



APENAS PARA USO OFICIAL

Relatório Nº: PAD3475

BANCO INTERNACIONAL PARA RECONSTRUÇÃO E DESENVOLVIMENTO

DOCUMENTO DE AVALIAÇÃO DE PROJETO
SOBRE UM
EMPRÉSTIMO PROPOSTO

NO VALOR DE US\$ 38 MILHÕES

À

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

PARA UM

PROJETO DE FORTALECIMENTO DOS SETORES ENERGÉTICO E MINERAL II

01 de maio de 2020

Prática Global de Energia e Mineral
América Latina e Caribe

Este documento tem distribuição restrita e pode ser utilizado pelos destinatários apenas no desempenho de suas funções oficiais. Fora isso, seu conteúdo não pode ser divulgado sem autorização do Banco Mundial.

EQUIVALENTES MONETÁRIOS

(Taxa de Câmbio Efetiva {31 de janeiro de 2020})

Moeda = Real Brasileiro
(BRL)

BRL 4,28= US\$1

BRL 1= US\$ 0,23

ANO FISCAL

1º de julho – 30 de junho

Vice-Presidente Regional: J. Humberto Lopez (em exercício)

Diretora para o País: Paloma Anós Casero

Diretor Regional: Franz R. Drees-Gross

Gerente da Prática: Stephanie Gil

Líder(es) da Equipe: Silvia Martinez Romero, Daniele La Porta, James Victor Pannett

ABREVIACÕES E ACRÔNIMOS

AAA	Arranjos Alternativos de Aquisição
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AESA	Assessoria Especial de Meio Ambiente
AID	Associação Internacional de Desenvolvimento
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APL	Empréstimo Adaptável ao Programa
APM	Abordagem Programática Multifase
B40	40% mais pobres da população (<i>Bottom 40 percent of the population</i>)
BIRD	Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento
BM	Banco Mundial
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CCC	Conta Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDP	Conselho Diretor do Projeto
CEPEL	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
CERC	Componente de Resposta Emergencial Contingente
CGP	Comitê Gestor do Projeto
CGU	Controladoria Geral da União
CMGN	Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COUE	Custo de energia não servida (<i>Cost of Unserved Energy</i>)
CPF	Estratégia de Parceria com o País (<i>Country Partnership Framework</i>)
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais - Serviço Geológico do Brasil
CSM	Mineração Inteligente em Termos de Clima (<i>Climate Smart Mining</i>)
DER	Recursos Energéticos Distribuídos
DLI	Indicadores Vinculados ao Desembolso
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DSSA	Diretrizes de Saúde e Segurança Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPMP	Empresas de Pequeno e Médio Portes
ER	Energia Renovável
ERR	Taxa de Retorno Econômico
ESF	Arcabouço Ambiental e Social
ESMAP	Programa de Assistência à Gestão do Setor Energético (<i>Energy Sector Management Assistance Program</i>)
ESTAL	Projeto de Assistência Técnica do Setor Energético
EVR	Energias Renováveis Variáveis
FDI	Investimento Direto Estrangeiro
FM	Gestão Financeira

FMA	Avaliação da Gestão Financeira
FRR	Taxa de Retorno Financeiro
GEE	Gases do Efeito Estufa
GNL	Gás Natural Liquefeito
GoB	Governo do Brasil
GRS	Serviço de Solução de Conflitos
GT	Grupo de Trabalho
IBRAM	Instituto Brasileiro de Mineração
ICB	Licitação Internacional
ICMM	Conselho Internacional de Mineração e Metais
ICR	Relatório de Conclusão da Implementação e Resultados
IDG	Índice de Desigualdade de Gênero
IF	Intermediários Financeiros
IFR	Relatórios Financeiros Não-Auditados (<i>Interim Financial Report</i>)
IMA	Infraestrutura de Medição Avançada
iNDC	Contribuição Nacionalmente Determinada
IPC	Índice de Preços ao Consumidor
IPF	Financiamento de Projetos de Investimento (<i>Investment Project Financing</i>)
iREG	Indicadores de Política Regulatória e Governança
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável (<i>International Renewable Energy Agency</i>)
ISR	Relatório de Status da Implementação e Resultados
M&E	Monitoramento e Avaliação
MAPE	Mineração Artesanal e em Pequena Escala
ME	Ministério da Economia
META	Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (<i>Mineral and Energy Technical Assistance Loan</i>)
MMBTU	Um milhão de Unidades Térmicas Britânicas (BTU)
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MS	Moderadamente Satisfatório
MSC	Mineração Sensível ao Clima
NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ODP	Objetivo de Desenvolvimento do Projeto
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONS	Operador Nacional de Sistema Energético
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAD	Documento de Avaliação do Projeto
PCAS	Plano de Compromisso Ambiental e Social
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PDO	Objetivo de Desenvolvimento do Projeto
PEF	Programa de Equilíbrio Fiscal
PIB	Produto Interno Bruto
PLR	Análise de Desempenho e Aprendizagem (<i>Performance and Learning Review</i>)
PNM	Plano Nacional de Mineração

PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PPA	Acordo de Aquisição de Energia
PPC	Paridade do Poder de Compra
PRI	Princípios para o Investimento Responsável
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROINFRA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRO-REG	Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação
PTF	Produtividade Total dos Fatores
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SEE	Secretaria de Energia Elétrica
SELIC	Taxa de Juros de Política Monetária no Brasil (Sistema Especial de Liquidação e Custódia)
SGM	Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
SICONV	Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse do Governo Federal
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINIEF	Sistema Integrado de Informações
SOE	Empresas Estatais
SOP	Séries de Projetos
SORT	Ferramenta Sistemática de Classificação de Risco das Operações (<i>Systematic Operations Risk-rating Tool</i>)
SPE	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
SPG	Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
SPOA	Secretaria de Planejamento, Orçamento e Administração
STEP	Rastreamento Sistemático de Trocas em Aquisição (<i>Systematic Tracking of Exchanges in Procurement</i>)
STN	Sistema de Transmissão Nacional (Gás Natural)
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A.
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.
TCU	Tribunal de Contas da União
TI	Tecnologia da Informação
TOR	Transferência de Direitos (<i>Transference of Rights</i>)
TPP	Usina Termelétrica (<i>Thermal Power Plant</i>)
UGP	Unidade de Gerenciamento do Projeto
UH	Usina Hidrelétrica
UHVTTL	Líder de Equipe de Tarefa de Voltagem Ultra Alta
UIP	Unidade de Implementação do Projeto
VAL	Valor Atual Líquido
VOLL	Valor da Carga Perdida (<i>Value of Lost Load</i>)
VRE	Energia Renovável Variável
VREUHV	Energia Renovável Variável Voltagem Ultra Alta
WBG	Grupo Banco Mundial (<i>World Bank Group</i>)



CONTEÚDO

FICHA DE DADOS	2
I. CONTEXTO ESTRATÉGICO.....	7
A. Contexto do País.....	7
B. Contexto Setorial e Institucional	9
C. Relevância para Objetivos de Mais Alto Nível	26
II. DESCRIÇÃO DO PROJETO	28
A. Objetivo de Desenvolvimento do Projeto	28
B. Componentes do Projeto.....	29
C. Beneficiários do Projeto	33
D. Cadeia de Resultados	34
E. Fundamento para o Envolvimento do Banco e o Papel dos Parceiros	36
F. Lições Aprendidas e Refletidas no Design do Projeto.....	36
III. ARRANJOS DE IMPLEMENTAÇÃO.....	37
A. Arranjos Institucionais e de Implementação.....	37
B. Arranjos para o Monitoramento e Avaliação de Resultados.....	37
C. Sustentabilidade	37
IV. RESUMO DA AVALIAÇÃO DO PROJETO.....	38
A. Análise Técnica e Econômica	38
B. Fiduciário	41
C. Políticas Operacionais Jurídicas	43
D. Ambiental e Social	44
V. SERVIÇOS DE SOLUÇÃO DE CONFLITOS.....	45
VI. PRINCIPAIS RISCOS.....	46
VI. ESTRUTURA DE RESULTADOS E MONITORAMENTO.....	48



FICHA DE DADOS

INFORMAÇÕES BÁSICAS

País(es)	Nome do Projeto	
Brasil	Projeto de Fortalecimento dos Setores Energético e Mineral II	
ID do Projeto	Instrumento de Financiamento	Classificação de Risco Ambiental e Social
P170850	Financiamento de Projeto de Investimento	Substancial

Modalidades de Financiamento & Implementação

<input type="checkbox"/> Abordagem Programática Multifase (APM)	<input type="checkbox"/> Componente de Resposta Emergencial Contingente (CERC)
<input type="checkbox"/> Séries de Projetos (SOP)	<input type="checkbox"/> Estado(s) Frágil(eis)
<input type="checkbox"/> Indicadores Vinculados ao Desembolso (DLIs)	<input type="checkbox"/> Estado(s) Pequeno(s)
<input type="checkbox"/> Intermediários Financeiros (IFs)	<input type="checkbox"/> Frágil dentro de uma país não-frágil
<input type="checkbox"/> Garantia Baseada no Projeto	<input type="checkbox"/> Conflito
<input type="checkbox"/> Rebaixamento Deferido	<input type="checkbox"/> Reagindo a um Desastre Natural ou Causado pelo Homem
<input type="checkbox"/> Arranjos Alternativos de Aquisição (AAA)	

Data Esperada para Aprovação	Data Esperada para Conclusão
22 de maio de 2020	31 de dezembro de 2025
Colaboração Banco/IFC	
Não	

Objetivo(s) de Desenvolvimento Proposto(s)

Fortalecer a capacidade institucional de eficiência do mercado, levando em consideração a resiliência climática nos setores de energia e mineração no Brasil.

**Componentes**

Nome do Componente	Custo (US\$, milhões)
Componente 1 – Assistência técnica para aumentar a eficiência, a adequação à infraestrutura de longo prazo e a resiliência climática nos setores de energia e mineração	20,07
Componente 2 – Fortalecimento institucional de instituições de energia e mineração para estabelecer e implementar estratégias, políticas e regulamento	17,48
Componente 3 – Apoio à Implementação, monitoramento e avaliação, compartilhamento e disseminação de conhecimento	0,45

Organizações

Mutuário:	República Federativa do Brasil
Órgão de Implementação:	Ministério de Minas e Energia

DADOS DE FINANCIAMENTO DO PROJETO (US\$, Milhões)**RESUMO**

Custo Total do Projeto	38,00
Financiamento Total	38,00
dos quais BIRD/AID	38,00
Lacuna de Financiamento	0,00

DETALHES**Financiamento do Grupo Banco Mundial**

International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD)	38,00
---	-------

Expectativa de Desembolsos (em US\$, Milhões)

Ano Fiscal do BM	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Anual	2,24	2,40	7,31	7,56	8,61	9,88	0,00
Cumulativo	2,24	4,64	11,95	19,51	28,12	38,00	38,00

**DADOS INSTITUCIONAIS****Área de Prática (Principal)**

Energia e Extrativismo

Áreas de Prática Contribuintes**Avaliação de Mudança Climática e Desastres**

Esta operação passou por avaliação dos riscos de mudança climática e desastres no curto e longo prazos

FERRAMENTA SISTEMÁTICA DE CLASSIFICAÇÃO DE RISCO DAS OPERAÇÕES (SORT)

Categoria de Risco	Classificação
1. Política e de Governança	● Moderado
2. Macroeconômica	● Moderado
3. Estratégias e Políticas Setoriais	● Substancial
4. Design Técnico do Projeto ou do Programa	● Moderado
5. Capacidade Institucional para Implementação e Sustentabilidade	● Moderado
6. Fiduciário	● Moderado
7. Ambiental e Social	● Substancial
8. Partes Interessadas	● Moderado
9. Outros	● Baixo
10. Geral	● Moderado

CONFORMIDADE**Política**

O projeto se afasta da EPP em conteúdo ou em outros aspectos significativos?

 Sim Não

O projeto exige alguma renúncia às políticas do Banco?

 Sim Não

**Relevância das Normas Ambientais e Sociais Considerando-se seu Contexto no Momento da Avaliação**

Normas A&S	Relevância
Avaliação e Gestão de Riscos e Impactos Ambientais e Sociais	Relevante
Engajamento das Partes Interessadas e Divulgação das Informações	Relevante
Condições de Mão-de-Obra e Trabalho	Relevante
Eficiência dos Recursos e Prevenção e Gestão da Poluição	Relevante
Saúde e Segurança da Comunidade	Relevante
Aquisição de Terra, Restrições sobre o Uso da Terra e Reassentamento Involuntário	Relevante
Conservação da Biodiversidade e Gestão Sustentável de Recursos Naturais Vivos	Relevante
Povos Indígenas/Comunidades Locais Tradicionais da África Subsaariana Historicamente Dessasistidas	Relevante
Patrimônio Cultural	Relevante
Intermediários Financeiros	Não Relevante Atualmente

NOTA: Para mais informações sobre a avaliação de auditoria dos riscos e possíveis impactos ambientais e sociais do Projeto, favor consultar o Resumo da Análise da Avaliação Ambiental e Social do Projeto (ESRS).

Acordos Jurídicos

Seções e Descrição

Anexo 2 Seção I A 1 e 2 (Arranjos institucionais)

1. O Mutuário, por meio do MME, deve operar e manter, ao longo da implementação do Projeto:
 - (a) uma Unidade de Implementação do Projeto (a "UIP") com funções, recursos e pessoal qualificado e em número adequado conforme estabelecido no Manual Operacional; e
 - (b) um Comitê Gestor do Projeto (o "CGP"), responsável por supervisionar a implementação e coordenação do Projeto entre as Entidades Participantes, e com a estrutura e funções estabelecidas no Manual Operacional.
2. O Mutuário, por meio do MME, deve ou fará com que, conforme aplicável, todas as Entidades Participantes operem e mantenham, ao longo da implementação do Projeto, unidades Co-executoras do Projeto fisicamente localizadas em cada uma das Entidades Participantes (as "Unidades Co-executoras do Projeto") com funções, recursos e pessoal qualificado e em número adequado conforme estabelecido no Manual Operacional.



Anexo 2 Seção I B 1 e 2 (Manual Operacional)

1. O Mutuário, por meio do MME, executará o Projeto de acordo com as disposições de um manual (o Manual Operacional) satisfatório para o Banco, contendo, entre outros: (a) disposições específicas sobre arranjos detalhados para a execução do Projeto; (b) a composição e responsabilidades da UIP, do CGP e das Unidades Co-executoras do projeto; (c) os requisitos de aquisição, gestão financeira e desembolso; (d) os indicadores de desempenho; e (e) as Diretrizes Anticorrupção.

2 O Mutuário não deve alterar, renunciar ou deixar de fazer cumprir qualquer disposição do Manual Operacional sem a aprovação prévia e por escrito do Banco. Em caso de conflito entre os termos do Manual Operacional e os deste Acordo, os termos deste Acordo prevalecerão.

Anexo 2, Seção I C 1 e 2 (Acordos de Cooperação)

1. O Mutuário, por meio do MME, deverá, antes de realizar qualquer atividade do Projeto sob a jurisdição administrativa de uma Entidade Participante, firmar um acordo com a referida Entidade Participante (o Acordo de Cooperação), nos termos e condições aprovados pelo Banco, que deve incluir, entre outros:

(a) a obrigação do MME de:

- (i) transferir para as Entidades Participantes, quando aplicável, de forma não reembolsável, parte dos recursos do Empréstimo necessários para realizar as atividades do Projeto sob sua responsabilidade; e
- (ii) cumprir as obrigações previstas neste Acordo, conforme aplicável à atividade correspondente no Projeto; e

(b) a obrigação das Entidades Participantes de, quando aplicável:

- (i) adquirir os bens, contratar consultores e serviços de não consultoria no âmbito do Projeto, de acordo com as disposições estabelecidas na Seção III deste Anexo; e
- (ii) realizar as atividades do Projeto sob sua responsabilidade com a devida diligência e eficiência, e cumprir as obrigações pertinentes sob este Acordo, inclusive as disposições das Diretrizes Anticorrupção, todas aplicáveis à atividade do Projeto correspondente.

2. O Mutuário, por meio do MME, exercerá seus direitos e cumprirá suas obrigações nos termos de cada Acordo de Cooperação, de maneira a proteger os interesses do Mutuário e do Banco e cumprir o propósito do Empréstimo. Exceto se o Banco concordar de outra forma, o Mutuário não poderá atribuir, alterar, revogar, rescindir, renunciar ou deixar de fazer cumprir qualquer Acordo de Cooperação ou qualquer disposição do mesmo.

Anexo 2 Seção I D 1, 2, 3 e 4 (Normas Ambientais e Sociais)

1. O Mutuário deverá garantir que o Projeto seja executado de acordo com as Normas Ambientais e Sociais, e exigirá o mesmo das Entidades do Projeto.

2. Sem limitação ao parágrafo 1 acima, o Mutuário deverá garantir que o Projeto seja implementado de acordo com o Plano de Compromisso Ambiental e Social ("PCAS"), de maneira aceitável para o Banco e exigirá o mesmo das Entidades do Projeto. Para esse fim, o Mutuário deverá garantir, e exigir o mesmo das Entidades do Projeto, que:

(a) as medidas e ações especificadas no PCAS sejam implementadas com a devida diligência e eficiência, e



conforme especificado no PCAS;
(b) fundos suficientes estejam disponíveis para cobrir os custos de implementação do PCAS;
(c) políticas, procedimentos e pessoal qualificado sejam mantidos para permitir a implementação do PCAS, conforme especificado mais detalhadamente no PCAS; e
(d) o PCAS, ou qualquer disposição dele, não seja alterado, revisado ou renunciado, exceto se o Banco concordar por escrito, e o Mutuário, posteriormente, divulgar o PCAS revisado.

Condições

Tipo	Descrição
Efetividade	As Condições Adicionais de Efetividade consistem em que o Manual Operacional tenha sido adotado pelo Mutuário de maneira e com conteúdo aceitável pelo Banco (Artigo V. 5.01).

I. CONTEXTO ESTRATÉGICO

A. Contexto do País¹

1. Após uma década de crescimento sólido, a economia brasileira entrou em recessão em 2015 e 2016, da qual está se recuperando lentamente. A deterioração do ambiente externo e das políticas domésticas levou a uma desaceleração, seguida de dois anos de recessão em 2015 e 2016. Enquanto fatores externos contribuíram para a recessão, crescentes desequilíbrios fiscais, gargalos estruturais e incerteza política doméstica afetaram a confiança do investidor e do consumidor. A recuperação econômica permanece fraca, com crescimento de 1,3% do PIB real registrado em 2017 e 2018, e crescimento de 1,1% estimado em 2019. Para 2020, é provável que a pandemia global de COVID-19 cause impacto significativo no crescimento. Até 2020, a criação de empregos vinha aumentando gradualmente, com o desemprego caindo de um pico de 13,6% em março de 2017 para 11,0% em 2019, ainda acima dos níveis pré-crise (6,8% em 2014). A maioria dos novos empregos foram criados no setor informal. Em 2018, 19,9% da população vivia com menos de US\$5,50 por dia (PPC 2011), incluindo 4,4% com menos de US\$ 1,90 por dia (PPC 2011).

2. **A inflação tem estado dentro da meta do Banco Central, permitindo uma política monetária acomodativa.** Em 2018 a inflação do índice de preços ao consumidor (IPC) permaneceu moderada em 3,7% e tem se mantido desde então. A inflação terminou 2019 em 4,31% (um pouco acima da meta de 4,25% do Banco Central). O ambiente de inflação benigna – combinado com o enfraquecimento da atividade e o afrouxamento da política monetária no exterior – obrigou o Banco Central a reduzir a taxa SELIC para um recorde de baixa de 4,25% no início de 2020.

3. **O governo brasileiro continua seguindo o caminho da consolidação fiscal.** Em razão da economia fraca e do aumento das despesas obrigatórias, o déficit das administrações públicas atingiu mais de 10,6% do PIB em 2015, e a dívida pública aumentou rapidamente, atingindo 79% do PIB no mesmo ano. Desde dezembro de 2016, a consolidação fiscal no nível federal tem sido ancorada por uma regra constitucional que limita o aumento dos gastos primários. Uma ambiciosa reforma previdenciária e várias outras medidas fiscais ajudaram a atingir a meta de gastos. Isso também ajudou a reduzir o déficit fiscal em 2019 para 6,2% do PIB. Apoiada ainda por receitas, pagamentos e operações de câmbio pontuais, a dívida pública bruta caiu levemente para 75,6% do PIB em 2019,

¹ Fontes: IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), Ministério da Economia do Brasil, Banco Central do Brasil e Banco Mundial.



ante 76,5% em 2018. A recessão e a lenta recuperação subsequente também afetaram os governos subnacionais, que viram suas bases de receita cair enquanto lutam para se ajustar fiscalmente, dada a alta rigidez dos gastos. Como resultado, um número crescente de governos estaduais enfrenta crises de liquidez e solvência desde 2015, comprometendo a prestação crítica de serviços. O estoque da dívida subnacional pendente representa cerca de 12% do PIB, o que se coloca como um significativo passivo contingente para o Governo Federal.

4. O déficit em conta corrente tem sido moderado e totalmente financiado pelos fluxos líquidos dos Investimentos Estrangeiros Diretos (IED), enquanto uma taxa de câmbio flexível e reservas internacionais adequadas funcionam como amortecedores/tampões. O regime de câmbio flutuante fornece uma primeira linha de defesa eficaz contra choques externos. O nível da taxa de câmbio tem se mantido bastante estável nos últimos dois anos, não obstante os períodos de volatilidade (não tem sido afetado pela recente crise argentina). O déficit em conta corrente ficou em 2,8% em 2019. Os fluxos líquidos de IED têm sido muito maiores alcançando 3,1% do PIB em 2019, com outras saídas financeiras representando a maior parte da diferença. As reservas acumularam em US\$ 356,9 bilhões em 2019, o suficiente para financiar 16 meses de importações ou 2 vezes o tamanho da dívida externa de curto prazo do país.

5. A desaceleração econômica global e as medidas internas para conter a pandemia de coronavírus podem levar o Brasil a uma recessão econômica e aumentar os níveis de pobreza em 2020. As condições serão exacerbadas por fatores externos, como o declínio da demanda global e interrupções nas cadeias transnacionais de suprimento. Estima-se que o choque dos preços globais de petróleo seja ligeiramente positivo para o Brasil, enquanto a desvalorização cambial deverá impulsionar a renda das exportações agrícolas e deprimir as importações. Internamente, as perturbações econômicas provenientes das medidas de contenção devem reduzir o consumo e o investimento privados e diminuir a produtividade do trabalho, enquanto o desemprego deverá aumentar. O Governo adotou uma resposta fiscal que antecipa algumas despesas e introduz novas medidas, como a expansão da cobertura Bolsa Família² e empréstimos para empresas de pequeno e médio porte (EPMP). Também é esperado apoio federal para os estados. Foi anunciado um afrouxamento monetário, tendo sido adotada uma injeção de liquidez pelo Banco Central. Supondo que os choques externos e internos permaneçam transitórios, a expectativa é de que a economia apresente recuperação até o final de 2020 e em 2021 — em geral ainda lenta, limitando o espaço para acelerar a redução da pobreza. Os riscos no sentido descendente são significativos, e dependerão da severidade, duração e eficácia das medidas de contenção, tanto globalmente quanto no Brasil. Uma crise de saúde mais profunda poderia intensificar e prolongar a crise econômica, aumentando a pobreza e a desigualdades, já que quase um terço da população brasileira depende de renda proveniente de fontes de trabalho sem proteção social, altamente expostas a choques de renda.

6. O Brasil precisa acelerar o crescimento de sua produtividade e o desenvolvimento de infraestrutura para impulsionar o crescimento no longo prazo. O baixo crescimento da produtividade total dos fatores (PTF) entre 1996 e 2015 permitiu que a renda per capita dos brasileiros aumentasse apenas 0,7% ao ano desde meados da década de 90. Isso corresponde a um décimo da taxa na China e apenas metade da média nos países da OCDE. A dinâmica da PTF no Brasil está relacionada a distorções significativas causadas pela ausência de um ambiente de negócios propício, pela fragmentação do mercado, por múltiplos programas públicos ineficientes direcionados para apoiar setores privados selecionados, e por barreiras ao comércio exterior e concorrência. Além disso, o Brasil tem um dos níveis mais baixos de investimento em infraestrutura (2,1% do PIB, em média, entre 2000 e 2013) em comparação aos seus pares, resultando em uma deterioração do estoque de infraestrutura que cria gargalos agudos na produção. Com espaço fiscal limitado e um bônus demográfico cada vez menor, acelerar o

² A *Bolsa Família* é um programa criado em outubro de 2003 para suplementar a renda e promover o acesso a serviços sociais para a população mais vulnerável que vive na pobreza e pobreza extrema.



crescimento da produtividade continua sendo fundamental para sustentar o crescimento no longo prazo. Para esse fim, as reformas devem se concentrar no aumento da concorrência no mercado, abertura da economia ao comércio exterior que poderia reduzir os preços de insumos e tecnologias e simplificação do sistema tributário. Além disso, são necessários níveis mais altos de investimento em infraestrutura para garantir um estoque adequado de capital de infraestrutura, retirar os gargalos para a produção e expandir o acesso aos serviços sociais. Isso exige o fortalecimento da capacidade de planejamento em nível de governo federal, a melhoria do ambiente regulatório e a alavancagem de recursos privados para financiar investimentos.

7. O Brasil é vulnerável aos impactos da mudança climática e está empenhado em enfrentá-los, como evidenciado por seus compromissos de Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) e seu Plano Nacional de Adaptação. As projeções climáticas indicam um aumento das temperaturas entre 1,7°C e 5,3°C até 2085 na maior parte da região da Amazônia. O número de dias no ano com temperaturas acima de 35°C está previsto para aumentar em 55,8 dias até 2050. Uma mudança como essa poderia provocar tempestades intensas e inundações crescentes, sobretudo em áreas urbanas. Entretanto, como parte de suas NDC, o Brasil pretende reduzir as emissões de gás do efeito estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis de 2005 até 2025 e apresentou uma contribuição indicativa de redução de GEE de 43% abaixo dos níveis de 2005 até 2030. O Governo federal do Brasil publicou o Plano Nacional de Adaptação em maio de 2016, que visa promover a redução e gestão do risco climático em onze setores, incluindo o setor energético.

8. Apesar de o Brasil ter avançado na redução das desigualdades de gênero, são necessários esforços contínuos, especialmente no que diz respeito à participação e às oportunidades econômicas para as mulheres. O Brasil sofreu uma reversão significativa no avanço em direção à paridade de gênero em 2018, com a lacuna geral de gênero alcançando seu ponto mais alto desde 2011, impulsionada em grande parte pelo sub-índice de Participação Econômica e Oportunidade do país (no qual o Brasil ficou na posição 92 de 149 países).³ A pontuação de 0,407 no Índice de Desigualdade de Gênero brasileiro (IDG) de 2018 o classificou em 94º lugar entre 160 países. A participação feminina no mercado de trabalho no Brasil é de 53,2% (comparado a 74,7% para os homens), ligeiramente superior à média da América Latina e Caribe, que é de 51,6%. A renda nacional bruta per capita das mulheres brasileiras é muito menor que a dos homens: US\$ 10.073 contra US\$ 17.566, respectivamente.⁴ Embora se estime que a maior igualdade de gênero no Brasil poderia causar impacto positivo no crescimento do PIB per capita, existem restrições que impedem as mulheres de terem mais oportunidades de participar na economia e ter acesso a melhores empregos.

B. Contexto Setorial e Institucional

9. Os setores de energia e de mineração estão entre os principais impulsionadores da economia brasileira. Os setores de energia e mineração e processamento mineral representam quase 16%⁵ e 4% do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro, respectivamente, e são fundamentais para outros setores econômicos importantes. Além disso, em 2018, o setor de mineração e processamento mineral foi responsável por 25% da balança comercial do país, enquanto petróleo e combustível representaram cerca de 10%.⁶ O Brasil tem grandes reservas de metais importantes, como bauxita (alumínio), minério de ferro, nióbio e níquel, além de ser um dos principais produtores

³ Fórum Econômico Mundial. *The Global Gender Gap Report 2018*. Fórum Econômico Mundial. Genebra, Suíça. 2019. Este é o Relatório Global de Gênero mais recente do qual o Brasil participou.

⁴ Índices e Indicadores de Desenvolvimento Humano: Atualização Estatística de 2018 – “Notas de Informações para países na Atualização Estatística de 2018, Brasil”, PNUD, 2019.

⁵ BN Americas, <http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2014/06/setor-de-petroleo-e-gas-chega-a-13-do-pib-brasileiro>

⁶ <https://wits.worldbank.org/CountryProfile/en/Country/BRA/Year/LTST/Summary>



de metais preciosos, como o ouro.

10. Os setores de energia, gás e mineração estão em diferentes estágios de desenvolvimento institucional.

Embora o setor elétrico brasileiro seja um dos mais sofisticados da América Latina, ele está enfrentando uma série de desafios para aumentar sua resiliência às mudanças climáticas. O desenvolvimento do setor de gás ficou defasado devido a questões regulatórias e de governança. O setor de mineração requer uma modernização abrangente ancorada na sustentabilidade. Dada a contribuição substancial da energia hidrelétrica para o mix de energia, os impactos observados e antecipados das mudanças climáticas – incluindo os aumentos projetados das temperaturas, secas mais severas e frequentes, e mudanças nos padrões de precipitação – estão exacerbando a vulnerabilidade da geração e qualidade do fornecimento de energia. Da mesma forma, o setor de mineração é um usuário significativo de recursos hídricos e energéticos locais, ambos impactados pelas mudanças climáticas. As operações de mineração e suas cadeias de fornecimento estão expostas a eventos climáticos extremos, incluindo ciclones, inundações e secas, os quais devem se intensificar com as mudanças climáticas.

11. A modernização dos setores energético e de mineração brasileiros é fundamental para acelerar o crescimento econômico e a criação de empregos de forma ambientalmente sustentável.

Os setores precisam de melhorias regulatórias que apoiem o aumento da produtividade. As lacunas são descritas detalhadamente nos Anexos 3, 4 e 5 e podem ser exemplificadas da seguinte forma: (i) **no setor elétrico**, a volatilidade climática ameaça cada vez mais a segurança energética, devido à contribuição substancial da energia hidrelétrica para o mix energético e à falta de mecanismos eficazes para prevenir crises elétricas causadas por secas.⁷ A diversificação da matriz elétrica contribuiria para aumentar a resiliência do sistema elétrico. No entanto, a inclusão antecipada de 45% da geração renovável variável ao mix energético até 2040 exigirá uma revisão das regras de mercado, despacho, precificação e modelos específicos de contratação para aumentar a flexibilidade no sistema energético. Apesar de o acesso à eletricidade ser universal, o setor elétrico enfrenta desafios importantes em termos de acessibilidade. É preciso racionalizar a estrutura tarifária que levou a altas tarifas devido a encargos e impostos (veja o Anexo 4); (ii) **no setor de gás natural**, os marcos legais, regulatórios e tributários existentes não oferecem incentivos adequados para o surgimento de um mercado competitivo de gás natural, contribuindo para o domínio da Petrobrás em todos os segmentos do mercado de gás,⁸ subinvestimento em infraestrutura,⁹ concentração na produção em alto-mar com altas taxas de reinjeção¹⁰ e preços significativamente altos;¹¹ e (iii) **no setor de mineração**, é necessário fortalecer a capacidade regulatória e modernizar a recém-criada Agência Nacional de Mineração (ANM) para preencher a significativa lacuna institucional para a regulação e supervisão eficientes do setor. O Plano Nacional de Mineração (PNM) deve ser revisto a fim de apresentar uma estratégia para o desenvolvimento sustentável do setor.

12. Em janeiro de 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou seu programa de reforma dos setores

⁷ A última crise causou grande impacto sobre o PIB, por exemplo, a crise de 2001 levou a um racionamento que causou um impacto de 1% no PIB.

⁸ A Petrobras é responsável por 77% da produção nacional, 100% das importações de gás natural, 100% do abastecimento de gás natural na rede integrada e 40% do consumo total. Ela também opera quase 100% dos ativos essenciais de infraestrutura, é dona da maior parte das redes de transporte existentes e tem participação em 20 dos 27 distribuidores de gás natural.

⁹ A atual rede de gasoduto brasileira tem 9.400 km, o que é pequeno considerando-se o tamanho do país e do mercado e aparente quando se compara com as redes da Argentina (52.000 km) e dos Estados Unidos (490.900 km). Nenhum novo quilômetro de gasoduto foi construído no Brasil desde 2009.

¹⁰ Cerca de 81% da produção nacional de gás no Brasil foi produzida em alto-mar. Um terço do gás natural produzido no Brasil é reinjetado, sendo que a maioria das reinjeções ocorre em alto-mar e vem se expandindo significativamente desde 2014. Os outros 3% de gás natural associado é queimado.

¹¹ A indústria no Brasil paga quase US\$ 14 por milhão de BTU, enquanto na Europa o preço é de US\$7-US\$8 e nos Estados Unidos é menos de US\$4.



de energia e mineração. O foco do programa é: (i) Governança adequada, inclusive no que diz respeito às justificativas para a distribuição de competências e responsabilidades entre as instituições para otimizar a gestão dos setores, incluindo o respeito pelas competências do legislador (MME) e dos reguladores setoriais; (ii) Estabilidade e certeza na frente judicial e regulatória; e (iii) Previsibilidade para ajudar a atrair investimentos privados (por exemplo, divulgação prévia de leilões de mineração e energia). O programa continua diversas reformas iniciadas na administração anterior. Entre elas, a aprovação da legislação de mineração revisada em 2017, o lançamento do programa Novo Mercado de Gás em junho de 2019 e a revisão do projeto de lei que surgiu a partir da Consulta Pública 33 (CP-33)¹² realizada de julho a agosto de 2018, que reuniu *feedback* sobre as medidas propostas para melhorar o marco regulatório a fim de garantir a sustentabilidade do setor elétrico no longo prazo.

13. Under its NDC, Brazil committed to reducing its greenhouse gas emissions by 37 percent below 2005 levels by 2025. Additionally, Brazil has indicated several possible pathways towards achieving this objective: (i) increasing the share of sustainable biofuels in its energy mix to around 18 percent; (ii) restoring and reforesting 12 million hectares of forests; (iii) restoring 15 million hectares of degraded pasturelands and enhancing 5 million hectares of integrated cropland-livestock-forestry systems; and (iv) increasing the share of renewables to 45 percent of its energy sources (and 23 percent of renewables excluding hydro in its electricity mix) by 2030. In order to achieve the latter, Brazil aims to maintain a high share of renewable sources, including variable renewable generation (such as solar and wind, both centralized and distributed)

14. O Brasil tem metas ambiciosas para a diversificação de sua matriz energética, incluindo um grande aumento na participação de energias renováveis variáveis (EVR) em sua matriz elétrica, de aproximadamente 10% em 2018 para 40% até 2040. Alcançar essa meta seria fundamental para o Brasil manter sua matriz energética limpa, mesmo com a diminuição da sua dependência de energia hidrelétrica ao longo do tempo. Do ponto de vista das emissões de gases do efeito estufa (GEE), a alternativa ao desenvolvimento de um setor de energias renováveis forte seria um cenário em que os combustíveis fósseis substituiriam a hidroeletricidade. No entanto, em vez disso, para o Brasil dar um grande salto na participação das energias renováveis variáveis de forma sustentável, precisará implementar mudanças significativas na organização e regulação do seu mercado energético. Ou seja, para o Brasil garantir que a fonte energética consiga acompanhar a aceleração do crescimento almejado com base nas reformas em curso em sua macrogestão fiscal e mais ampla, bem como em sua crescente abertura aos investimentos privados nos principais setores de infraestrutura, ele precisa embarcar numa terceira onda de reformas do setor elétrico. Essas reformas são necessárias para que o sistema elétrico tenha a flexibilidade necessária para absorver o grande aumento das energias renováveis variáveis que o país prevê, como forma de apoiar suas ambiciosas metas para a diversificação de sua matriz energética e para substituir uma redução antecipada na participação da energia hidroeétrica.

15. O rápido crescimento das energias renováveis poderia se tornar uma fonte significativa de empregos qualificados e potencialmente ter efeitos muito positivos sobre o crescimento das respectivas indústrias manufatureiras. Nos últimos anos, a energia eólica brasileira vem crescendo rapidamente, principalmente na região Nordeste. A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) sugere que, no Brasil, cerca de 33.700 pessoas estejam envolvidas na fabricação de componentes de turbinas eólicas, na construção de torres e na instalação, operação e manutenção de parques eólicos. O Brasil está buscando expandir não apenas a sua indústria eólica em terra, mas também a geração em alto-mar. Estudos recentes sugerem que a energia eólica não apenas aumenta o emprego na indústria, na agricultura e na construção, mas também aumenta os salários em todos os setores da economia, incluindo o comércio e os serviços. Um rápido aumento da energia solar

¹² <http://www.mme.gov.br/web/guest>



também poderia causar impacto positivo significativo na criação de empregos.¹³

16. Todas as reformas mencionadas nas áreas de energia, gás e mineração são de segunda ou terceira geração. Em outras palavras, em muitos casos o Brasil estaria na vanguarda da inovação na política de desenvolvimento. As lições aprendidas provavelmente seriam de interesse para outros países em desenvolvimento com políticas e desafios regulatórios semelhantes. Essas reformas teriam de ser acompanhadas de novas metodologias, da modernização de processos e de novos marcos institucionais em áreas nas quais o Brasil ainda está defasado, principalmente no setor de mineração.

17. Devido à sua complexidade, a elaboração de tais reformas exigirá estudos analíticos e investimentos substanciais em novos métodos e ferramentas associados às atividades de capacitação. O Banco Mundial tem um longo histórico de apoio às tentativas anteriores de reformas nesses setores, ajudando a fornecer os fundamentos analíticos para as tentativas anteriores de reformas jurídicas e institucionais do Brasil nesses setores, o que colocou o país na vanguarda da inovação de políticas de desenvolvimento em algumas áreas (elaboração de leilão, operações de energia hidrelétrica, etc.). Isso posto, mesmo nestas áreas, faz-se necessária uma nova geração de reformas para eliminar barreiras para novas tecnologias e garantir adequação em longo prazo no setor elétrico. Além disso, o Brasil ainda está consideravelmente defasado em outras áreas, como na resiliência climática no setor elétrico ou na regulação para impulsionar práticas sustentáveis de mineração, o que cria uma séria limitação à aceleração do crescimento do Brasil, especialmente se isso ocorrer de forma sustentável.

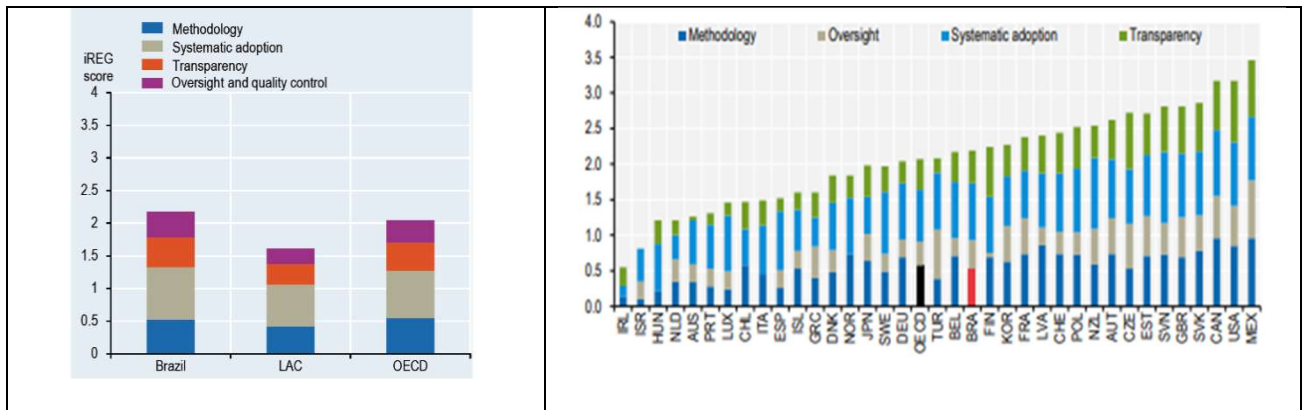
18. Governança. A agenda de política regulatória no Brasil tem tido seu foco no fortalecimento da capacidade institucional dos reguladores. Em 2007, o governo brasileiro instituiu um Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação (PRO-REG) coordenado pela Casa Civil da Presidência. Desde então, o PRO-REG tem buscado promover o uso de boas práticas na governança regulatória,¹⁴ capacitando funcionários e fortalecendo a coordenação entre as instituições reguladoras. Como resultado do PRO-REG e de acordo com o exercício de benchmarking¹⁵ iREG da OCDE realizado em 2016, o Brasil estabeleceu um sistema regulatório avançado estando bem classificado em termos de metodologia, adoção sistemática, transparência e fiscalização (ver Figuras 1a e 1b), mas ainda fica atrás de muitos países da OCDE em alguns aspectos.

Figura 1a: Resultados do Benchmarking iREG 2016	Figura 1b: Engajamento das partes interessadas em desenvolver a regulação subordinada, pontuação de 0 a 4 (melhor), 2015
---	--

¹³ http://www.repec.eae.fea.usp.br/documentos/Goncalves_Rodrigues_Chagas_41WP.pdf

¹⁴ Brown et al (2006) definiram a governança regulatória como sendo o design institucional e jurídico do sistema regulatório que resulta na estrutura em que se tomam decisões. Define-se a governança regulatória como sendo as leis, os processos e os procedimentos que determinam: quais empresas, ações e parâmetros são regulados; as entidades governamentais que tomam as decisões regulatórias; e os recursos e informações disponíveis para sustentar estas decisões.

¹⁵ Indicadores de Política Regulatória e Governança (iREG): América Latina 2016, OCDE. O iREG avalia os seguintes pilares: (i) A “adoção sistemática” registra exigências formais e com que frequência e em que estágio no processo legislativo estas exigências são executadas na prática; (ii) A “metodologia” reúne informações sobre os métodos usados para se engajar com as partes interessadas, por exemplo, formas de consulta e documentos para sustenta-las; (iii) A “supervisão e controle de qualidade” registram o papel de órgãos de supervisão e avaliações do sistema de consulta disponíveis para o público. (iv) A “transparência” registra informações das perguntas relacionadas com os princípios do governo aberto, por exemplo, se as consultas são abertas ou não ao público em geral e se comentários e respostas de autoridades são publicados ou não.



Fonte: OCDE

19. É preciso ampliar o escopo do PRO-REG e da agenda de políticas regulatórias a partir de seu foco nos órgãos reguladores com vistas a garantir uma abordagem integrada do governo à qualidade regulatória. Vários órgãos reguladores passaram a usar a Análise de Impacto Regulatório (AIR) *ex ante* baseada em evidências, mas esta não é ainda uma prática consistente em toda a administração. Portanto, seria importante harmonizar a metodologia das AIR e expandir seu uso com foco em normas com grandes impactos. Estabelecer um controle de qualidade independente apoiaria a implementação efetiva das AIR. Embora alguns órgãos reguladores tenham começado a investir em processos de simplificação administrativa, o uso mais sistemático da avaliação *ex post* poderia ajudar a alocar recursos para onde eles causam o maior impacto e identificar potenciais áreas de reforma de maneira mais eficiente.

20. De acordo com as perspectivas políticas¹⁶ da OCDE, o Brasil também se beneficiaria com o fortalecimento da autonomia dos reguladores, tanto do ponto de vista da interferência política governamental quanto dos interesses das empresas reguladas. Isto inclui limitar ainda mais o escopo para nomeações políticas, uma vez que pesquisas empíricas sugerem que nomeações políticas estão associadas à menor capacidade dos órgãos. Além disso, a OCDE recomenda diversas medidas para apoiar a integração do Brasil aos mercados globais, incluindo: (i) estabelecer um sistema de verificação de normas e padrões internacionais no processo de definição ou revisão das regulamentações existentes; (ii) considerar a avaliação de leis e normas para identificar barreiras regulatórias desnecessárias à concorrência; e (iii) participar ativamente em foros bilaterais, regionais e mundiais para que a cooperação regulatória use abordagens políticas comuns para desafios compartilhadas com pares estrangeiros. Em resposta a estas recomendações, atualmente o Governo do Brasil está realizando uma avaliação geral de todo o trabalho regulatório.

Setor Elétrico: Estrutura Institucional e Reformas

21. O Brasil é um dos maiores e mais desenvolvidos mercados energéticos da América Latina, com capacidade total instalada de 168 GW em meados de 2019, uma matriz elétrica relativamente limpa e no caminho certo para cumprir as metas de NDC do setor energético. O sistema hidrelétrico é um dos maiores do mundo, com uma capacidade instalada de mais de 106 GW que fornece entre 60% e 80% da eletricidade do país, usando apenas um terço de seu potencial estimado. Como resultado, a intensidade de carbono do mix energético brasileiro é metade da média mundial e um sexto da média da OCDE (de 13% para 15%). No setor energético, o Brasil está no caminho certo para alcançar as suas metas de NDC de acordo com o Plano Decenal de Expansão de

¹⁶ <https://www.oecd.org/policy-briefs/Brazil-Regulatory-Reform-EN.pdf>



Energia (PDE) publicado em dezembro de 2019.¹⁷ Segundo o PDE, a meta de NDC de 45% de participação de renováveis na matriz energética total até 2030 seria superada, com a energia renovável devendo representar 48% da matriz energética total até 2029. As projeções do PDE também indicam uma participação da geração de renováveis na matriz elétrica, excluindo a hidrelétrica (34%), superior à meta de NDC de 23% até 2029.¹⁸ As tendências de mercado são favoráveis, conforme demonstra o último leilão nacional para nova capacidade de eletricidade, realizado em outubro de 2019, que concedeu 75% da capacidade a projetos de energia solar e eólica, a preços muito baixos. Seria de se esperar que o papel da geração térmica na matriz elétrica permaneça estável, ligeiramente acima de 20%, embora até 2029 a perspectiva seja de que a geração de gás substitua combustíveis mais poluentes, como o carvão mineral, petróleo e diesel.

Tabela 1: Metas de NDC vs. PDE 2029 para o setor elétrico

		NDC ¹⁹	PDE 2029
		Ano de referência 2029	
Matriz de eletricidade	Participação de biomassa, eólica e solar, incluindo tanto geração distribuída como autogeração (excluindo pequenas e grandes hidrelétricas)	23%	34%
Matriz de energia total	Parcela de renováveis na matriz de energia total	45%	48%

Fonte: Equipe do BM com base no Rastreador de Ação Climática

22. O Brasil implementou reformas bem-sucedidas para aumentar a eficiência do setor elétrico e atrair o capital privado, abrindo caminho para a concorrência e a participação do setor privado. Uma descrição das diferentes ondas de reformas e suas motivações está incluída no Anexo 2. A Figura 2 resume os principais marcos. A primeira onda de reformas lançada nos anos 1990 concentrou-se na liberalização do setor. As principais mudanças incluíram: (i) o estabelecimento de reguladores independentes para o setor de eletricidade (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), petróleo, gás e biocombustíveis (ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis); (ii) o desagrupamento da indústria energética, anteriormente integrada verticalmente; (iii) a introdução da concorrência por atacado e varejo; (iv) o estabelecimento de novos acordos comerciais e um mercado atacadista de eletricidade; (v) novos regimes tarifários; e (vi) a consolidação de um Operador Nacional do Sistema Elétrico independente (ONS). A segunda onda de reformas, lançada em 2004, concentrou-se em garantir a adequação da oferta e demanda de longo prazo e uma coexistência adequada de empresas privadas e estatais (o chamado "novo modelo"). Criou-se uma entidade pública de planejamento energético (Empresa de Pesquisa Energética, EPE) com a responsabilidade de fazer o planejamento energético nacional. O "novo modelo" se concentrou em: (i) reduzir o papel do mercado "spot" de curto prazo como um provedor de sinais para a expansão do sistema; (ii) enfatizar o mercado de contratos avançados para induzir adições de capacidade; (iii) fortalecer os órgãos reguladores; (iv) proibir a propriedade cruzada e o favorecimento de empresas afiliadas pela empresa principal (*self-dealing*);²⁰ e (v) exigir a participação de empresas distribuidoras

¹⁷ <https://climateactiontracker.org/countries/brazil/>

¹⁸ Percentuais não incluem a capacidade de ITAIPU, mas inclui a geração distribuída e a autogeração.

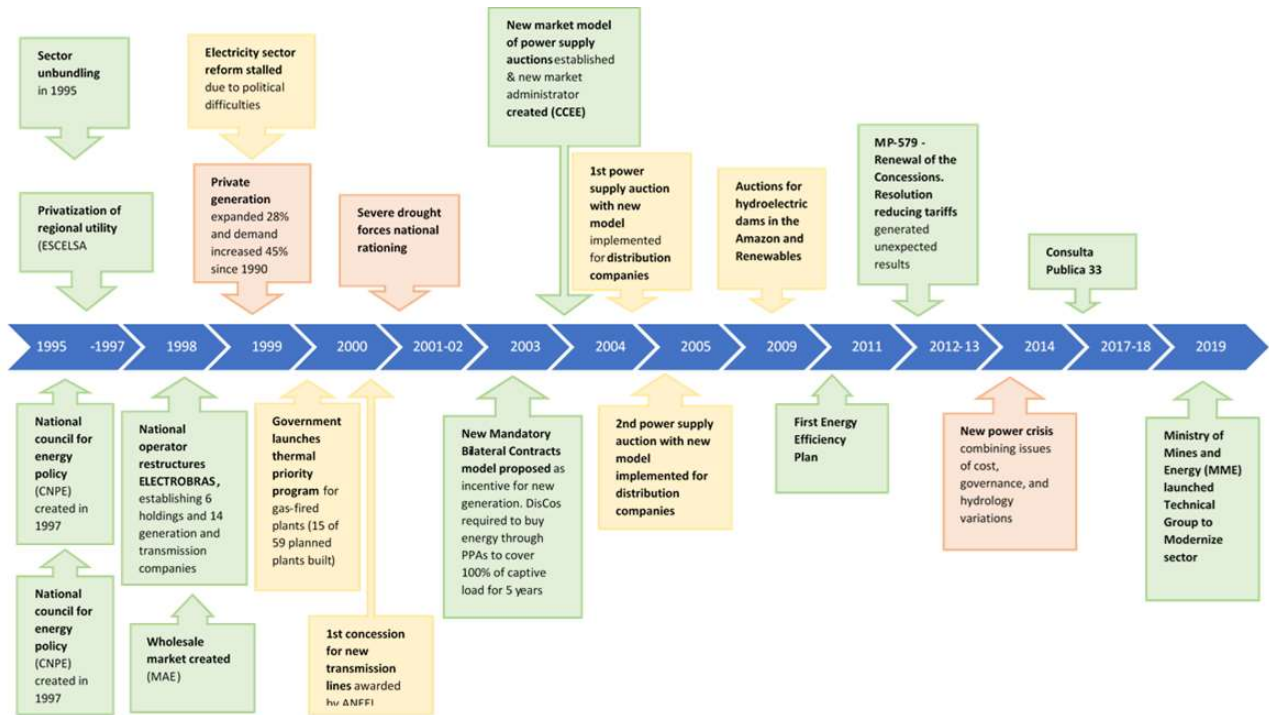
¹⁹ <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brazil%20First/BRAZIL%20iNDC%20english%20FINAL.pdf>

²⁰ Propriedade cruzada refere-se à mesma empresa participando de diferentes segmentos do mercado e *self-dealing* quando uma empresa favorece empresas filiadas. *Self-dealing* pode ser considerado abusivo se for ineficiente e deliberado. Uma forma de *self-dealing*



nos leilões de energia para cobrirem 100% da carga. Estas reformas conseguiram atrair investimentos significativos e abordar parcialmente questões de adequação, mas o setor de energia ainda precisa superar vários desafios a fim de contribuir mais para o aumento dos padrões de vida e o crescimento econômico.

Figura 2: Principais Marcos no Setor Energético



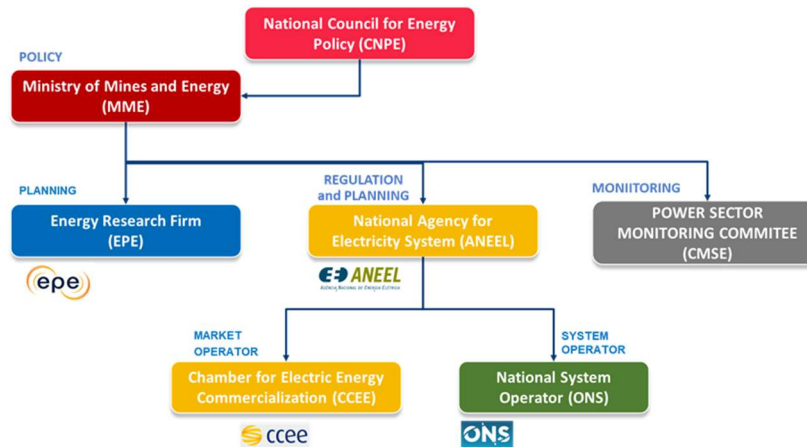
Fonte: Adaptado de Vagliasindi e Besant-Jones (2013)

23. O setor energético atual baseado no "novo modelo" é desagrupado, e características da concorrência em toda a cadeia de valor com o subsector de geração sendo impulsionado por um sistema de leilões altamente intrincado e multifacetado (coordenando atividades de 176 empresas de geração, 31 empresas comerciais e 49 empresas distribuidoras). Entre os principais intervenientes estão a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – responsável por fazer o planejamento nacional de energia – e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que é uma operadora de mercado. O Anexo 3 inclui uma avaliação institucional do setor elétrico.

abusivo é quando há transferência de preços, no caso de uma afiliada ser capaz de cobrar preços acima do mercado por seus bens e serviços sabendo que este aumento de valor será repassado aos contribuintes.



Figura 3: Marco Institucional, Eletricidade



Fonte: EPE e MME.

24. No entanto, as limitações do "novo modelo" tornaram-se evidentes após uma crise hidrológica recente e foram exacerbadas pela crise econômica. A volatilidade climática ameaça crescentemente a previsibilidade da geração de energia e a qualidade do abastecimento em tempos de crise devido à grande contribuição da energia hidrelétrica para o mix de energia. Desde 2012, secas intensas têm afetado periodicamente as áreas do país que representam 86% da capacidade hidrelétrica armazenada. Isso levou, no curto prazo, a um aumento considerável do uso de energia térmica mais cara, e, portanto, a um aumento no custo da eletricidade. Uma medida provisória lançada em 2012 para tentar controlar o aumento tarifário levou a uma série de consequências negativas não intencionais e precisaria ser reconsiderada. É necessário haver uma estratégia abrangente para impulsionar os investimentos adequados para passar de um sistema hidrotérmico para uma matriz elétrica mais diversificada e resiliente ao clima. Os parâmetros de mudança climática precisam ser integrados nas metodologias de planejamento que a EPE utiliza.

25. Os algoritmos de despacho que o ONS utiliza e as regras de mercado precisam ser otimizados para abordar o papel da energia hidrelétrica, garantir a adequação da oferta-demanda e remunerar adequadamente os serviços auxiliares. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) centraliza a ordem de despacho térmico dos sistemas brasileiros, sendo responsável por operar o Sistema Interligado Nacional (SIN). O modelo atual de despacho prioriza a energia hidrelétrica e baseia-se numa granularidade semanal que desvia significativamente dos modelos por hora, por exemplo, que são mais adequados à geração de energia renovável. Atualmente, o modelo de preços que orienta o despacho térmico envia sinais mistos aos geradores e exigiu a introdução de tarifas adicionais, repassadas aos consumidores de eletricidade, o que levou a aumentos substanciais de tarifas. Assim, tanto os preços quanto as abordagens do despacho requerem uma revisão substancial. Com um mix de energia previsto para consistir de 32% de energia solar e 12% de energia eólica até 2040,²¹ torna-se ainda mais necessário rever as regras de mercado, despacho, precificação e modelos específicos de contratação, para aumentar as opções de flexibilidade e garantir a remuneração no sistema de energia de maneira a minimizar o impacto nas tarifas.

²¹ Fonte: ONS



26. Para enfrentar alguns desses desafios setoriais, o governo brasileiro lançou um novo plano de reforma para o setor elétrico em 2017. Após a Consulta Pública CP-33, o MME apresentou um Projeto de Lei que visava reestruturar e modernizar o modelo do setor elétrico brasileiro.²² Além disso, entre abril e outubro de 2019 formou-se um grupo multiorganizacional (GT),²³ liderado pelo MME, para propor recomendações para a modernização do setor elétrico brasileiro. O GT recomendou os seguintes pilares para o processo de modernização: (i) alocação adequada de pagamentos pela segurança do sistema elétrico; (ii) abertura do mercado consumidor de eletricidade de forma ordenada; (iii) alocação eficiente de custos e riscos do sistema elétrico; (iv) melhoria da formação de preços no mercado de curto prazo; (v) modificação da contratação de expansão do sistema para garantir os requisitos necessários de confiabilidade e segurança; (vi) preparação do segmento de distribuição para a abertura do mercado; e (vii) adaptação do marco regulatório para assegurar neutralidade na inserção de novas tecnologias. Como resultado, será necessário haver regulamentações, planejamento, avaliações de riscos, tecnologias e capacidades institucionais mais sofisticados.

27. Aumentar a participação da geração de Energia Renovável Variável (ERV), na forma de energia solar e eólica, torna a gestão do sistema nacional de rede mais complexa. O crescimento projetado de ERV representa dobrar a capacidade instalada de energia solar de 1,78 GW em 2018 para 3,87 GW em 2023 e aumentar os níveis de vento de 3,2 GW em 2018 para 17,5 GW em 2023. No entanto, o planejamento do setor elétrico no Brasil baseia-se numa rede de geração hidrotérmica. Para alcançar o crescimento da ERV: (i) é necessário modificar modelos e metodologias de planejamento e leilão para incluir uma participação maior da VER;²⁴ (ii) são necessários ajustes regulatórios para que o custo para gerenciar com precisão a ERV se reflita tanto na determinação da ordem de despacho de energia quanto no preço tarifário final; (iii) deve-se melhorar a precisão da previsão de energia fotovoltaica para incluir modelos de previsão meteorológica de 24h no mesmo dia (que também afetam outras fontes de ER, como eólica e hidrelétrica), de modo a permitir maior eficiência no despacho de energia e melhores trocas de energia entre as regiões;²⁵ e (iv) ajustes regulatórios e orientações (incluindo jurídicas, de estabelecimento de tarifas, incentivos financeiros, etc.) são necessários para ampliar o uso da Geração Distribuída (GD). O projeto proposto contribui para essas atividades, apoiando o país na consecução de suas metas de NDC para o setor energético e melhorando o desempenho do setor de eletricidade. O projeto financiará o trabalho analítico vinculado à definição e avaliação de novas metodologias para planejamento e despacho de geração em escala de serviços de utilidade pública, bem como de modelos para avaliar/ mitigar o impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos (DER) e preparar o setor de distribuição para sua adoção em escala.

28. No que diz respeito aos preços e tarifas de eletricidade, é necessário tornar as metodologias de preços mais transparentes e para racionalizar subsídios, impostos e taxas. Isto é especialmente importante considerando-se que o governo planeja liberalizar ainda mais o mercado de distribuição e permitir que os consumidores que utilizem mais de 500 kW/mês²⁶ comprem eletricidade do livre mercado até 2022. A geração é

²² Os objetivos do MME para reestruturar e modernizar o setor elétrico brasileiro são os seguintes: (i) estimular a eficiência em decisões de negócios, garantindo tarifas baixas, segurança do abastecimento e sustentabilidade socioambiental; (ii) alocar de maneira adequada os riscos entre agentes que operam no mercado, para permitir sua gestão individual; e (iii) remover barreiras à entrada no mercado .

²³ O grupo incluiu o MME, a ONS, a EPE, a CCEE e a ANEEL.

²⁴ Modelos atuais de planejamento estimam que leve de 5 a 6 anos para novas usinas se tornarem operacionais e 5 anos para novas linhas de transmissão. O ERV, por outro lado, pode levar apenas de 1 a 2 anos para ser contratado, no entanto as linhas de transmissão ainda precisam de 5 anos.

²⁵ As características do sistema de transmissão brasileiro é que ele está dividido principalmente em 4 regiões (norte, nordeste, sudeste/centro-oeste e sul) e existe um grande intercâmbio de energia entre estas regiões no que diz respeito à capacidade de produção e à demanda.

²⁶ O consumidor médio no Brasil usa aproximadamente 200 kW/mês. Portanto, consumidores que usam 500 kW representam pequenas empresas e grandes residências. Está previsto que a ANEEL e a CCEE concluam um estudo até dezembro de 2022, com a intenção de abrir o livre mercado a consumidores que usam menos do que 500 kW.



impulsionada por um complexo processo de leilão e os preços são regulados para os clientes do varejo, com subsídios cruzados em todos: (i) os grupos de consumidores (Ambiente de Contratação Regulada, ACR) e (ii) preço de energia spot estabelecido em leilões do mercado de energia para consumidores a granel (Ambiente de Contratação Livre, ACL). A estrutura de preços apresenta distorções significativas devido a subsídios cruzados e taxas setoriais específicas, o que gera preços altos e não transparentes para o consumidor final. A atualização das metodologias de planejamento e despacho, bem como os estudos para fundamentar as novas regras de mercado devem contribuir para minimizar as cobranças setoriais.

29. Apesar de o país praticamente ter conseguido obter acesso universal à eletricidade, ainda é necessário reduzir os níveis de pobreza energética e a lacuna de acesso em áreas remotas. As tarifas elevadas, as perdas não técnicas elevadas e a baixa qualidade da oferta (especialmente na região amazônica), ainda atormentam o sistema. Além disso, áreas remotas na região amazônica são servidas principalmente por combustíveis fósseis (diesel). Podem-se buscar soluções sustentáveis por meio de inovação e Recursos Energéticos Distribuídos (DER). Para alcançar isto, deve-se adaptar o marco regulatório para permitir investimentos em tecnologia *grid-edge* (mini/microgrids). O projeto proposto apoiará a avaliação das oportunidades e impactos dos DER.

30. Para abordar as mudanças que vêm afetando o setor elétrico, o atual governo estabeleceu um grupo de trabalho em abril de 2019, composto por MME, ANEEL, CCEE, EPE e ONS, para desenvolver um plano de ação a fim de modernizar o setor elétrico. Após uma série de conferências, seminários e reuniões com as partes interessadas dos setores público e privado, o grupo de trabalho apresentou suas constatações e recomendações em outubro de 2019. Subsequentemente, através da Portaria nº 403, o MME instituiu um comitê para implementar as recomendações de modernização do setor. O Plano de Ação abrange 88 ações em 15 áreas: (i) formação de preços; (ii) critérios de abastecimento; (iii) medidas transitórias; (iv) geração e produção de energia (incluindo uma separação contratual de capacidade e energia); (v) processos de leilão; (vi) redução e melhoria do processo da "burocracia"; (vii) governança; (viii) novas tecnologias; (ix) mais liberalização do mercado; (x) racionalização de encargos e subsídios; (xi) sustentabilidade do setor de distribuição; (xii) mecanismo de realocação de energia (MRE);²⁷ (xiii) processos de contratação; (xiv) sustentabilidade da transmissão; e (xv) integração entre gás e eletricidade. O projeto proposto visa apoiar a definição e a implementação dessas ações, com foco especial nas áreas em que o Banco Mundial possa agregar valor compartilhando experiências e recomendações internacionais baseadas em lições aprendidas com outros países. Especificamente, o projeto se concentrará em temas relacionados à resiliência climática, as regras de despacho, o design de mercado (serviços auxiliares e separação de energia e capacidade), a integração ERV, e a integração de gás e formação de preços. Estes são fundamentais para reduzir os custos gerais de eletricidade e garantir a sustentabilidade em longo prazo, evitando assim uma nova crise energética e apoiando o país na consecução de suas metas de NDC.

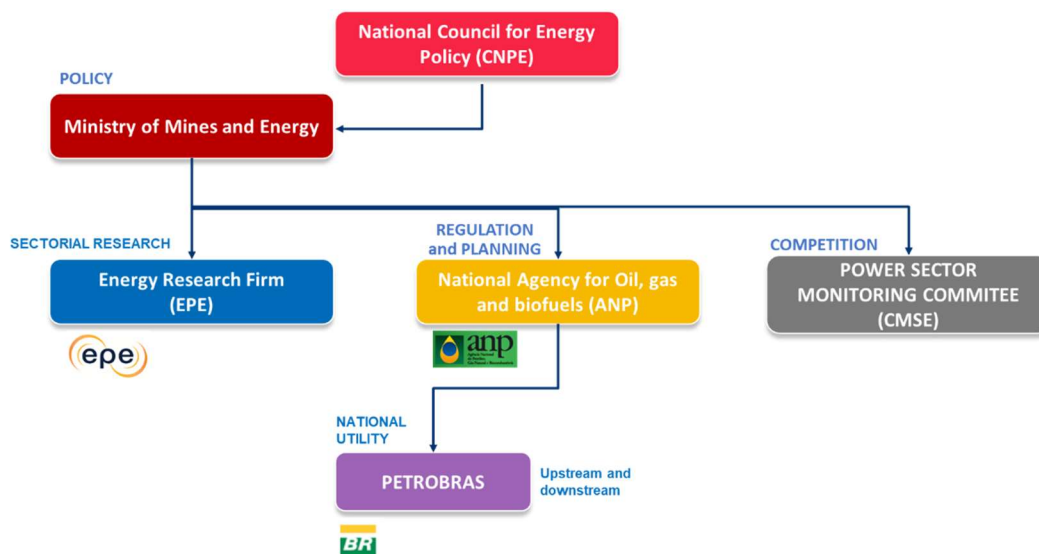
Setor de Gás: Marco Institucional e Reformas

31. O setor de gás do Brasil encontra-se atualmente em um estágio de desenvolvimento menos avançado em relação ao setor de eletricidade. Apesar de o Brasil ter revogado o monopólio da Petrobrás nos principais segmentos da cadeia de abastecimento e ter estabelecido uma agência reguladora independente, a ANP, em meados dos anos 1990, a Petrobras ainda desempenha um papel dominante no setor. Outras partes interessadas importantes são a EPE e o CMSE. A estrutura institucional do setor de gás aparece na Figura 4 abaixo, estando também incluída uma avaliação institucional do setor de gás no Anexo 4.

²⁷ O mecanismo de realocação de energia (MRE) é um mecanismo financeiro que visa compartilhar os riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização de recursos hidrelétricos do Sistema Interconectado Nacional (SIN).



Figura 5: Estrutura Institucional, Setor Gás



Fonte: EPE e MME.

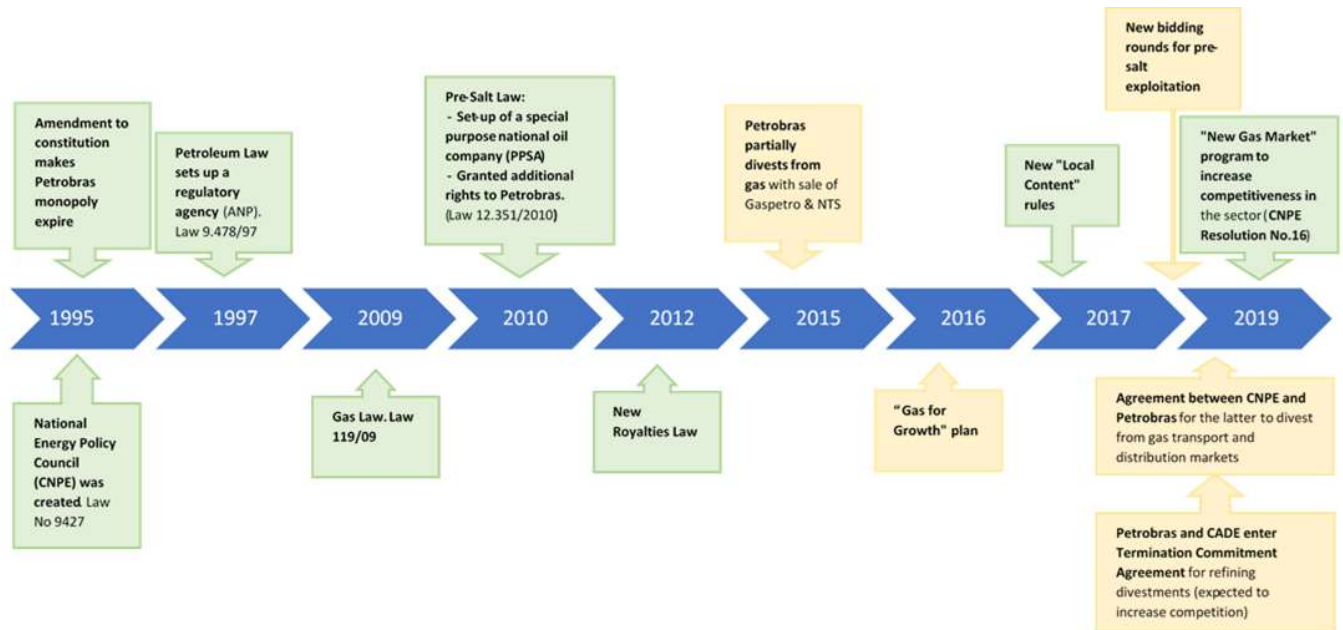
32. O mercado brasileiro de gás natural tem estado relativamente estagnado nas últimas décadas. Atualmente, apesar do aumento dos níveis de produção de gás natural,²⁸ ele representa cerca de 13% do fornecimento primário de energia do Brasil, alimentando a indústria e a geração de energia. A demanda por gás para gerar eletricidade varia consideravelmente de um ano para o outro no Brasil porque o gás é usado para equilibrar a disponibilidade anual de energia hidrelétrica em larga escala.²⁹ Isto significa que os produtores de gás natural – a maioria em alto-mar – não têm uma fonte de demanda constante que justifique a construção adicional e dispendiosa de gasodutos em alto-mar. A capacidade significativa de armazenamento poderia potencialmente proporcionar essa fonte constante de demanda, bem como contribuir para a segurança da oferta, para suavizar as variações intertemporais/ sazonais da demanda, da oferta ou dos preços, mas justificar esses investimentos requer acesso aos mercados. A indústria pode proporcionar uma demanda relativamente constante durante todo o ano; entretanto, os preços do gás não estão atraentes no momento, e as indústrias dependem de combustíveis mais poluentes. Atualmente, atende-se a demanda por gás natural com uma combinação de produção nacional, importações de gás natural liquefeito (GNL) e gás encanado da Bolívia.³⁰ Apesar dos esforços de descarbonização, prevê-se que o aumento projetado da demanda de energia leve a um aumento da demanda de gás em termos absolutos, nas próximas décadas, mesmo que o gás venha a substituir combustíveis mais poluentes, como o carvão mineral, o diesel e outros combustíveis pesados à base de petróleo.

Figura 6: Principais Marcos do Gás Natural

²⁸ Conforme o World Energy Outlook (WEO) (2019), a produção de gás natural aumentou de 7 bilhões de metros cúbicos (bcm) no ano 2000 para 26 bcm em 2018. O gás associado representa aproximadamente 10% da produção total dos campos do pré-sal em termos de energia.

²⁹ A demanda de gás para energia ao longo da última década variou de apenas 3 bcm para quase 20 bcm, de acordo com o WEO (2019).

³⁰ A produção nacional foi responsável por 66%, as importações da Bolívia por 26% e as importações de GNL por 8% do consumo total de gás natural em 2018.



Fonte: Equipe do Banco Mundial

33. Há quase dez anos, quando as reformas regulatórias fracassaram ao tentar impulsionar uma concorrência maior no mercado de gás natural, o Brasil lançou o programa Novo Mercado de Gás. Isto se baseia na Iniciativa Gás para Crescer de 2016, cujo objetivo é estabelecer um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, reduzir o preço interno do gás em 40% e atrair mais investimentos para o setor. Os principais pilares do programa Novo Mercado de Gás são: (i) promover a concorrência; (ii) harmonizar as normas estaduais e federais; (iii) integrar o setor de gás natural com os setores de energia e industrial; e (iv) derrubar as barreiras fiscais. Após as tentativas fracassadas de alterar a lei do gás natural em 2016 e 2018, o governo brasileiro optou por promover mudanças por meio: (i) da aprovação da Resolução nº 16 pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em junho de 2019, que fornece orientações para o setor promover um mercado competitivo de gás natural; (ii) do Termo de Compromisso de Cessação entre a Petrobrás e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em julho de 2019, pelo qual aquela se comprometeu a vender vários ativos e a sair de setores não essenciais; (iii) de novas regulamentações da ANP; (iv) de regulamentos estaduais, incentivados por meio de programas como o Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF); (v) da apresentação de emendas jurídicas ao Congresso Nacional; e (vi) de ajustes fiscais como o Imposto Sobre O Sistema Integrado de Informações Econômicas (SINIEF). No momento, o ímpeto da reforma está forte, mas seu sucesso final dependerá da fiscalização diligente tanto no nível federal quanto, criticamente, no nível estadual, bem como de identificar os incentivos certos e regras claras e harmonizadas para atrair novos entrantes, ao mesmo tempo em que garantem a segurança do abastecimento. Considerando a complexidade do novo modelo de mercado, a fiscalização será desafiadora, exigindo o fortalecimento da capacidade da ANP e dos reguladores estaduais, que até agora não tiveram um papel importante no setor e, como resultado, têm experiência e recursos limitados dedicados ao gás natural.

34. O gás natural apresenta uma oportunidade fundamental para apoiar a transição energética brasileira. O aumento previsto da ERV no mix de geração exigirá maior flexibilidade no sistema de eletricidade, para o qual as usinas a gás natural contribuir, substituindo ao mesmo tempo combustíveis mais poluentes. Da mesma forma, o setor industrial poderia se beneficiar da troca de combustíveis fósseis mais poluentes por gás natural em seus



processos. Por fim, o gás natural também poderia apoiar uma transição limpa no setor de transportes, com oportunidades nos segmentos de transportes terrestres e marítimos. O projeto financiará um conjunto de atividades técnicas voltadas, entre outras, para a comercialização do gás natural e para sua utilização industrial (contribuindo para as metas de redução de GEE da NDC).

Setor Mineral: Marco institucional e reformas

35. O crescimento brasileiro nos últimos quatro anos tem sido impulsionado em grande medida pela expansão do setor mineral e das indústrias relacionadas. A produção, o valor agregado e as exportações na mineração aumentaram rapidamente desde 2003. Em 2018, o setor de mineração e processamento mineral foi responsável por 4% do PIB e 25% da balança comercial total do país. Só o minério de ferro representou 8,89% das exportações em 2018. Atualmente, o Brasil é um dos três maiores produtores mundiais de minério de ferro, ouro, manganês e bauxita. É também um importante produtor de níquel, cobre, zinco e ouro.

36. O Brasil é visto como um país com importante potencial de mineração baseado na sua vasta área territorial e no seu potencial geológico promissor, comparável ao Canadá e à Austrália. Além do minério de ferro, ouro, alumina, nióbio, níquel, titânio, caulim de qualidade para cobertura de papel e vanádio, o Brasil pode escolher entre uma série de minerais estratégicos tais como lítio, terra rara, tório e urânio. Ao contrário da crença comum, as minas mais importantes do Brasil (exceto minério de ferro e bauxita) estão fora da Bacia Amazônica e a grande maioria da área de superfície do país ainda é considerada como pouco explorada para minerais quando comparada a outros países líderes como Canadá, Austrália, EUA e África do Sul.

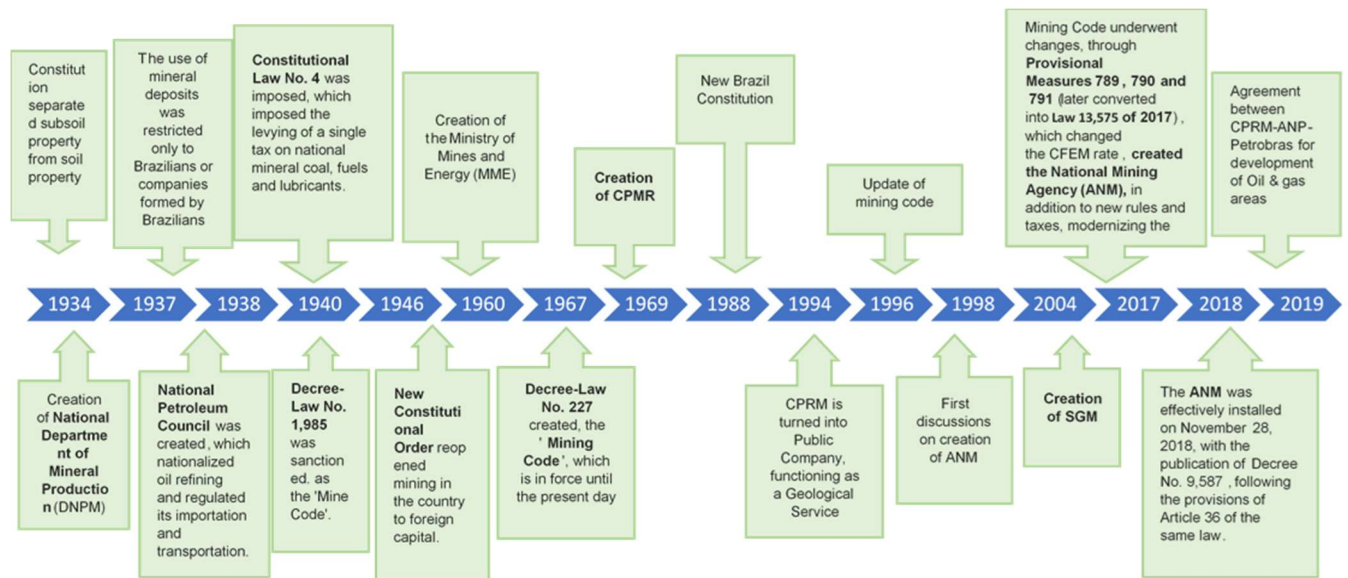
37. Na bacia amazônica, o maior desafio está nas operações não regulamentadas, informais, além da Mineração Artesanal e em Pequena Escala (MAPE) muitas vezes ilegal. As atividades da MAPE na região amazônica são extensas e se concentram principalmente na produção de ouro. Os garimpeiros muitas vezes usam mercúrio para processar o ouro provocando um grave risco à saúde e ao meio ambiente. As tentativas de formalização no passado tiveram resultados variados, mas, em grande parte, não conseguiram conter a expansão destas práticas de mineração. O vasto território amazônico e a dificuldade em acessar algumas destas áreas deixaram uma importante lacuna regulatória que os recursos atuais, tanto humanos quanto financeiros, não conseguiram resolver. O projeto de Assistência Técnica de Energia e Mineral (126537) META 1 financiou um estudo de linha de base para mapear as operações da MAPE em todo o país. Como parte deste exercício, criou-se um banco de dados para monitorar as áreas e o número de operações de MAPE.

38. Enquanto a expectativa é que o Brasil continue sendo líder mundial na produção de commodities minerais, o setor está enfrentando vários desafios que vêm impedindo o desenvolvimento de todo o seu potencial. Estes desafios dizem respeito à fraca capacidade institucional do setor público, agravada pela redução dos orçamentos, capacidade regulatória fraca que resultou em sérios impactos ambientais e, também não menos importante, uma falta de visão verdadeira para o setor que se reflete na ausência de políticas públicas adequadas e estratégicas. O Instituto Fraser classifica o Brasil em 56º lugar no mundo em seu Índice de Atratividade de Investimentos, atrás do México, Suriname e Namíbia. O Brasil está ficando para trás na atratividade para investimentos no setor de mineração, apesar de seu conhecido potencial geológico. Recentemente, o Brasil começou a lidar com as limitações regulatórias, de planejamento e de mercado do setor de mineração. Como primeiro passo, o Congresso aprovou em 2017 uma série de medidas que atualizam a legislação sobre a mineração. Isso incluiu, entre outras ações, a criação da Agência Nacional de Mineração, para modernizar a capacidade regulatória do país. Além disso, o governo brasileiro aprovou um novo plano estratégico para o setor de mineração, o Plano Nacional de Mineração 2030 (PNM). O PNM possui três áreas prioritárias: (i) melhor governança; (ii) processos de valor agregado; e (iii) sustentabilidade. Até agora, a implementação do PNM tem



sido limitada devido à falta de fundos e de compromisso político. O projeto proposto financiará estudos e uma atualização do PNM visando uma estratégia mais elaborada para o setor mineral com ênfase na melhoria das práticas sustentáveis de mineração. Conforme o novo arcabouço institucional, espera-se que o PNM 2050 influencie um esforço mais coordenado para melhorar o desenvolvimento do setor e, portanto, seu impacto sobre o crescimento econômico brasileiro. A modernização do setor e do esforço global de reforma exigirão assistência técnica e capacitação substanciais nas principais instituições do setor de mineração. A Figura 6 mostra os principais marcos do setor de mineração.

Figura 7: Principais Marcos no Setor da Mineração



Fonte: Banco Mundial 2020

39. O setor de mineração brasileiro está em ponto crítico, uma vez que seu crescimento dependerá de concentrar seu foco nas práticas de mineração mais sustentáveis. A falta de imposição regulatória e fiscalização levou a uma série de eventos catastróficos nos últimos dois anos que destacaram a necessidade urgente de ações para modernizar o setor e fornecer os mecanismos para melhorar a gestão. A nova visão e estratégia para o setor devem estar amparadas na sustentabilidade. À medida que o Brasil se concentra em cadeias de suprimentos de minerais essenciais, que podem ser desenvolvidas no âmbito do país, agregando valor às matérias-primas, será fundamental se considerar como minimizar as pegadas de carbono e de material destas cadeias de suprimentos minerais. A estrutura de Mineração Sensível ao Clima (MSC),³¹ desenvolvida pelo Banco Mundial, fornece um ponto de partida para a elaboração de um roteiro para a adoção de tais práticas e processos sustentáveis de mineração.

40. Mineração e as metas de NDC. O setor de mineração não contribui muito para as emissões de GEE do Brasil. Em 2019, as emissões do setor foram estimadas em 0.5% do total de emissão. Isto se deve primordialmente às características naturais das minas brasileiras, bem como ao fato de que o setor depende principalmente da

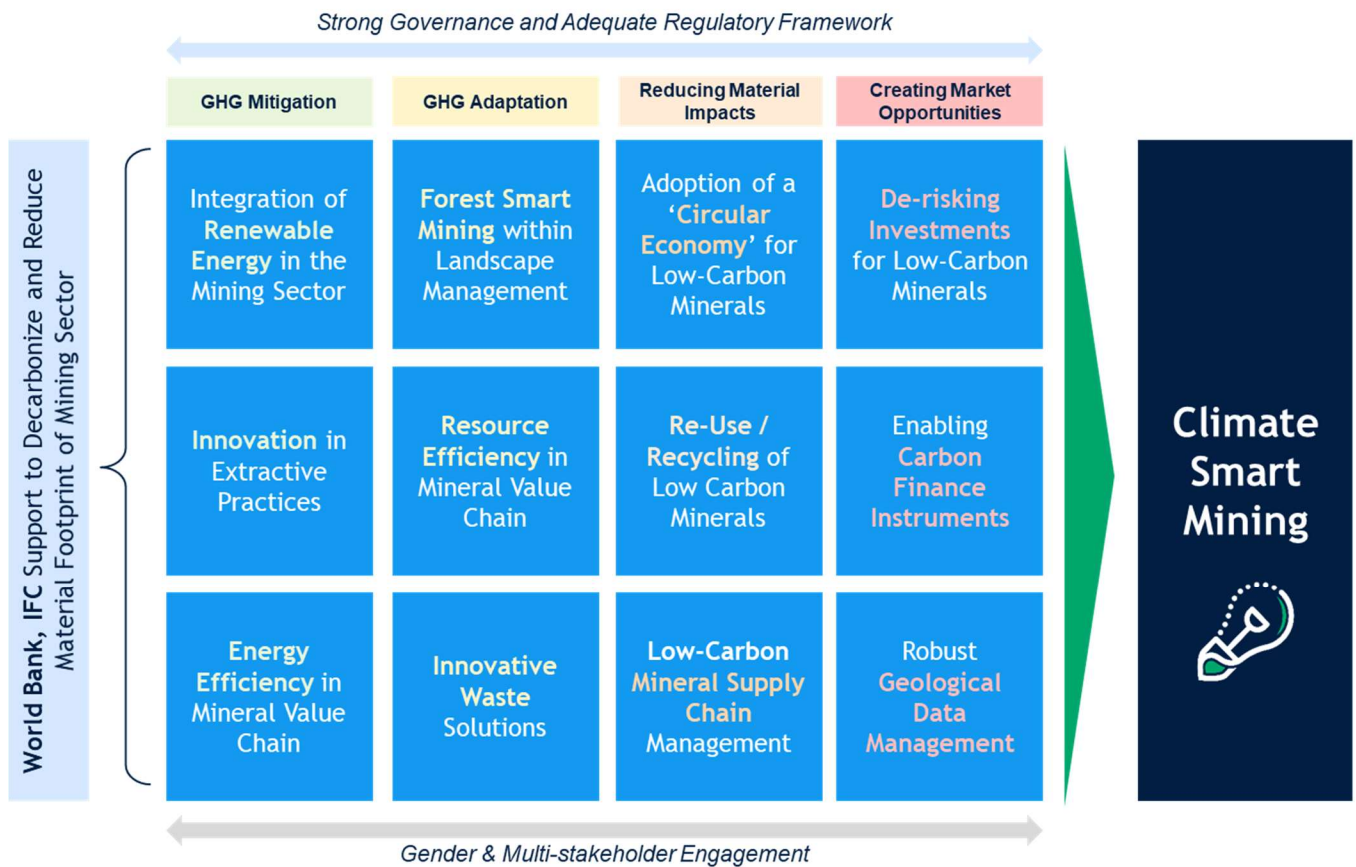
³¹ Mineração Sensível ao Clima, Banco Mundial 2019. https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/brief/climate-smart-mining-minerals-for-climate-action?cid=EXT_WBEmailShare_EXT



matriz de eletricidade limpa de sua rede nacional para alimentar suas atividades. Não obstante, o setor de mineração pode desempenhar um papel importante para ajudar o Brasil a atingir suas ambiciosas metas de NDC adotando uma abordagem holística e atuando ao longo de toda cadeia de abastecimento de alguns dos principais minerais estratégicos que têm um perfil de emissão de GEE mais elevado, desde a extração até o uso final.

41. A MSC apoia a extração e o processamento sustentáveis de minerais e metais para garantir o fornecimento de insumos para tecnologias de energia limpa que minimizam a pegada material e climática em toda a cadeia de valor desses materiais. Oferece a estrutura que possibilita que os países em desenvolvimento ricos em recursos se beneficiem do aumento da demanda por minerais estratégicos para uma transição verde, ao mesmo tempo em que efetivamente descarboniza e reduz a pegada material do setor de mineração. A estrutura da MSC está alinhada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas e se concentra em temas-chave divididos em quatro pilares: mitigação; adaptação; redução de impactos materiais e criação de oportunidades de mercado. A estrutura é mostrada na Figura 7 a seguir.

Figura 7: Mineração Inteligente



Fonte: Banco Mundial, 2019.

42. O projeto apoiará a atualização do Plano Nacional de Mineração (PNM), usando uma perspectiva de



sustentabilidade que inclui incorporar, quando relevante, aspectos da MSC para estabelecer orientação política com vista à transição do setor para um modelo de operação de carbono mais baixo. A MSC também apoia a estruturação de políticas envolvendo: (i) a integração da energia renovável nas operações de mineração, especialmente em áreas remotas sem acesso à rede; (ii) Mineração Inteligente em Florestas, garantindo a adoção de práticas que minimizem o desmatamento (a mineração pode responder por até 7% do desmatamento em todo o mundo); (iii) Possibilitar o uso de instrumentos de financiamento de carbono para ajudar a compensar/neutralizar as emissões do setor de mineração; e (iv) identificar oportunidades de eficiência energética ao longo das cadeias de abastecimento de minerais com perfil de emissão elevado, especialmente para o setor de ferro e aço que faz uso muito intensivo de energia. O PNM 2050 também será um instrumento essencial para promover conhecimento e capacitação para ajudar a integrar o setor de mineração nas políticas nacionais mais amplas de mudança climática, como as NDC do Brasil.

43. A criação da Agência Nacional de Mineração (ANM) em julho de 2017 foi um empurrão para promover a modernização do quadro institucional do setor por meio de uma agência mais ágil e independente. A ANM visa implementar uma série de medidas para tornar a regulação do setor mais eficiente, como: (i) impor aos relatórios atuais de exploração adesão às regras internacionais sobre informação de recursos e reservas; (ii) modernizar o processo de reivindicações on-line com atendimento por ordem de chegada; (iii) desenvolver um banco de dados de exploração de empresas que perderam ou renunciaram a títulos, disponíveis como dados de arquivos abertos dentro de um período razoável; (iv) amparar e coordenar com as instituições ambientais relevantes com vistas a acelerar o licenciamento ambiental de áreas de exploração, mantendo altos padrões; (v) criar um sistema de gestão mais moderno e eficiente para o licenciamento e a inspeção de rejeitos; e (vi) simplificar o processo de licenciamento para minerais/materiais de construção e agrícolas.

44. A Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM), uma empresa estatal, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, vem tendo um bom desempenho. Sua missão é produzir e divulgar conhecimentos geocientíficos contribuindo para a construção da infraestrutura geológica brasileira. A CPRM é uma instituição altamente técnica, que nos últimos oito anos tem conseguido desenvolver o conhecimento geológico do país de forma muito significativa. Além disso, sua infraestrutura laboratorial presta serviços valiosos para empresas de mineração, universidades e dados ambientais em geral. Com o apoio do projeto META 1, a CPRM também conseguiu desenvolver capacidade técnica para fazer o mapeamento para a gestão do risco de desastres. A empresa atua em diversas cidades e municípios, apoiando o planejamento urbano e a mitigação de riscos em áreas geologicamente instáveis.

Rejeitos de Mineração

45. O rompimento da Barragem da Samarco, em 5 de novembro de 2015, provocou o escoamento de 62 milhões de m³ de rejeitos de minas de ferro em mais de 230 municípios dos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. Os rejeitos inundaram o vale do Rio Doce e seus afluentes até o oceano Atlântico, a cerca de 300 km de distância. Quatro anos depois, o desastre da barragem de rejeitos de Brumadinho, em 25 de janeiro de 2019, mais uma vez destacou a fragilidade e a inadequação da capacidade regulatória do Governo e as fragilidades das normas operacionais. O acidente resultou na morte de mais de 250 pessoas. A urgência da situação requer ação imediata para garantir que tais acidentes não ocorram novamente. Diversas medidas precisam ser tomadas e exigirão coordenação entre o MME, a ANM e a CPRM. Apesar de o projeto proposto não apoiará diretamente nenhuma das atividades destinadas a abordar a estrutura para o licenciamento e monitoramento das barragens de rejeitos de mineração, o projeto irá apoiar a melhoria da capacidade regulatória da ANM e uma plataforma de tecnologia da informação (TI) melhorada para monitorar as operações do setor de mineração que serão fundamentais para uma melhor gestão dos rejeitos de mineração e do setor em geral.



46. Um esforço global coordenado é necessário para enfrentar o aumento do desafio relacionado aos rejeitos. A governança colaborativa internacional, regulamentações aprimoradas e inovação são essenciais. Com esse objetivo em mente, o Conselho Internacional de Mineração e Metais (ICMM), o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e a Associação de Princípios para o Investimento Responsável (PRI), estão desenvolvendo novas normas internacionais que serão obrigatórias para todos os membros do ICMM e servirão de diretrizes para os países. Para apoiar isso, o Banco Mundial contratou uma análise comparativa entre a regulamentação de barragens de armazenamento de rejeitos no Brasil e a de outros países onde a mineração se destaca, como a Austrália, o Canadá e o Chile. O contexto para este estudo é que, desde os catastróficos rompimentos das barragens, o Governo brasileiro propôs (i) mudanças profundas nas etapas de licenciamento, construção, monitoramento e fechamento de barragens de rejeitos; (ii) preparação de um inventário das barragens de armazenamento de rejeitos desativadas ou abandonadas que possam constituir risco para a saúde humana e/ou para o meio ambiente em razão de acidentes, derramamentos ou vazamentos; (iii) avaliar o impacto econômico da nova regulamentação para barragens de armazenamento de rejeitos em projetos de mineração de pequeno e médio portes; e (iv) comparar as boas práticas para barragens de rejeitos, a ser publicada pelo ICMM em meados de 2020.

Engajamento anterior do Grupo Banco Mundial nos setores de Energia e Mineração

47. O Banco Mundial tem prestado apoio contínuo ao setor energético no Brasil nos últimos 25 anos. O Projeto de Energia Renovável -SEB (1996-1998), estabeleceu a base para a reestruturação, liberalização e privatização dos setores de energia e gás. O Banco também prestou assistência para ajudar o setor a retomar o seu rumo após a crise de energia de 2001-2002, especificamente, através do Projeto de Assistência Técnica para o Setor Energético (ESTAL) (P076977).

48. Dando continuidade a esse projeto, o Banco se envolveu num grande programa de assistência técnica que incluiu: (i) uma série de artigos produzidos no âmbito do projeto "Revisitando as Reformas Setoriais de Energia e Gás no Brasil" (P161056) e disseminados em 2017,³² com foco na governança em tempos de crise e na integração renovável variável, que ajudaram a informar o programa "Gás para Crescer"; (ii) estudos setoriais financiados pelo PMR e realizados em 2017-2018, que revisaram a estrutura e recente evolução dos setores de eletricidade e combustíveis,³³ incluindo a vulnerabilidade do setor elétrico à menor hidrologia esperada das mudanças climáticas,³⁴ que levaram às discussões técnicas atuais sobre instrumentos de carbono para o Brasil; e (iii) o primeiro projeto META, que foi fundamental, entre outros, para ajudar o país a melhorar seu sistema de monitoramento e equipar laboratórios para especializados em sistemas de transmissão de ultra-alta tensão. Como parte desse esforço assistencial, diversos produtos de conhecimento foram desenvolvidos e melhores práticas sobre temas de alta relevância para o setor foram disseminadas, como a gestão de crises de eletricidade, o leilão de contratos de energia elétrica, os planos detalhados de mitigação de menor custo, a eficiência energética nas cidades e a tributação do gás natural, entre outros. O Governo brasileiro tem considerado o trabalho apoiado pelo

³² Estudos incluem: (i) Transparência nos preços para o mercado de eletricidade – subsídios e impactos na eficiência do mercado; (ii) desenvolvimento de um mercado de gás no Brasil; e (iii) Financiamento de longo prazo e alocação de riscos na infraestrutura no Brasil, e uma Nota de Política que resumiu as principais recomendações, compartilhada com o governo em 2019 (em sua maioria financiada pela ESMAP).

³³ Relatórios incluídos: (i) Diagnóstico do Setor de Energia Elétrica (2017); (ii) Recomendações para o Setor de Eletricidade (2018); (iii) Diagnóstico do Setor de Combustíveis (2017); e (iv) Recomendações para o Setor de Combustíveis (2018).

³⁴ "Cenário de Baixa Hidrologia para o Setor Elétrico Brasileiro 2016-2030 – Impacto do Clima nas Emissões de Gases de Efeito Estufa" (Jan 2017, 123 p.) (<http://mma.gov.br/publicacoes/clima/category/182-cen%C3%A1rio-de-baixa-hidrologia-para-o-setor-el%C3%A9trico-brasileiro>)



Banco como sendo essencial para ajudar a orientar a evolução dos setores de energia e mineração.

C. Relevância para Objetivos de Mais Alto Nível

49. O Projeto apoiará estudos analíticos e capacitação, bem como esforços de reforma contínuos nos setores de energia, gás e mineração, visando: (i) aprimorar a competitividade e a eficiência dos setores de energia e mineração; (ii) alavancar as finanças privadas para infraestrutura sustentável de energia e mineração; e (iii) fortalecer a resiliência às mudanças climáticas. Isso está descrito de maneira mais detalhada na seção Cadeia de Resultados e Teoria da Mudança na página 32.

50. O projeto está totalmente alinhado com a Estratégia de Parceria para o País (CPF) FY18-FY23 do Grupo Banco Mundial para o Brasil (Relatório #113529-BR). O projeto apoia a Área de Foco 2, Investimento do Setor Privado e Crescimento da Produtividade, abordando barreiras regulatórias nos setores de energia e mineração para viabilizar investimentos do setor privado, além de abordar outras distorções (tarifas, subsídios cruzados e impostos) que podem afetar os incentivos e o crescimento em geral. O projeto também apoia a Área de Foco 3, desenvolvimento inclusivo e sustentável, abordando questões regulatórias e técnicas que podem afetar os serviços urbanos sustentáveis, bem como o desenvolvimento de áreas rurais, particularmente devido às mudanças tecnológicas prejudiciais em curso (por exemplo, mobilidade eletrônica, recursos energéticos distribuídos e *microgrids*). Além disso, o projeto proposto fortalecerá a capacidade doméstica de planejamento, design e implementação de concessões com um componente de capacitação exclusivo.

51. A preparação do projeto proposto é informada pela Análise de Desempenho e Aprendizagem (PLR) que avalia o andamento da Estratégia de Parceria com o País (CPF) do Grupo Banco Mundial (WBG) 2018-23 para o Brasil e se concentra bastante na sustentabilidade do modelo de crescimento brasileiro. O modelo tradicional de crescimento do Brasil, baseado em uma economia fechada e na grande participação do Estado, levou a uma situação fiscal frágil, aprendizagem defasada, empregos insuficientes, grandes lacunas de infraestrutura e produtividade muito baixa. Essas deficiências não se coadunam com um país que quer atender às aspirações de sua juventude. A fragilidade do seu modelo econômico também coloca em risco os ganhos sociais alcançados nos últimos quinze anos, incluindo reduções significativas da pobreza e da desigualdade. O projeto proposto visa informar algumas das reformas fundamentais no setor de energia e aumentar a capacidade institucional no setor mineral, que deverá ter um impacto positivo nos custos de energia, segurança energética e segurança e produtividade da mineração.

52. O projeto proposto deverá contribuir para os esforços do Brasil de mitigar as mudanças climáticas por meio de diversas medidas reconhecidas como tendo cobenefícios climáticos,³⁵ incluindo, entre outros: (i) o planejamento de longo prazo informado pelo clima para o setor elétrico, com maiores participações de renováveis; (ii) o apoio do Projeto para o desenvolvimento e à execução de compras processadas para energia renovável (leilões); e (iii) a política e os regulamentos que possibilitam maior participação de recursos energéticos distribuídos (DER), como veículos elétricos, geração distribuída renovável, a integração da geração renovável variável (VRE) e a otimização do despacho. Pelo Acordo de Paris, o Brasil fez uma Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) para reduzir a emissão de GEE em 37% até 2025 e em 43% até 2030 em comparação com os níveis de 2005. Este projeto apoiará os esforços do Brasil para atingir essas metas.

53. O projeto está totalmente alinhado com os compromissos de mitigação e adaptação às mudanças

³⁵ Para mais informações, consulte: "Typology of Activities with Climate Co-Benefits by WB Sector", World Bank. Disponível em: <http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/Typology.pdf>



climáticas do Grupo Banco Mundial. O trabalho analítico e os programas de capacitação desenvolvidos no âmbito do projeto, irão abordar e considerar a mitigação e a adaptação às mudanças climáticas em todas as suas atividades, particularmente reduzindo a vulnerabilidade observada e antecipada às mudanças climáticas, e contribuindo para os esforços de mitigação das mudanças climáticas pelo governo brasileiro. Isso será alcançado com a ajuda ao governo brasileiro para modernização da rede, que, por sua vez levaria em conta a maneira como mudanças climática afeta a geração hidrelétrica. O projeto também ajudará a apoiar a integração de outras fontes renováveis no mix de energia atual, bem como o planejamento mais efetivo de medidas de mitigação. Isso ajudaria a assegurar a continuidade do fornecimento de energia e reduzir os efeitos negativos das mudanças climáticas. Além disso, o projeto introduzirá uma abordagem à mineração sensível ao clima, no nível de política/planejamento, que inclui várias atividades de mitigação das mudanças climáticas com expectativa de reduções tangíveis de emissões ao longo da cadeia de suprimentos de mineração.

54. O Projeto proposto ajudará a aprimorar as oportunidades das mulheres nos setores de energia e mineração no Brasil. A Estratégia de Gênero do Banco Mundial (FY16-23) se concentra em quatro objetivos: (i) melhorar as dotações humanas; (ii) remover restrições para mais e melhores empregos; (iii) remover barreiras à propriedade e ao controle de ativos produtivos; e (iv) dar mais oportunidades para ouvir as mulheres e engajar homens e meninos. Os setores de energia, petróleo e gás e mineração são tradicionalmente dominados por homens, e as mulheres representam uma parcela limitada da força de trabalho do setor, quase sempre atuando em funções de apoio/não técnicas.³⁶ Apesar de a quantidade de mulheres no Brasil formadas em engenharia e ciências da terra ter aumentado recentemente e mais mulheres estarem trabalhando nos setores de mineração, petróleo e gás e energia, elas ainda estão sub-representadas em cargos de liderança. Uma pesquisa recente sobre as principais instituições brasileiras nos setores de energia e mineração indicou que apenas 25% das pessoas atualmente em cargos de alta gestão (Conselhos de Administração, Conselhos Executivo ou Conselhos de Supervisão) são do sexo feminino. Ao apoiar a implementação de um conjunto de ações destinadas a aumentar o número de mulheres em cargos de liderança (melhorando a dotação humana) — como mentoria e sessões de capacitação voltadas especificamente para a igualdade de oportunidades e para os ganhos com a igualdade e diversidade de gênero — o projeto proposto espera possibilitar que as mulheres assumam papéis de liderança, ajudando a fechar as lacunas de gênero identificadas na Estratégia de Gênero do Banco Mundial. O Projeto irá monitorar, por meio de um indicador exclusivo (ver Seção VI), o aumento do número de iniciativas de conscientização de gênero voltadas para o aumento da participação feminina em cargos de gerência em instituições-chave responsáveis pelos setores de energia e mineração.

55. O projeto garantirá a implementação de um mecanismo de engajamento do cidadão com um ciclo de *feedback*. O projeto apoiará o desenvolvimento de plataformas para responsabilidade social e diálogo. O MME responderá diretamente ao *feedback* do cidadão, e os elementos desse *feedback* serão incorporados como relevantes e de uma maneira transparente.³⁷ Os cidadãos desempenham um papel fundamental na defesa e apoio às instituições públicas para que se tornem mais transparentes, responsáveis e eficazes, conforme se

³⁶ Segundo o *Petersen Institute for International Economics*, as mulheres ocupam apenas 11% dos cargos executivos de nível sênior no setor de óleo e gás no mundo. Uma vez que entram, as mulheres tendem a permanecer por mais tempo em seus empregos. Pesquisa feita pela *International Gas Union* (IGU) e outras instituições indica que a taxa de atrito para funcionárias é significativamente mais baixa do que aquela para os homens em todas as regiões do mundo. Além da taxa de atrito mais baixa para as mulheres, um estudo conduzido pela Ernst & Young constatou que 61% dos participantes acreditavam que a diversidade de gênero aumenta o desempenho financeiro e que 77% dos participantes acreditavam que influencia o desempenho não financeiro. Esta situação é semelhante nos setores de eletricidade e mineração.

³⁷ No âmbito das políticas federais do Governo brasileiro, existe o Sistema Eletrônico de Informações (SEI), por meio do qual todos os documentos dos processos de atividade em andamento são inseridos e disponibilizados ao público, podendo ser acessados por qualquer cidadão.



reconhece no *Marco Estratégico para o Engajamento do Cidadão* (2014). As plataformas de diálogo que este projeto desenvolveu complementarão os processos brasileiros de consulta pública estabelecidos para informar e dar aos cidadãos brasileiros a oportunidade de contribuir com insumos e *feedback* sobre a gestão do setor energético do Brasil, além da gestão do impacto ambiental e social, entre outros. Isto inclui o apoio ao engajamento dos beneficiários do projeto na preparação, implementação e monitoramento de todas as atividades do projeto, engajamento das partes interessadas e implementação de uma estratégia de comunicação bem planejada. Para refletir esta abordagem, o projeto irá monitorar o engajamento dos cidadãos durante a implementação por meio de um indicador de *feedback* do beneficiário (ver Seção VI). Ao final do terceiro ano de implementação do projeto, espera-se a apresentação de um relatório sobre o indicador de feedback do beneficiário.

56. O projeto também busca ajudar a mobilizar financiamento para o desenvolvimento e a causar um impacto transformacional no setor privado de forma mais ampla. Ao apoiar o fortalecimento institucional e as reformas regulatórias, o projeto apoiará a criação de um ambiente de investimento, o que melhorará a utilização dos recursos brasileiros, otimizará o financiamento, aumentará a infraestrutura e reconstruirá a competitividade de diversas indústrias-chave. Em última análise, isto levará a melhorias significativas na contribuição dos setores para o crescimento do PIB, aumento dos royalties e impostos oriundos dos novos investimentos para os estados e para o governo federal, e preços mais baixos para todos os consumidores.

57. Esta operação apoia o duplo objetivo do Grupo Banco Mundial, de eliminar a pobreza extrema e impulsionar a prosperidade compartilhada por meio de atividades que se concentrem na criação de condições para os setores de energia e mineração que sejam resilientes ao clima, eficientes e mais modernas, e apoiar o fortalecimento institucional, o desenvolvimento econômico e a criação de empregos. O Governo brasileiro está realizando a reforma e modernização nos setores de energia e mineração, o que exige assistência técnica e capacitação substanciais em diversos órgãos. Este projeto – uma AT multissetorial de segunda geração em energia e minerais no Brasil – promoverá abordagens inovadoras para desenvolver o setor que levem em consideração as necessidades de desenvolvimento sustentável e as experiências internacionais de apoio ao fortalecimento institucional das principais instituições. Espera-se que as reformas informadas por esta operação beneficiem indiretamente os 40% da população mais pobre, aumentando a acessibilidade aos serviços de eletricidade, impulsionando o desenvolvimento industrial e prevenindo crises energéticas e eventos catastróficos em infraestrutura energética e de mineração. Espera-se que os resultados deste projeto proposto sejam ou possam contribuir para os produtos de conhecimento global, e as lições aprendidas ao longo do impulso de modernização apoiado por este projeto sejam úteis para os pares regionais e internacionais brasileiros.

II. DESCRIÇÃO DO PROJETO

A. Objetivo de Desenvolvimento do Projeto

Declaração do ODP

Fortalecer a capacidade institucional de eficiência de mercado, levando em consideração a resiliência climática nos setores de energia e mineração no Brasil.

Para os fins do projeto, a resiliência climática é entendida como a capacidade de antecipar, preparar e responder a crises hidrológicas e/ou eventos perigosos, e tendências ou distúrbios relacionados ou agravados pelas mudanças climáticas.

Para os fins do projeto, eficiência de mercado é entendida como a existência de arranjos de mercado adequados



ao objetivo que incorporam todas as informações disponíveis, proporcionando aos agentes da cadeia de valor incentivos para operar seus sistemas de maneira econômica, com um equilíbrio adequado de risco e recompensa que são do interesse do consumidor final.

Indicadores no Nível de ODP

1. Planos de expansão do setor elétrico publicados para aumentar a segurança do fornecimento (número).
2. Plano de mineração sensível ao clima atualizado para o desenvolvimento estratégico do setor de mineração (número).
3. Alterações nas políticas e regulamentações do mercado, para aumentar a eficiência do mercado, publicadas para consulta (número).

B. Componentes do Projeto

58. O Projeto proposto sustentaria a eficiência, a resiliência climática e os investimentos em todo o setor por meio de três componentes. Considerando-se a agenda de reforma ampla e complexa liderada pelo governo brasileiro, os componentes se concentram em atividades de alto impacto, e o Banco Mundial pode alavancar experiências internacionais a fim de contribuir para alguns objetivos principais da agenda de reforma (resiliência climática, aumento da eficiência, consecução das metas de NDC e adequação do investimento). O projeto buscará abordar lacunas em políticas, regulamentos e estruturas jurídicas e institucionais (veja os Anexos 4, 5 e 6), apoiar bens públicos regionais ou mundiais e incentivar investimentos do setor privado em setores dominados por empresas estatais. Além disso, o projeto buscará comandar abordagens inovadoras estratégicas para lidar com as principais prioridades do desenvolvimento, especialmente em áreas que também sejam relevantes para outros países em desenvolvimento. O Anexo 8 apresenta uma descrição detalhada das atividades do projeto proposto neste estágio.

59. Componente 1 – Assistência técnica para aumentar a eficiência, a adequação da infraestrutura de longo prazo e a resiliência climática nos setores de energia e mineração (US\$ 20,07 milhões). Este componente incluirá os seguintes subcomponentes:

a. Subcomponente I: trabalho analítico para informar reformas no setor de energia. Este subcomponente fornecerá os insumos, análise, exemplos e modelos de melhores práticas para que os respectivos órgãos possam atualizar as metodologias de planejamento, despacho e formação de preços, assim como as regras de mercado para fazer a transição de uma base de geração hidrotérmica para outra que incorpore a ERV e os DER, envolvendo os esforços para a consecução das metas de NDC para o setor energético. As atividades são projetadas especificamente para ajudarem a tratar dos impactos das mudanças climáticas na rede elétrica nacional e aumentar sua resiliência à crise hidrológica provocada pelo clima. Estas atividades incluirão, entre outros:

- i.* **Estudos técnicos para aumentar a resiliência à mudança climática no setor ao informar a revisão das metodologias de planejamento e despacho** para adaptá-las a um sistema com participação maior de ERV (solar e eólica) e assim apoiar os compromissos de NDC do país. Estas novas metodologias ajudarão a tornar o sistema mais resiliente às crises energéticas agravadas pela mudança climática, ao mesmo tempo em que minimizarão os custos setoriais. Além disso, a atualização das regras e dos mecanismos de planejamento e despacho para assegurar a viabilidade de projetos



- e minimizar cobranças setoriais terão um impacto benéfico muito importante sobre as tarifas.
- ii. **Assistência técnica para informar a revisão/criação de mercados de eletricidade** a fim de aumentar a competitividade, atrair investimentos e melhorar a formação de preços, assegurando, ao mesmo tempo, a confiabilidade e os requisitos de segurança necessários. Este subcomponente se beneficiará da experiência internacional para informar reformas, incluindo em energia, capacidade e mercados de serviços auxiliares. Isto é essencial para permitir o aumento da ERV e maximizar a participação da energia limpa.
 - iii. **Melhoria de políticas públicas ou regulamentos para recursos de energia distribuídos.** O projeto desenvolverá modelos para avaliar/mitigar o impacto dos Recursos de Energia Distribuídos (DER) e preparar o setor de distribuição para a adoção de DER em larga escala, incluindo a geração distribuída, o armazenamento distribuído, a eficiência energética, a resposta à demanda, veículos elétricos, infraestrutura de medição avançada (IMA), entre outras. Estas atividades também informarão a adaptação do quadro regulatório para neutralidade na inserção de novas tecnologias (incluindo, entre outras, a análise do regulamento para adotar a geração em pequena escala de energia, mais favorável ao clima – solar e/ou eólica – que substituiria geradores a diesel) e a formação adequada de preços. A captação da geração distribuída no Brasil tem sido relativamente pequena até agora, e são necessários estudos para assegurar um aumento sustentável. Com relação a veículos elétricos (EV), apesar de ambiciosas metas de NDC em termos de biocombustível, com vistas a uma descarbonização mais acelerada do setor de transportes, pode ser necessário haver uma captação mais rápida de EV no país, e este subcomponente apoiará uma avaliação do impacto de tal atualização na rede nacional de eletricidade.
- b. Subcomponente II: trabalho analítico para informar reformas no setor de gás. Este subcomponente concentra-se nas reformas secundárias do setor de gás, na sequência do engajamento de longa data com o governo brasileiro neste setor e está alinhado com as reformas atualmente em curso para o setor de gás. Ele aconselhará e fornecerá as bases necessárias para as principais instituições responsáveis pelo setor de gás, como a ANP e a EPE, para buscarem mercados mais eficientes, abertos e competitivos de gás natural e derivados. Especificamente, ele financiará diversas atividades técnicas, que se concentrarão no comércio, armazenamento e utilização industrial (apoiando assim a possível transição de combustíveis mais poluentes para o gás natural e contribuindo para as metas de redução de GEE da NDC) e oferta e demanda derivadas de gás natural, entre outras:
- i. **Estudos que visam apoiar o projeto de um mercado competitivo de gás:** serviços de consultoria para avaliar e identificar os mecanismos a serem adotados para promover a comercialização de gás natural de uma forma competitiva, incluindo o uso de hubs virtuais de comércio.
 - ii. **Estudos que visam apoiar a criação de uma oferta flexível de gás:** serviços de consultoria para avaliar mecanismos que visam promover a oferta flexível de gás, incluindo a avaliação do potencial de armazenamento de gás natural no Brasil ao reunir dados técnicos, econômicos e regulatórios com base nas melhores práticas internacionais.



c. Subcomponente III: trabalho analítico para implementar reformas no setor de mineração. Este subcomponente apoiará os esforços do ministério e das principais instituições do setor de mineração, como a ANM e a CPRM, para desenvolver uma estrutura institucional mais moderna e eficiente voltada para melhorar a gestão, a transparência e a operação ambiental e social do setor de mineração. Especificamente, este componente financiará um conjunto de atividades técnicas voltadas para a implementação das principais reformas setoriais feitas pelo governo brasileiro, que foram aprovadas, mas estão atrasadas. Ele também fornecerá os recursos para operacionalizar algumas das principais atribuições da ANM que visam modernizar a instituição e sua capacidade de conduzir seu mandato de maneira mais eficiente. Além disso, o projeto ajudará a assegurar que a Mineração Sensível ao Clima seja apresentada no nível de política e planejamento, o que poderia resultar em mudanças tangíveis, para ajudar o setor de mineração a gerenciar os riscos que a mudança climática representa para operações e cadeias de suprimento. As atividades incluirão, entre outros:

- i. **Trabalho analítico para aumentar a resiliência à mudança climática no setor:** (i) apoiando a revisão do Plano Nacional de Mineração (PNM), incluindo considerar uma abordagem de Mineração Sensível ao Clima (MSC) para reduzir a pegada de carbono e materiais das cadeias de suprimento críticas e disposições para incentivar as empresas de mineração e exploração mineral a investir em energia renovável e tecnologias de baixo carbono; e (ii) financiando estudos para apoiar o processo de tomada de decisão para um setor de minerais mais resiliente ao clima, para abordar lacunas de conhecimento sobre os impactos das mudanças climáticas e promover instituições, políticas e investimentos para melhorar a capacidade de adaptação do setor. Além disso, para complementar o trabalho atual liderado pelo MME para uma trajetória de carbono mais baixo para o setor de mineração, o Brasil irá considerar a preparação de um roteiro de MSC que poderia apoiar a integração do setor de mineração nas metas de NDC do Brasil.
- ii. **Trabalho analítico para informar as melhores práticas no setor de mineração.** Consoante os principais temas estratégicos, como minerais essenciais para a transição energética, reciclagem de minerais e metais, e práticas mineradoras sustentáveis e favoráveis ao clima, este subcomponente financiará diversos estudos para orientar o MME, a CPRM e a ANM a reposicionar o setor mineral no Brasil de tal modo que ele fique mais competitivo e alinhado com temas e melhores práticas internacionais. Além disso, ele fornecerá as ferramentas necessárias para modernizar a capacidade regulatória e eficiência do país.

60. Componente 2 – Fortalecimento institucional de empresas de energia e mineração para estabelecer e implementar estratégias, políticas e regulamentos (US\$ 17,48 milhões). Este componente abrangerá atividades de capacitação para instituições do setor, incluindo coleta de dados, digitalização e geração de produtos de conhecimento que visam fortalecer a capacidade das instituições setoriais de implementar suas respectivas missões. Além disso, ele também fortalecerá a capacidade das principais instituições para que gerenciem os aspectos ambientais e sociais destes setores e aumentar a conscientização sobre os impactos relacionados às mudanças climáticas e medidas eficazes de resposta.

a. Subcomponente I: fortalecer a capacidade regulatória, de planejamento e operacional do setor de energia (incluindo aspectos ambientais e sociais). Este subcomponente financiará a coleta de dados, a otimização de metodologias e a digitalização de processos visando aprimorar a capacidade regulatória (capacidade de monitoramento e de controle), de planejamento e



operacional, permitindo que o governo adote ações políticas e regulatórias eficazes. As atividades incluirão, entre outras:

- i. **Atividades que visam incorporar parâmetros de mudança climática no planejamento do setor energético** e atualizar dados que sustentam a análise de balanços energéticos. Tais parâmetros incluirão mudanças nos padrões climáticos (por exemplo, temperaturas projetadas, chuvas, etc.), que afetam o setor de energia. Ao incluí-los no planejamento do setor, as atividades ajudarão a garantir que as restrições da mudança climática sejam superadas com base nas metodologias inovadoras e nas melhores práticas internacionais, incluídas nos planos de expansão de longo prazo para o setor energético para ajudar a mitigar futuras crises energéticas. Espera-se que o trabalho leve a uma participação maior da ERV, diversificando a matriz e aumentando a resiliência ao clima do sistema. Dessa forma essas atividades deverão apoiar as metas de NDC do país. Este trabalho também pode ser relevante para outros sistemas hidrotérmicos na América Latina e em outras regiões.
 - ii. **Digitalização e otimização de sistemas contábeis e de assentamento.** O fornecimento de *hardware* e *software* especializados para modernizar os sistemas contábeis e de liquidação no setor elétrico brasileiro permitirá uma transformação adicional nas regras do mercado para ajudar a expandir o livre mercado.
 - iii. **Apoio ao desenvolvimento e à implementação de modelos de previsão de energia renovável (ER), sistemas de controle e outras ferramentas** que visam aprimorar a capacidade operacional. Estes modelos pode causar um impacto importante para reduzir as necessidades de equilíbrio do sistema, que costumam ser alcançadas com uma geração térmica cara, especialmente durante estações secas. O modelo de previsão mais avançado pode ser facilmente colocado em prática no Brasil, melhorando a eficiência de despacho da ONS e contribuindo para reduzir os custos gerais de energia e as emissões de gases do efeito estufa. Espera-se que este suporte de trabalho reduza a restrição de renováveis, levando a uma redução de geração térmica e às emissões de GEE a ela associadas. Assim, estas atividades deverão apoiar o cumprimento dos compromissos de NDC do país.
- b. Subcomponente II: Fortalecimento da capacidade regulatória, de planejamento e de monitoramento das principais instituições regulatórias do setor de gás. Este subcomponente financiará atividades que visem melhorar a capacidade das principais empresas do setor de gás a fim de permitir que elas assumam papéis mais ativos na regulamentação e monitoramento. Consonante com o engajamento contínuo do Banco com o governo brasileiro e baseando-se em boas práticas internacionais, este subcomponente financiará atividades e treinamento voltados, entre outros, para melhorar a efetividade institucional, reduzindo custos administrativos e aprimorando a gestão ambiental, social e de governança, incluindo a transparência e abordagem de práticas não competitivas.
- c. Subcomponente III: fortalecer a capacidade regulatória e de planejamento das principais instituições do setor de mineração. Este subcomponente financiará atividades que visem apoiar as instituições do setor de mineração no planejamento, monitoramento e gerenciamento do setor de mineração de uma forma mais eficiente e eficaz, incluindo aspectos ambientais e sociais. As atividades incluem estudos e treinamentos para melhorar conhecimento e a tomada de decisões sobre, entre outros, mineração e reciclagem urbanas, MAPE, sustentabilidade ambiental e social,



investimentos para a adaptação às mudanças climáticas e estratégias para reduzir a emissão dos GEE associados a práticas de mineração e cadeias de valor de minerais estratégicos.

- d. Subcomponente IV: Capacitação institucional e administrativa para funcionários selecionados do ministério e agência. Este subcomponente financiará, entre outras coisas, o treinamento dos funcionários do setor público do MME e de órgãos dos setores de energia e mineração para aumentar a capacidade de uma perspectiva comercial e de gestão administrativa para melhorar a gestão da política pública como um todo no setor, incluindo aspectos ambientais e sociais.

61. Componente 3 – Suporte para a implementação, monitoramento e avaliação, e compartilhamento e disseminação de conhecimento (US\$ 0,45 milhão). Este componente dará apoio ao governo brasileiro na administração e coordenação de todas as atividades financiadas pelo projeto proposto. Especificamente, fornecerá apoio à aquisição, gestão financeira, gestão ambiental e social e capacidade de monitoramento e avaliação. Este componente financiará a disseminação e o compartilhamento de conhecimentos das conclusões dos vários relatórios e estudos produzidos no âmbito do projeto por meio de *workshops* e outros eventos de engajamento de partes interessadas, publicações e traduções, entre outros. Além disso, apoiado pelos fundos fiduciários executados pelo Banco, o projeto por esse componente fornecerá, conforme necessário, serviços de assistência técnica, serviços de treinamento e orientação, em parte projetados para aumentar a participação das mulheres nas posições de liderança nas áreas de energia e mineração, inclusive por meio de *workshops* internacionais onde as mulheres poderão compartilhar experiências, e financiar a aquisição de bens e custos operacionais. Esta componente também apoiará *ex ante* os esforços de M&E para os impactos econômicos, sociais e climáticos de reformas políticas relevantes. No âmbito da estrutura de M&E, o projeto apoiará a geração de novos dados/bancos de dados produzidos no projeto que poderiam ser disponibilizados ao público como “bens públicos globais”.

C. Beneficiários do Projeto

62. Os principais beneficiários diretos são diversas instituições públicas, além de diversos órgãos setoriais e departamentos, como (i) o MME, incluindo sua Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE), a Secretaria de Energia Elétrica (SEE), a Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG), a Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral (SGM), a Assessoria Especial de Meio Ambiente (AESMA), a Secretaria de Planejamento, Orçamento e Administração (SPOA); (ii) a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); (iii) a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); (iv) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (v) a Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM); (vi) a Agência Nacional de Mineração (ANM); (vii) a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); e, (viii) o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Espera-se que as funcionárias destas instituições também se beneficiem diretamente das oportunidades de treinamento e mentoria que serão planejadas para aumentar o número de mulheres em cargos de liderança nos setores de energia e mineração. Políticas e instituições aprimoradas promoverão maior segurança da energia, resguardando o sistema contra riscos de mudança climática, mais eficiência, sustentabilidade ambiental e financeira, maior adaptabilidade a mudanças nas condições econômicas, maior alavancagem de capital privado para preencher lacunas de infraestrutura, e melhoria dos serviços para a população como um todo.

63. A população brasileira se beneficiará indiretamente do projeto, através de energia mais confiável a preços mais baixos, e dos benefícios econômicos dos setores de energia e mineração mais eficientes e competitivos e em ascensão, que podem impulsionar o crescimento industrial e criar mais empregos. A população também se beneficiará do planejamento e das políticas aprimoradas, que levarão a projetos social e ambientalmente mais sustentáveis nos setores de energia e mineração.

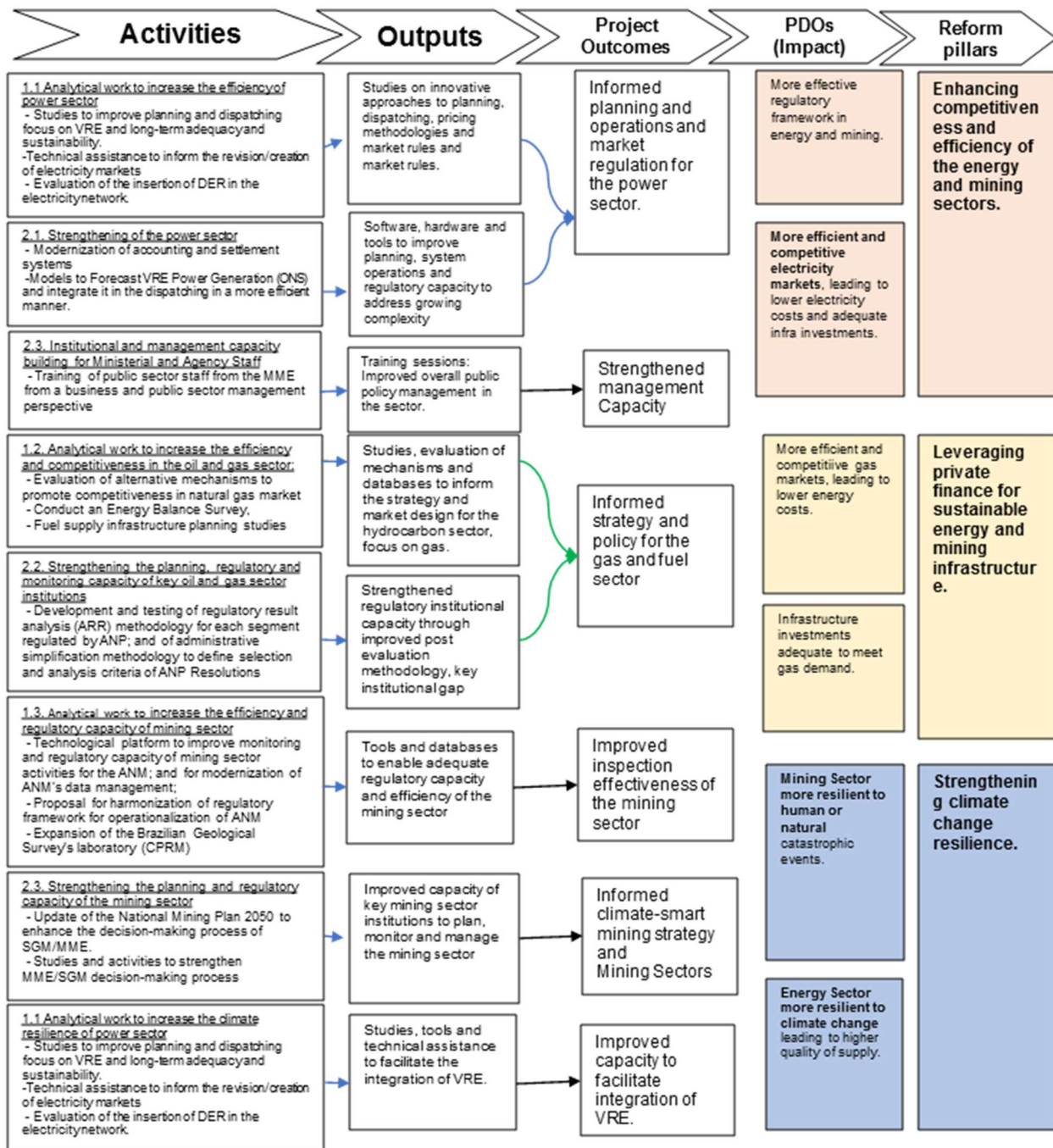


D. Cadeia de Resultados

64. Os principais resultados esperados do projeto são instituições mais capazes, eficientes e sensíveis ao clima, mercados mais eficientes e políticas e regulações mais eficazes nos setores de energia e mineral para aumentar a resiliência dos setores de energia e mineração para eventos relacionados ao clima agravados pelas mudanças climáticas, aumentar a eficiência fornecendo ajustes regulatórios, melhorar o planejamento e o apoio à modernização da infraestrutura - especialmente em relação aos sistemas de informação e desenvolvimento de tecnologias - necessários para apoiar o crescimento econômico acelerado e sustentável do ponto de vista ambiental e social. A Figura 8 mostra a relação entre as atividades do projeto e os produtos que conduzem a estes resultados, bem como a impactos de mais longo prazo, para os quais o projeto poderia contribuir.



Figura 8: Cadeia de Resultados META 2 (Teoria da Mudança)





Fonte: Banco Mundial, 2020.

E. Fundamento para o Envolvimento do Banco e o Papel dos Parceiros

65. Considerando-se sua experiência mundial, o Banco está bem posicionado para fornecer apoio direcionado às principais áreas de interesse de energia e mineração, através do financiamento, perícia e melhores práticas de última geração, voltados para: aprimorar a governança, a resistência e o planejamento, criar mercados eficientes, atrair o financiamento privado para os investimentos em infraestrutura energética e comandar soluções técnicas e financeiras inovadoras. Conforme já se mencionou, o projeto proposto é uma sequência dos bem-sucedidos META 1 e ESTAL, financiados pelo Banco, que foram elementos importantes do engajamento do Banco com o Brasil no setor de energia nas últimas duas décadas.

F. Lições Aprendidas e Refletidas no Design do Projeto

66. Os projetos anteriores produziram as seguintes que foram incorporadas ao *design* deste projeto, incluindo de maneira especial as lições aprendidas com o projeto META 1. O Anexo 3A apresenta de maneira detalhada a lista completa de lições aprendidas com o projeto META 1.

- a. **A implementação de reformas complexas exige uma coordenação sólida e de alto nível entre o MME e o Ministério da Economia**, assim como entre a ANEEL e a ANP do lado da regulação de energia. O projeto foi desenhado baseado numa coordenação sólida entre os órgãos.
- b. **A responsabilidade do governo, especificamente do ministério responsável pelo setor em questão, é fundamental para assegurar que os recursos alocados continuem a financiar as medidas relevantes e que a produção se traduza em decisões políticas e avance para se tornar resultados.** O governo tem desempenhado um papel ativo ao longo de toda a preparação do projeto, incluindo a determinação das atividades a serem realizadas ao alinhá-las aos seus programas de reforma divulgados publicamente (especialmente o “*Novo Mercado de Gás*” e a “*Modernização do Setor Elétrico*”).
- c. **A adaptabilidade do design do projeto é essencial.** Apesar de um conjunto inicial de atividades ter sido identificado e vinculado às reformas do governo propostas recentemente, o projeto foi elaborado de maneira flexível de tal forma que o apoio possa ser ajudado rapidamente para responder a desafios em rápida de evolução.
- d. **É importante que arranjos institucionais reflitam o interesse das instituições públicas em posicionar a Unidade de Gerenciamento do Projeto (UGP) em um alto nível de decisão e alocar um número suficiente de funcionários competentes à esta UGP.** A UGP tem bastante experiência de trabalho com projetos do Banco e está justamente sob a supervisão do gabinete do Secretário Executivo do Ministério (veja os Arranjos de Implementação abaixo). Além disso, os membros do Comitê Gestor do Projeto também são membros dos comitês da agenda de reforma, como a ANP no Novo Mercado do Gás e todas as agências de energia do Grupo Técnico para a Modernização do Setor Elétrico.
- e. **Para evitar atrasos iniciais na implementação, as atividades do projeto estão num estágio avançado de definição**, sendo que muitas delas têm Termos de Referência já preparados. Além disso, para abordar restrições orçamentárias, o primeiro ano da alocação orçamentária foi confirmado e a capacidade de absorção do orçamento foi considerada no planejamento das atividades de início e de



implementação.

- f. **Com base nos engajamentos anteriores bem-sucedidos do Banco nos setores de energia e mineração do Brasil, o projeto foi concebido para tirar vantagem clara da capacidade única do Grupo Banco Mundial de mobilizar conhecimentos, perícias e melhores práticas de última geração para lidar com as questões enfrentadas pelo cliente, trazendo uma perspectiva internacional adaptada para as especificidades do sistema energético no Brasil.**

III. ARRANJOS DE IMPLEMENTAÇÃO

A. Arranjos Institucionais e de Implementação

67. O MME coordenará o Projeto utilizando arranjos institucionais e de implementação semelhantes aos do META 1. A Unidade de Gerenciamento do Projeto (UGP) no MME será responsável pela gestão, coordenação geral e supervisão da implementação do projeto. A UGP foi criada no âmbito da Secretaria Executiva, por meio de uma Portaria do Ministro de Minas e Energia, e o META 2 será o terceiro projeto implementado pela UGP com o Banco Mundial (depois do ESTAL e do META 1). A UGP tem uma equipe completa de funcionários para coordenar e supervisionar as contribuições das entidades participantes, preparou o Manual Operacional pronto, a estrutura de monitoramento e avaliação, o plano de aquisições, e irá produzir relatórios financeiros para o Banco relativos a todo o projeto. A Assessoria Especial de Meio Ambiente, localizada no MME, foi designada para fornecer todo o apoio e expertise necessários para que a UGP cumpra as exigências de salvaguardas.

68. Engajamento com o governo brasileiro para a implementação/efetividade do projeto. A UGP manterá também engajamentos com o Ministério da Economia (ME) e com o Congresso Nacional, especialmente no que se refere ao trabalho no setor de gás natural, sobre o qual as decisões e ações vão além do Executivo. A coordenação institucional conta também com o apoio de duas unidades interministeriais – o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê para o Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN) – sendo que o MME lidera as duas e conta com o ME como membro.

B. Arranjos para o Monitoramento e Avaliação de Resultados

69. A UGP no MME será responsável por todas as atividades de M&E e por fornecer relatórios anuais sobre o ODP e indicadores intermediários de resultados. Esses indicadores serão coletados, separados e acordados com as entidades participantes antes de serem submetidos ao Banco. Eles serão usados como pelo Conselho Diretor (CDP) para avaliar a execução do projeto. Não se espera nenhuma grande dificuldade na coleta e processamento destas informações. A UGP tem bastante experiência anterior com tal M&E.

70. As entidades participantes são organizações bem-estabelecidas nos setores elétrico e mineral. Considerando-se que as atividades de assistência técnica do projeto deverão informar decisões estratégicas que ainda não foram definidas (como mudanças regulatórias ou a adoção de novos modelos de previsão e/ou gestão), a UGP e as entidades participantes trabalharão juntas para determinar indicadores adicionais e os impactos resultantes dos estudos em apoio ao ODP.

C. Sustentabilidade



71. A sustentabilidade dos objetivos do Projeto META 2 no longo prazo dependerá do compromisso do governo e da sua capacidade de realizar as políticas necessárias nos setores elétrico e mineral. No setor de energia, o MME demonstrou sólida liderança no design de reformas transformadoras do setor elétrico durante os últimos 20 anos e, especificamente, um alto nível de compromisso para entregar resultados durante a implementação do Projeto META 1. Além disso, as reformas nos setores de gás natural, eletricidade e mineração, que fazem parte da agenda geral de reforma do governo brasileiro, passaram por muitas consultas com as partes interessadas do setor e foram promovidas publicamente. O governo brasileiro confirmou o papel central do MME, conforme refletido em seu papel de liderança dos comitês interministeriais (CNPE e CMGN). Resultados bem-sucedidos do META 1 proporcionaram uma plataforma sólida para a nova administração desenvolver e fazer mudanças necessárias ao longo do projeto. O projeto ajudará a desenvolver a capacidade entre as principais entidades participantes, para alcançar a sustentabilidade dos resultados de longo prazo. Os assuntos que o programa de assistência técnica cobrirá foram selecionados em conjunto pelas entidades participantes e pelo Banco Mundial e podem ser revisitados à medida que as prioridades mudarem. Eles serão ajustados constantemente durante a implementação para garantir que respondam às necessidades mais importantes e urgentes e às demandas do governo brasileiro.

IV. RESUMO DA AVALIAÇÃO DO PROJETO

A. Análise Técnica e Econômica

Análise Técnica

72. As atividades que o projeto proposto financia foram cuidadosamente selecionadas como relevantes e necessárias para modernizar as instituições de energia e mineração e avançar na formulação e implementação de políticas e reformas regulatórias, que levem a setores de energia e mineração mais eficientes, sustentáveis e resistentes. O MME e as instituições setoriais participantes estão bastante comprometidos com a implementação das atividades do projeto.

73. O design do projeto foi informado pelo sólido engajamento do Banco Mundial com o governo nos setores de energia e mineração nos últimos anos. As atividades financiadas pelo projeto foram identificadas com base no diálogo constante entre os formuladores de políticas do Banco e do Banco, a equipe técnica do Ministério de Energia e Minas e do Ministério da Economia, e representantes de todas as instituições relevantes de energia e mineração, levando em conta contexto atual e com as melhores práticas aceitas internacionalmente.

74. Os termos de referência detalhados preparados para licitar as atividades financiadas por este projeto fornecem definições claras, detalhadas e tecnicamente adequadas nem claramente o trabalho a ser feito. Deve-se ter cuidado para assegurar que não haja qualquer duplicação de trabalho nas diversas consultorias previstas no projeto.

75. As atividades de treinamento a serem realizadas no Componente 3 serão baseadas no diagnóstico institucional dos principais órgãos e serão adaptadas de acordo com a capacidade existente e as necessidades futuras do setor. As organizações participantes estarão engajadas para informar o *design* dos programas de treinamento, com base em suas necessidades específicas.



Análise Econômica

76. Os benefícios econômicos de projetos de assistência técnica não são facilmente quantificáveis ou atribuíveis. Sendo assim, a análise econômica deste projeto depende principalmente da descrição dos principais benefícios econômicos indiretos que devem ser esperados a partir da implementação das reformas institucionais e de políticas esperadas.

77. A previsão é que o projeto proposto cause um impacto positivo no desenvolvimento considerando-se os benefícios e os custos projetados. A análise econômica utiliza uma combinação de avaliações qualitativas e estimativas quantitativas. Com base nos precedentes do META 1, espera-se que o retorno do projeto seja muito maior do que o seu custo. Embora a atribuição de resultados aos diversos componentes e atividades do projeto seja difícil, os resultados que poderiam ser, pelo menos parcialmente, desencadeados pelo projeto incluem: (i) novas concessões minerais; (ii) vínculos cada vez mais fortes entre as atividades do setor mineral; (iii) melhoria da segurança energética e da qualidade do fornecimento em tempos de crise; (iv) custos de eletricidade mais baixos para os consumidores finais; (v) economia de energia; e (vi) redução do preço do gás natural. Estes benefícios também se estenderiam para os 40% mais pobres da população (B40).

78. As atividades propostas de AT levarão em consideração as implicações distributivas de diferentes reformas, quando relevantes. Isto é particularmente importante no que diz respeito aos preços da eletricidade para as famílias; o acesso à energia confiável para famílias de baixa renda, especialmente na bacia amazônica, onde isto é mais difícil; o impacto dos preços da energia sobre os preços ao consumidor; o impacto das reformas energéticas sobre o emprego (embora estes setores não gerem muitos empregos, exceto pela mineração em pequena escala que é importante para uma população de baixa renda específica); os impactos sobre a saúde se houver redução da poluição, especialmente em áreas com população de baixa renda/vulnerável.

79. As três áreas setoriais do projeto serão analisadas separadamente nas próximas seções.

Setor Elétrico

80. As atividades do projeto contribuirão para a operação de sistemas e planejamento informados pelo clima (agendamento e despacho) levando a uma redução do volume de energia não servida (COUE), economias no custo econômico do fornecimento de eletricidade e redução de emissões de CO₂ por meio de medidas de AT destinadas a melhorar a eficiência do setor. Especificamente, os benefícios econômicos e sociais dos subcomponentes 1.1 e 2.1 poderiam incluir: (i) redução no custo da energia não servida devido à melhoria da qualidade da redução da oferta (redução do número de interrupções e flutuações de tensão, especialmente em épocas de hidrologia baixa; o COUE para países de renda média semelhante ao Brasil é bastante alto considerando os benefícios econômicos perdidos de empresas industriais e comerciais devido a interrupções no abastecimento de eletricidade, o custo de adaptação a tais interrupções (por exemplo, uso de gerador) e a redução do excedente de consumo para os consumidores residenciais devido à perda de tempo de lazer e ao custo de adaptação; (ii) aumento do excedente de consumo devido à redução antecipada do custo econômico da oferta a partir da racionalização da metodologia de preços, ajuste das regras de despacho e mercado de energia, programas de resposta do lado da demanda e digitalização do setor de distribuição, (iii) redução dos custos econômicos da poluição ambiental local oriundos da emissão reduzida ao se introduzir veículos elétricos abastecidos com energia limpa; e (iv) redução das emissões de CO₂, que é um benefício ambiental mundial. Os benefícios mencionados também se estenderiam para os 40% da população mais pobre (B40).

81. A economia total só pode ser calculada posteriormente, mas há evidências de um experimento



semelhante, ainda que em menor escala (cobrindo 51 milhões de pessoas) nos Estados Unidos, que economizou US\$ 101 milhões num único ano.³⁸

82. O projeto também gerará benefícios econômicos por meio do apoio à "sinalização local", que efetivamente permite um operador de eletricidade "ver" o sistema, em tempo real, do ponto de vista energético/financeiro. Isto ajuda a atender a demanda projetada de eletricidade de forma economicamente eficiente, otimizando a nova capacidade de geração de energia, capacidade de transmissão e tempo de construção. Benefícios econômicos semelhantes teriam origem a partir do planejamento da expansão e capacidade de despacho do sistema de energia informado pelo clima. Especificamente, a incorporação dos impactos das mudanças climáticas sobre as projeções dos cenários de fluxos de água/hidrologia, tipicamente utilizadas para simular a geração de usinas hidrelétricas (UH), aumentaria a disponibilidade do abastecimento de energia pela otimização do tipo, tamanho e tempo de capacidade de geração que precisa ser construída para atender a demanda. Isso é essencial considerando que o Brasil tem primordialmente um sistema de energia hidrotérmica, e as mudanças climáticas afetam a disponibilidade de água para as duas tecnologias. Deve-se notar que a mudança climática também afeta as usinas térmicas (TPP) porque elas requerem um abastecimento de água constante por questões tecnológicas (por exemplo, para resfriamento) e sem água podem parar de gerar eletricidade e causar danos graves aos equipamentos. Em última análise, o planejamento informado pelo clima diversificaria o mix de geração de eletricidade pela inclusão de tecnologias de energia renovável não hidrelétricas (solar, eólica e outras) que permitiriam atender a demanda projetada de eletricidade com o menor custo possível, e atingir os níveis de confiabilidade no fornecimento de energia que são tipicamente medidos pelo valor da carga perdida (VOLL).

Mineração

83. Apesar da geologia favorável e de imenso território, as empresas de exploração classificam o Brasil como pouco atraente,³⁹ e o país não se beneficiou da grande alta mundial nos gastos com exploração desde 2016. Os retornos econômicos da exploração podem ser muito altos⁴⁰ e cada US\$ 1 milhão de investimento do governo para melhorar a base de conhecimento sobre geociência provavelmente estimularia cerca de US\$ 5 milhões em gastos com exploração pelo setor privado, que, por sua vez, resultariam na descoberta de novos recursos com um valor médio de US\$ 125 milhões. Isto se baseia em 13 estudos separados na Austrália e no Canadá. O trabalho gerado costuma confirmar esta regra geral. Como exemplo simples, se o maior conhecimento geológico e melhores procedimentos de licenciamento levarem à descoberta de uma mina de ouro de porte médio que produza 7.000 onças de ouro por ano durante 15 anos, o lucro fiscal direto para o governo brasileiro será de aproximadamente US\$ 40 milhões (supondo que esse retenha 25% do valor). A geociência tem muitos outros usos importantes além da exploração, entre os quais estão a gestão do uso da terra, especialmente para a agricultura, a gestão do fluxo de água e o planejamento fundiário no que se refere às questões de estabilidade e contaminação, incluindo áreas mais suscetíveis a terremotos e deslizamentos de terra.

84. No setor de mineração, o projeto gerará benefícios econômicos em forma de custos evitados com o rompimento de barragens de rejeitos e contingências. Especificamente, o projeto apoiará novas medidas para a segurança da barragem de rejeitos no que diz respeito à construção e ao monitoramento independente.

85. O aumento da verticalização ou de vínculos é um dos três pilares do plano estratégico do setor de

³⁸ Gisin et al.

³⁹ Instituto Fraser, 2019

⁴⁰ Conforme discutido em mais detalhes em Flochel e Jennings, 2016.



mineração que este projeto ajudará a implementar. As mineradoras compram dezenas e até centenas de milhões de dólares em insumos e bens de capital. O abastecimento de minas é um dos maiores setores em muitos países,⁴¹ e, normalmente, muito mais empregos são gerados para o abastecimento das minas do que nas próprias minas. Em 2011, havia mais de 700 mil empregos em empresas no Chile e no Peru que vendiam bens e serviços para o setor da mineração.⁴² Está claro que o sucesso do projeto nesse sentido poderia ter um grande impacto sobre o valor agregado, o emprego e as receitas fiscais, sendo que os aumentos em todas essas áreas provavelmente beneficiarão de maneira desproporcional os 40% mais pobres da população. No entanto, o Governo brasileiro deve ter cuidado com a forma como implementa essas políticas para garantir que os fornecedores nacionais sejam competitivos, o que inclui o acesso à infraestrutura e a uma mão de obra qualificada, bem como um ambiente de negócios encorajador, caso contrário, as empresas de mineração poderão ficar preocupadas com a perda de competitividade limitar sua disposição para investir no país. Felizmente, há muitas lições a serem aprendidas com outros países e com a própria experiência do Brasil no setor de energia.

Gás Natural

86. O projeto apoiará reformas no setor de gás *downstream* para tornar o mercado de gás natural mais competitivo e, no processo, baixar seu preço. Atualmente, o gás natural é caro no Brasil, em torno de três vezes o preço médio de atacado no mundo (US\$ 4,38 por MMBTU). Em 2018, os usuários industriais brasileiros pagaram quase US\$ 14/MMBTU, em comparação com um preço médio europeu de pouco mais de US\$ 8,80/MMBTU. A economia seria significativa se os preços caíssem para a média do nível mundial, beneficiando especialmente os 40% mais pobres da população. Por exemplo, a redução de 1% no preço atual significaria uma economia potencial de US\$ 7,3 bilhões/ano. O potencial de economia seria ainda maior se considerarmos a expectativa que o consumo de gás quase dobre até 2026.

87. Conforme descrito acima, existem vários caminhos pelos quais esse projeto poderia gerar grandes retornos econômicos. Também haveria outros benefícios, ainda mais difíceis de quantificar, especialmente para os 40% mais pobres da população. A melhor gestão ambiental no setor mineral beneficiaria especialmente a população rural. Dados geológicos aprimorados são importante para o planejamento do uso da terra e para mitigar o risco de desastres, tanto em áreas rurais como em centros urbanos. Remover ou reduzir subsídios cruzados no mercado de eletricidade beneficiaria especialmente os mais pobres. Da mesma maneira, ter o setor energético mais estável é muito importante para 40% mais pobres da população, que são os que têm menos condições para se proteger da falta de energia.

B. Fiduciário

88. Classificação Integrada de Risco Fiduciário: A classificação integrada de risco fiduciário é Baixa.

(i) Gestão Financeira

89. Realizou-se uma avaliação de gestão financeira (FM) do projeto de acordo com o OP/BP 10.00 e com o Manual de Gestão Financeira para Operações de FPI do Banco Mundial (OPCS5.05-DIR.01, publicada no dia 10 de fevereiro de 2017). O Anexo 1 apresenta mais detalhes.

90. O escopo da FMA incluiu: (i) a avaliação dos atuais sistemas de FM a ser usada para o monitoramento,

⁴¹ Canadá, Austrália e África do Sul, entre outros.

⁴² McMahon e Moreira, 2014: p. 37.



contabilidade e produção de relatórios do projeto; (ii) a avaliação dos arranjos de funcionários; (iii) a análise do fluxo de recursos e dos métodos de desembolso a serem usados; (iv) a análise dos mecanismos de controle interno utilizados, incluindo auditoria interna; (v) o debate sobre as exigências de relatórios, incluindo o formato e o conteúdo dos Relatórios Financeiros Não-Auditados (IFR); e (vi) a análise dos arranjos de auditoria externa.

91. A conclusão geral da FMA é que: (i) os arranjos de FM para o projeto proposto são considerados adequados; (ii) os arranjos de fluxo de recursos, desembolsos, monitoramento, auditoria e supervisão foram projetados de tal forma a responder aos arranjos de implementação do Projeto; e (iii) o risco residual de FM associado ao projeto é considerado Baixo.

92. A FMA identificou os seguintes riscos para se alcançar o Objetivo de Desenvolvimento do Projeto: (i) a coordenação próxima que será exigida entre o MME e os outros executores do projeto, e (ii) a situação fiscal do governo federal que poderia restringir as alocações de orçamento do projeto e atrasar a implementação, sendo que estas questões serão mitigadas por meio de apoio e supervisão do Banco.

(ii) Aquisições

93. A classificação de risco de aquisição é Baixa.

94. A aquisição será realizada de acordo com as Normas de Aquisição do Banco Mundial para Mutuários de FPI, datada de julho de 2016 e revisada em novembro de 2017 e agosto de 2018. O Banco está avaliando o sistema brasileiro para a aquisição nacional aberta e competitiva a fim de verificar se ela atende à exigência do parágrafo 5.4 das Normas de Aquisição. Se a avaliação for positiva, uma amostra de documentos de licitação para aquisição nacional aceitável para o Banco será preparada para o projeto de acordo com os procedimentos nacionais.

95. A estrutura da política de aquisições, normas e procedimentos estão bem-documentados e publicamente disponíveis, e são elaborados conforme os Princípios Centrais de Aquisição do Banco de custo-benefício, economia, eficiência, efetividade, integridade, transparência, justiça e responsabilidade. Métodos, procedimentos e contratos de aquisição pública são regulamentados pela Lei 8.666/93. O método padrão para bens e serviços é o leilão eletrônico. A CPRM e a EPE são SOE federais associadas ao MME e as suas aquisições são regulamentadas pela Lei 13.303/16, que determina um procedimento de aquisição comum para todas as licitações. A CPRM e a EPE têm suas próprias normas. Todas as políticas são documentadas e estão disponíveis ao público, sendo que elas atendem aos Princípios Fundamentais. A CCEE e o ONS têm as suas próprias normas. Todos os órgãos têm um sistema claro de prestação de contas com responsabilidades bem definidas. A implementação do projeto não costuma atrasar e os planos de aquisição estão de acordo com o orçamento. Todos os órgãos têm funcionários experientes; apenas a CCEE e a ANP não participaram do META 1. A CGU auditará o META 2 todos os anos, incluindo suas aquisições. Os registros estão adequados. O mecanismo de reclamações segue o devido processo e é amplamente aceito. A CCEE e o ONS precisarão se adaptar ao mecanismo do Banco para lidar com reclamações. Fraude, corrupção e riscos ambientais, sociais, de saúde e segurança são tratados conforme prescrito nas respectivas leis aplicáveis. Métodos e documentos são adequados conforme tipo, valor e complexidade do contrato. Os procedimentos estão descritos nos documentos e são cumpridos. A avaliação e a concessão são transparentes. Avisos e concessões são anunciados conforme prescritos. A CCEE e o ONS adotarão as exigências do Banco. Todos os órgãos administram contratos para garantir que eles sejam devidamente cumpridos. O mercado-alvo pode reagir de maneira competitiva e considera os compradores atraentes. Não existem restrições para abrir concorrência. A aquisição não necessariamente será complexa, mas existe um grande aspecto de inovação. A aquisição será centralizada nas agências. Os arranjos de aquisição não exigirão habilidades



especializadas. Os riscos relacionados com o cumprimento e a implementação dos contratos estão em grande parte sob o controle do fornecedor ou do consultor. Os contratos e seus termos e condições serão padronizados.

96. O Banco realizará avaliações posteriores das aquisições uma vez por ano com um índice inicial de amostragem proporcional à classificação de risco do projeto. Este índice será ajustado periodicamente durante a implementação do projeto de acordo com o desempenho dos órgãos. O Banco também realizará missões de supervisão das aquisições semestralmente. Todos os órgãos devem fazer carregar todas as informações sobre aquisições e contratos no sistema de rastreamento sistemático de trocas em aquisições (STEP) do Banco, que será usado para fornecer ao Banco Mundial uma lista consolidada de todos os contratos de bens, obras e serviços de consultoria no âmbito do projeto. A amostra do contrato para avaliação posterior será selecionada a partir do STEP. A documentação detalhada está disponível nos arquivos do projeto e no Portal de Operações do Banco. Uma vez acordado com o mutuário, o plano de aquisições detalhado para 18 meses será publicado na página do Banco Mundial na Internet. Para mais informações, consulte as *“Normas de Aquisição para Mutuários do Banco Mundial”*. Podem-se encontrar mais detalhes no Anexo 1 (Arranjos de Implementação) e uma minuta do plano de aquisições no Anexo 6.

C. Políticas Operacionais Jurídicas

Não se aplicam.



	Accionados?
Projetos sobre Hidrovias Internacionais OP 7.50	Não
Projetos em Áreas em Disputa OP 7.60	Não

D. Ambiental e Social

97. O projeto consiste, unicamente, em atividades de assistência técnica, sem nenhum potencial de causar riscos e impactos ambientais diretos e adversos. Os principais requisitos, relevantes para o projeto, são a necessidade de avaliar, gerenciar e monitorar os riscos e impactos ambientais e sociais do projeto ao longo de seu ciclo de vida. O projeto não financiará atividades como a preparação de estudos de viabilidade, estudos técnicos, de projeto de engenharia e documentos de licitação que possam resultar na construção de infraestrutura física (que pode ou não ser financiada pelo Banco). O projeto concentra-se em atividades de fortalecimento institucional, trabalho analítico e estudos conceituais que podem fornecer subsídios para melhorias regulatórias e de políticas de ambos os setores de energia e mineral. As atividades de fortalecimento da capacidade institucional trarão benefícios ambientais, melhorando os sistemas de gestão ambiental e social das agências, incluindo sua capacidade de propor e aplicar políticas que promovam práticas sustentáveis nos setores de mineração e energia. Essas atividades de fortalecimento institucional podem ser implementadas de acordo com a legislação nacional, considerando as Diretrizes de Saúde e Segurança Ambiental do Banco (DSSA).

98. Os subprojetos que compreendem estudos técnicos podem levar a implicações posteriores, pois seus produtos podem ser usados como insumos para futuras reformas e mudanças nas políticas, planos e na estrutura regulatória dos setores altamente sensíveis de energia e mineração. O projeto envolve uma série de estudos que abordam questões ambientais e sociais sensíveis, como planos e estratégias nacionais para os setores de mineração e energia, armazenamento subterrâneo de gás e infraestrutura de suprimento de combustível, que podem exigir atenção especial. A classificação de risco Substancial para aspectos ambientais e sociais é proposta por várias razões, incluindo as implicações potenciais posteriores de alguns regulamentos propostos e a capacidade de algumas agências implementadoras. Os subprojetos, que envolvem a formulação de políticas, programas, planos, estratégias ou marcos legais e regulatórios, podem levar a efeitos diferidos em relação aos aspectos ambientais e sociais relacionados ao setor de mineração. No setor de energia, os subprojetos que avaliam o armazenamento subterrâneo de gás natural e a infraestrutura de suprimento têm possíveis implicações ambientais e sociais. Outro motivo para propor uma classificação de risco Substancial é a baixa capacidade da recém-criada Agência de Mineração, ANM.

99. O Mutuário preparou um Documento de Escopo para adiantar o conhecimento dos impactos do projeto, com o objetivo de garantir que os Termos de Referência para as atividades planejadas de assistência técnica levem em consideração uma visão abrangente das questões socioambientais do projeto, incluindo questões de interesse para os grupos e indivíduos potencialmente afetados. O Mutuário também preparou um Plano de Compromisso Ambiental e Social (PCAS) e um Plano de Engajamento das Partes Interessadas (ambos divulgados no *site* do Banco em 28 de janeiro de 2020) e Procedimentos de Gerenciamento do Trabalho (ver anexos do



Documento de Escopo). Os três instrumentos de gestão de riscos ambientais e sociais preparados pelo Mutuário foram divulgados e consultados entre 29 de dezembro de 2019 e 18 de janeiro de 2020. Durante a implementação do projeto, a Unidade Social e Ambiental do Mutuário se envolverá na preparação e revisão dos Termos de Referência e produtos de assistência técnica, que serão submetidos – como relevante de acordo com a classificação de risco ambiental e social dos subprojetos e de acordo com os critérios de seleção estabelecidos pela equipe socioambiental do Banco – a uma análise prévia do Banco para garantir que abordem as considerações ambientais e sociais adequadas. A principal entidade envolvida na operação – o Ministério de Minas e Energia –, possui uma unidade de assessoria socioambiental diretamente subordinada à Secretaria Executiva do Ministério. O MME é responsável por garantir, monitorar e avaliar o cumprimento das atividades do projeto com políticas de salvaguarda social e ambiental, incluindo as atividades desenvolvidas pelo MME e seus órgãos subordinados.

100. Os sistemas de gestão ambiental e social das agências relacionadas ao MME estão em diferentes estágios de desenvolvimento. As agências do setor de eletricidade geralmente possuem sistemas ambientais e sociais vinculantes, mas a recém-criada Agência Nacional de Mineração, ANM, carece de políticas, procedimentos e instrumentos para tratar de questões sociais e ambientais. Poderão ser necessárias medidas de fortalecimento institucional se o MME transferir a gestão de certos subprojetos para outras agências implementadoras. O MME irá: (i) preparar e apresentar ao Banco relatórios regulares de monitoramento (semestralmente) sobre o desempenho ambiental, social, de saúde e segurança do projeto e um Estudo de Caracterização e Avaliação de Impactos Ambientais e Sociais, incluindo, mas não limitado, à implementação do PCAS, status de preparação e implementação dos documentos sociais e ambientais exigidos pelo PCAS, atividades de engajamento de partes interessadas e funcionamento dos mecanismos de queixas; (ii) estabelecer e manter uma estrutura organizacional com equipe e recursos sociais e ambientais qualificados na UIP; (iii) enviar todos os Termos de Referência ao Banco para análise e liberação prévia (iv) enviar os produtos finais (incluindo as seções ambientais e sociais) dos subprojetos classificados como risco Substancial ao Banco para revisão (os Termos de Referência precisam ser finalizados antes do início dos subprojetos); (v) conduzir um programa abrangente de treinamento sobre os requisitos da Estrutura Ambiental e Social, com a participação da equipe socioambiental das UIP de todas as agências implementadoras; e (vi) realizar programas de treinamento anuais.

V. SERVIÇOS DE SOLUÇÃO DE CONFLITOS

101. Comunidades e indivíduos que considerem ter sido afetados de maneira adversa por um projeto apoiado pelo Banco Mundial (WB) poderão enviar suas reclamações aos mecanismos de solução de conflitos existentes ou ao Serviço de Solução de Conflitos do Banco Mundial (GRS). O GRS assegura que reclamações recebidas serão analisadas rapidamente para tratar das preocupações relacionadas com o projeto. Comunidades e indivíduos afetados pelo projeto poderão enviar suas reclamações para o Painel de Inspeção Independente do Banco Mundial, que determina se houve, ou poderia ter havido, algum dano como resultado do não cumprimento pelo Banco Mundial de suas políticas e procedimentos. Reclamações podem ser enviadas a qualquer momento uma vez que as preocupações tenham sido levadas diretamente ao conhecimento do Banco Mundial e a Gerência do Banco tenha tido a oportunidade de responder. Para informações sobre como enviar reclamações ao Serviço Corporativo de Solução de Conflitos do Banco Mundial



(GRS), por favor visite <http://www.worldbank.org/en/projects-operations/products-and-services/grievance-redress-service>. Para informações sobre como enviar reclamações para o Painel de Inspeção do Banco Mundial, por favor visite www.inspectionpanel.org

VI. PRINCIPAIS RISCOS

102. O risco global do projeto proposto é considerado Moderado.

103. O risco das estratégias e políticas setoriais é considerado Substancial. As reformas que se buscam para os setores elétrico e mineral são ambiciosas em termos de momento e amplas em termos de escopo. Considerando-se esforços anteriores de reforma e a quantidade de partes interessadas envolvidas (e seus interesses respectivos), existe uma incerteza significativa quanto ao sucesso do esforço contínuo de reforma. Apesar de este projeto visar apoiar a formulação, aprovação e implementação destas reformas, ele foi elaborado para se ajustar à mudança de circunstâncias e ao mesmo tempo apoiar o objetivo de desenvolvimento do projeto.

104. Os riscos do setor de mineração, tanto relacionados com as estratégias quanto com as políticas setoriais, bem como o risco para a reputação podem ser considerados Substanciais. Depois do acidente trágico com o rompimento da barragem de rejeitos no Brasil, a percepção pública mundial sobre o setor de mineração aumentou a desconfiança e a associação de atividades mineradoras com a degradação ambiental. O *design* técnico do projeto não abordará diretamente a legislação sobre os rejeitos ou a fiscalização ambiental das operações do setor de mineração em geral, mas apoiará o fortalecimento institucional da agência reguladora, ANM, e alguns estudos e equipamentos principais para apoiar o esforço do governo brasileiro para modernizar seu setor de mineração. As medidas de mitigação adotadas para minimizar os riscos dependem da utilização de um quadro ambiental e social abrangente orientará todas as atividades financiadas pelo projeto. Os documentos ambientais e sociais preparados com base neste quadro foram objeto de consulta pública realizada pelo MME para assegurar clareza nos objetivos e atividades do projeto. O foco sólido na promoção de um setor de mineração sustentável e mais resiliente ao clima para o país também apoiará a mitigação desses riscos.

105. O risco ambiental e social é considerado Substancial no âmbito do novo Quadro Ambiental e Social (ESF). Apesar de ser um projeto de AT cujas atividades em si não possuem impactos ambientais ou sociais adversos diretos, a classificação de risco ambiental e social Substancial é proposta devido às potenciais implicações posteriores de alguns regulamentos propostos e à capacidade limitada de algumas agências implementadoras. Os subprojetos que envolvem a formulação de políticas, programas, planos, estratégias, marcos legais e regulatórios podem levar a efeitos diferidos em relação aos aspectos ambientais e sociais, como os relacionados ao setor de mineração. No setor de energia, os subprojetos que avaliam o armazenamento subterrâneo de gás natural e a infraestrutura de suprimento de combustível têm uma série de possíveis implicações ambientais e sociais. Para mitigar esses riscos, os instrumentos de salvaguarda necessários foram preparados e serão utilizados para a triagem e monitoramento da implementação do projeto. Todos os Termos de Referência classificados como de risco substancial das atividades realizadas durante o projeto exigirão a conformidade do resultado com a ESF, e todos os resultados das atividades destacadas nos documentos da ESF como tendo uma classificação de



risco substancial serão analisados cuidadosamente pelo Banco para garantir a conformidade com a ESF.

**VI. ESTRUTURA DE RESULTADOS E MONITORAMENTO**

PAÍS: Brasil

Projeto de Fortalecimento dos Setores de Energia e Mineral II

Objetivos de Desenvolvimento do Projeto

Fortalecer a capacidade institucional de eficiência de mercado, levando em consideração a resiliência climática nos setores de energia e mineração no Brasil.

Indicadores do Objetivo de Desenvolvimento do Projeto

Nome do Indicador	DLI	Base de Referência	Meta Final
Pilar: Resiliência climática			
ODP 1 – Planos de expansão do setor elétrico publicados sobre o aumento da segurança do fornecimento (Número)		0,00	2,00
ODP 2 - Plano de mineração sensível ao clima atualizado com o desenvolvimento estratégico do setor de mineração (Número)		0,00	1,00
Pilar: Eficiência de Mercado			
ODP 3 - Alterações nas políticas e regulamentações do mercado, para aumentar a eficiência do mercado, publicadas para consulta (Número).		0,00	2,00

**Indicadores de resultados intermediários por componentes**

Nome do Indicador	DLI	Base de Referência	Meta Final
C1- Análise Técnica para aumentar a eficiência, adequação da infraestrutura a longo prazo e resiliência climática			
Número de procedimentos operacionais atualizados (Número)		0,00	3,00
Metodologia com informações baseadas no clima adotada nos planos de expansão de energia (Sim/Não)		Não	Sim
Utilização de metodologia de despacho de energia baseada em informações de resiliência climática (incluindo ajustes nos padrões hidrológicos) (Sim/Não)		Não	Sim
Política do setor elétrico ou regulamentação do mercado desenvolvidas (Número) (Número)		0,00	1,00
Política do setor de gás ou regulamentação do mercado desenvolvidas (Número). (Número)		0,00	1,00
Formulação de nova metodologia para formação de preços de eletricidade (Sim/Não).		Não	Sim
C2- Fortalecimento das instituições de energia e mineração para implementação de estratégias e políticas			
Monitoramento das atividades de mineração por imagens de satélite (Sim/Não)		Não	Sim
Número de novas ferramentas ou metodologias introduzidas ou atualizadas (Número)		0,00	10,00
Bancos de dados setoriais criados ou divulgados para planejamento ou monitoramento (Número).		0,00	1,00
Pessoal do governo nacional treinado (incluindo agências independentes/implementadoras) (Número).		0,00	200,00
C3 - Apoio à implementação, monitoramento e avaliação, compartilhamento e disseminação de conhecimento.			
Número de iniciativas de treinamento, orientação e conscientização de gênero voltadas para o aumento da participação feminina em cargos de gerência nas principais instituições de energia e mineração. (Número)		0,00	8,00
Proporção de funcionárias que declararam na pesquisa que as iniciativas de treinamento, orientação e conscientização de		0,00	50,00



Nome do Indicador	DLI	Base de Referência	Meta Final
gênero tiveram um impacto positivo em seu planejamento de carreira (Porcentagem) (Porcentagem)			
Resultados do feedback dos cidadãos sobre produtos suportados pelo projeto publicados nos sites dos Ministérios (Número)	0,00		5,00

Plano de Monitoramento e Avaliação: Indicadores ODP

Nome do Indicador	Definição/Descrição	Frequência	Fonte de dados	Metodologia para a Coleta de Dados	Responsabilidade pela coleta de dados
ODP 1 – Planos de expansão do setor elétrico publicados sobre o aumento da segurança do suprimento (Número)	Este indicador medirá o número de produtos baseados em informações sobre o clima elaborados com o apoio do projeto, que resultaram em planos ou procedimentos realmente publicados. Isso será medido a partir de linha basal zero, com base nas informações administrativas coletadas pela UIP e relatadas regularmente no Relatório de Progresso da Implementação.	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Coleta de dados administrativos	UIP
ODP 2 - Plano de mineração sensível ao clima atualizado para o desenvolvimento estratégico do setor de mineração (Número)	Esse indicador medirá a formulação de um plano de mineração sensível ao clima para o desenvolvimento estratégico do setor pelo governo brasileiro, com o apoio do projeto, incorporando uma estrutura de mineração sensível ao clima. O plano atual não incorpora tal estrutura de mineração e, portanto, isso será medido em relação a uma linha de base zero. O indicador será baseado em informações administrativas coletadas pela UIP.	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Coleta de dados administrativos	UIP
ODP 3 - Alterações nas políticas e regulamentações	Esse indicador medirá o sucesso do projeto no apoio ao desenvolvimento e publicação de	Anual	Relatório de Avanço da	Coleta de dados administrativos	UIP



<p>do mercado para aumentar a eficiência do mercado, publicadas para consulta (Número).</p>	<p>material atualizado de políticas ou regulamentos para aumentar a eficiência do mercado nos setores de energia e mineração. O projeto apoiará esse objetivo, informando essas mudanças por meio de estudos, notas sobre políticas e avaliações. O indicador deve ser baseado em informações administrativas coletadas pela UIP.</p> <p>A eficiência do mercado é entendida como: "A extensão em que o preço de um ativo reflete todas as informações disponíveis sobre o valor real dos ativos subjacentes". Assim, à medida que a qualidade e a quantidade de informações aumentam, o mercado se torna mais eficiente, reduzindo as oportunidades de arbitragens e retornos acima do mercado. Além disso, uma definição mais prática refere-se a: "A existência de acordos de mercado adequados ao objetivo, oferecendo aos atores de toda a cadeia de valor incentivos para operar seus sistemas de maneira econômica, com um equilíbrio adequado de risco e recompensa que é do interesse dos clientes, que acabam pagando pelos custos de operação do sistema de energia."</p>		Implementação do Projeto		
---	--	--	--------------------------	--	--

**Plano de Monitoramento e Avaliação: Indicadores Intermediários de Resultados**

Nome do Indicador	Definição/Descrição	Frequência	Fonte de dados	Metodologia para a Coleta de Dados	Responsabilidade pela Coleta de Dados
Número de procedimentos operacionais atualizados	Este indicador medirá o número de procedimentos operacionais implementados, baseados em estudos financiados pelo projeto e informados por considerações sobre mudanças climáticas. Isso será medido em relação a uma linha de base zero, baseando-se nas informações administrativas coletadas pela UIP e relatadas regularmente no Relatório de Avanço da Implementação.	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Coleta de Dados Administrativos	UIP
Metodologia informada pelo clima adotada nos planos de expansão energética	Este indicador avaliará se os planos de expansão de energia implementados com o apoio do projeto foram informados por considerações sobre mudanças climáticas. Isso será avaliado com base nas informações administrativas coletadas pela UIP e relatadas regularmente no Relatório de Avanço da Implementação.	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Coleta de Dados Administrativos	UIP
Utilização de metodologia de despacho de eletricidade informada pela resiliência climática (incluindo ajustes nos padrões hidrológicos)	Este indicador avalia se a metodologia de despacho de eletricidade implementada com o apoio do projeto foi informada por considerações de resiliência a	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Coleta de Dados Administrativos	UIP



	<p>mudanças climáticas. Isso será baseado nas informações administrativas coletadas pela UIP e relatadas regularmente no Relatório de Avanço da Implementação.</p>				
<p>Desenvolvimento de política do setor elétrico ou regulamentação do mercado (Número)</p>	<p>Esse indicador medirá o sucesso do projeto no apoio ao desenvolvimento e inclusão de material atualizado de política ou regulamentação para o setor de eletricidade, no componente 1. O indicador informará o cumprimento do indicador DOP relacionado ao desenvolvimento de políticas e mudanças regulatórias do mercado, e será baseado em informações administrativas coletadas pela UIP.</p>	<p>Anual</p>	<p>Relatório de Avanço da Implementação do Projeto</p>	<p>Coleta de Dados Administrativos</p>	<p>UIP</p>
<p>Desenvolvimento de política do setor de gás ou regulamentação do mercado (Número).</p>	<p>Esse indicador medirá o sucesso do projeto no apoio ao desenvolvimento e inclusão de políticas ou materiais de regulamentação atualizados para o setor de gás, no componente 1. O indicador informará o cumprimento do indicador DOP relacionado ao desenvolvimento de políticas e mudanças regulatórias do mercado, e será baseado em informações administrativas coletadas pela UIP.</p>	<p>Anual</p>	<p>Relatório de Progresso da Implementação</p>	<p>Coleta de Dados Administrativos</p>	<p>UIP</p>



Formulação de nova metodologia para formação de preços de eletricidade (SIM/NÃO).	Esse indicador medirá o sucesso do projeto em apoiar a implementação de uma metodologia atualizada para a formação de preços de eletricidade, no componente 1. O indicador será baseado em informações administrativas coletadas pela UIP.	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Coleta de Dados Administrativos	UIP
Monitoramento das atividades de mineração por imagens de satélite (SIM/NÃO)	Esse indicador medirá o sucesso do projeto em apoiar a ANM no desenvolvimento de um sistema de monitoramento via satélite destinado ao monitoramento contínuo das atividades de mineração, no componente 2. O indicador será baseado em informações administrativas coletadas pela UIP.	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Coleta de Dados Administrativos	UIP
Número de novas ferramentas ou metodologias introduzidas ou atualizadas	Este indicador medirá o número de atividades (metodologias aprimoradas, ferramentas implementadas e treinamentos implementados) concluídas. Essas atividades fortalecerão a capacidade de planejamento, gerenciamento e controle para os setores de energia, gás e mineração, no componente 2. Isso será medido em relação a uma linha de base zero, com base nas informações administrativas	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Coleta de Dados Administrativos	UIP



	coletadas pela UIP e relatadas regularmente no Relatório de Avanço da Implementação.				
Bancos de dados setoriais criados ou divulgados para planejamento ou monitoramento (Número).	Este indicador medirá a criação ou divulgação bem-sucedidas de bancos de dados setoriais técnicos ou administrativos relacionados ao planejamento e monitoramento dos setores envolvidos. Isso fortalecerá a transparência dos setores de energia, gás e mineração e capacitará as partes interessadas, no componente 2. Isso será medido em relação a uma linha de base zero, com base nas informações administrativas coletadas pela UIP e relatadas regularmente no Relatório de Avanço da Implementação.	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Coleta de dados administrativos.	UIP
Treinamento de funcionários do governo federal (incluindo agências independentes/implementadoras) (Número).	Este indicador medirá o número de funcionários do governo federal (incluindo agências nacionais) treinados durante o projeto. Essas atividades fortalecerão a capacidade de planejamento, gerenciamento e controle para servidores públicos dos setores, no componente 2. Isso será medido em relação a uma linha de base zero, com base nas informações administrativas coletadas pela UIP	Anual	Relatório de Avanço	Dados administrativos	UIP



	em cada um dos treinamentos e regularmente relatadas em o Relatório de avanço da implementação.				
Número de iniciativas de treinamento, orientação e conscientização de gênero voltadas para o aumento da participação feminina em cargos de gerência nas principais instituições de energia e mineração.	O indicador medirá a quantidade de workshops, reuniões e outros fóruns para promover a conscientização de gênero em instituições-chave responsáveis pelos setores de energia, mineração e petróleo e gás, organizadas com o apoio do projeto. Espera-se que essas atividades promovam boas práticas, compartilhem as lições aprendidas e incentivem a orientação para uma maior participação feminina no setor, especialmente em cargos de gerência. Isso será medido em relação a uma linha de base zero, com base nas informações administrativas coletadas pela UIP em cada um dos treinamentos e relatadas regularmente no Relatório de Avanço da Implementação.	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Dados administrativos	UIP
Proporção de funcionárias que declararam na pesquisa que as iniciativas de treinamento, orientação e conscientização de gênero tiveram um impacto	O indicador medirá (por meio de pesquisas realizadas anualmente) o impacto dos workshops com foco em gênero apoiados pelo projeto. As pesquisas	Anual	Relatório de Avanço da Implementação do Projeto	Pesquisa anual e coleta de dados administrativos.	UIP



<p>positivo em seu planejamento de carreira (Porcentagem)</p>	<p>seriam separadas por avaliação de impacto, ou seja, "positiva", "neutra" e "negativa". Isso permitiria captar o impacto das medidas de apoio ao gênero. Isso será medido em relação a uma linha de base de zero por cento, com base em pesquisas anuais de funcionárias que participam de iniciativas de conscientização de gênero (treinamentos, mentoria e outras), enviadas pela UIP e relatadas regularmente no Relatório de Avanço da Implementação.</p>				
<p>Resultados do feedback dos cidadãos sobre produtos apoiados pelo projeto publicados nos sites dos Ministérios</p>	<p>O indicador medirá o número de produtos suportados pelo projeto para os quais os resultados dos comentários dos cidadãos foram publicados nos sites dos Ministérios. O link para esses resultados estará facilmente disponível ao público em geral, e um aviso público sobre sua disponibilidade será temporariamente publicado na seção de "notícias" do ministério relevante. Espera-se que a transparência no feedback dos cidadãos promova boas práticas, use as lições aprendidas e incentive uma maior</p>	<p>Anual</p>	<p>Relatório de Avanço da Implementação do Projeto</p>	<p>Coleta de dados de feedback dos cidadãos através de pesquisas e entrevistas (<i>inter alia</i>), além de coleta de dados administrativos.</p>	<p>UIP</p>



	<p>conscientização nos setores. Isso será medido em relação a uma linha de base zero, atualizado anualmente com base nas informações administrativas coletadas pela UIP e relatado regularmente no Relatório de Avanço da Implementação.</p>				
--	--	--	--	--	--



ANEXO 1: Mecanismos de Implementação e Plano de Apoio

PAÍS: Brasil

Projeto de Fortalecimento dos Setores de Energia e Mineral II

- 1. O Projeto META 2 será implementado sob a total responsabilidade do MME.** O mecanismo institucional de implementação do Projeto continuará a seguir a estrutura de três níveis usada no META 1:
 - (i) a UGP, responsável pela coordenação geral e supervisão do Projeto e processos administrativos, fiduciários e operacionais relacionados às atividades implementadas pelas Secretarias do MME;
 - (ii) o CGP, responsável pelos processos deliberativos e decisórios de alto nível;
 - (iii) as unidades coexecutoras nas Secretarias do MME e Entidades Participantes, que são a fonte das demandas por atividades no âmbito do Projeto. São elas: MME SPE, SEE, SPG, SGM, SPOA, CPRM, ANM, EPE, ANEEL, ONS, ANP e CCEE. As Entidades Participantes firmarão acordos de cooperação com o MME.

- 2. O MME decidiu criar uma UGP dentro da Secretaria Executiva, por meio de Portarias publicadas pelo Ministro de Minas e Energia (Portarias 528 e 529 de 12/09/2011).** A UGP atuará como secretaria executiva do CGP, coordenando, conforme necessário, as contribuições das Entidades Participantes, revisando o Manual Operacional, elaborando o Plano de Aquisições, coordenando com as Entidades Participantes a elaboração dos Termos de Referência e a supervisão dos trabalhos técnicos, preparando e executando os processos de aquisições para atividades sob a responsabilidade das secretarias do MME, cumprindo com os requisitos fiduciários, mobilizando recursos do Tesouro, desenvolvendo e implementando o M&A, elaborando relatórios de monitoramento e assim por diante. A gestão das atividades financiadas pelo Projeto será compartilhada entre a UGP e as Entidades Participantes. O MME transferirá para as Entidades Participantes, de forma não reembolsável, a parte dos recursos do Empréstimo necessária para executar as atividades do Projeto sob sua responsabilidade.

- 3. A estrutura básica da UGP já foi concebida.** A UGP será liderada por um gerente de projetos experiente e em dedicação integral, que fará a supervisão geral e a coordenação entre agências. O Gerente do Projeto, apoiado pelo Subgerente do Projeto, terá responsabilidade geral pela implementação do Projeto e trabalhará com um Coordenador de Planejamento e Finanças, um Especialista em Aquisições, um Coordenador Administrativo, um Especialista Técnico e um Coordenador de Relações Institucionais. O Gerente do Projeto se reportará diretamente ao Secretário Executivo do MME. O Gerente do Projeto terá a responsabilidade de garantir que todas as ações do Projeto cumpram os princípios e objetivos propostos e que os métodos mais avançados sejam selecionados e implementados para apoiar a modernização, o fortalecimento e a sustentabilidade de todas as ações, durante e após o período de execução do Projeto.



Figura 1. 1 - Estrutura Geral de Coordenação do Projeto META 2



4. O CGP é uma diretoria colegiada composta por representantes do MME e das Entidades Participantes. Criado pelo MME no META 1, o CGP se reunirá pelo menos uma vez a cada seis meses. O CGP supervisionará a implementação, garantirá a coordenação de alto nível entre as atividades executadas pelas diversas Entidades Participantes, supervisionará a implementação e avaliará os resultados. O CGP garantirá que a UGP e as unidades específicas estabelecidas nas Entidades Participantes recebam os meios adequados e aprovará a estrutura, funções, composição e duração da UGP. Considerando-se que as Entidades Participantes também são membros dos programas de reforma, o CGP ajudará a garantir que todas as atividades do Projeto estejam alinhadas com as prioridades atuais do governo.

5. Cada coexecutor criará uma unidade interna específica para coexecutar as atividades de sua responsabilidade. Suas funções e responsabilidades incluirão planejamento, elaboração de documentos de aquisições, implementação, supervisão e monitoramento de cada uma das atividades sob sua responsabilidade, bem como a GF correspondente; fornecerá à UGP todos os elementos fiduciários necessários para a UGP elaborar os relatórios financeiros para o Banco. Assim como ocorreu no META 1, e em vista do número variável de atividades de cada órgão coexecutor, essas unidades são diferentes umas das outras. Cada órgão, no entanto, terá um coordenador principal de projeto que também atuará no CGP e cada atividade terá seu próprio gerente de projeto. Os aspectos fiduciários e de salvaguarda das respectivas atividades serão de responsabilidade das estruturas já existentes nos órgãos. Cada órgão coexecutor implementará suas próprias aquisições (sob a orientação e coordenação da UGP central).

6. Uma das principais lições aprendidas com os projetos anteriores ESTAL e META 1 é que a gestão de grandes projetos de AT precisa ter forte apoio político, e que sua capacidade de realização (*delivery*), principalmente no que se refere à elaboração e execução de processos de aquisições e outros requisitos fiduciários, deve ser alta. Ao criar o CGP de alto nível e situar a UGP na Secretaria Executiva do MME (abaixo do Secretário Executivo), o projeto atende à necessidade de contar com forte apoio político. Ao formalizar o papel das Entidades Participantes por meio de acordos de cooperação (conhecidos como TED - Termos de Execução Descentralizada) aprovados pelo Banco Mundial, incluindo sua participação no CGP de alto nível e exigindo a nomeação formal



de unidades específicas para coexecutar as atividades propostas por essas entidades, o desenho proposto aumenta consideravelmente a capacidade de implementação do Projeto em comparação a uma única UGP centralizada, possibilitando a implementação de várias atividades em paralelo e, conseqüentemente, o rápido desembolso de recursos.

7. A Tabela 1.1 relaciona a alocação indicativa atual dos recursos financeiros entre as Entidades Participantes por componente do Projeto. A distribuição desses montantes (em milhares de US\$) pode mudar durante a implementação do Projeto, dependendo das prioridades do MME em comum acordo com a equipe do Banco Mundial.

Tabela 1.1. Alocação do Orçamento por Entidade Participante

	Component 1	Component 2	Component 3	Total
Gas				
ANP	0.52	2.10		2.62
EPE	1.83	0.11		1.94
SPE		0.49		0.49
Sub-total	2.35	2.71		5.05
Mining				
ANM	4.98	4.67		9.65
CPRM		1.07		1.07
SGM	2.69	3.58		6.27
Sub-total	7.67	9.32		16.99
Energy				
ANEEL		1.21		1.21
EPE	0.46			0.46
ONS	0.95	4.61		5.56
CCEE	2.06	3.86		5.92
SEE	0.49	0.49		0.99
SPE	0.59	0.16		0.75
Sub-total	4.56	10.33		14.89
Common				
SPOA		0.62		0.62
AEGE*			0.45	0.45
Sub-total	0.00	0.62	0.45	1.06
Project Total	20.07	17.48	0.45	38.00

* Includes project contingency

Fonte: Banco Mundial, 2020

Aquisições



8. Geral. As aquisições serão realizadas de acordo com os “Regulamentos de Aquisições do Banco Mundial para Mutuários de FPI”, datado de 1 de julho de 2016 e revisado em novembro de 2017 e agosto de 2018. Foi elaborada uma EAPD referente aos 18 meses iniciais de implementação do projeto, que identificou a estratégia e os mecanismos de aquisições proporcionais ao risco e valor de todos os contratos que serão executados durante a implementação do projeto. Esses mecanismos estão refletidos no Plano de Aquisições inicial.

9. Agências implementadoras. A aquisição será realizada por várias agências implementadoras, muitas das quais participaram da implementação da Fase I do projeto.

10. Avaliação de capacidade. Os métodos, procedimentos e contratos referentes às licitações públicas são regulados pela Lei 8.666 / 93. O leilão eletrônico é o método-padrão usado para bens e serviços. A CPRM e a EPE são empresas estatais federais associadas ao MME e suas compras são reguladas pela Lei 13.303 / 16, que dita um procedimento comum de compra para todas as licitações. A CPRM e a EPE têm seus próprios regulamentos. Todas as políticas estão documentadas e disponíveis ao público e atendem aos Princípios Fundamentais. A CCEE e o ONS são organizações da sociedade civil e dispõem de seus próprios regulamentos. Todos os órgãos têm um sistema claro de prestação de contas e responsabilidades claramente definidas. A implementação do projeto normalmente não atrasa e os Planos de Aquisições estão alinhados com o orçamento. Todos os órgãos contam com equipes experientes; somente a CCEE e a ANP não participaram do META 1. O META 2 será auditado pela CGU anualmente, incluindo os processos de aquisição. Os registros são adequados. O mecanismo de reclamações segue o devido processo legal e é amplamente aceito. Fraude, corrupção e riscos ambientais, sociais, de saúde e segurança são tratados conforme estipulado na respectiva legislação aplicável. Os métodos e documentos são adequados para o tipo, valor e complexidade do contrato. Os procedimentos são descritos nos documentos e seguidos. A avaliação e adjudicação são transparentes. Os avisos e adjudicações são anunciados conforme prescrito. Todos os órgãos administram os contratos para garantir sua realização de acordo com os termos acordados. O mercado-alvo é capaz de responder de forma competitiva e vê os compradores como opções atraentes. Não há restrições à concorrência aberta. As aquisições não serão necessariamente complexas, mas há um aspecto expressivo de inovação. Os riscos relacionados à realização / implementação do contrato estão, em sua maioria, sob o controle do fornecedor / consultor. Os contratos e seus termos e condições serão padrão.

11. Para melhorar a transparência e promover maior aderência aos requisitos do Banco, a CCEE e o ONS adotarão (i) o mecanismo de tratamento de reclamações do Banco e (ii) os procedimentos de publicação e publicidade do Banco.

12. Documentos de aquisições. A aquisição de bens e serviços seguindo abordagens internacionais e todas as seleções de consultores seguirão os documentos-padrão do Banco sobre aquisições. A aquisição de bens e serviços seguindo abordagens nacionais seguirá documentos de aquisição considerados aceitáveis pelo Banco.

13. Plano de Aquisições. O Plano de Aquisições foi elaborado e aprovado no STEP e define os métodos adequados de seleção, abordagem de mercado e tipo de revisão feita pelo BM. Um esboço



do plano de compras para os primeiros 18 meses foi incluído no **Anexo 6**.

Avaliação da Gestão Financeira (AGF) do Ministério de Minas e Energia (MME) para o Projeto de Fortalecimento dos Setores de Energia e Mineral no Brasil II (P170850)

Introdução

14. Política e Diretriz do Banco aplicadas ao Financiamento de Projetos de Investimento: O Financiamento de Projetos de Investimento exige que os Mutuários / Beneficiários mantenham sistemas adequados de GF para garantir que possam fornecer ao Banco informações precisas e oportunas sobre os recursos e gastos do projeto.

15. **O objetivo da AGF é determinar se a entidade (ou entidades) que implementa(m) os projetos financiados pelo Banco Mundial possui(em) arranjos de GF aceitáveis.** Tais arranjos incluem o sistema de planejamento e orçamento da entidade, contabilidade, controles internos, fluxo de recursos, elaboração de relatórios financeiros e auditoria. Os arranjos de GF da entidade serão aceitáveis se forem considerados capazes de registrar corretamente todos os orçamentos, transações e saldos, apoiando a preparação de demonstrações financeiras regulares e confiáveis e salvaguardando os ativos da entidade, e se estiverem sujeitos a arranjos de auditoria considerados aceitáveis pelo Banco.

Sumário Executivo e Conclusão

16. **A AGF foi realizada de acordo com a Política e Diretriz do Banco aplicadas ao Financiamento de Projetos de Investimento** e o Manual de Gestão Financeira para Operações de Investimento Financiadas pelo Banco Mundial (em vigor desde 1º de março de 2010 e revisado em 10 de fevereiro de 2017).

17. **O escopo da AGF incluiu:** (i) uma avaliação dos sistemas existentes de gestão financeira (GF) que serão usados no monitoramento, contabilidade e prestação de contas do Projeto; (ii) uma revisão das estruturas de pessoal; (iii) uma revisão do fluxo de recursos e métodos de desembolso a ser utilizados; (iv) uma revisão dos mecanismos de controle interno adotados, inclusive de auditoria interna; (v) uma discussão sobre as exigências da prestação de contas, incluindo o formato e o conteúdo dos IFR não auditados; (iv) uma revisão dos mecanismos de auditoria externa.

18. **De modo geral, a AGF conclui que:** (i) os mecanismos de GF do Projeto proposto são considerados adequados; (ii) os sistemas de fluxo de recursos, desembolsos, monitoramento, auditoria e supervisão foram concebidos para atender às exigências dos mecanismos de implementação do Projeto; e (iii) o risco residual de GF associado ao Projeto é classificado como BAIXO.

19. **A AGF identificou os seguintes riscos à consecução do ODP:** (i) a estreita coordenação que será necessária entre o MME e os demais executores do projeto e (ii) a situação fiscal do Governo Federal, que pode restringir as alocações orçamentárias do Projeto e atrasar a implementação, questões essas que serão mitigadas por constantes ações de apoio e supervisão realizadas pelo Banco.



20. Classificação do Risco Fiduciário: A classificação do risco relativo às aquisições é Baixa. A classificação do risco fiduciário é Baixa.

AGF do MME

21. Entidade de Implementação. O Mutuário será o Ministério da Economia e o Projeto será implementado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), criado pela Lei 8.422/1992 como órgão da administração direta. O MME representa o Governo Federal como formulador, indutor e supervisor de políticas públicas em matéria de geologia, recursos minerais e energéticos, uso de energia hidráulica, mineração e metalurgia e petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear. Também é responsável pela energização rural, agroenergia, incluindo a eletrificação rural, financiada pelo Sistema Elétrico Nacional, e por garantir a conjuntura e o equilíbrio estrutural entre a demanda e o suprimento energético no país. A UGP/SE⁴³ foi criada legalmente estabelecida⁴⁴ em 2011 para implementar o Projeto P126537 - o Projeto de Fortalecimento dos Setores de Energia e Mineral (Projeto META).⁴⁵ O Projeto META, por sua vez, já havia construído em cima da experiência acumulada na implementação satisfatória de um projeto anterior financiado pelo Banco, o ESTAL P076977.

22. Os mecanismos institucionais propostos para a implementação do projeto estão estruturados em três níveis: (i) um CGP⁴⁶ responsável pelos processos deliberativos e decisórios superiores; (ii) uma UGP para atividades administrativas e operacionais (tarefas administrativas e de GF, desembolsos e prestação de contas sobre o projeto); e (iii) unidades de supervisão específicas nas secretarias do MME e nas entidades afiliadas que originam as demandas por atividades de AT (coexecutores), que são: (a) Assessoria Especial de Gestão Estratégica⁴⁷ – AEGE/SE; (b) AESA/SE; (c) SPE; (d) SEE; (e) SPG; (f) SGM; (g) SPOA; (h)⁴⁸ ANEEL; (i)⁴⁹ ANM; (j) ANP; (k) CPRM; (l) EPE; (m) ONS; e (n) CCEE. Todos os coexecutores são administrativamente e financeiramente subordinados ao MME, exceto o ONS e a CCEE, que recebem recursos setoriais mediante aprovação da ANEEL.

23. O MME manteve a estrutura da UGP/SE criada na implementação do META e também sua equipe, composta por servidores públicos e consultores, para a implementação do P170850 (segunda fase do Projeto). Todos os consultores da UGP/SE tiveram seus contratos prorrogados até maio a julho de 2020. Espera-se que o Projeto P170850 já esteja assinado no momento da renovação dos contratos de consultoria, e espera-se pouca/nenhuma rotatividade de servidores.

24. A UGP/SE possui uma estrutura administrativa adequada. Seu Coordenador-Geral é

⁴³ Unidade de Gestão do Projeto.

⁴⁴ [Portaria MME nº 529, 12 de setembro de 2011](#) (Estrutura da Unidade de Gestão do Projeto), *Portaria MME 108, de 14 de março de 2017* (Estrutura e Atribuições da Assessoria Especial de Gestão de Projetos) e *Decreto 9.675, de 2 de janeiro de 2019* (Estrutura Regimental do MME)

⁴⁵ [Link para o site do Projeto META](#)

⁴⁶ O CGP é um comitê composto por representantes do MME (executor) e das entidades afiliadas (coexecutores). Supervisiona a implementação, garante a coordenação de alto nível entre as atividades executadas pelos diversos coexecutores, supervisiona a implementação e avalia os resultados.

⁴⁷ Assessoria Especial de Gestão Estratégica.

⁴⁸ Agência Nacional de Energia Elétrica.

⁴⁹ Agência Nacional de Mineração.



subordinado ao Secretário Executivo do MME e seu desempenho deve ser independente e harmonioso, respeitando os interesses institucionais.

25. O MME é auditado pela CGU e pelo Tribunal de Contas da União (TCU). Informações sobre as atividades do MME também estão disponíveis ao público no Portal de Transparência do Governo Federal, criado em 2004. O Portal visa garantir o acesso público a informações sobre o uso de recursos públicos.

26. A função contábil do MME é administrada / controlada por uma unidade específica da SPOA/SE/MME. A Coordenação de Contabilidade (CONT) é a unidade responsável pela gestão contábil do MME. Essa Coordenação está subordinada à Coordenação-Geral de Orçamento e Finanças (CGOF), que integra a estrutura da SPOA/SE/MME.

27. Em suma, o MME possui uma estrutura organizacional adequada para garantir a administração responsável do Projeto e os servidores da UGP/SE conhecem e têm experiência com as políticas e procedimentos do Banco. Vale mencionar que, em seus Relatórios de Conclusão da Implementação (RCI), o Projeto ESTAL - o primeiro Projeto implementado pelo MME - foi classificado como satisfatório para a consecução do ODP e moderadamente satisfatório em termos do progresso geral da implementação; a classificação geral dos resultados do META também foi Moderadamente Satisfatória.

28. Planejamento e orçamento. O projeto seguirá o ciclo orçamentário do Governo Federal. O ciclo orçamentário inclui o planejamento e a implementação de todas as atividades governamentais, refletidas no Plano Plurianual (PPA), na Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) e na Lei Orçamentária Anual (LOA).

29. A LDO e a LOA têm seus próprios ritos de elaboração, aprovação e implementação pelos Poderes Legislativo e Executivo. Os prazos para as unidades orçamentárias apresentarem as informações em cada fase da elaboração e execução das leis orçamentárias são definidos pelo Ministério da Economia, por meio de Portaria. Seguindo os prazos estabelecidos, a SPOA do MME solicita a todas as suas Unidades de Gestão⁵⁰ (UG) que encaminhem informações relacionadas às suas respectivas atividades. Com base nos valores negociados com a SPOA e aprovados pelo Secretário Executivo do MME, a Assessoria Especial de Gestão de Projetos (AEGP) insere as informações referentes ao primeiro Projeto META nos sistemas do Governo Federal. O PPA atual (2016-2019) se encerra no exercício financeiro atual. A elaboração do próximo PPA (2020-2023) foi finalizada em 31 de agosto de 2019 e o Projeto META II está previsto na Ação 13E4.

30. A maioria das transações de orçamento e contabilidade do Projeto será processada pelo SIAFI.⁵¹ Os pagamentos seguirão as rotinas oficiais de empenho, liquidação e pagamento.⁵² As

⁵⁰ Unidades de Gestão.

⁵¹ Sistema Integrado de Administração Financeira do Governo Federal.

⁵² Na fase de empenho, as despesas propostas são verificadas para garantir que as propostas de despesas foram aprovadas pelas devidas autoridades autorizadas, que os recursos foram apropriados no orçamento, que ainda há recursos suficientes disponíveis na categoria de despesas em questão e que as despesas foram propostas na categoria correta. Na fase de liquidação, são verificadas as evidências documentais de que as mercadorias foram recebidas ou os serviços, prestados. Antes da fase de pagamento, é necessária a confirmação de que existe uma obrigação válida, de que a pessoa



rotinas contábeis do projeto são processadas pela SPOA/SE/MME. Qualquer solicitação de aumento do orçamento aprovado requer pré-aprovação, que é solicitada por meio de um processo de orçamento suplementar. As despesas reais são comparadas às despesas orçadas, com frequência razoável, e justificativas são fornecidas para variações relevantes no orçamento.

31. O ONS e a CCEE seriam as únicas exceções, pois não seguem o processo orçamentário do governo descrito acima, visto que ambas são entidades privadas, regulamentadas pela ANEEL e criadas para apoiar o bom funcionamento do setor elétrico no Brasil. A ANEEL supervisiona diretamente os orçamentos das duas entidades e aprova a transferência de recursos setoriais do MME para o ONS e a CCEE.

32. A partir de 2020, a ANP, a ANEEL e a ANM se tornarão autônomas orçamentária e financeiramente. No entanto, no âmbito do Projeto META II, os processos de descentralização orçamentária e financeira continuarão sendo realizados diretamente pelo MME, por meio da UGP.

33. A UGP/SE criará programa(s) / linha(s) específicas para o Projeto na LOA. Isso possibilitará o registro e a prestação de contas sobre as operações / atividades do projeto e suas respectivas categorias de desembolso,⁵³ usando os sistemas do Governo (ou seja, do país).

34. Os procedimentos usados para planejar as atividades do projeto, elaborar os orçamentos relacionados e coletar informações dos coexecutores são adequados. Os planos e orçamentos do Projeto (a ser refletidos na LOA) são realistas, com base em premissas válidas, e foram elaborados para todas as atividades significativas em detalhes suficientes para possibilitar uma ferramenta efetiva para monitorar o desempenho subsequente (análise de variância real vs. orçamento).

35. O Governo Federal está sujeito a restrições fiscais, o que pode restringir as alocações orçamentárias do Projeto (contingenciamento) e atrasar sua implementação. Essa mesma situação foi enfrentada durante o Projeto META e o Banco Mundial trabalhou em estreita colaboração com a UGP/SE para reduzir ao máximo os impactos negativos das restrições orçamentárias sobre o Projeto. Este projeto requer financiamento de contrapartida no valor de US\$ 3.473 milhões. O financiamento da contrapartida é orçado como horas de trabalho da equipe do Projeto no MME e nos coexecutores.

36. Contabilidade. O Projeto será implementado usando os sistemas atuais do Governo

competente assinou que os bens ou serviços foram recebidos conforme o esperado, de que a fatura e outros documentos que solicitam o pagamento estão corretos e adequados para pagamento e que o contratante foi corretamente identificado. Esses controles estão embutidos no SIAFI.

⁵³ A LOA é dividida em grupos de despesas, dependendo de sua natureza, GND. As despesas do projeto podem ser de dois tipos: "3 - Outras Despesas Correntes" e "4 - Investimentos". Assim, a estrutura da LOA reflete parcialmente a estrutura das categorias do Projeto META ("4 - Investimentos" é, de modo geral, equivalente à Categoria 1 e "3 - Outras Despesas Correntes" equivale a outras categorias: Serviços de Consultoria, Treinamento e Custos Operacionais). Os componentes do Projeto não são refletidos na LOA, pois a dimensão financeira de uma ação orçamentária usa os seguintes classificadores da natureza das despesas: (i) Categoria Econômica da Despesa (qual é o efeito econômico da despesa?); (ii) Grupo de Natureza da Despesa (GND) (Em qual classe de despesa serão incorridas as despesas?); (iii) Modo de Aplicação (Como os recursos serão aplicados?); e (iv) Elemento de Despesa (quais insumos você deseja usar ou comprar?). Portanto, não seria oportuno ou conveniente tentar refletir os componentes do Projeto na LOA. Para mais informações sobre a classificação das despesas da LOA, consulte o *Manual Técnico do Orçamento de 2020*.



Federal. Serão seguidas as normas contábeis do Governo Federal (Regime de Competência).⁵⁴ O MME segue: (i) as Normas Brasileiras de Contabilidade Aplicada ao Setor Público (NBCASP); (ii) a Lei 4.320/64, que estabelece as Normas Brasileiras de Contabilidade (NBC); e (iii) o Manual de Contabilidade Aplicável ao Setor Público (MCASP), definido pela Lei 10.180 de 6 de fevereiro de 2001 e pelo Decreto 3.589 de 6 de setembro de 2001. Existem políticas e procedimentos redigidos que abarcam todas as atividades rotineiras de contabilidade e atividades administrativas relacionadas; apenas as pessoas autorizadas podem alterar ou definir novos princípios, políticas ou procedimentos contábeis.

37. As NBCASP e o MCASP foram revisados pela Portaria STN 467, de 6 de agosto de 2009, e atualizados em 2013 para incorporar o texto das Normas Internacionais de Contabilidade Aplicadas ao Setor Público (IPSAS, *International Public-Sector Accounting Standards*),⁵⁵ com adaptações para a realidade brasileira. Existe um plano de trabalho em andamento (o Plano de Implementação definido pela Portaria da Secretaria do Tesouro Nacional (STN) 548/2015), que culminará na convergência, até 2023, de 35 IPSAS atualmente em vigor.

38. O MME tem acesso ao sistema *Client Connection* do Banco Mundial para obter informações atualizadas sobre o desembolso dos recursos do Empréstimo. Os registros contábeis do projeto no SIAFI serão reconciliados regularmente com essas informações. O SIAFI pode produzir os dados financeiros necessários sobre o Projeto para a elaboração dos Relatórios financeiros (RFI e Demonstrativos de Despesas (DDD)) em planilhas de Excel. A equipe contábil e financeira tem o treinamento adequado para usar e manter o sistema. Todos os coexecutores usam o SIAFI, exceto o ONS e a CCEE, que receberão os recursos do projeto e documentarão as despesas através do SICONV,⁵⁶ que possui interface com o SIAFI.

39. Controles internos. O processamento das transações usará os processos e sistemas internos de aprovação do MME, que proporcionam uma segregação razoável de tarefas, supervisão, revisões de controle de qualidade e reconciliação. Os fluxos dos processos são bem compreendidos pelos funcionários da UGP/SE.

40. A maioria das transações do Projeto será processada no SIAFI, que impõe uma rigorosa segregação de tarefas e controla a elaboração e aprovação das transações para garantir que sejam executadas e registradas adequadamente (ou seja, unidades ou pessoas diferentes autorizam a transação e registram a transação) e garante a confidencialidade, integridade e disponibilidade dos dados. Exceto o ONS e a CCEE, que receberão recursos e documentarão os gastos por meio do SICONV. Todos os documentos contábeis e de apoio são retidos permanentemente, usando um sistema que permita a fácil recuperação por usuários autorizados.

41. O MME possui em sua estrutura uma Assessoria Especial de Controle Interno (AECI), responsável por auxiliar o Ministro em áreas que incluem controles internos, gestão de riscos, transparência e integridade da gestão. A AECI, no entanto, não detém controle sobre o Projeto

⁵⁴ Ele reconhece as receitas quando elas se tornam disponíveis e mensuráveis e, salvo algumas exceções, registra as despesas quando os passivos são incorridos.

⁵⁵ Publicadas pelo Comitê Internacional de Padrões Contábeis do Setor Público da Federação Internacional de Contadores (IFAC-IPSASB).

⁵⁶ Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse do Governo Federal.



META, pois essa responsabilidade foi designada à CGU, que tem direito ilimitado de acessar as informações no escopo do Projeto, tendo acesso a todas as unidades e instalações e autorização para consultar qualquer membro da UGP/SE para esclarecer dúvidas. Quando a CGU emite recomendações, a pessoa responsável é notificada para tomar as medidas de mitigação necessárias. A UGP/SE e a CGU acompanham a resolução da recomendação.

42. A CGU é o órgão de controle interno do Governo Federal responsável por atividades relacionadas à proteção de bens públicos e por aumentar a transparência da gestão, por meio de auditorias públicas, ações de correção e prevenção, combate à corrupção e serviços de ouvidoria. Como Agência Central, a CGU também deve exercer a supervisão técnica das entidades federais que compõem o Sistema de Controle Interno e o Sistema de Correção e as unidades de ouvidoria do Órgão Executivo Federal, fornecendo as orientações normativas necessárias. Diversas áreas da CGU são responsáveis pelas auditorias internas e externas do Projeto.

43. A reconciliação da conta bancária do projeto é feita pela Coordenação Financeira (COFIN) e aprovada pelo Ordenador de Despesa.

44. Existe também um sistema adequado para proteger os ativos do projeto contra fraude, desperdício e abuso. Os ativos do projeto serão geridos pela SPOA, seguindo as regras de gestão de ativos do Governo Federal. Bens adquiridos por meio de acordos descentralizados de execução são inspecionados periodicamente pela equipe da UGP/SE. Ao final do acordo de execução, esses bens são doados aos coexecutores, conforme previsto nos referidos acordos.

45. O sistema de controle interno do Projeto está documentado no Manual Operacional do Projeto (MOP), que inclui descrições, fluxogramas, políticas, modelos e formulários, ferramentas fáceis de usar, dicas e técnicas para garantir que os controles de aprovação e autorização continuem apropriados e sejam adequadamente documentados e cumpridos, com a devida salvaguarda sobre os ativos do Projeto (incluindo os seguintes temas na seção sobre GF e desembolsos: fluxo de recursos, plano de contas, responsabilidades e estrutura organizacional do Projeto, linhas de supervisão, limites de autoridade, mecanismos de auditoria interna e externa, práticas contábeis, procedimentos de desembolso e mecanismos de elaboração de relatórios financeiros). O MO deve ser atualizado pela UGP/SE e aprovado pelo Banco antes da efetividade. O MO será mantido / atualizado ao longo do ciclo de vida do Projeto. O MO do META e todos os outros documentos do Projeto estão disponíveis para consulta pública no site web do Projeto.

46. Ações do Mutuário para Prevenir e Combater Fraude e Corrupção no Contexto do Uso dos Recursos do Empréstimo. Na prossecução do objetivo e dos princípios gerais supracitados, o Mutuário irá:

(i) tomar todas as medidas apropriadas para prevenir Fraude e Corrupção no contexto do uso dos recursos do Empréstimo, inclusive (mas não limitado a) (i) adotar práticas fiduciárias e administrativas e disposições institucionais adequadas para assegurar que os recursos provenientes do Empréstimo sejam utilizados unicamente para os fins para os quais o Empréstimo foi concedido; (ii) assegurar que todos os seus representantes envolvidos no projeto e todos os beneficiários de recursos de Empréstimo com os quais entre em acordo relacionado ao Projeto recebam uma cópia das Diretrizes Anticorrupção de FPI e se inteirem do seu teor;



- (ii) comunicar imediatamente ao Banco qualquer alegação de Fraude ou Corrupção em conexão ao uso de recursos do Empréstimo que cheguem a seu conhecimento;
- (iii) se o Banco concluir que qualquer pessoa ou entidade mencionada no item (a) acima praticou Fraude ou Corrupção no contexto do uso dos recursos do Empréstimo, tomar medidas oportunas e apropriadas, satisfatórias para o Banco, para coibir ditas práticas quando estas ocorrerem;
- (iv) incluir disposições em seus acordos com cada destinatário dos recursos do Empréstimo, pois o Banco pode exigir a plena aplicação das Diretrizes Anticorrupção de FPI do Banco;
- (v) cooperar plenamente com representantes do Banco em qualquer investigação de alegações de Fraude e Corrupção no contexto do uso de recursos do Empréstimo; e
- (vi) se o Banco declarar inelegível qualquer beneficiário do Empréstimo, tomar todas as medidas necessárias e adequadas para dar pleno efeito a tal declaração.

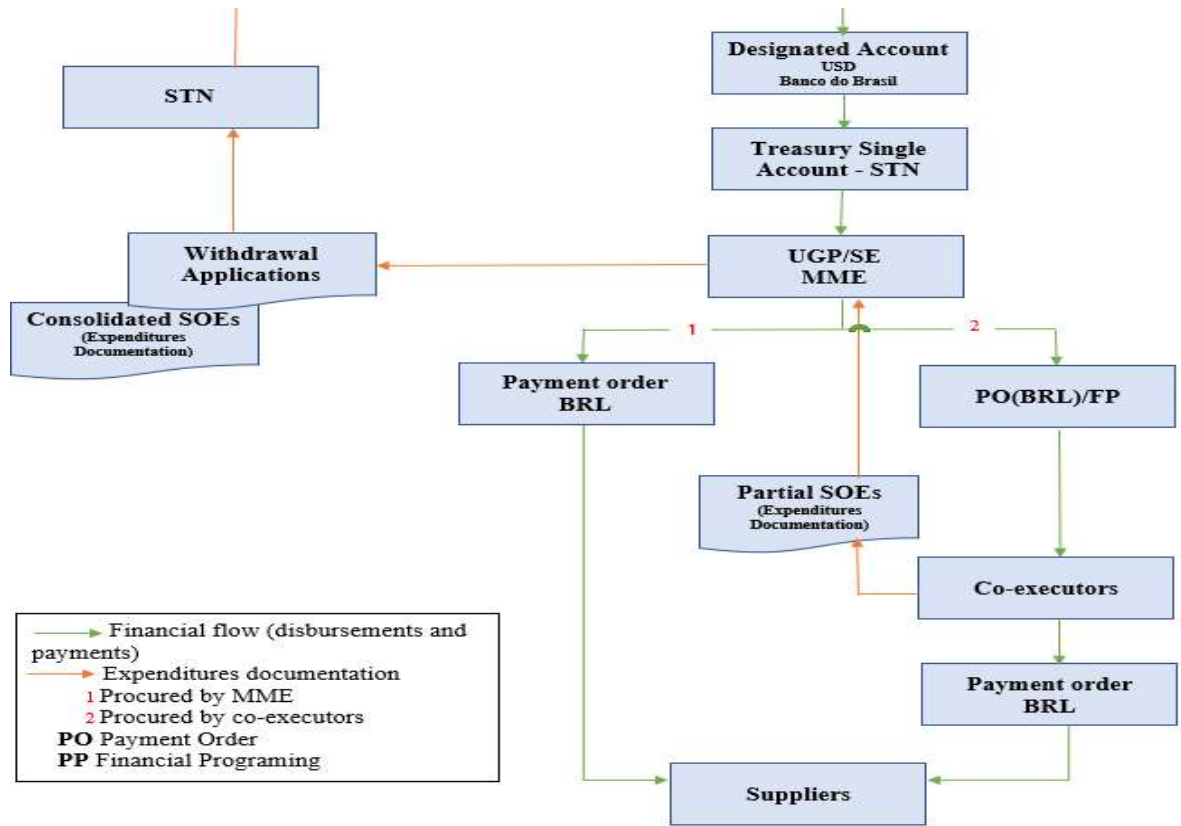
47. Fluxo de Recursos e Mecanismos de Desembolso. O desembolso dos recursos do Projeto será processado de acordo com os procedimentos do Banco, conforme estipulados no Acordo Legal e na Carta de Informações Financeiras e de Desembolso. Os recursos serão desembolsados em relação às despesas elegíveis incorridas ou a serem incorridas no âmbito do Projeto e serão desembolsados de acordo com os percentuais de financiamento acordados.

48. O método de desembolso principal será por Adiantamentos. O Projeto também poderá processar Reembolsos, se necessário. O fluxo dos recursos dependerá dos sistemas existentes do Governo Federal (ou seja, do País): todos os pagamentos e transferências de recursos serão realizados pelo MME por meio do SIAFI, uma vez que as obrigações de pagamento tenham sido empenhadas e liquidadas.



49. O diagrama a seguir ilustra o fluxo de recursos no método de desembolso por Adiantamento (Figura 1.2):

Figura 1.2. Fluxo de recursos



- (1) Os recursos serão transferidos para a Conta Única do Tesouro (CUT) no Banco do Brasil, administrada pela STN, que será usada como Conta Designada do Projeto. A Conta Designada será denominada em Dólares dos Estados Unidos (US\$). Será criada uma conta bancária específica para o Projeto.
- (2) Os recursos serão internalizados pela STN e o equivalente em reais (BRL) será disponibilizado à UGP/SE para pagamento.
- (3) O Projeto executa os recursos financeiros de duas formas:
 - (3.1) Centralizada: Os processos de pagamento serão registrados no SIAFI pela UGP/SE em relação às atividades realizadas pelo MME;
 - (3.2) Descentralizada: A UGP/SE fornece os recursos aos coexecutores descentralizados por meio de Ordem Bancária ou Destaque Orçamentário (descentralização orçamentária), dependendo da constituição legal do coexecutor.
- (4) Os coexecutores reportam as despesas elegíveis à UGP/SE por meio do SIAFI, exceto o ONS e a CCEE, que reportam as despesas pelo SICONV;
- (5) A UGP/SE consolidará as informações recebidas dos coexecutores com sua própria implementação. Todas as informações para a prestação de contas estão disponíveis



no SIAFI. Todas as informações financeiras devem encontrar respaldo nos registros contábeis.⁵⁷ A UGP/SE elaborará os SOE consolidados e os enviará ao Banco.

50. O teto variável proposto para a CD será baseado na previsão para o próximo semestre, conforme previsto nos IFR semestrais. O Valor Mínimo dos Pedidos de Saque (PS) para Reembolso será equivalente a US\$ 1.500.000. A frequência da apresentação das despesas elegíveis pagas a partir da CD é de, pelo menos, uma vez a cada seis meses.

51. O Projeto apresentará informações sobre o uso dos Adiantamentos e processará os pedidos de reembolso por meio de PS subsidiados por SOE.⁵⁸ A UGP assinará os PS documentando as despesas, com base apenas nas despesas efetivamente pagas, garantindo que os recursos do empréstimo sejam usados exclusivamente em despesas elegíveis. A data-limite para envio de pedidos de saque no âmbito do Projeto (a última data em que o Banco aceitará os PS do Mutuário ou a documentação sobre o uso dos recursos do empréstimo já adiantados pelo Banco) será de quatro meses após a Data de Encerramento do Empréstimo. Esse "Período de Graça" existe para possibilitar, de forma ordeira, a conclusão do Projeto e o encerramento da Conta de Empréstimo, por meio do envio de PS e da documentação de apoio sobre as despesas incorridas antes da Data de Encerramento.

52. Não poderão ser feitos saques para pagamentos realizados antes da data de assinatura do Acordo Legal, com a exceção de quando o montante agregado do saque não exceder o equivalente a US\$ 7,5 milhões - nesse caso, podem ser feitos saques para pagamentos realizados antes da Data de Assinatura, mas sob hipótese alguma se tiverem sido feitos mais de um ano antes da Data de Assinatura, para Despesas Elegíveis, conforme definido no Acordo Legal.

53. Relatórios Financeiros. A UGP/SE elaborará e enviará os IFR semestralmente ao Banco, o mais tardar 45 dias após o final de cada período de prestação de contas. Esses IFR serão elaborados em planilhas de Excel, com informações extraídas do SIAFI, e consolidarão os dados financeiros do Projeto referentes a todos os coexecutores, usando o regime de caixa.

54. Ao final de cada ano fiscal, a UGP/SE elaborará as demonstrações financeiras anuais do Projeto para fins de auditoria. Os IFR do segundo semestre, junto com suas notas explicativas, servirão como as demonstrações financeiras anuais do Projeto.

55. Os seguintes IFRs semestrais (a serem elaborados em Reais, que é a moeda da despesa) serão elaborados para fins de monitoramento e gestão do projeto e serão enviados ao Banco:

⁵⁷ As Condições Gerais exigem que o Mutuário mantenha todos os registros (contratos, pedidos, faturas, notas fiscais, recibos e outros documentos) que evidenciem as despesas elegíveis e que permita aos representantes do Banco examinarem tais registros. Também exigem que os registros sejam retidos por, pelo menos, um ano após o recebimento, pelo Banco, das demonstrações financeiras finais auditadas exigidas nos termos do Contrato Legal ou dois anos após a Data de Fechamento, o que ocorrer depois. Os Mutuários são responsáveis por garantir que a retenção dos documentos além do período exigido pelo Acordo Legal cumpra as regras estipuladas pelo governo.

⁵⁸ O método de DDD foi mantido, uma vez que a UGP/SE já configurou seus sistemas para a emissão de DDD para fins de desembolso; qualquer mudança no método de desembolso geraria encargos desnecessários para a UGP/SE.



- (i) IFR 1 - Fontes e Usos de Recursos por Categoria de Desembolso (período até a data, ano-até-a-data, projeto-até-a-data), mostrando os valores orçados *versus* os gastos reais (ou seja, as despesas documentadas), incluindo uma análise de variância;
- (ii) IFR 2 - Usos de Recursos por Componente de Projeto (período até a data, ano-até-a-data, projeto-até-a-data), mostrando os valores orçados *versus* os gastos reais (ou seja, as despesas documentadas), incluindo uma análise de variância; e
- (iii) IFR 3 - Reconciliação bancária da CD e extratos bancários que a acompanham.
- (iv) IFR 4 - Previsão de desembolsos no próximo período.
- (v) Anexo aos IFR com detalhes da co-execução.

56. Auditoria Externa. Para fins do Projeto, a auditoria externa do Projeto será realizada pela CGU, seguindo os Termos de Referência acordados e aceitos pelo Banco e de acordo com as Normas Internacionais de Auditoria (ISA) (publicadas pelo Comitê Internacional de Padrões de Auditoria e Garantia da Federação Internacional de Auditores) ou com as normas nacionais de auditoria se, conforme determinado pelo Banco, elas não se afastarem muito das normas internacionais.

57. As demonstrações financeiras auditadas serão elaboradas de acordo com normas contábeis aceitas pelo Banco Mundial (ou seja, IPSAS ou normas nacionais de contabilidade que, na opinião do Banco, não se afastem muito das normas internacionais). O TdR deve ser elaborado pela UGP/SE e aprovado pelo Banco em até um mês após a Data de Assinatura.

58. O relatório de auditoria (e qualquer carta gerencial que o acompanhe) deve ser enviado ao Banco o mais tardar seis meses após o fim do ano fiscal. O Banco analisará o relatório de auditoria e decidirá, periodicamente, se as recomendações da auditoria foram implementadas de forma satisfatória. O Banco também exige que o Mutuário / Beneficiário publique as demonstrações contábeis auditadas de maneira aceitável pelo Banco e, após o recebimento formal das demonstrações do Mutuário / Beneficiário, o Banco também as disponibilizará ao público de acordo com a Política de Acesso à Informação do Banco Mundial.

59. Talvez seja necessária uma exceção para combinar as auditorias de 2020 e 2021, dependendo da Data de Assinatura do Acordo Legal. Se necessário, a exceção de auditoria deverá ser solicitada pela UGP/SE e aprovada pelo Banco.

60. Avaliação de coexecutores externos: o Banco concluirá avaliações de GF de cada coexecutor externo - ANEEL, ANM, ANP, CPRM, EPE, ONS e CCEE – antes das negociações, para garantir que os devidos acordos de FM estejam em vigor no momento da assinatura do Projeto.

61. Condições ou Acordos Financeiros Não-Padrão / Significativos (ou seja, questões relevantes a serem incluídas nos Documentos Legais). Não há condições relacionadas à GF em termos de negociações, aprovação e / ou efetividade **Planejamento da Supervisão de GF durante a implementação.** O Banco realizará a supervisão formal do Projeto com base em um perfil de risco. As missões de supervisão envolverão, entre outras etapas: (i) a revisão dos IFR; (ii) a revisão dos relatórios dos auditores e o acompanhamento das questões levantadas pelos auditores, conforme apropriado; (iii) o acompanhamento de quaisquer questões financeiras e de desembolso; (iv) uma discussão sobre questões de GF com a equipe do Projeto; e (v) uma atualização da classificação de risco e desempenho da GF no Relatório de Situação da Implementação e Resultados (ISR). O plano



de supervisão de FM proposto é o seguinte:

**Tabela 1. Plano de Supervisão de GF**

Relatório	Periodicidade	Prazo de Entrega
Revisão dos IFR	Semi anual	A ser apresentado pelo Mutuário até 15 de fevereiro e 15 de agosto; o Banco analisará os IFR em até 30 dias após o recebimento deles
Demonstrações Financeiras do Projeto Auditado	Anual	A serem apresentadas pelo Mutuário em até seis meses a partir do final do período de auditoria; o Banco analisará o relatório de auditoria em até 30 dias após o recebimento dele
Supervisão da Missão GF	Baseada no Risco	<ul style="list-style-type: none">• Alto - Missão de campo a cada 6 meses• Substancial - Missão a cada 6 meses, alternando entre missões de campo e revisões documentais• Moderado e Baixo - Missão de campo a cada 12 meses

62. As estimativas de recursos da equipe estão resumidas abaixo:

- (i) 2 Semanas (S) da Equipe para supervisão de GF nos primeiros 12 meses do Projeto- (1 S para a revisão de cada IFR semestral (x2) e 1 S para Apoio Geral e para 1 missão de Supervisão (SPN); e
- (ii) 3 S para supervisão de GF nos anos subsequentes do Projeto (1 S para a revisão de cada IFR semestral (x2) e 1 S para Apoio Geral e para 1 missão de Supervisão (SPN) e 1 S para Assistência e Revisão do Relatório de Auditoria.



ANEXO 2: REFORMAS DE ENERGIA E MINERAÇÃO NO BRASIL⁵⁹

- 1. A Constituição Federal de 1988 autorizou o investimento privado em infraestrutura, incluindo energia, e definiu o marco legal que regulamenta esse tipo de investimento.** No entanto, a reorganização do setor elétrico no Brasil só começou após a ratificação da Lei 9074 de Concessões de Energia Elétrica, no início de 1995, que previa a desagregação do setor e, principalmente, as funções da Eletrobras, a geradora e transmissora dominante do setor energético.

Eletricidade

Primeira onda de reformas

- 2. A primeira onda de reformas trouxe mudanças institucionais importantes; várias instituições do setor energético foram criadas por leis promulgadas entre 1995 e 1998:**

- A ANEEL foi criada pela Lei 9.427/96 como entidade reguladora independente para regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país.
- O CNPE foi criado pela Lei n 9.427/96 com a responsabilidade de propor políticas nacionais de energia. O CNPE também foi incumbido de melhorar a coordenação entre os setores de energia e petróleo e gás.
- O ONS foi criado pela Lei n 9.648/98 para controlar as atividades de geração e transmissão de energia no sistema interconectado, através de um sistema de despacho *tight pool* (para que o uso da água seja otimizado em todos os hidrogeradores, com determinação central dos valores da água e de preços do mercado de energia no atacado).
- O Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) também foi criado pela Lei 9.648/98 para realizar todas as transações de compra e venda de eletricidade no atacado e promover a contabilização das transações dos agentes no mercado multilateral de curto prazo, de acordo com as regras de mercado.
- A Lei 9.648/98 também estipulou a separação da Eletrobras em seis holdings e 14 empresas de geração e transmissão. A Eletrobras manteve a rede de transmissão, a parte brasileira da usina hidrelétrica binacional de Itaipu e sua barragem, as usinas nucleares e as atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) do CEPEL. As empresas de geração formadas a partir da Eletrobras foram privatizadas.

- 3. A maior privatização dos ativos de distribuição ocorreu entre 1996 e 1999 e incluiu a Eletropaulo, que foi dividida antes da privatização em duas distribuidoras (Eletropaulo Metropolitana e Empresa Bandeirante), uma empresa de transmissão e uma empresa de geração.** Outra grande iniciativa de privatização nesse período foi o leilão das distribuidoras do Rio de Janeiro (a CERJ e a Light). Outros leilões incluíram distribuidoras dos estados de Minas Gerais, Ceará e Bahia. Essas privatizações renderam os valores mais altos por cliente atendido pelas distribuidoras de toda a onda de privatizações de distribuidores de energia à época. Como resultado dessas privatizações, a participação do setor privado no setor de distribuição aumentou de 2,6% em 1994 para cerca de 60% no final de 1998.

⁵⁹ Este anexo baseia-se no trabalho realizado no âmbito do ASA programático *Revisitando as Reformas dos Setores de Energia e Gás no Brasil* e a nota de política que resume as principais conclusões e recomendações.



4. Para promover a concorrência, o modelo de reforma criou as categorias de grandes consumidores – que têm o direito de escolher seus fornecedores e cujas compras de energia não estavam sujeitas à regulamentação de preços – e de comerciantes e produtores independentes de energia,⁶⁰ estipulando o acesso aberto das entidades dessas categorias às redes de distribuição e transmissão. Também foi permitido às empresas privadas possuir linhas de transmissão, que seriam operadas pelo Operador do Sistema e reguladas pela ANEEL. Houve também um fomento à concorrência por meio de regras que impunham limitações à participação em cada segmento da cadeia de suprimento de energia para impedir a concentração do poder de mercado.

5. Apesar das reformas implementadas desde 1996 para atrair mais investimentos em geração, a expansão da oferta foi incapaz de acompanhar o crescimento da demanda. A capacidade instalada cresceu 28% entre 1990 e 1999, enquanto a demanda por eletricidade cresceu 45%. O governo tentou solucionar esse problema de fornecimento com o lançamento, em 2000, do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) para incentivar o investimento privado na geração a gás e desenvolver o mercado de gás natural. O plano previa a construção de 59 usinas. No entanto, apenas 15 foram construídas, pois, apesar dos subsídios ao preço do gás, o gás importado da Bolívia - a principal fonte de combustível para as usinas a gás - permanecia caro e os investidores se afastaram por causa do preço e da incerteza regulatória.

6. No período de 2001 a 2002, o Brasil sofreu uma das piores secas já registradas e que, juntamente com a expansão da geração abaixo do esperado nos anos anteriores, obrigou o governo a implementar um programa de racionamento muito rigoroso por 9 meses para reduzir em 20% a carga em 80% do país. Esse programa de racionamento conseguiu administrar a demanda energética em vista do fornecimento limitado; foi tão eficaz, inclusive, que o consumo não retornou aos níveis esperados após o fim da seca. Assim, o país passou de uma situação de escassez de fornecimento de energia para uma situação de superávit. Essa situação gerou outros problemas com as empresas de distribuição, pois a eletricidade que vendiam - e também suas receitas - também caíram. Houve alegações de que as empresas de distribuição repassavam os altos custos aos consumidores finais, refletindo as disposições do contrato a que tiveram que recorrer para adquirir fontes emergenciais de energia.

Segunda onda de reformas

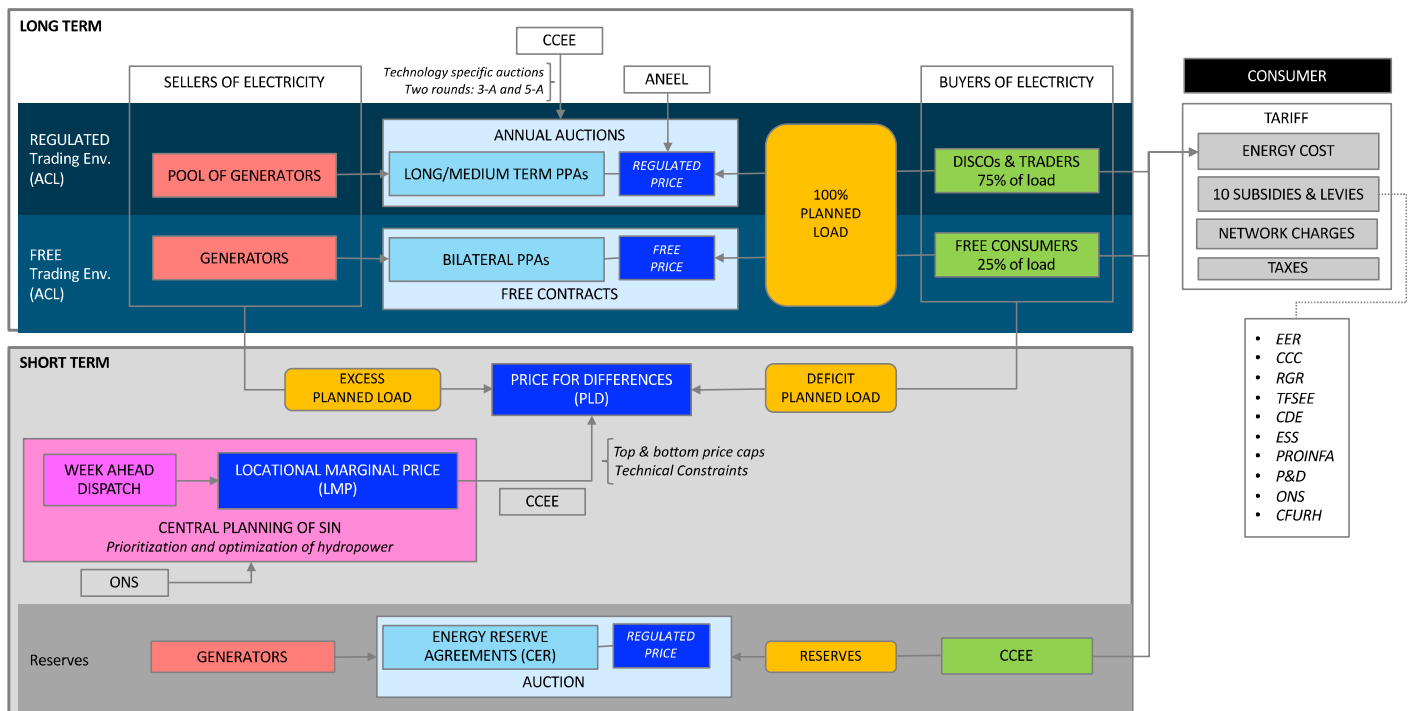
7. Em 2004, o governo implementou a segunda “onda” de reformas do mercado de energia no Brasil (o “novo modelo”) para sanar alguns dos problemas associados aos incentivos à instalação de novas capacidades de geração, à melhoria das condições competitivas e ao fortalecimento do quadro institucional. A ênfase foi possibilitar a coexistência entre as empresas controladas pelo Estado e as empresas privadas. As principais características deste novo modelo foram: (i) Menor ênfase no mercado “spot” de curto prazo como sinalizador da necessidade de expansão do sistema; (ii) Maior ênfase no mercado de contratos a termo para induzir o acréscimo de nova capacidade de geração; (iii) Fortalecimento das agências reguladoras. (iv) Proibição da participação cruzada e da autocontratação; (v) Adiamento da separação entre distribuição e varejo (comercialização); (vi) Exigência de leilões obrigatórios de energia para que empresas de distribuição cubram 100% de todas as cargas. As distribuidoras só podem adquirir energia através de leilões de contratos de longo prazo (3 a 5 anos) para reduzir os riscos para os investidores na geração e promover a concorrência. Preços de referência foram utilizados para repassar os custos de energia no atacado aos consumidores nos novos leilões de energia, refletindo o preço médio de todos os contratos a termo firmados.

⁶⁰ Empresas privadas que operam no setor elétrico e vendem energia a consumidores não regulamentados e a empresas de distribuição



8. O MAE, administrador original do mercado atacadista, foi absorvido pela CCEE, que recebeu a responsabilidade de coordenar a comercialização de energia sob as novas regras (Lei 10.848 de março de 2004). A CCEE foi criada como uma instituição privada e sem fins lucrativos, com a responsabilidade de administrar o fornecimento a consumidores regulamentados e grandes consumidores. O novo modelo também introduziu o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico para monitorar as condições de serviço. O novo modelo gerou contratos de mais de 16.000 MW em nova capacidade de geração em cinco leilões de energia, com alta participação de usinas térmicas.

Figura 2.1. Estrutura do Mercado



Terceira Onda de Reformas

9. Os problemas de implementação da segunda onda de reformas (em 2004) e as consequências não-intencionais das intervenções do mercado em 2012 desequilibraram o mercado e suscitaram preocupações sobre a segurança do fornecimento. Embora a reforma de 2004 tenha mobilizado um grande volume de investimentos adicionais, os preços de contrato para o consumidor final ficaram elevados, exacerbados por uma infinidade de subsídios cruzados e outros tributos governamentais. Consequentemente, em 2012, a Medida Provisória (MP) 579/2012 objetivou tarifas mais baixas renovando concessões com vencimentos entre 2015 e 2017 (por 20 ou 30 anos) sob condições específicas reguladas pela ANEEL. O MP ofereceu às empresas de geração a possibilidade de aceitar uma redução no cálculo dos custos de geração em troca de isenção dos riscos hidrológicos (ou seja, da compra de energia mais cara no mercado à vista para compensar a baixa oferta em épocas de seca). As empresas de distribuição, por sua vez, foram convidadas a assumir o risco hidrológico mensal, mas poderiam repassar os custos adicionais aos consumidores finais. As empresas de transmissão tiveram que aceitar alterações em seus contratos, incluindo atualizações da rede de transmissão. Essas intervenções

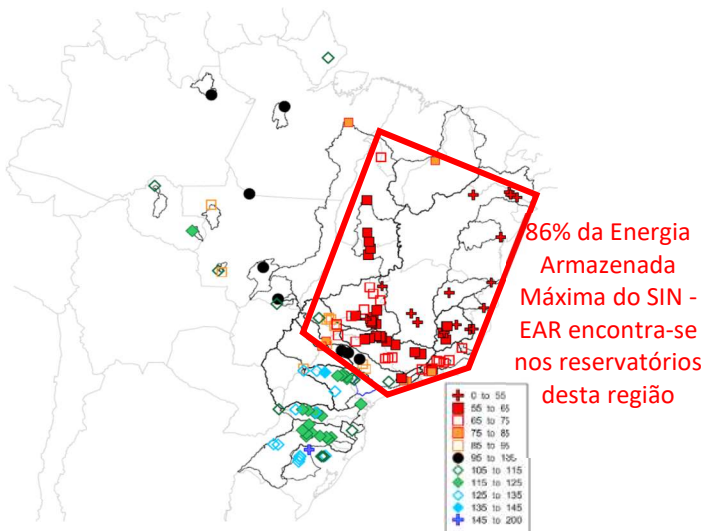


conseguiram reduzir as tarifas para os consumidores finais em cerca de 18% em 2013, mas também trouxeram várias consequências não-intencionais:

10. As regras de alocação do risco hidrológico dividiram as empresas geradoras em dois grupos: o primeiro era predominantemente formado por empresas isentas de risco pertencentes ao grupo Eletrobras (com as concessões renovadas); o segundo grupo era formado, principalmente, por usinas privadas que vendiam energia em leilões centralizados e por outras concessionárias estatais. Estas não aderiram às restrições impostas na renovação e continuaram expostas ao risco hidrológico e respectivos prejuízos financeiros. Em resposta, o

Governo publicou uma Medida Provisória (MP 688/2015) em 2015 com o objetivo de oferecer alternativas para a mitigação do risco hidrológico.

Figura 2.3: Fluxo Natural Médio Observado em 2013-2018 comparado ao Histórico Oficial Médio - 1931/2017 - (% MLT)



Fonte: ONS

11. A volatilidade climática continua a ameaçar a segurança energética, devido à grande participação da energia hidrelétrica na matriz energética. Desde 2013, as regiões do Brasil que armazenam 86% da capacidade hídrica do país vêm sofrendo com chuvas abaixo da média. Para combater o risco hidrológico, o país está aumentando consideravelmente a participação da ERV. O crescimento projetado significa dobrar a produção solar de 1,78 GW em 2018 para 3,87 GW em 2023, e o aumento da energia eólica de 3,2 GW em 2018 para 17,5 GW em 2023; algumas projeções apontam para um crescimento de até 45%. No entanto, elevar a ERV a esses níveis também aumenta a complexidade de gestão da matriz energética nacional. O planejamento do setor

elétrico no Brasil é baseado em uma rede de geração hidrotérmica. Para que a ERV cresça: (i) os modelos e metodologias de planejamento e leilão precisam ser modificados para incluir uma parcela maior de VER;⁶¹ (ii) são necessários ajustes regulatórios para que o custo de administrar com precisão a ERV seja refletido na determinação da ordem de despacho de energia e no preço final da tarifa; (iii) em relação à energia fotovoltaica, as estimativas devem ser aprimoradas para incluir modelos de previsão climática intra-dia de 24 horas (que também afetam outras fontes de energia renovável, como eólica e hidrelétrica), para aumentar a eficiência do despacho de energia e as trocas de energia entre regiões energéticas;⁶² e (iv) ajustes e diretrizes regulatórias (incluindo questões legais, definição de tarifas, incentivos financeiros e outros) são necessários para expandir o uso de GD.

12. As empresas de transmissão deveriam ter sido ressarcidas pela ANEEL pelos investimentos em upgrades a partir de 2013, mas a falta de financiamento atrasou a conclusão das negociações de reembolso. Um acordo

⁶¹ Os modelos de planejamento atuais estimam cinco a seis anos para as novas usinas de geração entrarem em operação e cinco anos para as novas linhas de transmissão. A ERV, por outro lado, leva apenas um ou dois anos para entrar em operação; no entanto, a construção das linhas de transmissão ainda leva cerca de cinco anos.

⁶² O sistema de transmissão brasileiro é dividido, principalmente, em quatro regiões (Norte, Nordeste, Sudeste / Centro-Oeste e Sul) e, em relação à capacidade e demanda de produção, há grandes trocas de energia elétrica entre as diversas regiões.



finalmente foi assinado em 2017, estipulando que o governo deveria pagar US\$ 20,3 bilhões ao longo de oito anos. Para financiar essa dívida, as tarifas de energia elétrica para consumidores residenciais e industriais de energia aumentaram, em média, 7,17%. A primeira parcela, no valor de US\$ 3,5 bilhões, foi paga em 2017. Muitas empresas de geração e distribuição consideraram que os aumentos tarifários regulamentados introduzidos pela ANEEL em 2012-2015 eram insuficientes para cobrir seus custos fixos e buscaram medidas de proteção nos tribunais, resultando na judicialização do setor. Isso acabou paralisando o mercado e estagnando os investimentos. Além disso, os produtores de energia hidrelétrica foram severamente afetados pela longa seca iniciada em 2012 e vários acumularam níveis insustentáveis de dívida.

13. As empresas de distribuição sobre-contrataram as compras de energia para reduzir o risco relativo aos preços, mas isso gerou uma forte pressão financeira durante a recessão de 2015-16. As empresas de distribuição brasileiras são obrigadas a comprar 100% da demanda de energia planejada com 5 anos de antecedência. Segundo as regras, a transferência dos custos de energia para a tarifa do consumidor final é limitada ao teto de preço de 5%. Nessa situação, as empresas de distribuição estão expostas ao risco do preço da energia acima do teto de preço, causando uma “contratação excessiva” para mitigar esse risco. A crise econômica nos anos de 2015-16 forçou as empresas de distribuição a firmarem acordos bilaterais de redução com as geradoras e a leiloar a eletricidade excedente no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

14. Ampliação da geração distribuída: Em abril de 2012, a Resolução Normativa 482/2012, publicada pela ANEEL, entrou em vigor e definiu as regras iniciais para o desenvolvimento da geração distribuída de eletricidade no Brasil. A partir desse momento, os consumidores brasileiros puderam produzir eletricidade a partir de fontes renováveis e compensar o excedente junto à empresa de distribuição local. Inicialmente, a política da ANEEL permitia que pequenos geradores que usassem hidrelétrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada de fontes renováveis de até 1 MW de capacidade fossem sujeitos ao regime de *net metering*. Em 2015, a ANEEL alterou a regra e aumentou a capacidade máxima para até 3 MW para pequenas centrais hidrelétricas e até 5 MW para outras fontes renováveis qualificadas.

15. Para tentar resolver os problemas descritos acima, o MME enviou ao Presidente da República um projeto de lei referente à reforma do setor elétrico, cobrindo uma variedade de mudanças consideráveis e muito aguardadas no setor. O texto final do projeto foi resultado de discussões realizadas na Consulta Pública 33/2017, realizada pelo MME com ampla participação de todo o setor, com o objetivo de reestruturar e modernizar o modelo do setor elétrico brasileiro.

Um Novo Mapa para a Reforma do Setor Elétrico

16. O atual governo assumiu em janeiro de 2019 e deu continuidade ao processo de reforma, reconheceu o trabalho do governo anterior e continua a desenvolvê-lo para garantir políticas públicas adequadas e um ambiente regulatório propício para atrair investimentos do setor privado. O governo criou um grupo de trabalho (GT) para avaliar em detalhes as necessidades de modernização do setor. Para tratar das mudanças que afetam o setor de energia, em 4 de abril de 2019 o governo criou um GT, composto pelo MME, ANEEL, CCEE, EPE e ONS, para avaliar e apresentar, em até 180 dias, um plano de ação para a modernização do Setor Elétrico, levando em conta o contexto regulatório e de mercado no Brasil. Após uma série de conferências, seminários e reuniões (foram realizadas 140 reuniões com mais de 100 especialistas, 1.500 participantes; o Banco Mundial também ajudou a financiar um seminário) com as várias partes interessadas dos setores público e privado, o GT apresentou suas conclusões e recomendações em outubro de 2019; no dia 29 de outubro, por meio da Portaria 403, o MME instituiu um comitê para implementar as recomendações visando a modernização do setor. O plano de ação



abrange 88 ações em 15 áreas: (i) Formação de preços; (ii) Critérios de fornecimento; (iii) Medidas de transição; (iv) Geração e produção de energia (incluindo a separação contratual entre a capacidade e a produção); (v) Processos de leilão; (vi) Redução da burocracia e melhoria dos processos; (vii) Governança; (viii) Novas tecnologias; (ix) Maior liberalização do mercado; (x) Racionalização de encargos e subsídios; (xi) Sustentabilidade do setor de distribuição; (xii) MRE;⁶³ (xiii) Processos de contratação; (xiv) Sustentabilidade da transmissão; e (xv) Integração do gás na eletricidade.

17. Em relação aos preços e tarifas de eletricidade, é necessário deixar as metodologias de precificação mais transparentes e racionalizar os subsídios, impostos e taxas. Isso é muito importante, principalmente porque o governo planeja liberalizar ainda mais o mercado de distribuição e permitir que os consumidores que consomem mais de 500 kW / mês⁶⁴ comprem eletricidade do mercado livre a partir de 2022. A geração segue um processo de leilão complexo e os preços são regulados para os clientes de varejo, com subsídios cruzados em: (i) grupos de consumidores (ACR); e (ii) preços *spot* gratuitos estabelecidos em leilões do mercado de energia para grandes consumidores (ACL). A estrutura de precificação apresenta grandes distorções decorrentes de subsídios cruzados e taxas para setores específicos, gerando preços altos e não-transparentes para o consumidor final.

18. Em relação ao setor de distribuição, no final de 2018 a ANEEL lançou uma *análise de impacto regulatório* e realizou uma série de *audiências públicas* para discutir aspectos econômicos e o crescimento sustentável da GD. Embora as empresas de energia tenham instado o Governo Federal a reduzir os incentivos à GD solar com *net metering*, a ANEEL propôs mantê-los até que a energia solar atinja uma certa parcela do setor elétrico. No entanto, já existe consenso quanto à necessidade de mudança nas regras atuais. O sistema atual de *net metering* permite que os consumidores compensem 100% da eletricidade consumida com a eletricidade que eles mesmos geram, sem pagar encargos adicionais pelo uso da estrutura de distribuição. As empresas de distribuição afirmam que o sistema não os compensa de maneira justa pelo uso do serviço de distribuição e que, com o aumento do número de consumidores aderentes ao sistema de *net metering* e a redução do mercado consumidor dos distribuidores, os consumidores que não possuem a capacidade de gerar sua própria energia, em última análise, terão um aumento na fatura de energia, uma vez que o ônus dos custos do sistema de distribuição será redistribuído entre eles. Por outro lado, os consumidores e os participantes do mercado de geração e sua respectiva cadeia de suprimento defendem que o modelo atual permaneça inalterado por um período mais longo, para permitir que o mercado se desenvolva e se consolide. Argumenta-se também que permitir o desenvolvimento do mercado traz muitos benefícios para o próprio sistema elétrico (como o adiamento de investimentos em expansão de sistemas de transmissão e distribuição, redução da carga da rede, minimização de perdas e diversificação da matriz energética) e também para a sociedade, uma vez que a geração distribuída tem o potencial de combinar baixo impacto ambiental, autosustentabilidade e criação de empregos (dentre outros aspectos sociais). As conclusões preliminares da ANEEL indicam que os dois lados têm razão e que é necessário encontrar uma solução para o desenvolvimento sustentável da GD no Brasil com foco em dois temas: (i) a necessidade de definir que os consumidores que usam o sistema de *net metering* passem a pagar certos encargos relacionados ao sistema de distribuição; e (ii) que tais encargos sejam cobrados somente após o Brasil atingir um certo patamar de energia proveniente de GD. A ANEEL admite que isso acrescentará complexidades operacionais ao sistema, além de permitir a evolução gradual do mercado de GD com impacto reduzido sobre outros

⁶³ O MRE é um mecanismo financeiro usado para compartilhar os riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN.

⁶⁴ O consumidor médio no Brasil consome cerca de 200 kW / mês. Os consumidores de 500 kW, portanto, representam pequenas empresas e grandes residências. Em dezembro de 2022, está prevista a conclusão de um estudo da ANEEL e CCEE para a abertura do mercado livre a consumidores com consumo <500 kW.



consumidores. Essa proposta foi discutida em audiências públicas promovidas pela ANEEL no início de 2019 e o passo seguinte foi o lançamento de uma versão preliminar da nova Resolução Normativa para alterar as regras atuais.

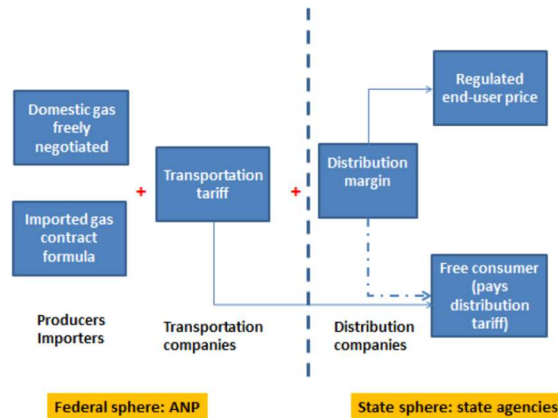
Gás Natural

19. Até 1995, a Petrobras manteve o monopólio do mercado de petróleo e gás, à exceção da distribuição e importação de gás. A Petrobras foi criada como empresa nacional de petróleo em 1953, no governo Vargas, na campanha nacional "O petróleo é nosso". Sua condição de monopólio foi consagrada pela Constituição. Duas empresas de distribuição de gás atendiam às cidades de São Paulo e Rio de Janeiro (Comgas e CEG), enquanto as cidades do Nordeste eram atendidas por 8 empresas de distribuição pertencentes à Petrobras. Somente em 1995 uma emenda constitucional permitiu que empresas estatais e privadas passassem a explorar, importar, exportar e distribuir gás natural. Em 1997, foi criada uma nova empresa nacional de petróleo, com a elaboração de um marco legal e regulatório. A Lei 9,478 / 97 (Lei do Petróleo) definiu o marco regulatório que estabelece a Política Nacional de Energia, instituindo o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), responsável pela formulação de políticas e regulamentação do setor petrolífero, posteriormente ampliada para incluir também os biocombustíveis.

20. Os marcos institucionais e regulatórios do setor de gás no Brasil sofreram várias modificações desde meados da década de 90. Entre 1997 e 1999, os estados de São Paulo e Rio de Janeiro privatizaram suas empresas de distribuição de gás, enquanto outras Unidades da Federação decidiram por um modelo de participação tripartite, do qual o governo do estado, a Petrobras e os investidores privados eram acionistas. A participação do estado introduz desafios de governança, visto que as tarifas de distribuição ficam sujeitas a interferências políticas. Os estados também arrecadam uma parcela considerável das receitas dos impostos sobre o consumo de energia e muitas vezes já priorizaram os objetivos de receita tributária em detrimento da lucratividade das empresas de distribuição. A privatização de empresas de distribuição com participação majoritária do governo pode melhorar muito a governança, mas precisaria enfrentar alguns desafios, pois seria necessário alterar o modelo de concessão com base em um modelo de participação tripartite.

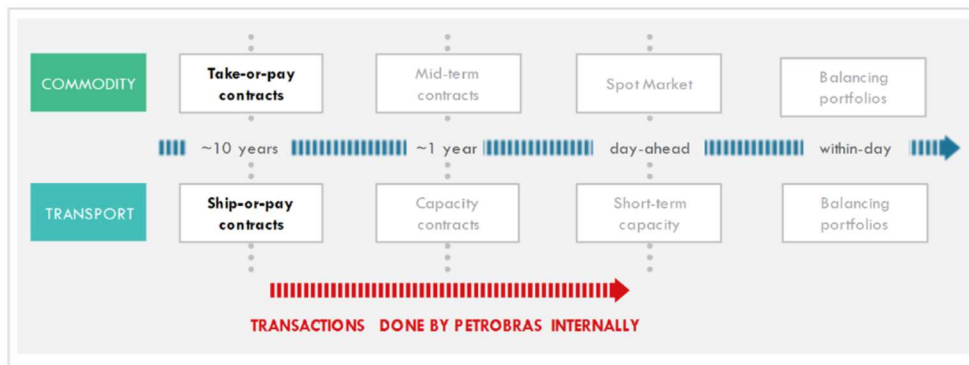
21. Os preços do gás doméstico não eram transparentes até 2007, pois os preços eram agrupados na "entrada da cidade" e não discriminavam os componentes "mercadoria" e "transporte" (ver a Figura 2.41). Em 2007, quando a escassez de gás deixou clara a necessidade de importar quantidades crescentes de GNL, a Petrobras adotou o que passou a ser conhecido como "Nova Política de Preços". A nova precificação teve por base um índice que combinava uma parcela fixa e variável para melhor refletir a carteira da Petrobras (importações de GNL e importações de gás boliviano). Os fornecedores podiam contratar a capacidade de transmissão com base em *ship-or-pay*, possibilitando o comércio de commodities a longo prazo. Entretanto, as tarifas de trânsito, regulamentadas pela ANP, não foram definidas com transparência, causando atritos entre fornecedores - principalmente a Petrobras e a ANP. A ANP está atualmente revisando a metodologia para definir as tarifas de transmissão, incluindo a separação dos preços da commodity e da transmissão, de forma semelhante às reformas empreendidas na União Europeia para mitigar comportamentos estratégicos por parte de operadoras dominantes.

Figura 2.4. Precificação do Gás Nacional (até 2007)



Fonte: Adaptado de Gomes (2014)

Figura 2.5. Transações Internas da Petrobras



Fonte: FGV (2018)

22. A introdução da Lei do Gás em 2009 (Lei 11.909/09), em princípio, abriu o sistema de transmissão de gás para o acesso de terceiros - na prática, isso continua sendo um problema, conforme discutido abaixo. Historicamente, a demanda por gás no Brasil tem sido restringida por determinados fatores - como a estrutura de mercado e o acesso à rede - resultantes da posição monopolista da empresa estatal Petrobras, pouca transparência na formação de preços, lenta implantação de novas redes de distribuição, pouco desenvolvimento de mercados secundários e diversos regimes regulatórios e tributários regionais. A Lei de Gás de 2009 atribuiu uma nova função ao estado, de planejador e coordenador de investimentos em transporte de gás nos níveis federal e estadual.

Nível federal:

23. O MME define as políticas setoriais, executa o planejamento de alto nível e autoriza a importação e exportação de gás natural; o MME também é encarregado de implementar um plano decenal de expansão do sistema de transporte de gás natural;

24. O CNPE aprova os blocos de exploração a ser leiloados pela ANP e define diretrizes para o desenvolvimento dos recursos energéticos brasileiros; a Agência Nacional do Petróleo (ANP) organiza leilões de E&P e licitações de transporte de gás, monitora a execução das atividades de E&P, autoriza a construção de



terminais de importação de GNL e medeia conflitos envolvendo produtores, transportadores, distribuidores e usuários; A EPE é responsável por prever a demanda energética a longo prazo, bem como organizar leilões para contratos de fornecimento de energia de três e cinco anos - os leilões A-3 e A-5, respectivamente.

Nível estadual:

25. As agências reguladoras dos estados aprovam as margens e tarifas de distribuição e monitoram os contratos de concessão das empresas de distribuição de gás. A maioria dos estados criou agências reguladoras de energia para garantir a qualidade do serviço e aprovar as margens e tarifas das concessionárias. Não existe um único marco regulatório uniforme em nível federal, o que constitui um desafio para os operadores interessados em adentrar o mercado em mais de um estado.

26. Do lado do consumo, o mercado de gás se manteve, em grande parte, cativo da Petrobras e das empresas de distribuição locais. Os estados de São Paulo, Espírito Santo e Rio de Janeiro permitem que grandes consumidores se tornem os chamados "consumidores livres" depois do 11º aniversário do contrato de concessão. No entanto, visto que a Petrobras continua a ser a única fornecedora de gás e uma taxa de distribuição uniforme deve ser paga às operadoras da rede por consumidores livres e cativos, não há incentivo para se tornar consumidor livre. Além disso, há riscos consideráveis do lado da oferta no mercado livre, pois há poucos fornecedores alternativos até o momento. Nesse contexto, a Petrobras começou a alienar alguns de seus ativos da rede de gás natural. A venda da Gaspetro (atividades de distribuição de gás) em 2015, da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) (rede de transmissão de gás) em 2016 e a venda prevista de terminais e usinas de GNL no futuro próximo evidenciam a mudança no papel da Petrobras. É importante ressaltar que a Petrobras vendeu, em 2019, sua participação majoritária na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), reduzindo seu controle dos gasodutos aproximadamente pela metade. Ainda assim, a empresa está construindo um novo gasoduto *offshore* para transportar gás da produção *onshore* do pré-sal e também está construindo uma nova usina de processamento de gás em Itaboraí, no Rio de Janeiro, e ampliando outra (Caraguatatuba). Enquanto a Petrobras controlar grande parte da rede de transporte, os investimentos privados a montante e em infraestruturas críticas podem continuar aquém do potencial.

27. Apesar de uma estrutura regulatória que permite a entrada de fornecedores alternativos e concorrência na oferta, o mercado continua altamente cativo e mal regulamentado, gerando preços mais altos para os consumidores finais. Em princípio, os preços no mercado atacadista podem ser negociados livremente entre fornecedores (produtores, importadores e comerciantes) e compradores (empresas de distribuição ou consumidores livres). No entanto, a falta de alternativas do lado da oferta e o risco decorrente no fornecimento de gás significam, na prática, a dominância de dois contratos de fornecimento de longo prazo: de um lado, entre a Petrobras e empresas de distribuição e grandes consumidores; do outro, entre empresas de distribuição e usinas de energia. A posição de quase monopólio da Petrobras a possibilitou arrecadar receitas significativas para garantir a segurança do suprimento (Figura 12). Os reguladores estaduais não têm conseguido proteger os consumidores contra esse risco.

28. Pelas razões mencionadas acima, e apesar das reservas brasileiras de hidrocarbonetos, o preço do gás para o usuário final no Brasil se manteve alto em comparação a outros mercados da América do Sul e da Europa. Os grandes consumidores industriais e residenciais pagam mais de \$16/MMBtu e \$30 - \$50/MMBtu, respectivamente (Figura 2-3).

Figura 2.6. Preços do gás no atacado (USD/MMBtu)



Fonte: IEA (2018)

29. Embora a alienação de ativos da Petrobras possa trazer benefícios importantes, ela também impõe alguns desafios à segurança do fornecimento no curto prazo. Historicamente, a Petrobras tem desempenhado o papel fundamental de fornecedor de último recurso. Um exemplo disso foi o fato de que a Petrobras agregou a demanda nacional para negociar o contrato de importação de gás com a Bolívia. O fim do contrato de fornecimento com a Bolívia em 2019 traz uma série de incertezas em matéria de fornecimento, caso a Petrobras deixe de comprar gás para os consumidores domésticos. Com o tempo, novas fontes de fornecimento *offshore* e de GNL reduzirão os riscos de fornecimento de gás; porém, durante a transição, a mudança de contratos de longo prazo em um mercado cativo para uma situação de maior dependência da concorrência precisará de apoio cuidadoso por parte do órgão regulador.

30. Em 2016, o governo lançou a iniciativa Gás para Crescer, um plano projetado para aumentar a oferta de gás natural do país. O plano, que não avançou durante o governo Temer, deveria definir um conjunto de medidas orientadas para os negócios, como um processo de negociação de livre comércio entre operadores e proprietários de oleodutos e terminais de armazenamento de gás; acesso não discriminatório de terceiros às linhas de coleta; introdução de unidades de produção de gás natural e terminais de regaseificação que possibilitem a redução dos custos de transação; promoção do princípio *“pacta sunt servanda”* (com consequências importantes para a estrutura e concorrência do mercado) e melhoria da estrutura tributária federal e local do setor de gás natural; harmonização entre as regras federais e estaduais relativas aos gasodutos; e criação de regras de consumo de gás baseadas em eficiência e competitividade. A transparência foi considerada uma necessidade urgente.

31. Mais recentemente, o Brasil lançou em 2019 o programa Novo Mercado de Gás, que se baseia na iniciativa Gás para Crescer e tem como objetivo criar um mercado aberto, dinâmico e competitivo de gás natural, reduzir o preço interno do gás em 40% e atrair mais investimentos para o setor. Os principais pilares do programa Novo Mercado de Gás são: i) promoção de competição; ii) harmonização das regras estaduais e federais; iii) integração do setor de gás natural aos setores de energia e industrial; e iv) remoção de barreiras fiscais. Após as tentativas fracassadas (em 2016 e 2018) de alterar a lei do gás natural, o governo optou por promover mudanças de curto prazo por meio: i) da aprovação da Resolução 16 do CNPE, em junho de 2019, que traz diretrizes para o



setor promover um mercado competitivo de gás natural; ii) do Termo de Compromisso de Cessação, firmado entre a Petrobras e o CADE em julho de 2019, segundo o qual a Petrobras se compromete em vender vários ativos e sair de setores não essenciais; iii) de novas regras da ANP; iv) de regulamentos estaduais, incentivados por programas como o PEF; iv) do envio de emendas legislativas ao Congresso Nacional; e v) de ajustes tributários como o SINIEF. Atualmente, a reforma está bem encaminhada, mas seu sucesso no final das contas dependerá de forte supervisão em nível federal e, criticamente, em nível estadual, além de identificar os incentivos corretos / regras harmonizadas claras para atrair novos participantes e garantir a segurança do fornecimento.

32. A nova visão de um mercado competitivo de gás no Brasil compreende o acesso não discriminatório de terceiros ao sistema de transmissão, acesso negociado à infraestrutura essencial e a definição de zonas de entrada-saída com pontos comerciais virtuais (PCVs). Em cada zona de entrada-saída, haverá um PCV ou hub onde as partes possam comercializar o gás livremente dentro (e entre) cada zona. Atualmente, o mercado brasileiro opera com base no sistema ponto-a-ponto, com contratos de capacidade de transmissão para gasodutos individuais e / ou em grupo. Os contratos de capacidade ponto-a-ponto não permitem que as partes (usuários da rede) negociem gás em PCVs e a Petrobras continua sendo a fornecedora que equilibra o sistema. Por conseguinte, é fundamental que os contratos existentes de capacidade ponto-a-ponto sejam alterados para contratos de capacidade de entrada-saída e que uma parcela da capacidade disponível fique nas mãos dos novos Operadores de Sistemas de Transmissão, que então possam oferecer essa capacidade a novos participantes de forma não discriminatória ou por meio de uma bolsa, com o operador do mercado seguindo contratos padronizados.

Mineração

33. Depois de 4 anos de discussões tensas no Congresso Nacional, duas novas leis foram promulgadas em dezembro de 2017 para reformar o setor de mineração brasileiro. As novas leis alteraram a regulação da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM) e substituíram o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) pela ANM.

34. As reformas visam modernizar o marco legal da mineração no Brasil, aumentando o nível de independência e as atribuições de inspeção da agência reguladora e revisando as taxas atuais de royalties referentes a algumas commodities minerais críticas. As principais reformas aprovadas incluíram:

35. Reformas institucionais - Modernização. A substituição do DNPM pela ANM tem como objetivo aumentar a **independência** e o orçamento do órgão regulador. A agência agora possui um conselho administrativo independente, com mandatos fixos. As propostas de novos regulamentos estarão sujeitas a consultas públicas prévias, o que deve aumentar a transparência e a independência da agência. As reformas também definem as fontes de financiamento da ANM, para resolver a questão crônica de financiamento insuficiente para fins de regulamentação e aplicação da lei no setor. No entanto, apesar de uma proposta mais clara sobre as fontes de financiamento, a previsão é de que o atual contingenciamento praticado pelo governo brasileiro continuará afetando a capacidade da ANM de cumprir sua missão. Uma revisão completa dos regulamentos atuais que regem o setor de mineração ainda precisa ser realizada para garantir o uso eficiente dos recursos humanos e financeiros limitados da agência.

36. Regime fiscal: Royalties e impostos. A reforma proposta originalmente buscou aumentar as taxas de CFEM (royalties) referentes a praticamente todos os recursos de mineração. No entanto, ela efetivamente aumenta as taxas de CFEM relativas à extração de ouro e diamantes. A maioria dos minerais, incluindo o ouro,



permanecerá na taxa fixa anterior, de 2%. O minério de ferro, no entanto, estará sujeito a um aumento considerável. A taxa específica, que será determinada com base no preço internacional do produto, corresponderá a 4% quando o preço for igual ou superior a US\$ 100 por tonelada. Além disso, a CFEM foi calculada previamente com base nas vendas líquidas dos produtos minerais, deduzindo os impostos incidentes sobre essas vendas e as despesas com seguro e transporte. A compensação devida agora tem por base a receita bruta das vendas de produtos minerais, preservando a dedutibilidade dos impostos e as despesas impostas posteriormente.

37. Outros custos que afetam as atividades de mineração também aumentaram. Os proprietários de imóveis onde ocorrem atividades minerais devem permitir o desenvolvimento de tais atividades pelas partes que possuem direitos de mineração, mas têm o direito de receber parte dos resultados da exploração, correspondendo a 50% dos valores pagos como CFEM. Com o aumento da CFEM, o valor devido aos proprietários dos imóveis também aumentará. Outros valores devidos aos proprietários das terras pelas partes que têm direito à mineração que não foi revogado pela reforma de mineração são: (i) receita de ocupação da terra - correspondente à perda de receita do proprietário devido à ocupação da área para atividades de mineração, no todo ou em parte; e (ii) indenização por danos causados por atividades de mineração nas respectivas terras.

38. A nova estrutura também: (i) permite a dedução de 50% do valor da CFEM em caso de presença de resíduos minerais aplicados em outras atividades produtivas; (ii) altera a forma de distribuição dos valores da CFEM entre entidades federativas e outros órgãos governamentais relacionados às atividades de mineração e proteção ambiental; e (iii) estabelece a possibilidade de aplicação de multas, caso o cálculo da CFEM por particulares seja inferior ao valor efetivamente devido; a multa corresponde a 30% do valor da CFEM calculada pela autoridade reguladora.

39. De acordo com o novo código de mineração, os estados e municípios afetados pelo transporte, remessa ou presença de instalações industriais de mineração receberão 15% de todos os pagamentos de CFEM.

40. Exploração e exploração mineral. A nova estrutura de mineração não alterou a legislação anterior sobre a exploração e exploração de recursos minerais. As duas fases da mineração seguem independentes, mantendo a atual segregação de poderes: a concessão da autorização de exploração fica sob a autoridade da ANM e a concessão da exploração fica sob a autoridade do Ministério do MME. A comercialização do produto mineral resultante da fase de exploração, a parte mais importante da atividade de mineração, permanece, portanto, sujeita à autoridade do MME, que faz parte do Poder Executivo. Uma mudança importante é a padronização dos conceitos legais de "recurso" e "reserva" para corresponderem aos padrões internacionais. Isso permite que as atividades de exploração continuem após o relatório final de exploração ter sido enviado, prosseguindo com o trabalho necessário para transformar "recurso" em "reserva". As barreiras relativamente baixas ao início das pesquisas / exploração mineral são aspectos positivos mantidos pelo novo marco regulatório, especialmente ao levar em consideração os altos custos relacionados. Uma introdução importante da nova estrutura é a capacidade de licenciar áreas de mineração por meio de rodadas de licitações, aumentando as chances de selecionar investidores melhores e mais qualificados.

41. Licenciamento Ambiental e Fechamento / Recuperação de Minas. Mudanças importantes, propostas inicialmente na reforma e relacionadas a aspectos ambientais do Código Mineiro Brasileiro, não se efetivaram. Por exemplo, o fechamento e a recuperação de minas não estão diretamente vinculados ao processo de aprovação da concessão de mineração. No entanto, o novo código de mineração do Brasil impõe às empresas de mineração a responsabilidade pela recuperação ambiental de áreas de mineração degradadas. Também exige planos de trabalho obrigatórios para o fechamento das minas, incluindo: (i) a recuperação de áreas degradadas



por atividades de mineração; (ii) a desativação de unidades e equipamentos de mineração; (iii) a recuperação e o reaproveitamento de áreas de mineração; e (iv) o monitoramento dos sistemas de disposição de resíduos, estabilidade geotécnica, aquíferos e drenagem de água. A ANM é responsável pela aprovação das licenças e pela inspeção, em complemento com as autoridades ambientais, relativa à supervisão ambiental das atividades do setor de mineração. Ainda é necessário harmonizar a legislação vigente e a supervisão da conformidade ambiental, pois, dependendo da operação de mineração, ela pode ocorrer nos níveis federal e estadual, representando uma grande barreira ao licenciamento de novas atividades de mineração.

42. Segunda Onda de Reformas. Embora atualmente não haja planos de grandes reformas no setor mineral, o atual Governo Federal pretende adotar práticas simplificadas para agilizar o licenciamento ambiental de novas operações de mineração. A intenção é agregar eficiência ao processo sem comprometer a qualidade da avaliação ambiental. Em comparação a outras regiões semelhantes de mineração, o Brasil é notório pela lentidão dos processos de autorização de novos investimentos, em todos os níveis. Isso desestimula os investidores e mina a atratividade da exploração mineral no país, apesar de seu conhecido potencial geológico. O Fraser Institute classifica o Brasil na 56ª posição no Índice de Atratividade de Investimento, atrás do México, Suriname e Namíbia (Fraser Institute, Pesquisa Anual de Empresas de Mineração, 2018).

43. Além disso, outra importante reforma proposta ao Congresso refere-se aos regulamentos relativos à mineração em terras / reservas indígenas. Embora a Constituição Federal do Brasil permita atividades de mineração nessas áreas, atualmente não há regras que definam como isso deve acontecer. Esse é percebido como um dos motivos da alta incidência de atividades de mineração ilegal em terras indígenas. Ao definir a regulamentação com um conjunto de regras claras, o MME espera promover o desenvolvimento mais ordenado das atividades de mineração nessas áreas. No entanto, o Congresso não apenas precisa aprovar os novos regulamentos; também precisa aprovar quaisquer atividades que ocorram em terras indígenas, incluindo a mineração, conforme determina a Constituição Federal do Brasil.

44. Considerações Finais. A nova estrutura de mineração trata de alguns dos aspectos críticos da ineficiência que assola a gestão pública do setor mineral brasileiro, mas ainda são necessárias reformas adicionais.



ANEXO 3: AVALIAÇÃO INSTITUCIONAL: SETOR ELÉTRICO

1. O setor energético brasileiro compreende um grande conjunto de agentes institucionais, todos com deveres, responsabilidades, habilidades e competências definidas em apoio à viabilidade do bom funcionamento desse setor, sempre visando tarifas justas, fornecimento seguro e acesso universal à energia elétrica.

Marco Institucional

2. Formulação de Políticas. O setor energético no Brasil é controlado pelo MME (Ministério de Minas e Energia), que, de modo geral, tem a competência de formular políticas (segundo o Artigo 27, Item XVI da Lei 10.683, de 28 de maio de 2003 e o Decreto 7.798, de 12 de setembro de 2012) nas seguintes áreas: (i) geologia e recursos minerais e energéticos; (ii) uso de energia hidráulica; (iii) mineração e metalurgia; (iv) petróleo, combustíveis e energia elétrica, incluindo nuclear; (v) acesso à energia em áreas rurais e agroenergia - incluindo a eletrificação rural, quando financiada com recursos do sistema elétrico nacional. O MME preside o CNPE, a principal instituição que propõe políticas nacionais e ações específicas ao Presidente da República. A competência do CNPE de formular políticas foi definida em 1997 (pela Lei 9.478, Artigo 2). Inclui o ministro do MME, outros oito ministros e cinco outros funcionários do governo.

3. Planejamento. A EPE, vinculada ao MME, fornece serviços e estudos para o desenvolvimento, planejamento e pesquisa no setor de energia, incluindo as áreas de eletricidade, petróleo, gás natural e produtos derivados de petróleo, carvão, energia renovável e medidas de eficiência energética. A empresa foi criada em 2004 (pela Lei 10.847) e é uma entidade independente subordinada apenas ao Ministro de Minas e Energia. Anualmente, a empresa apresenta ao CNPE o Plano Decenal de Expansão de Energia e, a cada dois anos, o Plano Nacional de Energia.

4. Monitoramento. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado em 2004 (Lei 10.848), e posteriormente regulado por decreto publicado no mesmo ano (Decreto 5.175, de 9 de agosto de 2004). O CMSE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e conta com nove membros permanentes: quatro representantes do MME e os diretores da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS. Sua principal responsabilidade é monitorar e analisar o fornecimento de energia (incluindo a geração, transmissão, distribuição, importação e exportação) e sua confiabilidade, segurança e serviços prestados em todo o país.

5. A Eletrobras e a Petrobras, empresas de propriedade mista, também estão ligadas ao MME, além da EPE, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o DNPM. A Eletrobras, por sua vez, controla várias empresas do setor elétrico brasileiro, principalmente nos segmentos de Geração e Distribuição. Não obstante o processo de privatização da década de 1990, o controle estatal ainda tem espaço no setor elétrico no Brasil. Grandes empresas controladas pelo governo dominam o setor: a Eletrobras, de propriedade nacional, detém cerca de um terço da capacidade de geração e as empresas estatais CESP, CEMIG e COPEL controlam cerca de 7%. A Eletrobras é a concessionária nacional de energia elétrica do Brasil, de economia mista, e a maior empresa de energia da América Latina. Fundada em



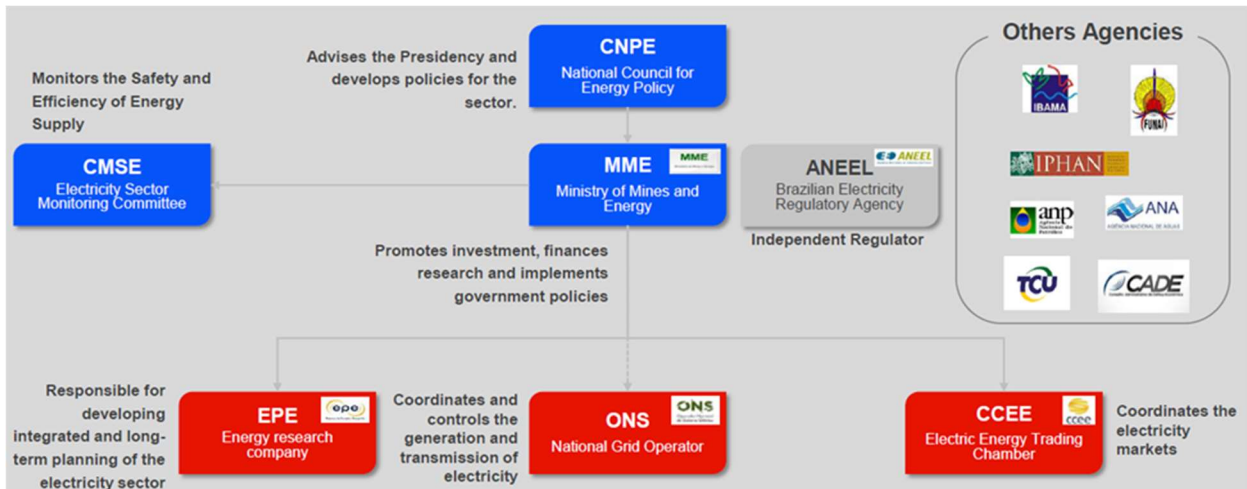
1962, é uma holding de grandes empresas elétricas regionais do Brasil. Participa da geração, transmissão e distribuição de eletricidade, além de possuir metade do complexo elétrico de Itaipu.

6. Regulação. A ANEEL supervisiona a produção, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade. É responsável pela realização de leilões de compra de eletricidade por meio de contratos de longo prazo no âmbito do Sistema Interconectado Nacional e define as tarifas para os consumidores, quando aplicável. Também supervisiona e executa as concessões, os lances e as inspeções dos serviços públicos. A ANEEL também supervisiona a concorrência na expansão do sistema elétrico e resolve conflitos entre as partes, projeta e implementa novos regulamentos e estabelece metas de acesso à energia para todas as concessionárias de distribuição. Sua missão geral é proporcionar condições favoráveis para manter um equilíbrio entre os agentes do mercado de energia elétrica em benefício da sociedade. Também supervisiona um programa de P&D criado por Lei, no qual as concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica precisam investir, anualmente, um percentual mínimo de sua receita operacional líquida em atividades de P&D. A ANEEL é administrada por um Diretor-Geral e quatro Diretores, todos nomeados pelo Presidente da República e sujeitos à aprovação pelo Senado Federal. Todos os diretores têm mandato de quatro anos. **A estrutura reguladora do setor elétrico também inclui outras duas organizações:**

- **O ONS** é uma entidade privada sem fins lucrativos controlada pela ANEEL. Foi criado em 1998 (Lei 9.648) e é responsável por coordenar a geração e as instalações que compõem o sistema de transmissão do país. O ONS supervisiona a transmissão de eletricidade no SIN brasileiro, que cobre a maior parte da rede elétrica do país. É importante ressaltar que as decisões operacionais são tomadas pelo ONS, juntamente com outros agentes do setor, em reuniões regulares com representação garantida de todas as partes. Além disso, para garantir a continuidade e a segurança do fornecimento de eletricidade em todo o país, as operações do Sistema Interligado Nacional são supervisionadas e avaliadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).
- **A CCEE** é uma organização civil privada, sem fins lucrativos, formada em 2004 por decreto do governo para realizar transações por atacado e a comercialização de energia elétrica no SIN. A CCEE também é responsável por definir o preço spot para avaliar as transações do mercado de curto prazo.



Figura 3.1. Marco Institucional



7. **Lacunas institucionais.** Embora as instituições mencionadas acima possuam funcionários bem qualificados, existe uma sensação geral no Brasil de que o setor elétrico sofre com processos ineficientes e burocracia excessiva. Assim, é necessário avaliar a possibilidade de simplificar, excluir ou melhorar processos e atividades:

- **É necessária maior digitalização e integração digital entre as instituições** no processo de concessão e na padronização de processos para projetos de livre mercado e projetos regulados (ACL e ACR), bem como melhorias nos processos de qualificação técnica nos leilões de geração e melhorias relacionadas às concessões de transmissão.
- **É necessária uma abordagem governamental integrada à qualidade regulatória e com forte apoio político de mais alto nível.** O uso de evidências no processo regulatório, por meio de uma AIR *ex-ante*, poderia ser empregado de forma mais consistente no setor elétrico. Seria, portanto, importante harmonizar a metodologia da AIR e expandir seu uso com foco em regulamentações com grandes impactos, adotando um controle de qualidade independente por meio de um órgão externo às instituições.
- **Autonomia dos reguladores.** De acordo com as perspectivas de política da OCDE,⁶⁵ o Brasil também se beneficiaria do fortalecimento da autonomia dos reguladores, considerando-se a questão de interferência política do governo e os interesses das empresas reguladas. Isso inclui limitar ainda mais a possibilidade de nomeações políticas, pois as pesquisas empíricas as associam à baixa capacidade nos órgãos em questão.

8. **Regulamentos de mercado.** Em 2004, o governo brasileiro implementou um novo modelo para o setor elétrico: uma abordagem híbrida de envolvimento do Estado, que dividiu o setor em mercado regulado e não-regulado para diferentes produtores e consumidores. Essa abordagem

⁶⁵ <https://www.oecd.org/policy-briefs/Brazil-Regulatory-Reform-EN.pdf>



possibilita investimentos públicos e privados em novos projetos de geração e distribuição. Uma das principais mudanças introduzidas foi a criação de dois ambientes de comercialização de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde os consumidores cativos das distribuidoras negociam contratos por meio de leilões; e o ambiente de contratação livre, onde os consumidores negociam seus contratos livremente. A comercialização da eletricidade ocorre através de um sistema de leilão específico e coordenado pelo governo. No ACR, os participantes incluem geradoras, distribuidoras e comerciantes (que só podem negociar em leilões de energia já existentes). Os participantes do ACR celebram contratos, regulados pela ANEEL, por meio de leilões de energia, realizados pela CCEE, que fixam o preço. No ambiente de contratação livre, geradoras, comerciantes e consumidores negociam livremente os preços e as regras de contrato e definem os tipos de contrato. A participação de um agente na CCEE é definida pela Convenção de Comercialização de Eletricidade, que foi introduzida pela ANEEL em 2004 e especifica um conjunto de regras e obrigações para todos os participantes.

Figura 3.2. Estrutura do Mercado



Fonte: ENEL.

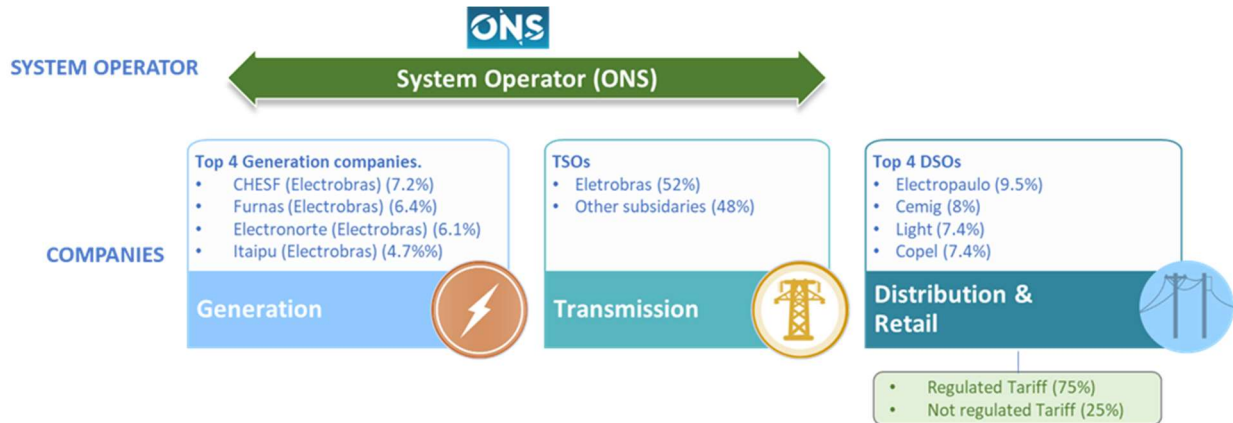
9. Agentes de mercado

- **Geração:** Grande parte da geração energética no Brasil está concentrada nas mãos de poucas empresas, que tendem a ser públicas.
- **Transmissão:** a transmissão fica, principalmente, sob o controle do governo, seja pela Eletrobras (federal) ou por empresas estaduais (São Paulo-CTEEP, Minas Gerais - Cemig e Paraná - Copel). Embora a regulamentação permita concessões ao setor privado, a maioria foi para as subsidiárias da Eletrobrás.
- **Distribuição:** 73% da distribuição no Brasil é controlada pelo setor privado. A distribuição também está concentrada em algumas poucas empresas. As dez empresas com as maiores receitas concentram 56,4% de participação na receita do mercado e 57,2% de participação no mercado de consumidores. Em 2012, a ANEEL introduziu uma nova resolução (Resolução 482/2012) que define as condições de microgeração (até 100 kW de potência) e minigeração (de 100 kW a 1 MW), permitindo que os consumidores instalem geradores inteligentes e troquem eletricidade com os distribuidores locais. Sob esse sistema de mini-redes (*mini-grids*) ou foras-da-rede (*off-*



grids), os consumidores podem gerar sua própria energia (usando energia renovável, como solar e eólica) que, se não consumida, é injetada no sistema em troca de crédito nos meses seguintes. Este regulamento foi atualizado em 2015 para dar mais flexibilidade à microgeração e elevar os limites de geração para 5MW. Do lado do consumo, o país possui uma grande base de 72.377.000 consumidores finais de eletricidade, dos quais a grande maioria (61.687.000) é residencial. O consumo total já chegou a 448.117 GWh, com um consumo médio de 516 kWh por mês; o setor residencial já atingiu 117.646 GWh, com um consumo médio de 159 kWh por mês. A taxa de acesso à eletricidade no Brasil, segundo o Banco Mundial, é de 99,5%. Esse nível de cobertura quase universal é uma grande conquista - considerando-se que o acesso era de 90% em 1990 - resultante, em grande parte, de programas como o Luz Para Todos, iniciado em 2003 e ainda em vigor, que enfatizam a inclusão de consumidores de baixa renda na rede elétrica.

Figura 3.3. Agentes de Mercado



10. Lacunas de regulamentação no mercado.

- **Eliminar barreiras às novas tecnologias (incluindo recursos energéticos distribuídos).** Considerando-se as novas tecnologias com o potencial de afetar tanto o consumo quanto a geração de energia, a percepção é de que o setor energético brasileiro precisa identificar um modelo de mercado e uma estrutura legal e regulatória que preservem o princípio da neutralidade tecnológica. Portanto, é necessário avaliar os fatores conducentes à inserção dessas novas tecnologias, através de regulamentação sem barreiras e subsídios implícitos a tecnologias específicas.
- **Possibilitar ainda mais a liberalização do mercado.** O Governo Federal quer se engajar na abertura do mercado, mas sem aumentar os subsídios cruzados entre os consumidores do mercado regulado, atualmente o principal grupo que garante a adequação do sistema, e os consumidores do mercado livre, que se beneficiam da adequação do mercado e de subsídios tarifários ao usarem o sistema. Assim, a abertura do mercado deve ser feita com uma alocação "justa" dos custos e riscos. Para



tal, é necessário aprimorar os mecanismos de precificação do Mercado de Curto Prazo (independentemente do modelo, seja por custos ou pela oferta de preços), a separação entre potência e energia, melhorias nas garantias financeiras, simetria, informação e o tratamento de casos de inadimplência. Nesse sentido, a redução dos limites de acesso ao mercado livre para valores de demanda inferiores a 1.000 kW deve ocorrer após a implementação de melhorias na precificação e no funcionamento do mercado de curto prazo e após (ou em simultâneo) com a separação entre a potência e a energia. Esse sistema precisa ser aperfeiçoado antes de 2026, quando o governo pretende permitir que os consumidores com cargas abaixo de 500kW participem do mercado livre. Além disso, a alocação de qualquer excesso não-intencional de eletricidade contratada pelas distribuidoras, resultante da migração de consumidores do mercado regulado para o mercado livre, deve estar sujeita a uma taxa a ser custeada por todos os consumidores. Consequentemente, a abertura do mercado deverá seguir um processo gradual. Finalmente, a liberalização completa do mercado acarreta a separação entre a prestação de serviços de distribuição e o fornecimento de energia. Os consumidores que não quiserem migrar para o mercado livre podem ser atendidos pela figura do Comercializador de Energia Regulado. Para viabilizar essa estrutura, a ANEEL e a CCEE precisam estudar as questões e os impactos da plena liberalização do livre mercado, conforme mencionado acima.

- **Necessidade de melhorar os processos de contratação.** É necessário aumentar a eficiência do processo de contratação, reduzir os custos e mitigar os impactos, especialmente para as Distribuidoras. Há uma sugestão nesse sentido do grupo de trabalho designado pelo governo para criar um Agente Centralizador de Contratos até 2022, no contexto de Liquidação Financeira Centralizada no ACR. No entanto, é necessária uma análise mais aprofundada (e de impacto) sobre como o Centralizador poderia facilitar a transição para um novo modelo de mercado de energia no Brasil; essa consideração deve estar alinhada com o projeto final de modernização do setor.
- **Sustentabilidade do setor de distribuição.** As transformações globais direcionadas à descentralização da geração, digitalização da rede, mobilidade elétrica e valorização das escolhas individuais, pressionam por melhorias no segmento de distribuição, inclusive exigindo estudos sobre qual deve ser o papel do setor de distribuição em um ambiente onde todos os consumidores estarão, potencialmente, no mercado livre. Para superar os problemas que afetam a sustentabilidade da distribuição elétrica, existem algumas medidas possíveis, como a adoção de uma tarifa binomial de baixa voltagem. No entanto, é necessária uma avaliação mais aprofundada, como o sinal locacional e temporário para os consumidores do mercado livre ou que geram sua própria energia, e a separação dos serviços de comercialização e distribuição de eletricidade, entre outros. Além do diagnóstico e das primeiras indicações de medidas, o grupo propôs um Plano de Ação com estudos de avaliação, regras de transição, prazos e impactos, dando valor à transparência e previsibilidade no setor.

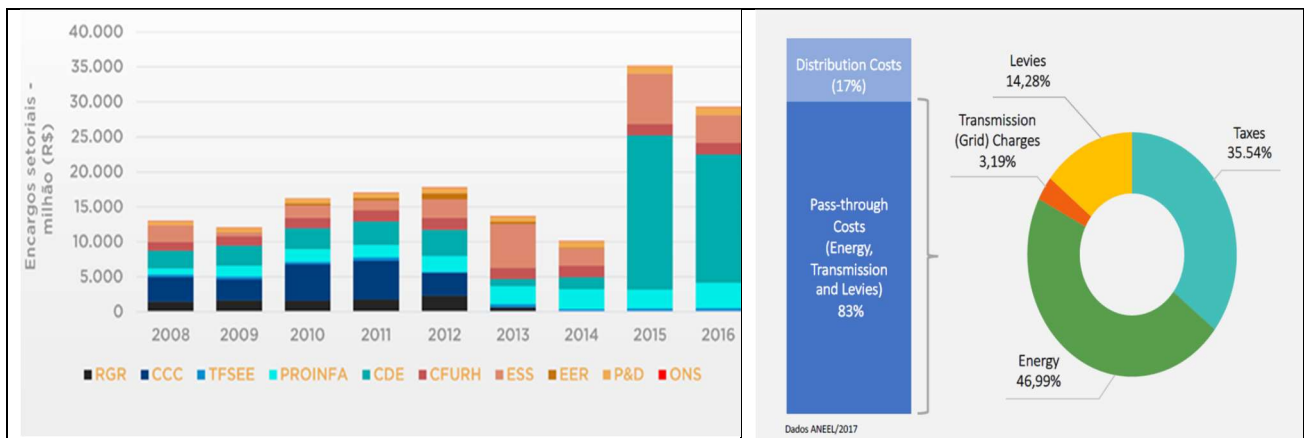
11. Estrutura de preços e tarifas. O mercado brasileiro de energia regulou os preços para os clientes de varejo, incorporando subsídios cruzados entre os grupos de consumidores do mercado regulado (ACR); e preços *spot* livres definidos em leilões do mercado de energia para consumidores do mercado livre (ACL). As tarifas reguladas de energia elétrica são definidas pela ANEEL por meio



de Revisões Tarifárias Periódicas e variam para cada empresa de distribuição de energia.⁶⁶ Os consumidores "livres" podem contratar energia a preços mais competitivos⁶⁷ e mediante condições estipuladas em contratos bilaterais.

12. A estrutura de precificação apresenta grandes distorções decorrentes de subsídios cruzados e taxas para setores específicos, gerando preços altos e não-transparentes para o consumidor final. Primeiro, com relação aos encargos específicos do setor, a Figura 15 mostra que cerca da metade da tarifa de eletricidade é composta por impostos e taxas. A introdução de tarifas setoriais na tarifa regulada tem sido usada como ferramenta para a implementação de políticas governamentais, desde a promoção de energias renováveis e eficiência energética até o acesso para os pobres, gerando a aumentos expressivos nas tarifas. De fato, as taxas mais do que compensaram quaisquer ganhos de eficiência nos leilões recentes de fornecimento de energia a longo prazo e sobem a um ritmo bem mais rápido do que o custo médio da energia (Figura 3.4).

Figura 3.4. Evolução das Tarifas Setoriais e Composição da Tarifa de Eletricidade



Fonte: FGV (2017b) e Dutra (2018).

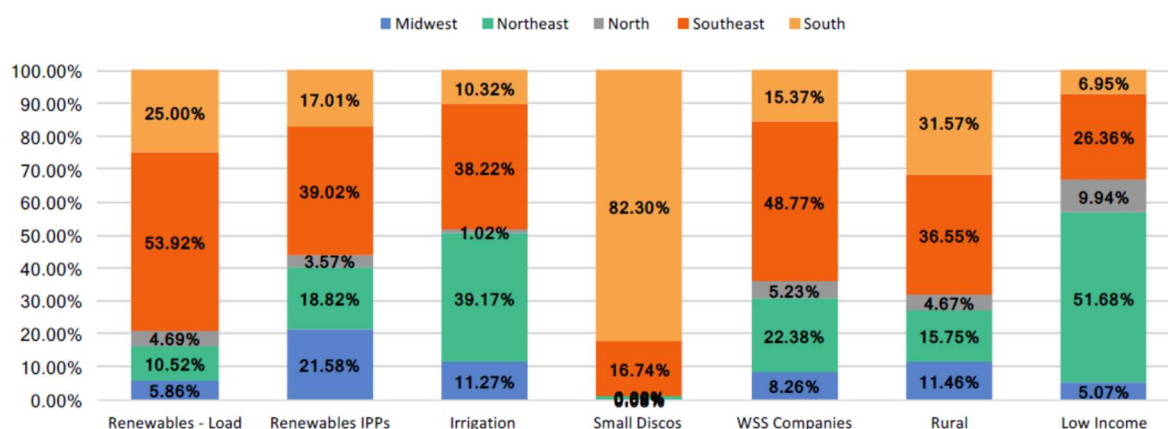
13. Há um enorme número de subsídios cruzados entre os diversos subsectores energéticos. Atualmente, a taxa mais relevante é a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), mas ela não é a única (ver a Tabela 3.1, abaixo). Além disso, a cobrança da CDE foi modificada em 2013 e passou a incorporar várias outras taxas e encargos, ampliando consideravelmente seu escopo. Além disso, os vários subsídios cruzados têm consequências regionais perversas. Devido à multiplicidade de usuários que se beneficiam de tarifas reduzidas, as regiões mais desenvolvidas têm recebido uma parcela maior do total de subsídios do que as regiões mais pobres (ver a Figura 3.5).

⁶⁶ As tarifas dependem do tipo de cliente e são compostas por vários "encargos", como impostos, custo médio da energia, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), retorno sobre o capital, entre vários outros custos. A estrutura de preços é caracterizada por um regime fixo para todos os consumidores de baixa tensão, com subsídios para áreas rurais (desconto de 10%) e serviços públicos (desconto de 15%). Consumidores residenciais de baixa renda inscritos no Cadastro de Programas Sociais do Governo Federal se beneficiam de uma tarifa social para populações de baixa renda.

**Tabela 3.1 Encargos e Taxas**

Encargo	Descrição
CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) - extinta pela MP 579, com as principais atribuições transferidas para a CDE.	Subsidiar a geração térmica de sistemas isolados (principalmente no Norte)
RGR (Reserva Global de Reversão) (extinta pela MP 579, com as principais atribuições transferidas para a CDE)	Compensar os ativos ligados à concessão e promover a expansão do setor elétrico
TFSEE (Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica)	Fornecer recursos para a operação da ANEEL
CDE (Conta de Desenvolvimento Energético)	Proporcionar o desenvolvimento energético a partir de fontes alternativas; proporcionar a universalização do serviço energético; e subsidiar a tarifa de consumidores residenciais de baixa renda
ESS (Encargos de Serviços do Sistema)	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Interconectado Nacional
PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas)	Subsidiar fontes alternativas de energia, geralmente mais caras que as fontes convencionais
P&D (P&D e eficiência energética)	Promover a pesquisa científica e tecnológica relacionada à eletricidade e ao uso sustentável de recursos naturais
NOS	Proporcionar recursos para a operação do Operador Nacional do Sistema
CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos)	Compensar financeiramente o uso da água e da terra produtiva para fins de geração de energia elétrica

Fonte: ABRADÉE.

Figura 3.5. Subsídios Cruzados entre Regiões

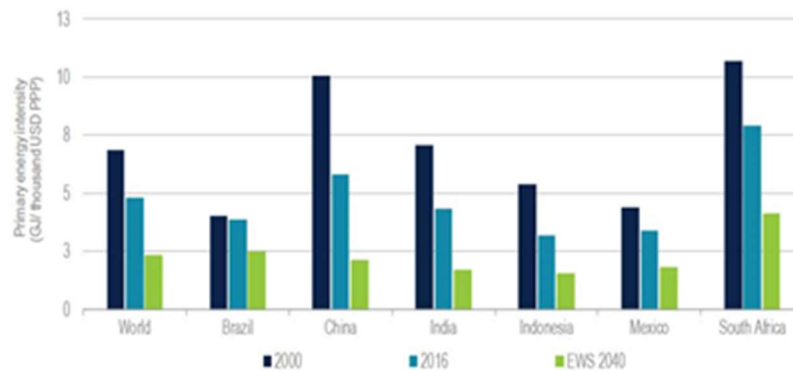
Fonte: Dutra (2018).

14. Investimentos em energia limpa. O Brasil tem um forte histórico de mobilização de investimentos em energia renovável. Atualmente, o país ocupa o primeiro lugar no ranking mundial



de investimentos anuais em energia hidrelétrica, biocombustíveis (biodiesel e etanol) e capacidade de aquecimento solar de água. No entanto, o Brasil fica muito atrás em termos de eficiência energética e intensidade energética. O Conselho Americano para uma Economia de Energia Eficiente (ACEEE) mede esse desempenho com uma variedade de indicadores, incluindo o investimento per capita, a eficiência da gestão e outros. Entre 1986 e 2015, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) investiu US\$ 808 milhões, gerando uma economia de 92,2 TWh de eletricidade. Nos últimos 18 anos, os projetos do PEE atingiram o patamar de 9,48 TWh por ano em redução do consumo de eletricidade e 2,95 GW em redução da demanda nos horários de pico. Com esse desempenho, em uma lista de 23 países analisados pelo ACEEE, o Brasil ocupa o penúltimo lugar. Em comparação a outras grandes economias emergentes, o Brasil apresenta uma redução marginal da intensidade energética a partir de 2016, mas ainda longe das quedas registradas em outros países ou mesmo globalmente. É necessário um ponto de inflexão na eficiência energética no Brasil para conter o crescimento das emissões do setor energético. A Consulta Pública 7/2018 sobre leilões de eficiência energética no Brasil está considerando um pregão de geração de energia no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE). Um projeto-piloto está sendo planejado para Roraima, o único estado não conectado ao SIN e que depende de energia importada. A ideia do pregão é que as empresas concorram para oferecer uma economia de energia média de, no mínimo, 500 quilowatts (kW) e, no máximo, 1 megawatt (MW) por ano. A ANEEL espera a participação de projetos alternativos focados na redução do consumo energético, como sistemas de energia renovável de GD e melhorias na iluminação pública. O sucesso deste pregão pode incentivar o aumento da concorrência entre tecnologias alternativas de economia de energia e possibilitar uma expansão mais substancial desse mercado.

Figura 3.6. Evolução da Intensidade Energética

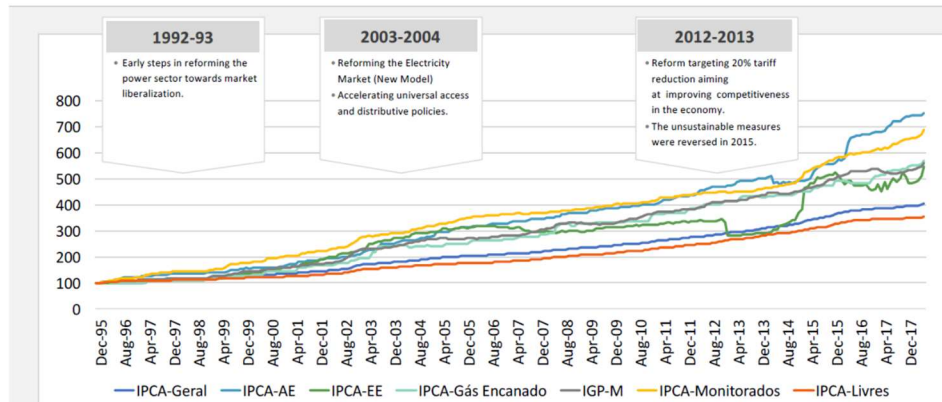


Fonte: IEA (2018).

15. Preços da eletricidade. A evolução dos preços ao longo do tempo aponta para um aumento expressivo dos preços administrados. Os preços industriais também são relativamente altos em comparação a outros países da região



Figura 3.7. Evolução dos Preços Administrados



Fonte: Dutra (2018).

16. Lacunas na formação de preços.

- **Necessidade de atualizar os mecanismos de formação de preços.** Atualmente, o sistema elétrico adota um mecanismo de precificação baseado em modelos computacionais de minimização de custos. O grupo de trabalho está avaliando a precificação por modelos, por ordem de expedição e uma forma híbrida desses dois mecanismos. Mudar do mecanismo atual para um baseado no mérito da expedição capturaria melhor a percepção de risco dos agentes e não exigiria a necessidade de auditar informações de custo. No entanto, alguns agentes podem abusar seu poder no mercado e seria mais difícil para o governo garantir a segurança energética. Ficou, portanto, decidido que seria necessária uma análise mais aprofundada para informar a decisão, incluindo o que fazer com os instrumentos tradicionais ("legacy") do mercado atual.
- **Necessidade de atualizar os critérios de fornecimento e o mecanismo usado atualmente para garantir o fornecimento adequado** (incluindo a separação contratual entre a capacidade e a produção de energia) - O grupo de trabalho designado pelo governo analisou formas de garantir o fornecimento de eletricidade para que todos os consumidores sejam atendidos a qualquer momento, mesmo em períodos críticos. Para tal, foram identificados dois fatores principais que apontam para a necessidade de contratação separada da capacidade de potência e da produção de energia, além da consequente alteração do mecanismo usado atualmente para garantir o fornecimento adequado. O primeiro fator é a mudança da matriz energética brasileira e consequente restrição do sistema, não apenas em termos de energia, mas também de capacidade de potência. O segundo é a alocação dos custos de segurança do fornecimento e o cumprimento da capacidade, principalmente para os consumidores atendidos de forma regulada pelas distribuidoras, e não a repartição desses custos, como bem público, entre todos os consumidores de eletricidade - ou seja, com a participação de consumidores que atuam no mercado livre. Além disso, a precificação conjunta da potência e da energia prejudica a precificação de novos produtos necessários para o sistema, negociando a adequação do sistema conjuntamente com um produto financeiro. Portanto, é necessário avaliar a maneira



de contratar os requisitos do sistema para garantir a expansão sustentável do fornecimento de energia, garantindo a confiabilidade e a segurança do sistema e com foco no financiamento do projeto. Como resultado, o grupo de trabalho propôs a implementação de mecanismos de contratação adequados, separando a comercialização da produção de capacidade de energia elétrica da capacidade de potência. No entanto, para lograr essa separação, é necessário aprofundar os conceitos e metodologias, bem como definir ações de transição para acomodar a possível contratação de capacidade / potência com o menor legado crítico possível.

- **Modernização dos modelos de leilão.** O governo está buscando modernizar seus modelos de leilão, atualmente baseados em hidrotérmicas, para, dentre outros elementos, incorporar outras fontes (como a ERV). O trabalho para modernizar o sistema precisaria abarcar os seguintes aspectos: contratação de modalidade marginal de leilões de energia (LEN); adoção da margem de rentabilidade como critério de seleção; revisão dos produtos negociados e modelos de contrato no LEN; aprimoramento da metodologia de cálculo e revisão da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão; bem como estudos sobre novos sistemas que possam ser necessários para os leilões durante o período de transição e no novo modelo
- **Necessidade de racionalização dos encargos e subsídios.** Parte das sugestões recebidas na Consulta Pública do MME 45/2018 foi implementada e as demais exigem mudanças na legislação. Há necessidade de estudos adicionais sobre os subsídios implícitos à microgeração e à minigeração distribuídas, com base no realismo tarifário, para que os consumidores também participem dos outros custos relacionados à disponibilidade da rede e dos custos de políticas públicas aos quais outros consumidores estão sujeitos.
- **Atualização das regras de despacho e MRE.**⁶⁸ O grupo de trabalho identificou possíveis propostas de aprimoramento em três pilares para o MRE, consistindo em ações que, na maioria dos casos, podem ser implementadas no curto e médio prazo. O primeiro pilar reúne ações que visam melhorar o MRE, buscando identificar e remover os fatores não-relevantes ao risco hidrológico. O segundo pilar é composto por ações que visam melhorar o funcionamento do próprio mecanismo. Por fim, foi proposta a elaboração de um mecanismo voluntário de proteção financeira (*hedge*) para as usinas do MRE a partir dos volumes liquidados pela energia de reserva no mercado de curto prazo. No entanto, é necessária uma solução estrutural para impedir a reincidência do problema, que avalie como ajustar as garantias físicas à realidade operacional do sistema e também as melhorias no MRE aqui apontadas, reforçando a relevância do monitoramento das ações por meio do Plano de Ação.
- **Sustentabilidade da transmissão.** As lacunas na transmissão estão relacionadas às instalações de transmissão no fim da vida útil do SIN e à simplificação da liquidação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Além disso, é necessário que a ANEEL avalie o processo simplificado proposto para a liquidação da TUST; também deve avaliar e deliberar sobre medidas relacionadas aos ativos de transmissão em fim

⁶⁸ O MRE é um mecanismo financeiro que visa compartilhar os riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN.



de vida que visam mitigar as incertezas das empresas de transmissão em relação à remuneração de seus investimentos e à capacidade do sinal econômico de induzir a máxima disponibilidade das instalações de transmissão. Também é necessário avaliar a viabilidade da proposta de mecanismos de financiamento para a modernização de equipamentos de transmissão no fim da vida útil junto às instituições financeiras.

- **Necessidade de planejamento integrado de gás e eletricidade.** Existem lacunas na forma de alinhar os dois setores com vista a aumentar a participação de gás no mercado de energia e sua penetração na matriz elétrica. Isso incluiria uma atualização dos diagnósticos e recomendações feitas no programa Gás para Crescer, uma avaliação dos custos e riscos da integração dos dois setores, bem como uma revisão do desempenho dos modelos existentes de contrato com usinas térmicas.



ANEXO 4: AVALIAÇÃO INSTITUCIONAL: GÁS NATURAL

1. De acordo com a legislação vigente, as autoridades responsáveis pelo setor de gás natural no Brasil são o **CNPE**, **MME**, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (**ANP**) e as agências reguladoras locais (estaduais).
 - (a) **O CNPE goza de boa reputação em matéria de definição de políticas / coordenação intergovernamental.** O CNPE foi criado pela Lei 9.478/1997, também conhecida como a Lei do Petróleo. É responsável por assessorar a Presidência e seu principal objetivo é elaborar / formular políticas e diretrizes de energia, inclusive para o gás natural. O conselho é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e inclui vários membros do alto escalão do governo, incluindo o Ministro da Economia, o Ministro da Infraestrutura e o Ministro das Relações Exteriores. Em abril de 2019, o CNPE instituiu o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural para identificar e promover medidas visando aumentar a concorrência no setor, culminando no lançamento do programa Novo Mercado de Gás. O CNPE esteve bastante ativo em 2019, publicando 29 resoluções (em comparação a 19 em 2018), refletindo, em parte, a prioridade atribuída pelo atual governo / presidência à reforma do setor de energia / gás natural.
 - (b) **O MME possui órgãos técnicos fortes encarregados da definição / supervisão de políticas, mas se depara com limitações (humanas, financeiras) em seu apoio à reforma do setor de gás natural.** O MME foi criado em 1960 pela Lei 3.782 e é o poder concedente, formulador e supervisor de políticas públicas para os setores de mineração e energia. No caso do gás natural, por exemplo, o MME é responsável, entre outras atividades, por determinar quais gasodutos de transporte de gás devem ser construídos ou ampliados. Para cumprir essa responsabilidade, o ministério deve elaborar, com o apoio da EPE e da ANP, o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário. Na estrutura atual, questões relativas ao gás natural são tratadas no MME principalmente pela Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e seu Departamento de Gás Natural (DGN). A Secretaria, por sua vez, trabalha com recursos / capacidade limitados, mas com responsabilidades crescentes associadas ao fato de que o sucesso do esforço de reforma do setor de gás natural exige uma formulação clara de políticas e uma supervisão contínua por parte do MME.
 - (c) **A ANP dispõe de boa reputação técnica, mas enfrenta vários desafios que afetam sua capacidade de atuar como agência reguladora federal do setor de gás natural.** A ANP foi instituída pela Lei 9.478 / 97 e, dentre outras atribuições, é responsável por regular, contratar e supervisionar atividades econômicas relacionadas ao setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, com o objetivo de garantir o fornecimento de combustível e proteger os interesses dos consumidores. A ANP também é responsável por supervisionar o cumprimento dos padrões de segurança e seus regulamentos. A ANP é um centro de referência em termos de dados e informações sobre o setor de petróleo e gás. Além disso, para promover a concorrência nos mercados de petróleo e gás, o Artigo 10 da Lei do Petróleo exige que a ANP informe às autoridades governamentais relevantes quaisquer práticas com potencial anticoncorrencial nos mercados que regula. A Lei 11.909 (Lei do Gás Natural) atribuiu à ANP as seguintes



funções: (i) autorizar a venda de gás natural dentro da esfera de jurisdição do Governo Federal; (ii) organizar leilões e assinar contratos de concessão de gasodutos de transporte; (iii) estabelecer (no caso de concessões) ou aprovar (no caso de licenças) as taxas de transporte de gás natural; e (iv) supervisionar os contratos e permissões decorrentes. A ANP também regula e supervisiona o armazenamento de gás natural, supervisiona a trajetória do produto pela rede de transporte e coordena a distribuição de gás natural em situações de contingência. Com a Lei do Gás Natural e a Lei 9.478, também foram introduzidos agentes “auto-importadores” e de “autoprodução”, que usam o gás como matéria-prima ou combustível em seus processos industriais e que são obrigados a fazer um pré-cadastro junto à ANP e enviar planos detalhados sobre o uso que darão ao gás natural - desde a produção ou importação até o consumo final. Atualmente, a regulamentação e a supervisão do setor de gás natural estão dispersas entre os vários departamentos da ANP e a capacidade / experiência para supervisionar o setor é limitada. No entanto, a ANP deverá assumir um papel muito mais ativo no setor de gás natural à medida que o domínio da Petrobras no setor for diminuindo; isso exigirá um foco renovado e regulamentos (medidas) para esclarecer os deveres / responsabilidades, além de recursos humanos, ferramentas e equipamentos adicionais para a ANP. Em 2009, a chefia da ANP indicou a intenção de contratar mais 20 a 30 pessoas dedicadas exclusivamente à regulamentação do mercado de gás natural na ANP. Além disso, a ANP enfrenta um crescente vácuo de liderança; 3 dos 5 membros da diretoria da ANP – incluindo o Diretor-Geral da ANP – tiveram que ser nomeados em 2020. Ao passo que se espera um papel mais ativo e mais forte da ANP no setor de gás natural, a incerteza associada à falta de liderança clara no órgão representa sérios riscos à reforma.

- (d) **Os reguladores estaduais geralmente não possuem a experiência, capacidade e os recursos necessários para regular, efetivamente, um mercado de gás mais aberto / competitivo.** O entendimento legal vigente é de que o Governo Federal pode introduzir regras obrigatórias somente até o limite do município (os "portões da cidade"). Segundo esse entendimento, o Governo Federal não pode adotar regras para todo o território nacional no que diz respeito à regulação e às empresas que atuam nas redes locais de distribuição, ou mesmo à tributação. Consequentemente, não existe uma tarifa uniforme de distribuição de gás natural no Brasil. As diferenças regionais de preços surgem porque não há um procedimento regulatório exclusivo para os preços do gás natural para as famílias e indústrias dos estados. A falta de harmonização das regulamentações em todo o país também afasta os investidores, principalmente os interessados em operar em nível nacional, pois acrescenta um nível considerável de complexidade. Muitos estados, incluindo o Rio de Janeiro, São Paulo e Bahia, criaram agências reguladoras locais para monitorar as operações das distribuidoras locais de gás natural. Essas agências reguladoras locais costumam ser vítimas de pressão política na esfera local e indispõem da capacidade e dos recursos necessários para realizar atividades efetivas de regulação, principalmente se a Petrobras perder o domínio do setor e os reguladores locais tiverem que lidar com diversos atores.



2. Além das entidades mencionadas acima, o Brasil possui outras autoridades que trabalham com questões relacionadas ao setor de gás natural, como o Ministério da Economia, o CADE e a EPE:

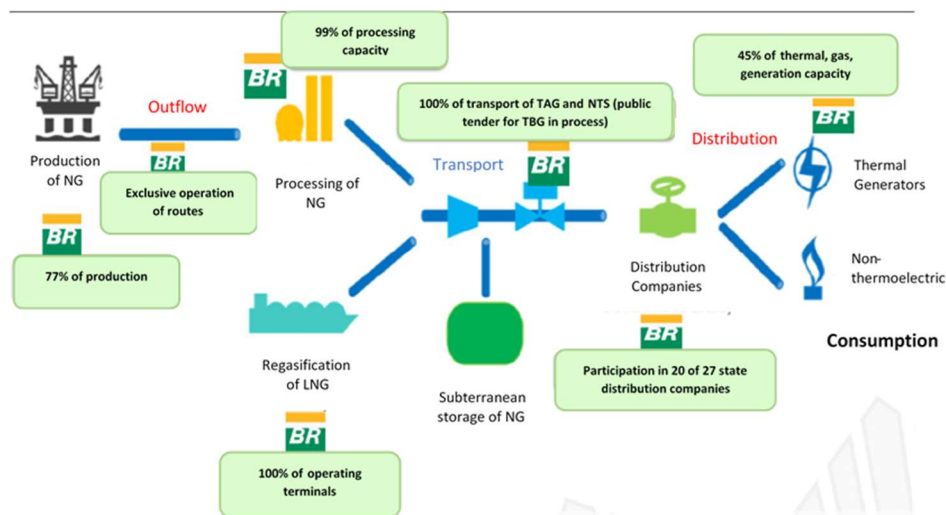
- (a) **A EPE goza de boa reputação técnica, mas enfrenta restrições (principalmente de recursos humanos) que limitam sua resposta às crescentes demandas relativas à reforma do setor de gás natural.** A EPE foi criada em 2004 pela Lei 10.847. É uma entidade independente, subordinada apenas ao MME, que fornece serviços e estudos para o desenvolvimento, planejamento e pesquisa no setor energético. Especificamente sobre o gás natural, a EPE realiza estudos nas seguintes áreas: i) avaliação de recursos, potencial de exploração e produção de cada área do país, previsões de produção e estimativas de investimentos e demanda de equipamentos; ii) setores de infraestrutura e de fornecimento de gás natural, incluindo projeções de preços, oferta nacional e internacional, equilíbrio entre a demanda e a oferta de gás natural e simulações da rede de dutos de transporte, entre outros; e iii) projeções da demanda termelétrica e não-termoelétrica por gás natural. A EPE tem o papel importante de informar o atual esforço de reforma do setor de gás natural, trazendo insumos críticos para identificar lacunas e auxiliando no acompanhamento, como um dos cinco membros do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural. Assim como a ANP e o MME, a EPE enfrenta restrições (principalmente de recursos humanos) para lidar com a nova demanda por pesquisas e serviços associados à reforma do mercado de gás natural.
- (b) **O Ministério da Economia detém uma capacidade forte e contribui para a gestão do setor de gás natural.** A Medida Provisória 870, de 1º de janeiro de 2019, definiu a nova estrutura do Governo Federal. Na reorganização dos órgãos da Presidência da República e seus ministérios, foi criado o Ministério da Economia, concentrando as atribuições dos Ministérios da Fazenda, Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, Indústria, Comércio Exterior e Serviços e Trabalho. A estrutura do Ministério da Economia foi finalizada com a aprovação da MP, que se tornou a Lei 13.844, de 18 de junho de 2019. A Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria (SECAP) do Ministério da Economia contribui para a melhoria do setor energético, incluindo gás natural, com foco na promoção da concorrência, no monitoramento de políticas públicas e na análise do impacto regulatório. Também avalia e propõe ações relacionadas à gestão de políticas de infraestrutura no setor energético. A SECAP também elabora estudos e pesquisas quantitativas em apoio à formulação de políticas públicas para o setor energético. A SECAP representa o Ministério da Economia no CNPE. O Ministério da Economia é membro ativo do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural e tem desempenhado um papel crítico nos esforços de reforma, facilitando e apoiando medidas como a simplificação tributária. Atualmente, o transporte de gás natural recebe o mesmo tratamento que outras mercadorias, cuja tributação ocorre no fluxo físico, incompatível com as características de fungibilidade do gás natural e com as operações de otimização de fluxo. Essa barreira inviabiliza o regime de entrada e saída, considerado um dos pilares do Novo Mercado de Gás.
- (c) **O CADE goza de boa reputação técnica e tem sido fundamental para os esforços de mudar o mercado de gás natural.** O Conselho Administrativo de Defesa Econômica foi



criado pela Lei 12.529/11. É um órgão independente que se reporta ao Ministério da Justiça e visa garantir a livre concorrência. O CADE investiga e decide, em última instância, sobre questões de concorrência, além de ser responsável por promover e fomentar a cultura de concorrência no Brasil. Em 2015, o CADE instaurou um Processo Administrativo para avaliar possíveis condutas anticompetitivas no serviço de fornecimento de gás natural por parte da Petrobras. Em julho de 2019, depois de vários anos de negociações, a Petrobras assinou um Acordo com o CADE, consolidando os entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil, incluindo a venda de participações em empresas atuantes no setor. O objetivo do Acordo foi preservar e proteger as condições de competitividade, visando abrir o mercado brasileiro de gás natural, incentivar a entrada de novos atores nesse mercado e suspender os processos administrativos instaurados pelo CADE para investigar os negócios de gás natural da Petrobras. O CADE está acompanhando de perto a execução deste Acordo, considerado crítico para sua missão de promover a concorrência e também para a reforma do mercado de gás natural. O CADE é um dos membros do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural.

3. Historicamente, o mercado de gás natural no Brasil tem sido, na prática, controlado pela Petrobras, conforme ilustra a figura abaixo.

Figura 4.1. Mercado de Gás Natural



Fonte: BM baseado no Ministério da Economia / SECAP, 2019.

4. **A Petrobras** há muito tempo desempenha um papel dominante no setor de gás natural no Brasil. Além de ser responsável por mais de 77% da produção nacional de gás, a Petrobras era, essencialmente, o único fornecedor de gás natural no mercado, pois comprava e comercializava praticamente toda a produção restante e todas as importações de gás natural do país. Por meio de suas subsidiárias, a Petrobras também controlava a maior parte da infraestrutura de processamento e transmissão do país, além de 45% das usinas térmicas (as principais consumidoras). A Petrobras tem uma estrutura de capital misto, com ações flutuantes negociadas nos mercados nacional e internacional, e o Governo Federal controla a maioria dos direitos de voto.



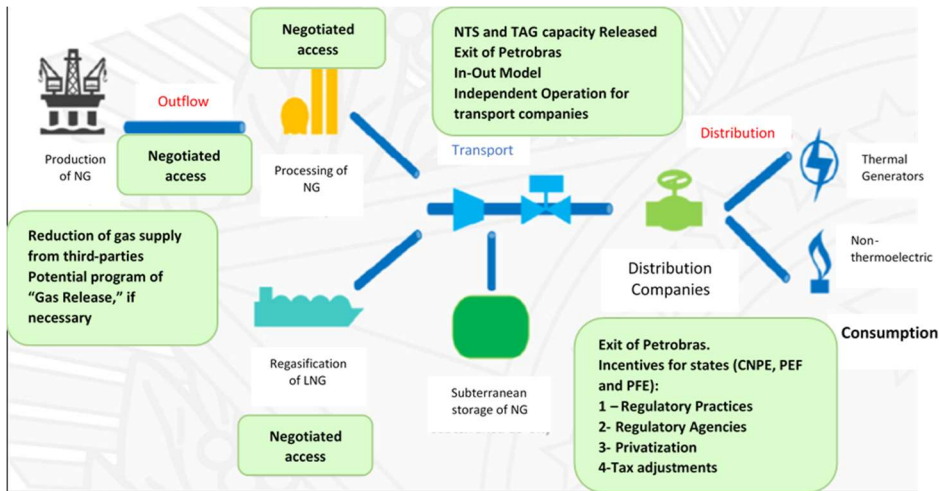
5. Depois de décadas de, na prática, monopólio estatal (da Petrobras), estão começando a surgir sinais da abertura efetiva do mercado de gás. Em decorrência do programa de PPI da Petrobras, que gerou mais de US\$ 20 bilhões em vendas de ativos desde 2015, novos atores puderam adquirir partes dos sistemas de transmissão e distribuição de gás natural do país. Em 13 de junho de 2019, a Petrobras fechou a venda de 90% de sua participação na TAG, a empresa de gasodutos responsável pelo transporte de gás natural em todo o litoral das regiões Sudeste e Nordeste do Brasil, com uma infraestrutura de aproximadamente 4.500 quilômetros de gasodutos. Esse foi o maior desinvestimento da história da Petrobras até o momento. Em julho de 2019, a Petrobras firmou um acordo com o CADE e se comprometeu a vender as seguintes participações: (i) Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) - 10%; (ii) TAG - 10%; (iii) Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - 51%; e (iv) sua participação indireta em empresas de distribuição de gás, optando entre vender sua participação de 51 por cento na Gaspetro ou vender sua participação indireta nas empresas de distribuição. Até que os desinvestimentos ocorram, a Petrobras nomeará, dentro de um prazo de até seis meses a contar da data de assinatura do Acordo, membros independentes da Diretoria Executiva nessas transportadoras e na Gaspetro, de acordo as regras do setor no Novo Mercado, visando garantir a desagregação funcional das empresas. A Petrobras também se compromete a indicar, nos sistemas de transporte, os volumes máximos de injeção e retirada em cada ponto de recebimento e área de entrega, para possibilitar novos ajustes aos atuais contratos de serviços de transporte, para que as transportadoras, sob a supervisão da ANP, possam oferecer a capacidade restante ao mercado, possibilitando que outras empresas usem a rede de transporte não utilizada pela Petrobras. Além disso, a empresa se comprometeu com outras ações para aumentar a competitividade do mercado de gás natural, como: (i) negociar o acesso a ativos de saída e processamento, (ii) abster-se de comprar novos volumes de gás de parceiros / terceiros, salvo em determinadas situações previstas no Acordo, e (iii) a locação do Terminal de Regaseificação no estado da Bahia. A Petrobras afirmou que a assinatura do Acordo está alinhada à estratégia da empresa de melhorar sua alocação de capital e reduzir a alavancagem e o risco regulatório, atuando competitivamente na comercialização de gás próprio e retirando-se completamente das atividades de distribuição e transporte de gás.

6. O Acordo entre a Petrobras e o CADE é um elemento-chave do programa Novo Mercado de Gás, pois configura uma ferramenta que impõe várias diretrizes com o objetivo de promover um mercado competitivo de gás natural, detalhado na Resolução 16 (2019) do CNPE; principalmente os itens relativos ao desmantelamento do papel dominante da Petrobras no setor de gás natural e a abertura do mercado de gás natural, tanto na exploração e produção (*upstream*) quanto no transporte (*midstream*). Por sua vez, os incentivos à melhoria da regulamentação estadual do serviço de distribuição de gás canalizado ocorrerão, principalmente, através da aprovação de duas leis que tratam da promoção do equilíbrio fiscal e do fortalecimento dos estados: (i) O PEF, que já está no Congresso Nacional, autoriza os estados com dificuldades fiscais a receberem garantias da União em operações de crédito futuras, desde que assumam certos compromissos, incluindo a adoção de reformas e medidas estruturais e comportamentais na prestação de serviços de gás canalizado; e (ii) o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE), que possibilita a transferência das participações do governo em petróleo e gás da União para os estados. Parte dos recursos será baseada em indicadores relacionados a melhorias na regulamentação do gás natural. A EPE irá elaborar um ranking no qual os estados com os melhores indicadores receberão mais recursos. Esse ranking levará em consideração, principalmente, a adoção de práticas regulatórias



modernas (de acordo com as diretrizes da ANP), criação, manutenção e fortalecimento de órgãos reguladores estaduais, adesão e manutenção do Ajuste SINIEF 3/2018 referente ao ICMS no transporte de gás natural e a privatização da distribuidora estadual de gás natural. Espera-se que a implementação de todas essas medidas culmine em um Novo Mercado de Gás, detalhado na Figura 4.2.

Figura 4.2. Implementação das Reformas



Fonte: BM baseado no Ministério da Economia / SECAP, 2019.

7. Espera-se que o programa Novo Mercado de Gás ajude a reverter a dinâmica de desinvestimento e desindustrialização nacional no Brasil decorrente do alto custo do gás natural no Brasil - que acabou por elevar os custos de produção das indústrias intensivas em energia - e da redução dos preços manufaturados no mundo. O Ministério da Economia/Fazenda/SECAP realizou simulações sobre o impacto de um choque nos preços da energia (gás natural e eletricidade) no PIB Industrial para avaliar os impactos potenciais e esperados do Novo Mercado de Gás; as simulações revelam, por exemplo, um choque que causa uma queda de 30% nos preços de energia (gás para o setor industrial); no mesmo ano, o crescimento do PIB industrial será de 6,3% e, no ano seguinte, de 4,1% (ver Tabela 4.1). Esses números são as melhores estimativas possíveis com as informações disponíveis. O preço final e o impacto real serão regidos pelas condições do mercado. De qualquer forma, as evidências sugerem que o Novo Mercado de Gás tem o potencial de atrair novos investimentos, desenvolver a infraestrutura, aumentar a produção, promover o crescimento da rede e o consumo residencial e industrial, promover a segurança energética nacional, aumentar a receita de contribuições governamentais (incluindo impostos estaduais), promover a criação de empregos, contribuir para o crescimento do PIB e, principalmente, ajudar a reduzir as emissões de GEE (por exemplo, com a substituição do carvão ou diesel usado na geração termoelétrica por gás natural).

Tabela 4.1. Impacto do Novo Mercado de Gás no PIB industrial

Ano	-20% no preço da energia	-30% no preço da energia	-40% no preço da energia
0	4,2%	6,3%	8,5%
1	2,8%	4,2%	5,6%



Ano	-20% no preço da energia	-30% no preço da energia	-40% no preço da energia
2	1,9%	2,8%	3,7%
3	1,3%	1,9%	2,6%
4	0,9%	1,3%	1,8%
5	0,6%	0,9%	1,3%
6	0,5%	0,7%	0,9%
7	0,3%	0,5%	0,7%
8	0,3%	0,4%	0,5%
9	0,2%	0,3%	0,4%
10	0,1%	0,2%	0,3%

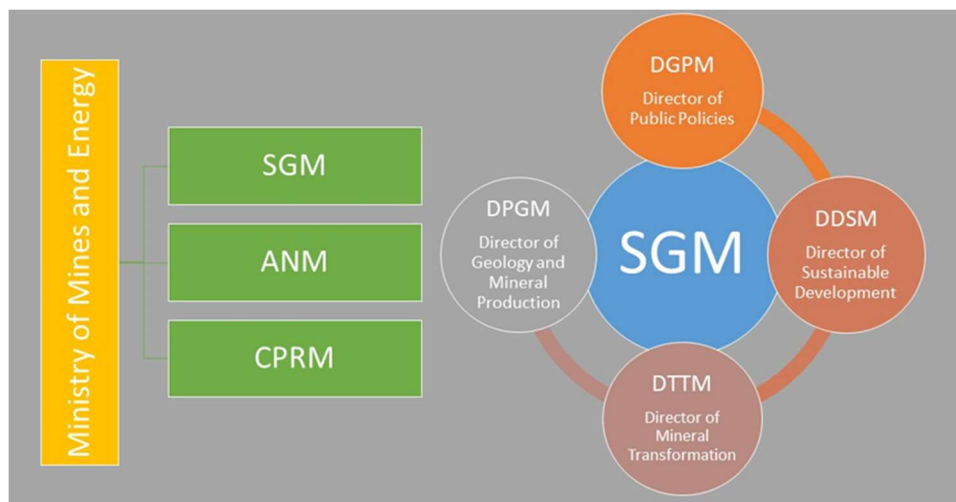
Fonte: Ministério da Economia / Fazenda / SECAP.



ANEXO 5: AVALIAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR DE MINERAÇÃO

1. A aprovação da nova estrutura de mineração pelo Congresso em julho de 2017 foi uma grande reforma institucional. A nova estrutura foi aprovada após 4 anos de extensas discussões no Congresso sobre várias propostas relativas a diversos temas, desde reformas institucionais até taxas de royalties. Apesar de ser um passo importante na modernização de um setor ineficiente e radicado em um modelo antigo e incapaz de acompanhar o dinamismo do setor mineral brasileiro, alguns aspectos importantes foram deixados de lado devido à falta de consenso em algumas das reformas propostas. A principal reforma aprovada foi a substituição do DNPM pela ANM, mais independente.

Figura 5.1. O Setor Mineral no Ministério de Minas e Energia



2. **ANM.** A aprovação da ANM, em julho de 2017, é vista como um passo positivo em vista do envelhecimento do DNPM. Os objetivos eram diminuir a burocracia no processamento de licenças, reduzir os custos de processamento e, de forma geral, modernizar o setor. As melhorias do novo Código de Mineração incluem: (i) o padrão internacional de declarações sobre Reservas e Recursos; (ii) processos online / eletrônicos; (iii) acesso mais fácil à superfície / propriedade por parte do titular; e (iv) a licitação de mais de 30.000 títulos.
3. Além disso, os nove principais fatores de expansão da indústria extrativa do Brasil a serem regulamentados e supervisionados pela ANM são: uma série de medidas que objetivam deixar a regulamentação do setor mais eficiente, como (i) Exigir que os relatórios atuais de exploração adiram às regras internacionais de Declaração de Recursos e Reservas Minerais; (ii) Modernizar o processo de alocação de títulos de pesquisa por ordem de chegada; (iii) Desenvolver um banco de dados de exploração com as empresas que perderam ou abriram mão de seus títulos, disponibilizados como dados em arquivos abertos dentro de um prazo razoável; (iv) Apoiar e coordenar com as instituições ambientais relevantes para agilizar o Licenciamento Ambiental de Outorgas de Exploração, mantendo altos padrões; (v) Criar um sistema de gestão mais moderno e



eficiente de licenciamento e inspeção de rejeitos; e (vi) Simplificar o processo de licenciamento para minerais / materiais para os setores de construção civil e agrícolas.

4. Apesar das reformas e da criação da ANM, ainda existem alguns desafios de implementação. Os atuais déficits fiscais do Brasil motivaram uma série de cortes orçamentários (contingenciamentos) que prejudicaram, no caso da ANM, sua capacidade de contratar novos servidores públicos para apoiar a implementação de suas responsabilidades ampliadas; também representaram um sério impedimento à melhoria da infraestrutura obsoleta da agência, incluindo equipamentos e sistemas de TI, equipamentos técnicos e materiais básicos de uso diário.

5. CPRM. Fundada em 1969, a CPRM é a Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais do Brasil. O quadro da companhia contabiliza mais de 1.700 profissionais, dos quais cerca de 500 são geólogos, hidrogeólogos, engenheiros de hidrologia e engenheiros de minas. Um terço possui mestrado ou doutorado. As principais responsabilidades da CPRM são apoiar a formulação de políticas minerais e geológicas e participar do planejamento, coordenação e execução dos serviços geológicos e hidrológicos de responsabilidade da União em todo o território nacional. A missão é promover descobertas minerais e o uso dos recursos minerais e hídricos do país, além de desenvolver sistemas de informação, gráficos e mapas que traduzem os conhecimentos geológicos e hidrológicos nacionais, tornando-os acessíveis às partes interessadas, ampliar o conhecimento geofísico de todo o território nacional por meio de aquisições aéreas (executadas desde 1953) em parceria com outras instituições públicas e realizar pesquisas terrestres (por exemplo, pesquisas geoquímicas) visando atender às diretrizes dos projetos desenvolvidos institucionalmente.

6. No que diz respeito ao setor mineral e energético, a CPRM, por meio de sua equipe técnica, tem sido utilizada principalmente em atividades de cartografia geológica, desenvolvendo mapas e realizando projetos de mapeamento em associação com universidades e, mais raramente, com empresas privadas. Também são realizados levantamentos geofísicos e geoquímicos, visando a cobertura de dados de todo o território brasileiro. Nos últimos anos, com o apoio do projeto META 1, a CPRM conseguiu desenvolver sua capacidade técnica para mapear o gerenciamento de riscos de desastres. A empresa está trabalhando em vários municípios do Brasil para apoiar ações de planejamento urbano e mitigação de riscos em áreas de instabilidade geológica.

7. A CPRM goza de boa reputação técnica e conta com um quadro técnico bem capacitado. A companhia conseguiu avançar bastante na construção da infraestrutura geológica do Brasil. Comparado a outros países da América Latina com potencial de mineração semelhante, como o Peru e a Colômbia, o Brasil está muito à frente em termos de aquisição de geodados e mapas. A Base de Dados de Projetos Aerogeofísicos do Brasil, denominada AERO, foi criada pela CPRM - Serviço Geológico do Brasil - em 1995 e seu principal objetivo é prover o usuário de informações técnicas sobre todas as fases dos principais levantamentos aerogeofísicos executados no Brasil desde 1952. Trata-se de uma base de dados importante que fornece aos investidores as informações técnicas necessárias sobre o processo de tomada de decisão relativo a projetos de exploração e exploração. Os dados geográficos gerados também são uma fonte importante de informações para o planejamento do uso da terra, agricultura, desenvolvimento de infraestrutura e gestão de recursos hídricos, bem como o mapeamento e a prevenção de riscos geológicos.



8. Apesar dos avanços no desenvolvimento da infraestrutura geológica do Brasil, ainda existe uma parcela significativa do país a ser coberta, incluindo áreas importantes para a mineração, como Carajás e Alta Floresta. O mapeamento aerogeofísico e geológico do país exige investimentos para chegar à escala necessária para que os dados possam ser usados. Esses dados são fundamentais para atrair investimentos para o setor e transformar o Brasil em um destino competitivo para investimentos.

9. SGM. A SGM faz parte da estrutura do MME e acumula uma série de atribuições, incluindo: (i) definição das políticas gerais de mineração e coordenação; (ii) coordenação de estudos para informar o processo o planejamento e a propositura de ações para o desenvolvimento sustentável dos setores de mineração e de transformação mineral; (iii) monitoramento e avaliação do desempenho do setor mineral e de seus órgãos implementadores; (IV) promoção e apoio às atividades de pesquisa e inovação tecnológica nos campos da geologia e da indústria de mineração; e (v) coordenação do processo de alocação de direitos minerais e supervisão do monitoramento e inspeção das atividades de mineração.

10. A SGM possui uma equipe técnica qualificada e a estrutura necessária para cumprir suas atribuições. Entre os principais desafios está a alocação orçamentária, que muitas vezes inviabiliza a realização de estudos e pesquisas setoriais importantes. A SGM apresenta recomendações de políticas gerais ao MME e ao Governo Federal sobre questões relativas ao setor de mineração. Também é responsável pela elaboração, atualização, consultoria e divulgação do PNM. O PNM é a estratégia geral do setor que orienta o Governo Federal na implementação das políticas setoriais. No passado, o PNM tem sido mais eficaz na orientação das políticas, e não uma estratégia executável. O novo PNM atualizado, com o apoio do projeto META 2, pretende ser mais acionável, com atribuições, responsabilidades e prazos claros para garantir sua efetiva implementação.



ANEXO 6: LIÇÕES APRENDIDAS COM O PROJETO META I

- 1. Uma certa dose de flexibilidade na concepção do projeto de AT possibilita o apoio e a adaptação do mutuário, de forma ampla e contínua, para atender melhor às necessidades do cliente na mesma linha de trabalho.** Isso é muito importante, principalmente em um país de renda média disposto a tomar empréstimos em busca de AT para suas políticas. Possibilita a adição e / ou substituição de novas atividades com base no entendimento de que os grandes objetivos gerais devem permanecer constantes. Isso é importante principalmente no caso de um setor e de uma tecnologia que evoluem a um ritmo cada vez mais rápido, num ambiente onde não está claro quais conhecimentos serão necessários no futuro próximo. Também permite a intervenção oportuna com o conhecimento necessário para lidar com crises inesperadas.
- 2. Este projeto de AT também será uma plataforma de engajamento com os clientes e alavancará os recursos executados pelo Banco.** Ele oferece ao Banco Mundial acesso a outros financiamentos de doadores (que, no caso de países de renda média, podem ser escassos) para realizar atividades críticas de conhecimento com o potencial de reorientar o diálogo atual e, por sua vez, ter atividades novas ou alteradas executadas no âmbito do projeto, dessa forma agregando valor ao engajamento entre o Banco Mundial e o cliente. Os indicadores devem receber atenção, no entanto, pois possibilitam a medição dos avanços.
- 3. Estudos e relatórios específicos que visam melhorar a regulamentação e os mecanismos de mercado podem aumentar a transparência e a eficiência do setor, alavancando os investimentos privados.** O estudo do Balanço Contratual do Mercado de Energia é um bom exemplo. Trata-se de um estudo oportuno e com recomendações no qual a estrutura produzida possibilitou ao governo brasileiro medir e resolver o problema da contratação excessiva de energia, e tanto o governo quanto o setor privado saíram ganhando.
- 4. No caso do Brasil, quando várias agências de implementação estão envolvidas, ter uma UGP central coordenando as atividades (ao invés de atividades implementando a si mesmas) aumenta a taxa de adoção e melhora o progresso e as realizações do projeto.** No caso do Projeto META, mais de 70 TdR foram implementados pelo MME e oito outras instituições no âmbito do projeto. A implementação melhorou a um ritmo quase altamente satisfatório; cada instituição implementou suas próprias atividades de aquisição e a UGP central assumiu uma função de coordenação / apoio, incluindo a criação de diretrizes e avaliação de resultados, em vez da execução em si.
- 5. A disseminação dos resultados do projeto por meio de workshops para a alta gestão do governo e outras partes interessadas pode ser uma maneira importante de garantir a continuidade do compromisso do governo.** No caso do META, as oficinas esclareceram às diversas partes interessadas do setor a importância das intervenções e de estudos direcionados. Ao compilar um relatório sobre leis relevantes com impactos consideráveis no setor, um assessor ministerial que participou do workshop de resultados disse que, antes do workshop, eles não sabiam que a legislação em questão (nesse caso, a mudança do Balanço Contratual do Mercado de Energia) era resultado das intervenções do META. Além disso, nesse caso específico, considerando-se a mudança



recente de governo pouco antes do workshop de resultados, o próprio workshop foi fundamental para demonstrar os benefícios de grande alcance das atividades de AT, motivando a solicitação de uma fase subsequente – o META 2.

6. No Brasil, no caso dos projetos em nível federal onde o empréstimo é gasto como parte do orçamento regular do ministério (ou agência), é importante dimensionar o empréstimo e a duração do projeto com base nos limites de gastos dos ministérios / agências no início do ano fiscal brasileiro. As leis brasileiras proíbem gastos excessivos por parte dos departamentos (e os funcionários podem, inclusive, ir para a cadeia) e a emissão de documentos de licitação sem financiamento 100% seguro. Esse último fator é mais importante porque, mesmo que o departamento receba uma promessa de "recarga" no final do ano fiscal, tal garantia não é suficiente para permitir a licitação.



ANEXO 7: ANÁLISE ECONÔMICA

1. Os projetos de AT não se prestam à avaliação econômica por meio de custo-benefício, custo-efetividade ou outros métodos, pois não produzem benefícios econômicos diretos e indiretos quantificáveis que possam ser comparados a custos econômicos diretos e indiretos (por exemplo, os custos econômicos associados à AT). Portanto, a análise econômica deste projeto de AT inclui a descrição e resumo dos principais benefícios econômicos indiretos esperados da implementação de diversas políticas e outras medidas.

2. A previsão é de que o projeto proposto tenha um impacto positivo no desenvolvimento, considerando-se os benefícios e custos estimados. Foi realizada uma análise econômica qualitativa e, com base no precedente do META 1, espera-se que o retorno seja muito maior do que o custo do projeto. Embora seja difícil atribuir os resultados aos vários componentes empreendidos no âmbito de um projeto de AT, os resultados que podem ser desencadeados, mesmo que parcialmente, pela realização deste projeto são descritos abaixo, por subsetor. As três áreas setoriais do projeto serão analisadas separadamente nas próximas seções.

Eletricidade

3. As atividades do projeto contribuirão para o planejamento informado pelo clima e a operação dos sistemas (agendamento e despacho), levando à redução do volume de energia não atendida (COUE), economia nos custos econômicos do fornecimento de eletricidade e redução das emissões de CO₂ por meio de medidas de AT que visam aumentar a eficiência do setor. Os benefícios econômicos e sociais dos Subcomponentes 1.1 e 2.1 podem incluir: (i) redução do custo de energia não atendida devido à melhoria da qualidade do fornecimento⁶⁹ (redução do número de interrupções e oscilações de voltagem), principalmente em épocas de baixa disponibilidade hidrológica. O COUE de países de renda média semelhantes ao Brasil é bastante alto, considerando-se os benefícios econômicos perdidos pelas empresas industriais e comerciais devido a interrupções no fornecimento de eletricidade, o custo de adaptação a essas interrupções (por exemplo, geração alternativa de backup) e a redução do excedente dos consumidores residenciais, devido à perda de tempo de lazer e ao custo de adaptação; (ii) aumento do excedente do consumidor devido à redução antecipada do custo econômico do fornecimento decorrente da racionalização da metodologia de precificação, ajuste das regras de mercado relativas a despacho e energia; e (iii) programas de resposta do lado da demanda e digitalização do setor de distribuição; (iv) redução dos custos econômicos associados os níveis de poluição ambiental em nível local, por meio da redução de emissões decorrente da introdução de veículos elétricos que usam energia limpa; e (v) redução das emissões de CO₂, que traz benefícios ambientais globais. Os benefícios mencionados acima também afetariam a parcela de consumidores composta pelos os 40% mais pobres.

⁶⁹ A redução do crescimento do PIB em 2001, estimada em 1%, ilustra claramente o impacto adverso do racionamento em termos econômicos e macroeconômicos.



4. O valor total economizado só pode ser calculado *ex-post*. Como referência indicativa, existem evidências de um experimento semelhante, embora em menor escala (51 milhões de pessoas) nos Estados Unidos, com uma economia de US\$ 101 milhões em um ano.⁷⁰

5. O projeto também gerará benefícios econômicos através de apoio e de avaliações da “sinalização locacional”, que efetivamente permite ao operador “ver” o sistema, em tempo real, de uma perspectiva financeira / de custos de energia. Isso ajudará a atender à demanda estimada de eletricidade de maneira economicamente eficiente, otimizando a necessidade de novas capacidades de geração de eletricidade, capacidades de transmissão de eletricidade e o momento certo da construção. Na expansão e capacidade de despacho do sistema de energia, o planejamento informado pelo clima proporcionaria os mesmos tipos de benefícios econômicos. Mais especificamente, a incorporação dos impactos da mudança climática nas projeções de cenários de vazão hídrica / hidrologia, normalmente usados como insumos para simular a geração de usinas hidrelétricas, permitiria aumentar a disponibilidade do fornecimento elétrico por meio de mais otimização com base no tipo, tamanho e momento certo de construção da capacidade de geração de eletricidade para atender à demanda. Isso é fundamental, considerando-se que o Brasil é um sistema hidrotérmico e as mudanças climáticas afetam a disponibilidade de água para os dois tipos de tecnologias de geração. Deve-se notar que as usinas termelétricas também são afetadas pelas mudanças climáticas, porque exigem um fornecimento de água constante para atender às suas necessidades tecnológicas (por exemplo, de refrigeração) e podem ter que parar de gerar eletricidade em caso de falta de água para evitar danos graves ao equipamento. Por fim, o planejamento informado pelo clima permitiria diversificar o mix de geração de energia elétrica por meio da inclusão de tecnologias de energia renovável não-hidrelétricas (energia solar fotovoltaica, eólica e outras) que possibilitariam atender totalmente à demanda estimada de eletricidade ao menor custo possível e atingir as metas de confiabilidade no fornecimento de energia, que costumam ser medidas pelo valor da carga perdida.

Mineração

6. Apesar da geologia favorável e a enorme massa territorial do Brasil, as empresas de exploração classificam a atratividade da exploração no país como baixa.⁷¹ O Brasil não se beneficiou do grande aumento global dos gastos com exploração a partir de 2016. Conforme discutido em detalhes em Flochel e Jennings (2016), os retornos da exploração podem ser muito altos; cada US\$ 1 milhão investido pelo governo para aprimorar a base de conhecimentos disponíveis sobre geociências provavelmente estimulará US\$ 5 milhões em gastos com exploração por parte do setor privado, o que, por sua vez, resultará na descoberta de novos recursos com um valor médio *in situ* de US\$ 125 milhões. Essa conclusão baseia-se em 13 estudos separados realizados na Austrália e no Canadá. Essa regra de ouro, de modo geral, também conta com o respaldo de trabalhos posteriores. Eis um exemplo simples: se os conhecimentos geológicos aprimorados e ampliados e o processo melhorado de licenciamento levarem à descoberta de uma mina de ouro de tamanho médio, capaz de produzir 7.000 onças (ou 198,44 kg) de ouro por ano por 15 anos, o retorno fiscal direto ao governo brasileiro seria de cerca de US\$ 40 milhões (presumindo-se a captura de 25% do valor). As informações geocientíficas têm muitos outros usos importantes

⁷⁰ Gisin et al.

⁷¹ Fraser Institute, 2019



além da exploração. Esses usos incluem a gestão do uso da terra, principalmente para a agricultura, a gestão do fluxo de água, o planejamento da terra relacionado a questões de estabilidade e contaminação, incluindo áreas mais suscetíveis a terremotos e deslizamentos de terra.

7. O projeto também geraria benefícios econômicos ao evitar custos econômicos decorrentes de rompimentos e contingências nas barragens de rejeitos. Especificamente, o projeto também apoiará novas medidas de segurança das barragens de rejeitos relacionadas a processos independentes de construção e monitoramento. Portanto, existiriam benefícios na forma de custos econômicos evitados por meio da redução da mortalidade e dos custos de saúde ligados a eventos catastróficos causados por rompimentos de barragens de rejeitos.

8. O aumento da verticalização (ou dos vínculos) é um dos três pilares do plano estratégico do setor de mineração que este projeto ajudará a implementar. As empresas de mineração compram dezenas e até centenas de milhões de dólares em insumos e bens de capital. O sucesso nessa área geraria empregos, agregaria valor e aumentaria a receita fiscal. Normalmente, há muito mais empregos disponíveis nos serviços de fornecimento para as minas do que nas próprias minas.

9. O fornecimento para as minas é uma das maiores indústrias de muitos países,⁷² já que também pode fomentar o crescimento de indústrias *downstream*, embora muitas delas consumam muita energia, o que pode causar problemas a menos que haja um excedente de energia disponível. Em 2011, no Chile e no Peru havia mais de 700.000 empregos em empresas que vendem bens e serviços para o setor de mineração (McMahon e Moreira 2014: p.37). Claramente, o sucesso do projeto nesse sentido poderia ter um impacto considerável no valor agregado, nos empregos e nas receitas fiscais, cujos aumentos provavelmente beneficiarão desproporcionalmente os 40% mais pobres. O governo brasileiro deve tomar cuidado ao implementar essas políticas para garantir a competitividade dos fornecedores nacionais - incluindo medidas de acesso à infraestrutura e uma força de trabalho qualificada, além de um ambiente de negócios estimulante - ou as empresas de mineração podem ficar preocupadas com a perda de competitividade e menos dispostas a investir no país. Felizmente, há muitas lições que podemos aprender com outros países, além da própria experiência do Brasil no setor de energia (ver Anouti et al. 2013).

Gás Natural

10. O projeto apoiará reformas para tornar o mercado de gás natural mais competitivo e, com isso, diminuir os preços do gás natural. Atualmente, o gás natural custa caro no Brasil, cerca de três vezes o preço médio mundial no atacado (US\$ 4,38 por MMBTU). Em 2018, os usuários industriais no Brasil foram obrigados a pagar quase US\$ 14 / MMBTU, em comparação ao preço médio europeu de pouco mais de US\$ 8.80 / MMBTU. A economia seria expressiva se os preços caíssem e se aproximassem dos níveis médios globais, beneficiando principalmente os 40% mais pobres. Por exemplo, uma redução de 1% no preço atual geraria uma economia de US\$ 7,3 bilhões / ano. O potencial de economizar aumenta ainda mais se considerarmos que o consumo de gás deverá quase dobrar até 2026.

⁷² Canadá, Austrália e África do Sul, entre outros.



11. Considerações Finais. Esta análise buscou mostrar que existem várias vias pelas quais esse projeto pode gerar grandes retornos. Também haveria outros benefícios ainda mais difíceis de quantificar, principalmente para os 40% mais pobres. Uma melhor gestão ambiental no setor de mineração beneficiaria, principalmente, a população rural da região. Um melhor levantamento geológico é importante para o planejamento da terra e para a mitigação de desastres, uma ferramenta que pode ser usada inclusive nas cidades. A eliminação ou redução dos subsídios cruzados no mercado elétrico beneficiaria principalmente os pobres. Similarmente. Um setor energético mais estável é muito importante para os 40% mais pobres, pois, para eles, a proteção contra a falta de energia é inexistente ou muito cara.

Referências:

Anouti, Yahya; Manzano, Osmel E.; Tordo Silvana; Warner, Michael. 2013. Local content in the oil and gas sector (inglês). A World Bank study. Washington D.C.; Banco Mundial. [http://documents.worldbank.org/curated/en/549241468326687019/Local-content-in-the-oil-and-gas-sectorD.C.](http://documents.worldbank.org/curated/en/549241468326687019/Local-content-in-the-oil-and-gas-sectorD.C)

Boulton, R. B. 1999. Refinement and Validation of a Costs, Benefits and Impact Model for the Targeted Geoscience Initiative. Relatório não publicado, elaborado pelo Geological Survey of Canada, Natural Resources Canada, 57.

Flochel, Thomas and Keenan Jennings (2016), “An Economic Appraisal of Geological Information Provision and Capacity Building in Africa”, working paper, World Bank, Washington, D.C.

Fraser Institute Annual Survey of Mining Companies (2019), Fraser Institute, Vancouver, Canada (<https://www.fraserinstitute.org/sites/default/files/annual-survey-of-mining-companies-2018.pdf>)

McMahon, Gary and Susana Moreira (2014), “The Contribution of the Mining Sector to Socioeconomic and Human Development”, Extractive Industries for Development Series #30, World Bank, Washington, D.C.

Gisin, Doris; Qun Gu; James V., Mitsche; Simon Tam; and Hong Chen (2) “Perfect Dispatch – As the measure of PJM Real Time Grid Operational Performance “

**ANEXO 8: VERSÃO PRELIMINAR DO PLANO DE AQUISIÇÕES**

1. A Tabela 8.1 detalha a versão preliminar do Plano de Aquisições do projeto, que define os métodos adequados de seleção, a abordagem de mercado e o tipo de revisão realizada pelo Banco Mundial.

Tabela 8.1. Versão Preliminar do Plano de Aquisições

ID (MME)	Tipo	Agência	Descrição	Valor US\$	Risco	Método de Aquisição	Método de Seleção	Método de Avaliação
1	SC	MME	Supervisão ministerial e governança corporativa das empresas estatais.	148.148,15	1	Nacional Aberta	SQC	Critérios avaliados
2	SNC	ANEEL	Solução tecnológica para armazenar informações de projetos de geração de energia, integrada à estrutura de TI existente, incluindo modelagem e desenvolvimento de novo banco de dados, estruturação da interface, rastreabilidade, <i>data mining</i> e monitoramento da qualidade das informações contidas no banco de dados.	556.445,87	1	Nacional Aberta	SDO	menor custo avaliado
3	SC	ANEEL	Projeto de transformação digital para aumentar a maturidade analítica da ANEEL.	656.472,22	1	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
4	SNC	ANM	Contratação de serviços especializados de geoprocessamento, interpretação e geração de informações geoespaciais, suporte ao banco de dados e infraestrutura de dados geoespaciais para melhorar a vigilância e o monitoramento das atividades de mineração e barragens.	4.666.666,67	2,2	Internacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
5	B	ANM	Modernização da infraestrutura tecnológica e aprimoramento da Segurança da Informação na ANM, visando melhorar a eficiência no atendimento ao setor regulado e o cumprimento da Lei Geral de Proteção de	3.252.469,14	1,8	Nacional Aberta	SDO	menor custo avaliado



			Dados.					
6	SC	ANM	Modernização do Estoque Regulatório do Setor Mineral.	1.728.703,70	1,6	Internacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
7	SC	ANP	Desenvolvimento da metodologia de Análise de Resultados Regulatórios (ARR) e sua aplicação em 3 (três) projetos-piloto, um para cada segmento regulado pela ANP.	125.000,00	2	Nacional Aberta	SQC	Critérios avaliados
8	SNC	ANP	Desenvolvimento de uma solução de TI para obter informações automatizadas sobre a comercialização de combustíveis automotivos e GLP no varejo (volumes e preços), considerando-se o aumento do escopo e da agilidade e contribuindo para a identificação de descumprimentos regulatórios e sinais de condutas anticompetitivas (cartéis atuando na revenda de combustíveis).	1.851.851,85	1,8	Nacional Aberta	SDO	menor custo avaliado
9	SC	ANP	Avaliação dos Mecanismos que Promovem a Competitividade no Mercado de Gás Natural no Brasil: a Busca pela Concorrência no Comércio de Energia do País e a Criação de Pontos Virtuais de Comercialização de Gás Natural.	518.518,52	2	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
10	SC	ANP	Desenvolvimento de metodologia de simplificação administrativa para definir os critérios (qualitativos e quantitativos) de seleção e análise contidos nas Resoluções da ANP, com o objetivo de reduzir custos administrativos desnecessários (ônus regulatório) para agentes regulados e sua aplicação em 3 (três) projetos-piloto, um para cada segmento regulado pela ANP.	125.000,00	2	Nacional Aberta	SQC	Critérios avaliados
11	SNC	CCEE	Modernização dos sistemas de contabilidade e liquidação no setor elétrico brasileiro - módulos de sistema online.	1.735.320,33	1,8	Nacional Aberta	SDO	menor custo avaliado
12	SNC	CCEE	Modernização dos sistemas de contabilidade e liquidação no setor elétrico brasileiro – Programa (<i>engine</i>) de cálculos do sistema.	1.735.320,33	1,8	Nacional Aberta	SDO	menor custo avaliado
13	SNC	CCEE	Modernização dos sistemas de contabilidade e liquidação no	385.626,74	1,6	Nacional	SDO	menor



			setor elétrico brasileiro - arquitetura de referência para o modelo de integração B2B da CCEE.			Aberta		custo avaliado
14	SC	CCEE	Estudo sobre a formação dos preços de oferta em vários países (principalmente com predominância hidrelétrica), avaliando seu benefício em relação ao modelo de formação de preços com o objetivo de propor uma metodologia / sistemática de formação de preços de oferta no setor elétrico brasileiro, incluindo a indicação dos ajustes necessários no ambiente de negócios, regulação e melhores práticas de negócios.	2.062.031,81	1,8	Internacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
15	B	CPRM	Ampliação da Base Laboratorial da CPRM - Aquisição de Equipamentos de Análise Química e Geoquímica para o Laboratório de Análise Mineral - Rede LAMIN.	1.072.117,50	1,6	Nacional Aberta	SDO	menor custo avaliado
16	SC	EPE	Avaliação da Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) no Brasil.	838.779,95	1,6	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
17	SC	EPE	Estudos sobre melhorias na metodologia de cálculo do sinal locacional de transmissão, incluindo a análise de preços nodais, direitos financeiros de transmissão e sua destinação no mercado de energia (com capacitação).	311.111,11	1,2	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
18	SC	EPE	Estudo do Design de Mercado e "Sistemática" de Leilão (incluindo capacitação).	148.148,15	1,2	Nacional Aberta	SQC	Critérios avaliados
19	SC	EPE	Avaliação de frotas de veículos leves em residências brasileiras (PeFROTA - Pesquisa de Frota Domiciliar de Automóveis e Motocicletas).	111.111,11	1,2	Nacional Aberta	SQC	Critérios avaliados
20	SC	EPE	Estudos de Planejamento da Infraestrutura de Fornecimento de Combustível.	493.827,16	1,2	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
21	SC	EPE	Coleta de dados sobre o consumo de lenha e carvão vegetal no setor residencial.	493.827,16	1,2	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
22	SC	ONS	Realização dos estudos necessários, desenvolvimento e implementação de uma metodologia para avaliar os custos de operação do SIN com análise de impactos em tempo real e pós-operação, bem como a medição dos benefícios decorrentes da atuação do ONS.	950.617,29	1,2	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados



23	SC	ONS	Desenvolvimento de estudos técnicos para identificar mudanças no regime de vazão e as principais variáveis meteorológicas relevantes para a operação do SIN.	2.424.135,81	1,8	Internacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
24	SC	ONS	Previsão de Geração de Fonte Solar: Estudo de variáveis influentes e desenvolvimento do modelo de previsão.	2.186.419,75	1,8	Internacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
25	SC	MME	Avaliação da inserção de veículos elétricos na Matriz Elétrica Nacional.	493.827,17	1,4	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
26	SC	MME	Políticas públicas sobre GD.	493.827,16	1	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
27	SC	MME	Adoção de tecnologia para melhorar o processo produtivo de pequenas e médias empresas de mineração. Projeto de Extensão e Inserção Tecnológica para a Melhoria do Processo Produtivo de Pequenas e Médias Empresas de Mineração.	740.740,74	1	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
28	SC	MME	Mineração e sociedade. O objetivo é preparar o município - a população, os gestores e a sociedade civil organizada - para a diversificação da matriz econômica - atividade extrativista-mineral. Visa proporcionar às autoridades e comunidades públicas o reconhecimento das potencialidades produtivas e socioambientais dos municípios ou regiões mineiras, viabilizando políticas públicas que garantam a sustentabilidade local e possibilitem a diversificação e o desenvolvimento econômico autônomo.	1.728.395,06	1,6	Internacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
29	SC	MME	Aproveitamento de rejeitos de mineração (execução em parceria com a CPRM). Aproveitamento de resíduos sólidos e rejeitos de mineração.	1.728.395,06	1,2	Internacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
30	B	MME	Observatório Nacional de Mineração - Banco de Dados do Setor de Mineração. Instalação de um sistema de informações de Geologia e Mineração.	1.234.567,90	1	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
31	SNC	MME	Economia Mineral - Apoio à estruturação do "Observatório de Mineração" e o tema da Economia Mineral.	98.765,44	1	Nacional Aberta	SQC	Critérios avaliados
32	SNC	MME	Mineração urbana: Reutilização de resíduos de	123.456,79	1	Nacional	SQC	Critérios



			equipamentos eletroeletrônicos.			Aberta		avaliados
33	SNC	MME	Revisão do Plano Nacional de Mineração - PNM 2050. Promover a revisão do PNM 2030, publicado em 2011 pela SGM / MME.	617,283,95	1,4	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
34	SNC	MME	Contratação de consultoria para identificar mudanças climáticas e mapear ameaças ao SIN frente às mudanças climáticas. Proposição de métodos e processos para o estudo da vulnerabilidade sistêmica do SIN frente às mudanças climáticas.	160.493,83	1,4	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
35	SNC	MME	Atributos da Fonte de Geração de Energia no ACR.	592.592,59	1	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
36	SNC	MME	Procedimentos para a elaboração do Balanço Energético Útil (com auditoria energética).	493.827,16	1	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados
37	SNC	MME	Capacitação das instituições para solucionarem problemas de negócios (MME, ANEEL, CCEE, EPE e ONS).	617.283,95	1	Nacional Aberta	SBQC	Critérios avaliados