.571.712,6	140.380.450,0	276.952.162,6	141.351.722,6	140.249.084,8	281.600.807,4	558.552.970,0
ROI nominal pós IR/CSLL	5,99%	6,00%	6,00%	5,99%	5,99%	5,99%	6,00%
Retorno desejado	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%

(*) Em algumas totalizações, o valor da taxa de retorno não é exatamente igual ao *wacc*. Isto se deve ao arredondamento da tarifa na quarta casa decimal.

6.8 Comparação da tarifa por tipo de operador

Em um primeiro momento, a tarifa mais cara do PISF é a do operador privado. A mais barata, se o MDR for o operador. A tarifa da Codevasf como operadora é intermediária entre os dois operadores anteriores. Isto deriva de não existir custo do capital na tarifa se o MDR for a operadora federal; e de o custo do capital da Codevasf ser inferior ao do operador privado. A Tabela 14, bem como sua visão em gráficos, mostram o valor das tarifas de disponibilidade e consumo para os três operadores, e também o aumento relativo de cada tarifa tomando o MDR como base.

Tabela 14 – PISF: comparação por tipo de operador das tarifas de disponibilidade e consumo, números simulados para os anos de 2022 e 2023

Operador	2022				2023			
	TD	Base _{MDR}	TC	Base _{MDR}	TD	Base _{MDR}	TC	Base _{MDR}
MDR	0.2235	1.0000	0.5088	1.0000	0.2313	1.0000	0.5446	1.0000
Codevasf	0.2432	1.0881	0.5591	1.0989	0.2517	1.0822	0.5948	1,0922
Privado	0.2580	1.1544	0.5969	1.1732	0.2670	1.1543	0.6326	1,1616

Gráfico 3 – PISF: comparação por tipo de operador das tarifas de disponibilidade e consumo, números simulados para o ano 2022, em R\$/m³

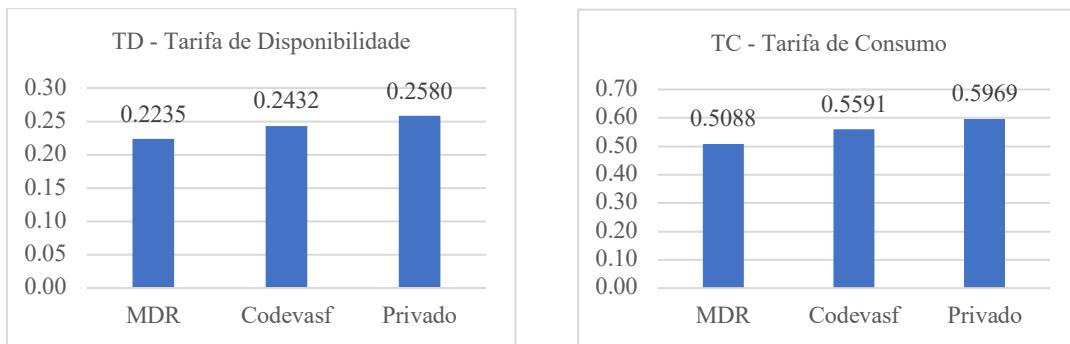
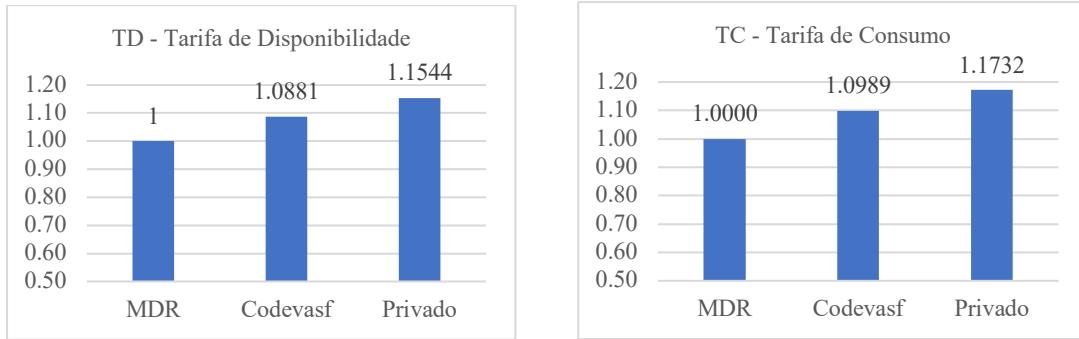


Gráfico 4 – PISF: comparação por tipo de operador das tarifas de disponibilidade e consumo, números simulados para o ano 2022, em percentual em relação ao MDR como base



Depois de algum tempo da privatização dos serviços de adução de água bruta do PISF, caso ocorra, a tarifa pode ficar mais barata do que seria se operador fosse público, mas isso irá depender de investimentos em tecnologias mais eficientes de produção, por exemplo, conjuntos moto-bombas de maior rendimento.

6.9 Normatização, taxa de performance e remuneração do capital

O artigo 20 do Decreto 5995, de 19 de dezembro de 2006, que instituiu o sistema de gestão do PISF, estabelece que “os serviços de adução de água bruta (...) serão remunerados com base em preços constantes no PGA, que resarcirão, **no mínimo** (grifo nosso), os custos administrativos, operacionais e de manutenção, inclusive impostos, taxas, seguros e encargos legais, referentes à atividade da Operadora Federal.” Na sequência, o artigo 21 diz que os custos operacionais do PISF ficam divididos em custos fixos e variáveis, “incluindo percentual de administração da operadora federal.” Os parágrafos primeiro e segundo desse mesmo artigo

conceituam e discriminam, respectivamente, os custos fixos e variáveis do PISF, nestes incluídos o “percentual de administração da operadora federal.”

Em linha com o decreto acima, a Nota Técnica 4/2018/COSER/SER, da ANA, que cria indicadores técnicos para avaliar a qualidade da prestação do serviço de água bruta, recomenda que o desempenho nesses indicadores sirva como “ponderador para o cálculo da taxa de administração fixa devida à Operadora Federal, onde uma avaliação satisfatória significaria o recebimento integral dessa taxa e uma avaliação insatisfatória significaria o recebimento parcial da mesma ou mesmo o não recebimento.”

O modelo geral de estrutura tarifária que propomos neste relatório, bem como sua particularização por tipo de operador, não contempla uma taxa de administração para a operadora federal, condicionada ou não a desempenho, entre os itens de custos fixos e variáveis que formam a tarifa. Nossa entendimento é que o custo do retorno do capital alocado nos ativos da operadora, um dos componentes da tarifa, equivalente ao custo das fontes de capital ajustado ao risco, já inclui o retorno justo do operador por administrar as operações do PISF. No caso específico da Codevasf como operadora federal, a taxa de remuneração do capital que propomos é menor do que a que seria exigida por um operador privado, pois o risco daquela empresa pública é praticamente inexistente, posto que os recursos que ela utiliza para administrar o PISF são oriundos de dotação consignada no orçamento da União, cujo custo de oportunidade pode ser aproximado pela taxa que o tesouro paga nos títulos que emite para captar recursos.

Em conclusão, entendemos que o modelo de estrutura tarifária proposto neste relatório se alinha com os artigos 20 e 21 do Decreto 5995/06. Primeiro, porque não é exaustiva a lista de categorias de custos do PISF a que se refere os dois artigos, o que permite a inclusão do custo do capital entre os custos mencionados. Em segundo lugar, porque a remuneração do capital pode perfeitamente substituir a ideia da taxa de administração como recompensa do trabalho da operadora federal por administrar o PISF. Mesmo assim, seguindo entendimento acordado na reunião entre as equipes UnB e ANA realizada no dia 8/4/2021, mantivemos a variável T_A (taxa de administração) na especificação matemática da tarifa de consumo, já que pode existir dúvidas na interpretação do artigo 21 do Decreto 5995, de 14/12/2006, se é requerida ou não, mas no exemplo numérico apresentado essa taxa não foi considerada. Quanto à recomendação da Nota Técnica 4/2018/COSER/SER, sugerimos não condicionar a taxa de administração, aqui substituída pela remuneração do capital, ao atingimento de metas de

qualidade do serviço definidas em indicadores técnicos e operacionais. Como as metas de desempenho já estarão refletidas nos custos estimados, é mais recomendável incentivo reverso nesse caso, isto é, o operador seria penalizado, por exemplo com multas em favor do usuário do serviço, se não atingisse o desempenho esperado.

6.10 IPCA: uso no modelo da tarifa-teto de disponibilidade

O Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) é apurado mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e aponta a variação no custo de vida médio de famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos. A cesta de bens do IPCA é definida pela Pesquisa de Orçamentos Familiares, do IBGE, e tem como principais itens em sua composição Alimentação e Bebidas (21%), Transportes (20%) e Habitação (15%).

O Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), por sua vez, é calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), e é uma média ponderada de três outros índices de preços: o Índice de Preços ao Produtor Amplo (IPA), o Índice de Preços ao Consumidor (IPC) e o Índice Nacional de Custo da Construção (INCC). De fato, sua composição considera 60% para o IPA, 30% para o IPC e 10% para o INCC. O IPA avalia a evolução dos preços para os produtores, enquanto que o IPC mede a inflação para os consumidores finais e o INCC mensura a variação de preços dos materiais de construção. É válido mencionar que, por dar grande peso ao IPA, o IGP-M é bastante sensível às flutuações na taxa de câmbio, dado que tal índice capta a variação dos preços dos produtos agropecuários e industriais, que são sensíveis à variação cambial.

Uma vez que o PISF apresenta uma estrutura de custos mais parecida com a composição do IPCA, entende-se ser mais apropriado a adoção desse indexador como índice de reajuste da tarifa-meta de disponibilidade, em detrimento do IGP-M, em linha com o princípio da sustentabilidade financeira da operadora federal.

7. Regulação por Desempenho e o Fator X

7.1 Subsídio da regulação RIIO a uma proposta para o parâmetro \emptyset (phi)

Os modelos de regulação de preço-meta são do tipo $IP-X$, onde IP é um índice de preços que mensura a inflação e X é um parâmetro para sinalizar a possibilidade de redução real da tarifa, em razão de ganhos de produtividade do operador, nas revisões ordinárias ou

extraordinárias da tarifa. A ideia é que parte dos ganhos de eficiência do operador, estimulado pela própria lógica estrutural do modelo, seja compartilhado com o usuário.

O modelo tarifário proposto neste relatório não incluiu o fator X na tarifa. Ele foi incluído diretamente na estrutura de custos que gerou a receita requerida, como um parâmetro que denominamos ϕ (*phi*), cujo valor percentual deve ser estipulado pelo regulador. O problema nessa formulação, seja ϕ incluído como um redutor de custos, como fizemos, ou na própria tarifa-teto, como o fator X , é quais variáveis o regulador deve considerar como determinantes minimamente objetivos de um parâmetro que vai resultar na diminuição da tarifa que o usuário do serviço paga ao operador.

Nós defendemos, a princípio, não estabelecer uma fórmula específica para o cálculo de *phi*. Ele é o resultado de todas as ações adotadas pelo operador monopolista para reduzir custos e, com isso, obter transitoriamente lucro acima do custo do capital, posto que a tarifa está fixada pelo teto. Então, nos parece que a melhor maneira de negociar a transferência de parte desse ganho de eficiência para a tarifa é o regulador acompanhar anualmente as demonstrações contábeis do operador, sobretudo nos dois últimos anos antes da revisão tarifária, para verificar o comportamento dos retornos sobre o ativo e sobre o patrimônio líquido. Se esses retornos estiverem acima do *WACC* usado como parâmetro do equilíbrio justo entre tarifa e custos, a operadora estaria obtendo lucros anormais e o regulador poderia estabelecer, em negociação com o regulado, o percentual de *phi* que iria gerar o novo custo eficiente e, consequentemente, a nova tarifa-meta de disponibilidade. Este processo de monitoramento contábil da eficiência em custos do operador deve ser acompanhado sem prejuízo da necessária regulação por incentivos através de metas de desempenho relacionados à qualidade da prestação do serviço, meio-ambiente, segurança, aspectos sociais e de investimentos estratégicos.

Mas, a partir de 2013 foi implementado no Reino Unido o *RIIO*²⁷, novo modelo regulatório para a receita teto requerida dos segmentos da rede de infraestrutura de eletricidade e gás, em resposta às rápidas mudanças tecnológicas que vem ocorrendo no setor elétrico. O segmento de rede de infraestrutura tem os preços regulados devido a sua natureza monopolista. Em todo o Reino Unido, apenas 3 empresas²⁸ operam na transmissão e 14 empresas, pertencentes a 6 grupos empresariais, atuam na distribuição de eletricidade. O monopólio se

²⁷ Os estudos e consultas públicas sobre o *RIIO* começaram em 2010.

²⁸ NGET, SPT e SHET. A maior, NGET, é mais de 5 (3) vezes maior, em faturamento, do que a terceira (segunda).

caracteriza porque o reino unido foi dividido em 14 regiões e cada empresa que opera a rede de distribuição de energia atua em uma dessas regiões.

Os danos ao ambiente causado pelos combustíveis fósseis, e a pressão de movimentos organizados da sociedade por energia limpa, criaram um ambiente político que favoreceu o desenvolvimento e aperfeiçoamento contínuo de tecnologias de geração, transmissão e armazenamento de energia oriunda de fontes renováveis. As estruturas de rede são um gargalo tecnológico na cadeia de valor da energia. A geração eólica, solar e de outras fontes renováveis vem avançando progressivamente em eficiência energética e, consequentemente, no barateamento do custo por MWh gerado. Grandes avanços acontecem também nos dispositivos para armazenamento de energia, rompendo um pouco o paradigma anterior de que a energia seria um bem não estocável. Outros avanços acontecem na área de comercialização, como medidores inteligentes de consumo e sensores que apagam e acendem as luzes automaticamente conforme a presença/ausência humana nos ambientes. Este cenário gera pressão para a modernização do segmento de transmissão e distribuição, normalmente composto por estruturas antigas e tecnologicamente defasadas, que requerem grandes investimentos em inovações como *grid* inteligente e transmissão subterrânea.

O objetivo da regulação *RIIO* é mudar o foco de custos para uma regulação por desempenho. Em outras palavras, olhar mais para o *output* do sistema, medido por metas de desempenho, do que para o *input* (custos) para operar o serviço de infraestrutura. Baseado nesse princípio, a regulação *RIIO* (Receita requerida = incentivo + inovação + output)²⁹ foi implementada em 2013 no Reino Unido para as 3 companhias transmissoras e, em 2015, para as 14 distribuidoras. O ciclo tarifário da primeira experiência com esse modelo regulatório é de 8 anos, com avaliação anual da efetividade do modelo. Resumidamente, no *RIIO* o regulador examina e valida um plano de metas para todo o ciclo tarifário, apresentado por cada empresa regulada. Uma vez validado o plano, a receita teto de partida de cada operadora é definida com

²⁹ Esta é a forma que o *RIIO* está representado no sítio da agência reguladora (Ofgem) no Reino Unido. Não é uma soma direta, pois uma medida financeira não pode ser igualada pela soma de medidas não financeiras. O modelo pode ser interpretado da seguinte forma: (i) incentivos e inovações antecipadamente definidos pelo regulador se materializam em um plano de negócios apresentado pelas empresas reguladas para o ciclo tarifário estabelecido; (ii) a receita requerida de cada empresa é definida quando o regulador aprova o plano; (iii) a implementação do plano de cada empresa é monitorada pelo regulador através do desempenho medido por um conjunto de indicadores (*output*); e (iv) a avaliação dos resultados gera *input* para a revisão da tarifa a cada ano, para baixo ou para cima, e para o regulador aperfeiçoar o modelo para o ciclo tarifário seguinte.

base em sua totex³⁰. Essa receita pode ser aumentada *ex-ante*, em até 2,5%, conforme a qualidade das informações do plano apresentado³¹ em relação a referências financeiras estabelecidas a partir de 6 categorias de desempenho³², que é o *output* esperado do modelo de regulação.

O *RIOO-1* finaliza em 2021 para as transmissoras. Avaliações preliminares já indicam vários pontos de aperfeiçoamento. O AEE – Advanced Energy Economy, ONG americana especializada em estudos econômicos sobre energia limpa, avaliou os relatórios intermediários de acompanhamento produzidos pelo regulador, e apontou várias áreas de melhoria. O *RIOO-2* foi aprovado com muitas alterações em relação ao *RIOO-1*. Tooraj (2020) analisou cada alteração proposta, com base na teoria econômica de regulação, conforme Quadro 3 a seguir:

³⁰ A totex combina, em proporção previamente definida, gastos de capital (capex) e operacionais (opex) da *utility* num único ativo regulatório. A taxa de retorno é calculada sobre ambos. Isto pode diminuir, segundo a Ofgem, o incentivo para a regulada preferir investir em capex (e ter uma taxa de retorno assegurada) do que em opex. Em combinação com o teto da receita, a abordagem totex incentiva as *utilities* a buscar soluções mais baratas e as encoraja a terceirizar serviços que reduzam o custo dos projetos, restabelecendo um cenário ganha-ganha-ganha para a *utility*, terceiros e clientes.

³¹ Os planos de negócio de cada companhia são apresentados no início do controle de preços. Se o plano for aprovado logo de início, pela qualidade das informações em relação a um *benchmarking*, o processo é finalizado e a empresa respectiva: (i) terá maior compartilhamento do seu lucro anual com o consumidor (varia de 47 a 70%); (ii) é recompensada com incentivo financeiro de 2,5% da totex na tarifa; e (iii) é dispensada de passar pelo processo de análise do IQI – Incentivo para Qualidade da Informação. Porém, os planos recusados devem ser resubmetidos e estarão sujeitos a maior escrutínio, com o compartilhamento dos lucros definido em comparação dos custos orçados com um padrão de referência.

³² Segurança; disponibilidade e confiabilidade (da rede); benefícios ao meio-ambiente; satisfação do cliente; pontualidade de novas conexões do consumidor à rede; investimentos na rede: aperfeiçoamento e estruturas de conexão a novas geradoras.

Quadro 3 - Principais diferenças entre o RIIO-1 e o (esperado) RIIO-2

Mecanismo de incentivo	RIIO-1	RIIO-2	Motivação para a mudança / possível impacto
Período de controle de preços	8 anos	5 anos	<p>Motivação: Reduz risco de antecipar valores muito altos/baixos para os elementos financeiros, devido à assimetria de informação.</p> <p>Possível impacto: pode impactar gastos em inovação, devido ao período menor para recuperar qualquer investimento.</p>
Mecanismos de incentivo no Totex	Incentivo para a qualidade da informação (IQI) – consiste em antecipar recompensa ou penalidade pela qualidade da informação prestada	Nenhum	<p>Motivação: incentivo não produziu o efeito desejado, possivelmente porque a premissa assumida não se mostrou alinhada à realidade.</p>
	Fator de compartilhamento do lucro com o consumidor (de 47 a 70%) – cada companhia recebe diferente proporção, determinada pelo IQI.	Fator misto (15-50%) calculado pela média ponderada dos fatores atribuídos a diferentes categorias de custo, com base em informações históricas de custo.	<p>Motivação: análise mostrou que não parece haver relação entre fatores de compartilhamento e o valor que as companhias deixaram de gastar de Totex sob a RIIO-1. É portanto difícil justificar um fator de compartilhamento maior.</p>
Incentivos no plano de negócios	<i>Fast-tracking</i> – desfecho rápido do preço-teto. As companhias recebiam o maior fator de compartilhamento disponível (sem ter que passar pelo processo IQI). Recompensa adicional antecipada equivalente a 2,5% da totex.	Incentivo no plano de negócios – antecipação de recompensa ou penalidade equivalente a até +/-2% da totex a partir de um fundo partilhado.	<p>Motivação: provê as empresas com incentivo adicional para recompensar esforços ambiciosos de qualidade de serviços e metas de custo. E também como prêmio por informações específicas que possam ser reveladas e usadas por outras empresas no mesmo setor (e.g., melhor entendimento dos riscos, incerteza, particularmente aqueles que não favoreçam as companhias reguladas).</p> <p>Possível impacto: a partir de feedback das companhias, o tamanho proposto da recompensa pode não ser suficiente para incentivar a participação e esforço.</p>
Incentivos para a entrega de outputs	Metas e incentivos por diferentes outputs estabelecidos ex-ante para todo o período do RIIO.	Abordagem dinâmica no estabelecimento de metas e incentivos, que podem mudar ao longo do período da RIIO-2 a depender do desempenho relativo.	<p>Motivação: as metas foram alcançadas muito cedo na RIIO-1. As propostas da RIIO-2 removem riscos associados ao estabelecimento de metas de outputs facilmente alcançáveis, ao permitir aumentar o nível das metas ao longo do tempo.</p>
Inovação	Estímulo a inovação como parte do controle de preços através de 3 mecanismos: <ol style="list-style-type: none"> Annual Innovation Competition – valor \approx£500m ao longo da RIIO-1. Network Innovation Allowance assegurado a cada companhia (0,5 – 0,7% da receita) 	Reforma a Network Innovation Allowance (NIA): <ul style="list-style-type: none"> Focar principalmente projetos relacionados a transição para sistemas de energia de maior prazo, e que se relacionem com a (redução da) vulnerabilidade do cliente. Melhorar a divulgação pública dos projetos, incluindo custos e benefícios, demonstrando que as inovações bem sucedidas sejam difundidas pelo setor. Ao invés de financiamentos vinculados a receita, os 	<p>Motivação: evidência de que (b) foi usado para financiar trabalhos de O&M que deveriam ter sido custeados pelo valor da totex. Funding para os desafios de inovação mais estratégicos. Assegurar adicionalidade de novos projetos.</p> <p>Possível impacto: Mais projetos para inovação em operação & manutenção, financiados pela totex, próximos a migrarem para o processo normal de trabalho da empresa.</p>

	autorizada ≈ £500m ao longo da RII0-1). c. Mecanismo de implementação de Inovação –funding que permite a transição da inovação-piloto para o processo normal da empresa	recursos para inovação seriam estabelecidos com base em justificativa expressada no Plano de Negócios. Substituir (a) por um novo fundo focado nos desafios de inovação mais estratégicos, abertos à participação de terceiros.	Pode reduzir o escopo de inovações em estágios iniciais de desenvolvimento. Complexidade da governança de novas formas de (a) pode reduzir o escopo de inovações em estágios iniciais. Dificuldade de acompanhar benefícios alcançados por esses tipos de projetos.
Custo do capital	6 a 7% (RPI em termos reais), 7 a 8% equivalent indexado ao CPIH).	4,0 a 5,6% (real indexado ao CPIH).	Motivação: alinhar o custo autorizado do capital aos riscos das companhias reguladas da rede de infraestrutura e levar em consideração a expectativa de performance superior, motivada pela assimetria de informação. Possível impacto: provável redução geral do retorno sobre o capital regulado, mas pode afetar o custo do capital no futuro.
Resiliência dos ativos	Algumas medidas incluídas na RII0-1.	Melhoria das medidas anteriores para restringir ainda mais a possibilidade de a companhia cortar gastos de manutenção de ativos.	Motivação: assegurar que o valor de longo prazo para os consumidores esteja melhor refletido nos planos de negócio das companhias, e que elas sejam responsabilizadas por entregar esse valor aos clientes.
Mecanismo de ajuste dos retornos	Nenhum	Considerar características específicas da companhia como ET (transmissora de eletricidade), GT (transmissora de gás) and GD (distribuidora de gás), se os retornos desviarem de $\pm 3\%$.	Motivação: proteger os consumidores de retornos excessivos que resultem da assimetria de informação do regulador ao estabelecer a receita. Proteger os investidores do risco de queda dos retornos. Possível impacto: pode distorcer os incentivos das companhias em termos do esforço para alcançar retornos mais elevados e afetar a ubmssão da totex.

No modelo *RIIO*, o mecanismo de compartilhamento anual da eficiência da operadora com o consumidor, uma espécie de fator *X* anual, não é baseado nas 6 categorias de *outputs* sobre os quais está fundamentado o sistema de incentivos e, consequentemente, o dimensionamento da receita requerida. Tooraj (2020) observa que o mecanismo de compartilhamento de lucros ligado à totex pode levar a efeitos mais duradouros na eficiência, que podem ser considerados em futuros esquemas de controle de preços. Em uma perspectiva econômica, um incentivo único global para todos os custos, como a totex, é mais eficiente para induzir redução de custos do que incentivos parciais através da exigência do cumprimento de metas para categorias específicas de indicadores de desempenho. Incentivos fragmentados podem impedir a igualdade global entre custo e benefício marginal da eficiência, pois as empresas passariam a buscar vários equilíbrios parciais, por cada meta incentivada de

desempenho. O somatório das várias minimizações parciais de custo seria menos eficiente do que a minimização global.

Sob a RIIO-1, o percentual de compartilhamento do lucro em excesso da operadora com o consumidor varia de 47 a 70%. Na RIIO-2, esses percentuais mudarão para 15 a 50%. O maior (menor) percentual aplica-se à operadora da rede cuja totex proposta no seu plano de negócios estivesse mais próxima (distante), para baixo, do valor de referência, já que a receita requerida de cada operadora é definida pela sua totex validada pelo regulador. Por exemplo, suponha que a totex aprovada de uma distribuidora de eletricidade para um certo ano foi de \$ 100, quando o valor de referência era de \$ 105. Esse foi o valor de totex mais próximo da referência, por isso o regulador fixou o parâmetro de compartilhamento do lucro anormal (acima do wacc) da distribuidora em 70%, para todo o período de controle de preços. Se no ano em questão a totex realizada da distribuidora foi de 90, a redução de custos de \$ 10 (90 – 100), que aumentou o lucro no mesmo valor pois a receita está fixada em \$ 100, será compartilhada 70% para o consumidor, ou seja \$ 7 (0,7 x 10), e \$ 3 (0,3 x 10) para a distribuidora.

7.2 Proposta para objetivação do parâmetro \emptyset (phi)

A rede de infraestrutura do PISF se assemelha à rede de transmissão do setor de energia. As estações de bombeamento e o canal que transporta a água bruta têm relação com o gás que é pressurizado nos dutos até a malha de distribuição nas cidades. A linha de transmissão de alta tensão e subestações funcionam como uma rede transmissora de eletricidade restrita ao PISF. Dada essa semelhança, propomos que o critério utilizado para o cálculo do fator X no RIIO do Reino Unido seja adaptado para o PISF.

No Reino Unido, 3 transmissoras e 14 distribuidoras (estas últimas pertencentes a 6 grupos empresariais), operam a rede de eletricidade; e 1 transmissora e 8 distribuidoras, pertencentes a 4 grupos, operam a rede de gás. Se qualquer uma dessas empresas operar abaixo da totex que lhe foi atribuída pelo regulador, para cada um dos 8 anos do período do controle de preços inicial, parte do ganho de eficiência respectivo é transferido para o consumidor, no fim de cada ano, com base em uma taxa de compartilhamento que depende da qualidade da informação prestada por ocasião da submissão do plano de negócios. A ideia é reduzir a assimetria de informações entre o regulador e as empresas reguladas, através de um menu de opções na linha do que foi sugerido por Laffont e Tirole (1993). O regulador estabelece um

parâmetro de totex para as metas desejadas em 6 categorias de indicadores de desempenho. A empresa apresenta um plano com o orçamento de capex e opex que ela julga necessário para atingir as metas. O orçamento, transformado em totex, é comparado com um *benchmarking* pelo regulador. Quem mais (menos) se aproxima da referência, recebe um fator de compartilhamento do lucro, que na RIIO-1 foi de 70% (47%). Às outras empresas são atribuídos fatores de compartilhamento intermediários entre esses dois extremos.

No PISF, o operador é único. Ainda não conhecemos os custos reais eficientes para operar o sistema com os níveis requeridos de qualidade definidos pelo regulador. Na fase pré-operacional, a vazão bombeada ainda está distante da vazão firme outorgada. Então, o que se tem hoje é uma estimativa dos custos fixos para a vazão firme, que pode ser diferente do custo eficiente. Quando o sistema for licitado para ser operado por empresa privada, o custo eficiente poderá ser melhor avaliado observando-se o tamanho do desconto da tarifa vencedora e pelo acompanhamento dos custos reais da empresa privada na operação do PISF. Enquanto isto não ocorre, podemos assumir que o custo estimado contém ruídos.

Uma forma de avaliar o custo eficiente, quando começar a operação comercial, é o regulador comparar os custos reais com os custos estimados que serviram de base para o cálculo da tarifa. O problema é que se a operadora federal for o MDR ou a Codevasf os custos realizados para esses operadores serão aqueles que eles pagarão a empresas privadas contratadas para executar os serviços de operação e manutenção do PISF, que poderão ser maiores do que os custos realmente incorridos pelas empresas contratadas.

7.2.1 Modelagem do parâmetro ϕ (phi)

A eficiência total em custos num determinado ano t , $EfTc_t$, pode ser medida pela variação relativa favorável do custo real em relação a um padrão de custos para gerar um nível de desempenho desejado, isto é:

$$EfTc_t = \frac{(CTPR - CTR)_t}{CTPR_t} \quad (37)$$

onde:

$CTPR$ = custo total padrão de referência, para o ano t ; realizado, incorrido pela operadora no ano t ;

CTR = custo total real da operadora, para o ano t .

Mas a eficiência total em custos pode ser desdobrada em recursos cuja natureza de consumo pode ser fixa ou variável:

$$EfTc_t = EfCF_t + EfCV_t \quad (38)$$

onde:

$EfCF_t$ – Eficiência no uso dos recursos, no ano t, que não variam com o nível de atividade;

$EfCV_t$ – Eficiência no uso dos recursos, no ano t, que variam com o nível de atividade;

Mas:

$$EfCF_t = \frac{(CFP - CFR)_t}{CFP_t}; \text{ e } EfCV_t = \frac{(CVP - CVR)_t}{CVP_t};$$

CFR – custo fixo realizado, no ano t;

CFP – custo fixo padrão, no ano t;

CVR – custo variável realizado, no ano t;

CVP – custo variável padrão, no ano t.

Consequentemente,

$$EfTc_t = \frac{(CFP - CFR)_t}{CFP_t} + \frac{(CVP - CVR)_t}{CVP_t} \quad (39)$$

A diferença total entre o custo de referência padrão, fixo e variável, e o custo realizado nessas categorias de custo é o que se pode chamar de lucro anormal (LA), residual ou econômico, assumindo que a receita requerida foi dimensionada pelos valores referenciais de custo e que estes representem o custo eficiente. É chamado de “lucro anormal” porque o resultado financeiro da operadora excederia a remuneração do capital que serviu de base para o cálculo da receita requerida.

Seja \emptyset a parcela do lucro anormal da operadora que pode ser compartilhada com o usuário dos serviços do PISF que paga a tarifa. Então:

$$LA_t = \emptyset * EfTc_t + (1 - \emptyset) * EfTc_t \quad (40)$$

Na Equação (40), temos:

$$\{\emptyset = 0$$

→ todo o lucro anormal é mantido no operador;

$$\emptyset = 1$$

→ todo o lucro anormal é transferido para o usuário;

$$0 < \emptyset$$

< 1 → \emptyset do lucro anormal é transferido para o usuário e $(1 - \emptyset)$ fica com o operador.

Problemas:

- 1) Qual o custo padrão de referência?

- 2) Qual o valor do custo real para calcular a eficiência?
- 3) Como mensurar a eficiência para as operadoras federais Codevasf, MDR e para o operador privado?
- 4) Qual valor estabelecer para \emptyset em cada revisão ordinária ou extraordinária da tarifária?
- 5) Qual o modelo de captura do lucro anormal para a operadora federal Codevasf?

Proposta de encaminhamento para as questões acima:

- 1) **Custo de referência:** O custo anual de referência é função das metas que o regulador definir para o controle do desempenho do operador nos vários indicadores desejados de desempenho, operacionais e de investimentos. O custo variável total de referência estimado é o custo padrão unitário da eletricidade para bombear 1 m³ de água bruta, definido para cada ano considerando a tecnologia vigente no sistema de moto-bomba e o preço médio estimado do MWh de energia, vezes a demanda informada no PGA. O custo de referência fixo anual, conforme nota de rodapé número 14, é a média aritmética simples do valor presente do primeiro ano, que deve refletir as metas requeridas de desempenho ao longo do ciclo tarifário. Sugerimos que a União, através do MDR, realize estudo sobre objetivos estratégicos para o PISF, em termos de qualidade dos serviços, segurança, meio-ambiente, inovações tecnológicas, etc., no curto, médio e longo prazos e, a partir desse estudo, defina indicadores e metas esperadas de desempenho e investimento em cada categoria de incentivos. O produto final desse estudo, em termos financeiros, será um programa de investimentos (capex) distribuídos no tempo, bem como os respectivos custos operacionais anuais (opex), que poderão ser ajustados, a cada ano, em razão de novas informações que não foram antecipadas quando da elaboração do estudo inicial. Esse estudo também será importante para definir os valores de referência de custos e tarifas quando do leilão de privatização. Enquanto este estudo não for concluído, podem ser adotadas as estimativas atuais de custo e investimentos anuais como referência da opex e capex.
- 2) **Custo real:** Para o MDR e Codevasf, será o próprio custo anual estimado de referência, uma vez que: (i) os valores contratados a terceiros para executar os serviços acompanharão o orçamento, que serão baseados no custo de referência; e (ii) é impraticável verificar os custos reais de cada contrato nas empresas privadas contratadas para executar os serviços

do PISF. Para o operador privado, o custo real será aquele apresentado em sua contabilidade regulatória.

3) Mensuração da eficiência: Se o operador for o MDR ou a Codevasf, a eficiência em custos não pode ser mensurada de forma objetiva, pois os custos reais de operação serão aqueles incorridos pelas empresas privadas contratadas para fazer a operação e manutenção do PISF. Seria difícil acessar as informações dessas empresas para avaliar os custos reais, pois suas demonstrações contábeis não são exclusivas para o PISF. O MDR não é uma empresa, mas um órgão da administração direta do governo. A Codevasf é uma empresa pública dependente da União. Essas duas entidades não têm incentivos para serem eficientes na operação do PISF, pois qualquer ganho de eficiência que decorresse do seu esforço retornaria à União. Mesmo que esse ganho ficasse vinculado no controle orçamentário para uso posterior pelo MDR e Codevasf, o contingenciamento do teto de gastos os impediria de usar os recursos. Cresce de importância, nesse cenário, o papel da ANA como promotora da eficiência, que virá da consistência do modelo de regulação e da validação de um custo de referência que seja o mais aproximado possível do custo eficiente ideal. Dado que novas tecnologias de produção aumentam a produtividade, reduzindo o custo eficiente, uma possível forma de mensurar a eficiência, caso o MDR ou a Codevasf seja a operadora federal do PISF, seria pela variação relativa dos custos totais equivalentes de referência (inclui capex e opex), CTR , entre dois momentos consecutivos de revisão tarifária, ou entre o contrato inicial e a primeira revisão tarifária, isto é:

$$Ef_{MDR, Codevasf, t} = \frac{(CTR_t - CTR_{t-1})}{CTR_{t-1}} \quad (41)$$

Se o operador for uma empresa privada, a eficiência será a variação relativa entre o valor de referência para o custo *total equivalente* (inclui capex e opex) e o custo total médio real do operador, ao longo do ciclo tarifário anterior, isto é:

$$Ef_{privado, t} = \frac{(CTR_t - \underline{CTR}_{t-1})}{\underline{CTR}_{t-1}} \quad (42)$$

CTR_t – custo total de referência equivalente (capex e opex), exceto o FRA, no ano da revisão ordinária ou extraordinária da tarifa;

\underline{CTR}_{t-1} – custo médio total real equivalente da operadora (capex e opex), exceto o FRA, ao longo do último ciclo tarifário antes da revisão.

4) Valor de \emptyset em cada revisão tarifária: \emptyset é uma parte do ganho de eficiência do operador que é destinado para redução da tarifa. Sugerimos começar o processo com $\emptyset = 30\%$ do ganho de eficiência³³. Consequentemente, o operador retém 70% do seu ganho de eficiência. Esses percentuais podem mudar ao longo do tempo, com o melhor conhecimento dos custos reais do PISF.

5) Modelo de captura do lucro anormal: Como já argumentado, se o operador for o MDR ou a Codevasf os lucros anormais, caso existentes, permaneceriam com as empresas terceirizadas contratadas para operar o PISF. Mesmo assim, o regulador poderia capturar parte desse ganho na tarifa do ciclo tarifário seguinte, se o novo valor de referência do custo eficiente fosse inferior ao do ciclo tarifário anterior. Se isto acontecer, a parcela $(1 - \emptyset)$ do lucro anormal do ciclo tarifário seguinte, não capturada pela tarifa, vai para a União. Deixaremos a critério do regulador decidir, quando da revisão tarifária, se destina parte do ganho de eficiência transferido à tarifa para o MDR e a Codevasf como uma taxa por administrar o PISF, para atender o que facilita o decreto 5995, de 19/12/2006.

Se o operador for uma empresa privada, a parcela $(1 - \emptyset)$ do lucro anormal permanece com a empresa, como um incentivo para que se mantenha eficiente.

A Figura 11 abaixo resume nossa proposta para mensurar a eficiência e a transferência de parte do ganho anormal resultante para a tarifa.

Figura 11 – PISF: eficiência por tipo operador e transferência de parte dos ganhos anormais para a tarifa

³³ Média aritmética aproximada dos limites inferior e superior do fator de compartilhamento da eficiência na tarifa, a ser adotado no modelo tarifário RIIO-2, do Reino Unido.

Operador	Cálculo da eficiência	Captura da eficiência
MDR	$Ef = \frac{(CTR_t - CTR_{t-1})}{CTR_{t-1}}$	$\left[\begin{array}{l} \text{Tarifa: } \phi = 0,3 * Ef \\ \text{União: } (1 - \phi) = 0,7 * Ef \end{array} \right]$
Codevasf	$Ef = \frac{(CTR_t - CTR_{t-1})}{CTR_{t-1}}$	$\left[\begin{array}{l} \text{Tarifa: } \phi = 0,3 * Ef \\ \text{União: } (1 - \phi) = 0,7 * Ef \end{array} \right]$
Empresa privada	$Ef = \frac{(CTR_t - \overline{CTR}{}_{t-1})}{\overline{CTR}{}_{t-1}}$	$\left[\begin{array}{l} \text{Tarifa: } \phi = 0,3 * Ef \\ \text{Operador privado: } (1 - \phi) = 0,7 * Ef \end{array} \right]$

7.3 Diretrizes para a resolução sobre o usuário independente

A tarifa de disponibilidade foi modelada e exemplificada neste relatório considerando o custo fixo estimado para dispor uma vazão, outorgada pela ANA, de 26,4 m³/s de água bruta aos 4 estados beneficiados dos serviços do PISF, destinada primariamente ao consumo humano e à dessedentação animal. Ocorre que, condicionado ao nível das águas do rio São Francisco, a estrutura física do PISF está dimensionada para fornecer até 127 m³/s de água bruta, quando todas as bombas previstas estiverem instaladas e em funcionamento, podendo o excesso em relação à demanda primária ser destinada para irrigação e outras finalidades.

Conforme a Resolução 2.333/2017, da ANA, o consumidor que contrata água bruta do PISF diretamente com a operadora federal, sem a intermediação das operadoras dos estados, é chamado de *usuário independente*. Analisaremos duas questões, visando fornecer subsídios à futura resolução que a ANA editará sobre as condições gerais para prestação de serviços a usuário independente: (i) valor da tarifa para esse usuário, considerando o modelo de estrutura tarifária proposto neste relatório; e (ii) compensação da receita que o operador receberá do usuário independente na tarifa dos estados.

Quanto ao valor da tarifa a ser cobrada do usuário independente, nosso posicionamento é que ela deve ser a mesma cobrada dos estados. A tarifa, no modelo tarifário que propomos, é aquela que o mercado definiria se o PISF não fosse um monopólio. Se fosse cobrada uma tarifa menor, os estados estariam subsidiando o usuário independente. Se fosse maior, o usuário independente estaria subsidiando os estados.

O problema é que o equilíbrio entre custos eficientes e tarifa foi feito pelo custo do capital requerido do operador no nível da demanda firme outorgada de 26,4 m³/s. Mas a capacidade atual instalada de bombeamento de água bruta no PISF é de 38,4 m³/s, sendo 24,8 m³/s no eixo norte e 14,0 m³/s no eixo leste. Consequentemente, o operador poderia bombear até 12 m³/s a mais, considerando os dois eixos, com os mesmos custos fixos operacionais que serviram de base para o dimensionamento da tarifa de disponibilidade. Se for aprovada demanda anual superior a 26,4 m³/s, até o limite de 38,4 m³/s, vinda dos estados ou de usuários independentes, a tarifa padrão anual de consumo seria a mesma³⁴, mas a tarifa de disponibilidade seria reduzida proporcionalmente ao aumento da demanda total, pois o custo fixo se diluiria por um maior volume de água bruta fornecido aos usuários.

Quanto à compensação aos estados pela venda de serviços de água bruta do PISF a usuários independentes, a questão é mais complexa porque a figura do usuário independente quebra a ideia de a tarifa de disponibilidade ser fixa, em termos reais, ao longo do ciclo tarifário. Para manter a integridade do modelo, sugerimos que a tarifa de disponibilidade seja dimensionada não pela demanda outorgada de 26,4 m³/s, mas pela capacidade instalada atual do PISF, que é de 38,4 m³/s. Se isso acontecer, a tarifa de disponibilidade permaneceria realmente fixa até que essa demanda fosse atingida, pois superá-la iria requerer do operador investir na aquisição de novos conjuntos moto-bombas, que mudariam a capacidade instalada do PISF para outro patamar e, consequentemente a tarifa de disponibilidade, pois mudaria também os custos operacionais fixos.

Caso a ANA decida por manter o dimensionamento da tarifa de disponibilidade pela demanda outorgada de 26,4 m³/s, aí a tarifa de disponibilidade teria que ser modificada todos os anos que essa demanda fosse superada, seja o excesso contratado pelos estados ou por usuários independentes. Quando isso vier a ocorrer com frequência, não faria sentido separar a tarifa de disponibilidade da tarifa de consumo, como requerido pela resolução 2.333/2017, pois ambas estariam se alterando ano a ano de acordo com a demanda.

Se for mantida a tarifa de disponibilidade fixa, em termos reais, durante o ciclo tarifário, mesmo que a demanda flutue acima de 26,4 e abaixo de 38,4 m³/s, tanto o usuário independente como os estados devem ser compensados com um crédito na tarifa de consumo do ano seguinte

³⁴ O custo variável padrão por m³ é fixo, para uma dada tecnologia do sistema de moto-bombas. O custo variável total é igual ao custo padrão unitário vezes a demanda de bombeamento do ano, considerando todos os usuários.

pela redução que deixou de acontecer na tarifa de disponibilidade. Esse crédito, no modelo tarifário, entraria como uma receita acessória

Nossa sugestão é que, daqui pra frente, o custo fixo da tarifa de disponibilidade seja padronizado pelo volume anual em m^3 da vazão da capacidade instalada, 38,4 m^3/s , e não pela vazão firme outorgada, 26,4 m^3/s . O valor alocado aos estados permaneceria o mesmo, pois o valor monetário do custo fixo não mudou, mas apenas a base de alocação cujo acréscimo, de 12 m^3/s , deve ser distribuído aos quatro estados na mesma proporção da distribuição atual da vazão firme outorgada.

8. Conclusão Geral

O modelo de estrutura tarifária proposto neste relatório, restrito aos quatro estados usuários da água bruta servida pelo PISF, assume que os custos totais estimados do serviço para a vazão firme outorgada são eficientes. Isto significa que os custos representam a melhor aproximação do valor presente dos recursos, operacionais e de investimentos, necessários para o operador atender os incentivos e metas de qualidade do serviço, sócio-ambiental e de segurança requeridas pelo regulador, durante o primeiro ciclo tarifário ordinário, estabelecido em cinco anos.

Sob esta premissa, a tarifa inicial reflete a expectativa quinquenal do regulador e pode ser mantida congelada em termos reais, ao longo dos cinco anos, para os custos fixos e com variações aleatórias proporcionais ao volume de atividade e investimentos para os custos variáveis, sendo estes dimensionados a partir do custo padrão anual para bombeiar 1 m³/s de água bruta. Os custos anuais incorridos pelo operador, acompanhados pelo regulador, são uma realização *ex-post* (retorno ao futuro) de um custo que fora antecipado no contrato inicial e nas revisões gerais da tarifa a cada cinco anos. O contrato comercial deve conter cláusula de rebalanceamento da tarifa, caso ocorra durante o ciclo tarifário choque informacional não antecipado no momento da formação da tarifa de partida.

O custo total eficiente estimado foi dividido em seus componentes fixos e variáveis, dos quais resultaram um modelo tarifário híbrido. Para os custos fixos, foi modelado um sistema de receita-teto, onde o teto da receita requerida é igual ao custo anual médio eficiente estimado para o ano inicial do ciclo tarifário. Por conseguinte, a tarifa-teto, normalizada pela vazão-firme, é mantida congelada em termos reais até a próxima revisão tarifária, ordinária ou extraordinária. Para os custos variáveis e investimentos autorizados, foi modelado um sistema tarifário de custo mais mark-up sobre custos, no qual a tarifa de consumo associada é recalibrada anualmente em função da demanda prevista no PGA, dos investimentos e de eventuais ajustes nos custos incorridos pelo operador para atender demanda extraordinária de água bruta no ano anterior.

Há dois equilíbrios fundamentando a lógica do modelo. O primeiro, na perspectiva do operador, é dado pelo custo do capital. O lucro líquido do operador, depois de deduzido o imposto de renda e a despesa financeira (caso o operador seja uma empresa privada), será, no

longo prazo³⁵, exatamente a remuneração justa do capital utilizado para financiar os ativos, que é igual ao *WACC*. O segundo equilíbrio se dá na perspectiva do usuário. A tarifa que os quatro estados beneficiários pagam é igual ao valor dos serviços de adução de água bruta que consomem³⁶. Esse segundo equilíbrio pressupõe que os custos que geram a tarifa sejam eficientes, isto é, sejam iguais aos custos que ocorreriam numa condição competitiva de mercado, caso o PISF não fosse operado por uma empresa monopolista.

Mas, dado que novas tecnologias de produção podem baratear os custos, por exemplo, centralização remota de operação das bombas e sistemas moto-bombas atualizados para tecnologias mais eficientes, o operador poderia obter lucros anormais na tarifa-teto. Para evitar que esta situação, fora do equilíbrio, permaneça por muito tempo, o modelo prevê que a cada novo ciclo tarifário o regulador reveja a tarifa-teto, reduzindo-a por um parâmetro ϕ (*phi*). Esse parâmetro, proposto inicialmente em 30%, compartilha parte do ganho anormal do operador na tarifa-teto do ciclo tarifário seguinte. Quanto ao lucro anormal, propomos que seja mensurado, para o operador privado, pela diferença relativa entre o custo de referência eficiente estimado pelo regulador para cada ciclo e o custo médio efetivamente incorrido pelo operador no respectivo ciclo. Para os operadores federais MDR ou Codevasf, propomos que a eficiência seja mensurada pela variação relativa dos valores de referência estimados entre dois ciclos tarifários consecutivos, pois, conforme discutido no relatório, esses operadores não têm incentivos para reduzir custos na operação do PISF.

O artigo 21 do decreto 5995, de 19 de dezembro de 2006, prevê, mas na nossa interpretação não impõe, a cobrança de uma taxa de administração em favor da operadora federal se esta for a responsável pela operação do PISF. Conforme acordado na última reunião da equipe UnB com a ANA, especificamos essa taxa como uma variável adicional no modelo da tarifa de consumo (*TA* – taxa de administração). Sugerimos, contudo, que ela seja mantida zerada na estimativa do valor anual dessa tarifa, pois: (i) é uma recompensa à operadora federal por administrar o PISF, e não propriamente um custo; (ii) a recompensa, no caso da operadora federal Codevasf, já foi considerada no custo do capital; (iii) MDR e Codevasf não têm incentivos para exercer um papel ativo como indutor da eficiência do PISF; (iv) a arrecadação

³⁵ A recalibragem da tarifa-teto para baixo, a cada revisão ordinária, faz com que o lucro anormal do operador tenda para zero no longo prazo.

³⁶ O valor dos serviços consumidos é maior, pois os custos da infraestrutura do canal não foram transferidos à tarifa.

da tarifa, que conteria a taxa de administração, é creditada diretamente à União; e (v) o contingenciamento orçamentário dificulta o repasse desse recurso para uso livre por essas operadoras. Contudo, ponderamos que se o MDR for a operadora federal não haveria a cobrança do custo do capital, tornando a tarifa significativa menor do que a que seria requerida para um operador privado. Nesse cenário, sugerimos cobrar a taxa de administração, menos por sua necessidade e mais para suavizar o impacto do aumento da tarifa para o usuário final ante uma possível futura privatização dos serviços de adução de água bruta do PISF.

Finalmente, o modelo de estrutura tarifária proposto contém, além dos custos do capital e operacional, uma terceira parcela financeira que pode afetar a tarifa: *CRA* – custos e receitas acessórias. Seu valor pode ser positivo ou negativo, conforme seja um custo ou uma receita. Será custo, por exemplo, quando de eventual ressarcimento ao operador, via tarifa de consumo, dos custos de aquisição e bombeamento de demanda extra de água bruta, não prevista no PGA, ocorrida no ano anterior. Será receita, quando o operador desenvolver algum negócio complementar, acessório ao PISF, e sobre ele obtenha algum lucro anormal passível de ser capturado parcialmente na tarifa de consumo sem inviabilizar a sustentabilidade econômica do negócio acessório.

Referências

AEE Institute (2018). UK's RIOO: A Performance-based Framework for Driving Innovation and Delivering Value. Ver em: <http://www.rmi.org/insight/navigating-utility-business-modelreform>

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. (2021). Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. Acesso em 13/04/2021.

ARSESP. NT.F-0043-2020, de julho de 2002. Metodologia da 3^a Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo – SABESP. Disponível em: <[http://www.sabesp.com.br/sabesp/filesmng.nsf/AB80D06CBAD687CC032585B600014F88/\\$File/NTF-0043-2020.pdf](http://www.sabesp.com.br/sabesp/filesmng.nsf/AB80D06CBAD687CC032585B600014F88/$File/NTF-0043-2020.pdf)>. Acesso em: 10 abr. 2021.

BRASIL. Decreto nº 41.466, de 16 de dezembro de 1996. Dispõe sobre o Regulamento do sistema tarifário dos serviços prestados pela Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP. Disponível em:

<http://site.sabesp.com.br/uploads/file/clientes_servicos/decreto_estadual%2041446_pdf.pdf>. Acesso em: 2 abr. 2021.

CAP. Central Arizona Project. 2020 / 2021 Biennial Budget. CAP, 2019. Disponível em: <https://www.cap-az.com/departments/finance/biennial-budgets/2020-21-budget>

CAP. Central Arizona Project. Central Arizona Project Rate Setting Policy. CAP, 2018. Disponível em: <https://www.cap-az.com/board/policies>

CAP. Central Arizona Project. Central Arizona Water Conservation District - Comprehensive Annual Financial Report For the Fiscal Year Ended December 31, 2019. CAP, 2019. Disponível em: <https://www.cap-az.com/documents/departments/finance/2019-Comprehensive-Annual-Financial-Report-CAFR.pdf>

CAP. Central Arizona Project. Property Tax and Assessment Fact Sheet. CAP, 2020. Disponível em: <https://www.cap-az.com/departments/finance/property-taxes>

CAP. Understanding the CAP Repayment Obligation. CAP, 2021. Disponível em: <https://www.cap-az.com/documents/departments/finance/cap-wp-repayment-obligation-010621.pdf>

Estache, A.; Pardina, M. R.; Rodríguez, J. M. (2003). **An Introduction to Financial and Economic Modeling for Utility Regulators**. Working paper. World Bank Policy Working paper 3001. http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Estache_An_Introduction_to.pdf

Gobierno de España. Boletín Oficial del Estado Núm. 144 - Sec. III - Otras Disposiciones. Gobierno de España, 2017. Disponível em: <https://www.boe.es/boe/dias/2017/06/17/pdfs/BOE-S-2017-144.pdf>

Gobierno de España. Boletín Oficial del Estado Núm. 256. Ley 52/1980, de 16 de octubre, de regulación del Régimen Económico de la Explotación del Acueducto Tajo-Segura. Gobierno de España, 1980. Disponível em: <https://www.boe.es/eli/es/l/1980/10/16/52/dof/spa/pdf>

Jamasb, T. (2020). **Incentive Regulation of Electricity and Gas Networks in the UK: From RIIO-1 to RIIO-2**. Department of Economics. Copenhagen Business School. Working Paper / Department of Economics. Copenhagen Business School No. 1-2020CSEI Working Paper No. 1-2020.

Laffont, J.-J. and Tirole, J. (1993). **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation**, Cambridge: MIT Press.

MORENO, Joaquín Melgarejo. Balance económico del trasvase Tajo-Segura. *Investigaciones Geográficas* (Esp), n. 24, p. 69-95, 2000. Disponível em: <https://www.investigacionesgeograficas.com/article/view/2000-n24-balance-economico-del-trasvase-tajo-segura>

OGEM – Office of Gas and Electricity Markets. (2021). Realizada consulta em vários documentos e informações disponibilizados no sitio: www.ofgem.gov.uk.

SABESP. **Tarifas.** Disponível em: <<http://site.sabesp.com.br/site/interna/Default.aspx?secaoid=183>>. Acesso em: 26 mar. 2021.

SCRATS. Sindicato Central de Regantes del Acueducto Tajo-Segura. Memoria 2018.

SCRATS, 2018. Disponível em: <http://www.scrats.es/ftp/memorias/2018comprimido.pdf>
UK Parliament. (2018). Public ownership of industries and services. House of Commons Library, Research Briefing. Ver em: <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-8325/>

Brasília, DF, 16 de abril de 2021.

Prof. Dr. Bruno Vinícius Ramos Fernandes
Matrícula FUB 1037251
Coordenador do Projeto