



GT Modernização do Setor Elétrico
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

Governança

Agosto de 2019

Grupo Temático: Governança

Instituição Coordenadora: Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia

Coordenador: Agnes Costa (MME/AEREG)

Suplente: Francisco Silva (MME/SE)

Participantes:

Ricardo Takemitsu – MME/SE

André Dias – MME/SEE

Isaac Averbuch – MME/SEE

Rodrigo Fornari – MME/SEE

Julia Almeida – MME/SPE

Hélvio Guerra – MME/SPE

André Osório - MME/SPE

Renata Rosada – MME/ASSEC

Frederico Teles – MME/ASSEC

Thiago Veloso – ANEEL

Christiano Vieira – ANEEL

Romário Batista – ANEEL

Carlos Cabral – ANEEL

Ivo Sechi – ANEEL

Ailson Barbosa - ANEEL

Ângela Livino – EPE

Erik Eduardo Rego – EPE

José Marcos Bressane – EPE

Maxwell Cury Júnior – EPE

Marcelo Prais – ONS

Elusa Moreira Barroso Brasil - ONS

Galdino Lamas de Barros - CCEE

Agosto de 2019



Sumário

1. Introdução	4
2. Metodologia do Grupo Temático de “Governança”	6
3. Política de pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor elétrico.....	8
4. Escolhas estratégicas compatíveis com um desenvolvimento sustentável para o País que devem ser consideradas na definição das matrizes energética e elétrica futuras	19
5. Aperfeiçoamento da governança da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP	22
6. Política tarifária	24
7. Superposições ou indefinições de competências entre MME, ANEEL, CCEE e ONS	28
8. Governança da comunicação setorial.....	30

Anexos

Anexo I: Contribuições do ONS - CP nº 33/2017

Anexo II: Apresentação “Pesquisa e Desenvolvimento: novidades, futuro e desenvolvimento para o setor eólico”

Anexo III: Lista de Acórdãos do TCU que de alguma forma abordaram a governança do setor elétrico

1. Introdução

Após a instituição do Grupo de Trabalho Modernização do Setor Elétrico – GT por meio da Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019, o primeiro trabalho que se realizou foi uma leitura aprofundada dos Projetos de Lei em tramitação no Congresso Nacional que já traziam propostas para modernizar o setor elétrico, decorrentes da Consulta Pública MME nº 33, de 2017 – CP 33 (quais sejam, o PL nº 1.917, de 2015, e o PLS nº 232, de 2016) com vistas a se identificar eventuais inconsistências, lacunas e/ou necessidades de aperfeiçoamento.

Foram mapeados 14 grandes temas relacionados aos PLs e à modernização que foram alocados para discussão por Grupos Temáticos em três ondas, considerando-se uma precedência lógica entre os assuntos.

Um dos temas é a “Governança” que ficou para ser abordada ao final da terceira onda tendo em vista que as discussões desse tema poderiam se beneficiar de achados das análises realizadas nos outros grupos temáticos.

A “Governança” aparece como um assunto que não foi tratado pela CP 33 nem pelos PLs supramencionados, mas como tema relevante num setor para o qual se visa maior liberdade para os agentes com a referida Modernização, maior racionalidade e menor custo de transação.

Atualmente o setor elétrico está baseado em políticas públicas, princípios, diretrizes, regulações ou normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, pelo Ministério de Minas e Energia – MME, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, apenas para mencionar as instituições que disciplinam diretamente as relações estabelecidas no setor elétrico. Não menos relevantes, contudo, mas fora da gestão do órgão e das entidades que constituem o GT, pode-se mencionar ainda o Congresso Nacional, o Tribunal de Contas da União e o Ministério Público como instituições que afetam as relações entre agentes no setor elétrico.

O objetivo do Grupo Temático “Governança” foi, assim, o de mapear processos ou temas que seus integrantes identificaram como relevantes, que carecem de

coordenação, de estruturação e / ou de melhor definição do papel de cada instituição para trazerem resultados mais efetivos para a sociedade e para auferirem mais transparência e previsibilidade para decisões que afetam os agentes setoriais como um todo.

Observa-se, todavia, que há temas ou processos que afetam diretamente o setor elétrico, mas que também o transcendem, podendo ser considerados matéria do setor energético como um todo.

A seguir são listados os principais processos ou temas que foram priorizados nas discussões, lista essa naturalmente não exaustiva, mas resultante das discussões ocorridas durante as reuniões do Grupo Temático e da percepção de seus participantes:

1. Política de pesquisa, desenvolvimento, inovação e eficiência energética no setor elétrico e/ou energético;
2. Escolhas estratégicas compatíveis com um desenvolvimento sustentável para o País que devem ser consideradas na definição das matrizes energética e elétrica futuras;
3. Aperfeiçoamento da governança da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP;
4. Política tarifária;
5. Superposições ou lacunas de competências entre MME, ANEEL, EPE, CCEE e ONS;
e
6. Governança da Comunicação Setorial.

Este relatório apresenta, inicialmente, um breve descritivo da metodologia de trabalho, e, em seguida, o diagnóstico e sugestões de possíveis encaminhamentos a serem dados para cada um dos processos/temas discutidos pelo Grupo Temático.



2. Metodologia do Grupo Temático de “Governança”

O processo de construção do diagnóstico realizado pelo Grupo Temático Governança – GT Governança pode ser caracterizado como orgânico: a priorização e o aprofundamento dos temas, bem como o convite de outras instituições para participarem de reuniões subsequentes foram ocorrendo com base na evolução das discussões ocorridas durante o próprio GT Governança.

Foram considerados inputs também discussões relatadas pela coordenadora do GT Governança, ocorridas em outras reuniões de que participou, em especial com:

1. Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura do Ministério da Economia (SDI/ME), em 16 de julho de 2019; e
2. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, em 24 de julho de 2019.

No âmbito do GT Governança foram realizadas, assim, as seguintes reuniões:

- 18/07/2019: primeira reunião do GT Governança, em que foi discutido um escopo preliminar de análise;
- 23/07/2019: reunião com Ceres Zenaide, que trabalhou no Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE¹, a respeito de estudo realizado sobre Prospecção Tecnológica no Setor Elétrico que foi considerado para a revisão, em 2016², do manual de P&D da ANEEL;
- 02/08/2019: reunião com o Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética da ANEEL, a respeito da governança dos de P&D no setor elétrico;
- 08/08/2019: reunião com Secretaria de Infraestrutura Elétrica do Tribunal de Contas da União – SeinfraElétrica/TCU, a respeito de pontos de melhoria em governança já identificados em processos de auditoria e fiscalização;
- 20/08/2019: reunião do GT Governança para tratar da governança da política tarifária

Como material de apoio recebido/consultado durante as discussões, menciona-se:

¹ O Centro de Gestão e Estudos Estratégicos é uma Organização Social, supervisionada pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (www.cgEE.org.br)

² Resolução Normativa ANEEL nº 754, de 13/12/2016.

- contribuição do ONS à CP 33, em especial sobre a necessidade desse rever a governança das instituições (Anexo I);
- apresentação realizada por Ceres Zenaide (Anexo II); e
- planilha listando principais trabalhos de auditoria e fiscalização realizados pela SeinfraEletrica/TCU que de alguma forma abordaram a questão da governança do setor elétrico (Anexo III).

Com base nas interações mantidas, o GT Governança focou as análises nos processos ou temas que serão detalhados nas próximas sessões, para os quais se vislumbra ganhos para a sociedade caso sua governança seja aprimorada. Neste sentido, o trabalho realizado foi de diagnóstico e de apontamento de possíveis aperfeiçoamentos no aspecto governança de processos ou temas considerados relevantes para a modernização do setor elétrico.



3. Política de pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor elétrico

3.1. Os recursos de P&D como ponto de partida

O setor elétrico conta com uma situação privilegiada no Brasil no que diz respeito à disponibilidade de recursos para a realização de pesquisa, desenvolvimento e inovação.

Os recursos de P&D e de Eficiência Energética do setor elétrico são aqueles instituídos por meio da Lei nº 9.991/2000. Nos termos dessa lei e seus regulamentos, os agentes de geração e transmissão são obrigados a destinar percentual 1% da receita operacional líquida - ROL para P&D; e os agentes de distribuição devem destinar 0,5% da ROL para P&D e 0,5% para programas de eficiência energética.

Dos recursos destinados a programas de eficiência energética, 0,4% devem ser investidos pelos próprios agentes de distribuição em programas regulados pela ANEEL e 0,1% é destinado diretamente ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel, que é coordenado pelo MME e executado pela Eletrobras.

Dos recursos de P&D recolhidos dos agentes de geração, transmissão e distribuição, 40% são destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, 40 % devem ser investidos em projetos de P&D regulados pela ANEEL, e 20% são destinados ao MME para custear estudos de planejamento da expansão.

Conforme relatado pela ANEEL, os recursos direcionados ao FNDCT passam a compor o Orçamento Geral da União, sendo, geralmente, contingenciados. O mesmo ocorre com o montante destinado ao MME.

Não obstante, os 40% de recursos de P&D remanescentes e os 0,4% de recursos de programas de eficiência energética totalizaram, no ano de 2017, cerca de R\$ 598



milhões³ e R\$ 540 milhões⁴, respectivamente, que foram aplicados diretamente pelos agentes setoriais (não sendo sujeitos, pois, a contingenciamentos), em projetos aprovados pela ANEEL.

Conforme informado pela ANEEL, a regulação dos recursos de P&D vem sendo aperfeiçoada. A revisão do Manual de P&D em 2016, alterou a forma de aprovação dos projetos. Anteriormente ocorria de forma prévia, e o desenvolvimento dos projetos dependia dessa aprovação; com a alteração a aprovação passou a ser posterior – atualmente o agente pode executar o projeto e demonstra posteriormente os resultados e sua importância para o setor elétrico), o que fomentou o desenvolvimento de projetos; e observa-se uma maior participação da indústria no desenvolvimento dos projetos, o que leva à obtenção de resultados mais práticos e menos acadêmicos.

A mesma percepção sobre o potencial de inovação que pode advir da aplicação desses recursos pela indústria é compartilhada pela especialista e consultora, Ceres Zenaide, para quem a inovação não direcionada que nasce na indústria deve ser preservada num eventual aperfeiçoamento da política de P, D & I do setor elétrico.

Todavia, observa-se que não faltam críticas à aplicação dos recursos de P&D do setor elétrico, à falta de mensuração (ou de publicidade da mensuração) dos resultados alcançados pela aplicação desses recursos, culminando inclusive em propostas legislativas de alteração da destinação dos recursos, de redução ou de eliminação dessa política pública. A lista a seguir, não exaustiva, apresenta algumas das propostas em tramitação no Congresso Nacional:

- PLS nº 696/2015 - Ementa: “Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, para determinar o uso obrigatório de recursos em pesquisa e desenvolvimento por

³ http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset_publisher/ahiml6B12kVf/content/transparencia-na-spe/656831?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fprograma-de-p-d%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_ahiml6B12kVf%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3

⁴ http://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica/-/asset_publisher/94kK2bHDLpmo/content/gestao-do-programa/656831?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fprograma-eficiencia-energetica%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_94kK2bHDLpmo%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2

empresas do setor elétrico em fontes alternativas, e as Leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para determinar o uso obrigatório de recursos em pesquisa e desenvolvimento pela Indústria do Petróleo em fontes alternativas”;

- PL 3924/2012 (apensado ao PL 11247/2018) - Ementa: *“Estabelece incentivos à produção de energia a partir de fontes renováveis, altera as Leis nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.250, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; nº 9.648, de 27 de maio de 1998; nº 9.991, de 24 de julho de 2000; nº 10.848, de 15 de março de 2004; nº 11.977, de 7 de julho de 2009, e dá outras providências”;*
- PL 4527/2012 (apensado ao PL 11247/2018) - Ementa: *“Estabelece incentivos ao uso da energia solar, altera as Leis nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.250, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.991, de 24 de julho de 2000; nº 10.848, de 15 de março de 2004; nº 11.977, de 7 de julho de 2009, e dá outras providências”;*
- PL 1897/2015 (apensado ao PL 11247/2018) - Ementa: *“Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, para estabelecer a alocação de recursos de eficiência energética para subsidiar a implantação de painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica distribuída nas unidades consumidoras”;*
- PL 3091/2015 (apensado ao PL 11247/2018) - Ementa: *“Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, para estabelecer a alocação de recursos de eficiência energética prioritariamente para fomentar a instalação, nas unidades consumidoras, de equipamentos que utilizem fontes renováveis de energia a fim de reduzir a energia demandada e aumentar a eficiência energética do sistema elétrico nacional”;*
- PL 5350/2016 (apensado ao PL 1897/2015) - Ementa: *“Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, para determinar que os investimentos em eficiência energética das concessionárias de distribuição de energia deverão priorizar subsídio à implantação de painéis fotovoltaicos em escolas e prédios públicos com o objetivo de possibilitar o fornecimento de energia elétrica a custo zero para usuários de baixa renda”;*
- PL 7790/2017 (apensado ao PL 11247/2018) - Ementa: *“Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, para priorizar a aplicação de recursos dos programas de eficiência energética na instalação de geração solar fotovoltaica em instituições federais de ensino superior”;*
- PL 10370/2018 (apensado ao PL 11247/2018) - Ementa: *“Institui a Política Nacional de Energia Solar Fotovoltaica-PRONASOLAR e dá outras providências”; e*

- PL 3100/2019 (apensado ao PL 5350/2016)- Ementa: “*Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências, para dispor sobre incentivos a projetos de geração distribuída em entidades hospitalares filantrópicas e sem fins lucrativos que participem de forma complementar do Sistema Único de Saúde (SUS)*”.

A discussão decorrente da apresentação realizada pela especialista Ceres Zenaide com base no trabalho realizado pelo CGEE com recursos do P&D regulado pela ANEEL apontam para a relevância de se estabelecer uma reflexão em nível estratégico sobre em que áreas ou temas os recursos devem ser aplicados, observando-se que parcela dos recursos desejavelmente seja mantida para a aplicação em projetos de inovação espontâneos, não direcionados pelo poder público.

Além disso, embora o Brasil invista recursos significativos em P&D na área de energia, ainda não existe hoje uma base de dados abrangente e estruturada que consolide as informações sobre o destino dos investimentos públicos ou publicamente orientados em P&D na área de energia. Isso dificulta a avaliação da efetividade dos investimentos, a comparação com outros países e a elaboração de estratégias de ação para melhorar os resultados.

Não obstante, identificou-se que falta uma instância para discutir estrategicamente as áreas em que o Estado entende que o desenvolvimento tecnológico e a inovação no setor elétrico são desejáveis, possibilitando, inclusive, a obtenção de sinergias e de ampliação de impacto de outras políticas ou decisões setoriais.

Nesse sentido, a existência de uma instância estratégica possibilitaria o alinhamento entre as instituições atuantes nos segmentos de PD&I do setor energético (ANEEL, ANP, BNDES, MCTIC, Finep, Embrapii, entre outras) e as que fomentam o desenvolvimento em todos os setores permitirá um maior fortalecimento da governança e promoverá uma racionalização nos aportes, uma vez que facilitaria o conhecimento e a avaliação sobre os resultados obtidos.



Para o desenvolvimento desses projetos de interesses sistêmicos, reconhecidos pelos integrantes do GT Governança como instrumento que precisaria ser aperfeiçoado numa nova governança, a especialista identificou os projetos de P&D estratégicos (chamadas estratégicas) conduzidos pela ANEEL como ferramenta que pode ser utilizada, fazendo um paralelo com o Reino Unido onde o regulador seleciona os projetos mais interessantes, não havendo relação direta entre o agente que propõe, o agente que financia e o que realiza o projeto.

Os integrantes do GT Governança também avaliaram que, num contexto de crescentes restrições fiscais e orçamentárias no setor público, seria desejável que esses recursos também pudessem ser acionados para a contratação de estudos e capacitações pelo MME e entidades em temas afetos à pesquisa, desenvolvimento e inovação, inclusive em termos de gestão e de organização setorial.

De qualquer forma, seja para os projetos de P&D propostos pelos agentes e pela indústria, seja para aqueles de interesse sistêmico, ou também para aqueles que visem fortalecer a ação do poder público setorial, identificou-se a necessidade de formalização de uma estrutura de governança, que deve minimamente cobrir as seguintes atividades:

1. Definição periódica dos temas estratégicos que devem ser priorizados em P, D & I no setor;
2. Definição periódica dos projetos de interesse sistêmico e daqueles relacionados ao fortalecimento da ação do poder público setorial, observadas os temas estratégicos definidos na etapa 1;
3. Acompanhamento dos projetos e mensuração de seus resultados;
4. Prestação de contas à sociedade.

Para cada uma das atividades é importante identificar os atores públicos e privados competentes e a periodicidade de sua ocorrência. O objetivo, inclusive, é permitir que o processo se retroalimente, ou seja, que resultados obtidos em ciclos anteriores contribuam para orientar novas priorizações nos ciclos seguintes.

3.2. A interação com o Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC



Naturalmente a temática de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação não é restrita à atuação do MME e de suas entidades vinculadas no âmbito da Administração Pública Federal, sendo evidente a necessidade de coordenação entre o MME, o MCTIC, suas respectivas entidades vinculadas e outras instituições que atuem nessa temática, com vistas à obtenção de sinergias e alinhamento nas políticas conduzidas pelas Pastas e resultados mais consistentes para o País.

Com esse objetivo, foi realizada uma primeira reunião de alinhamento em 24 de julho de 2019 com os secretários-executivos das Pastas e suas equipes. No que diz respeito ao tema da Governança da Política de P, D & I no setor elétrico, o MCTIC sugeriu a adoção de uma estrutura de governança similar à adotada pela Câmara Brasileira da Indústria 4.0⁵, em que as discussões serão desenvolvidas em torno de quatro eixos / Grupos de Trabalhos, que congregam mais de 30 entidades representativas do governo, empresas e do meio acadêmico. O MME poderia coordenar e o MCTIC poderia secretariar as discussões nos GTs.

De forma secundária, mas não menos importante, conforme apontado pelo estudo apresentado pela especialista Ceres Zenaide, essa atuação conjunta possibilitaria a articulação e a utilização de toda uma rede de centros de pesquisa, fundações, universidades e laboratórios ligados ao MCTIC, necessários em etapas distintas do desenvolvimento tecnológico, potencializando assim a obtenção de resultados efetivos dos recursos aplicados pelo setor.

Foi na reunião com o MCTIC que ficou claro que qualquer estrutura de governança que trate das políticas de P, D & I no setor elétrico não seria completa se não considerasse os esforços realizados também pelos mesmos órgãos e entidades em matéria de energia, lato sensu.

O setor de petróleo, gás e biocombustíveis, por exemplo, também têm recursos de P, D & I instituídos pela Lei nº 9.478/1997. No site da internet da Agência Nacional do

⁵ <http://www.industria40.gov.br/>

Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP⁶ é disponibilizada a seguinte informação sobre investimentos em P,D&I:

“A Lei nº 9.478, de 06/08/1997, estabeleceu para a ANP, dentre outras, a atribuição de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias para o setor.

Diante disso, os contratos celebrados entre a Agência e as Empresas Petrolíferas para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural dispõem, desde a Rodada Zero, de cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) que estabelecem a obrigação de realização de despesas qualificadas como PD&I pelas Empresas Petrolíferas.

A cláusula de PD&I estabelece a aplicação de percentual da receita bruta da produção, segundo condições específicas de cada modalidade de contrato.

Para contratos de concessão, essa obrigação de PD&I é constituída nos casos em que há o recolhimento de Participação Especial, ou seja, para campos de elevada produtividade ou rentabilidade, e equivale a 1% da receita bruta da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos. Para o contrato da 1ª Rodada de Partilha da Produção e o contrato da cessão onerosa, a obrigação de PD&I é constituída a partir de qualquer volume de produção, sendo equivalente a 1% e 0,5%, respectivamente, da receita bruta. Para os contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha da Produção, a obrigação de PD&I equivale a 1% da receita bruta, conforme critérios específicos associados à profundidade batimétrica e aos procedimentos para recuperação do custo em óleo.

Os valores gerados são investidos em projetos de PD&I que podem ser executados pela própria Empresa Petrolífera, por Empresas Brasileiras ou por Instituições Credenciadas de todo o País.”

Conforme divulgado pela ANP em seu site da internet⁷, recentemente foi aprovada a revisão do regulamento que estabelece as regras para a aplicação de recursos da cláusula de P, D&I dos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural. De acordo com a ANP, as alterações ampliam as possibilidades de atuação das instituições de pesquisa, incentivam a execução de projetos em parceria

⁶ <http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i>

⁷ <http://www.anp.gov.br/noticias/5336-anp-aprova-revisao-do-regulamento-da-clausula-de-pd-i>

universidade-empresa, viabilizam a execução de novos modelos de projetos e programas e possibilitam o direcionamento de parte dos recursos para investimentos em *startups*.

Além dos regulamentos estabelecidos pela ANP, as políticas públicas que têm um cunho de desenvolvimento tecnológico também precisam ser consideradas, como o Programa de Estimulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de P&G – PEDEFOR, mencionado pelo MCTIC.

Não adotar essa visão mais abrangente pode implicar ineficiências, haja vista que existe grande interface entre o setor elétrico e o setor de petróleo, gás e biocombustíveis e setor energético como um todo, e que iniciativas adotadas em um dos setores podem afetar o outro.

Neste sentido, em termos dos encaminhamentos a serem dados pelo GT Modernização do Setor Elétrico, entende-se como possível incluir no mapa de ações a serem priorizadas e acompanhadas a governança de uma política de P, D & I para o setor energético, que necessariamente vai tratar da questão no que diz respeito ao P, D & I do setor elétrico.

A esse respeito é importante indicar que esse tema tem grande interface com os achados do Grupo Temático Novas Tecnologias, na medida em que aquele grupo já aponta para temas em Novas Tecnologias que tendem a evoluir nos próximos anos e como o setor elétrico deve acomodá-los. Não obstante, entende-se que a questão tratada neste GT Governança é mais abrangente, na medida em que propõe que se institucionalize uma forma de conceber prioridades para pesquisa, desenvolvimento e inovação de novas tecnologias de maneira estratégica e enxergando os esforços no âmbito da Administração Pública Federal como um todo.

Outrossim, conforme pontuado pela EPE na reunião com o MCTIC já mencionada, é importante, até para garantir a continuidade de projetos e programas em curso, que essa nova estrutura de governança acomode estruturas já existentes, com interação de vários órgãos e entidades em assuntos correlatos, como é o caso da iniciativa de promoção de P&D em energias renováveis que ocorre no âmbito do Mission

Innovation⁸, que resultou no desenvolvimento em projeto para mapear, diagnosticar e monitorar os investimentos em P&D na área de energia no Brasil em linha com padrões internacionais. O projeto atualmente está em desenvolvimento e conta com recursos da Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe – CEPAL, sob coordenação do CGEE, com participação do MCTIC, da EPE e da Agência Internacional de Energia – IEA, ANEEL e ANP entre outras instituições.

Também foi ressaltada a importância destacada pelo ONS de que sejam destinados recursos específicos para projetos estratégicos de interesse sistêmico, que via de regra não despertam o interesse dos agentes. Projetos dessa natureza deveriam ser gerenciados pelas instituições alavancadoras dos interesses sistêmicos.

3.3. A capacidade do Estado de acompanhar o desenvolvimento tecnológico em nível internacional

A interação dos órgãos e entidades com iniciativas internacionais de fomento a pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica em energia também ocorre de forma pouco organizada, sem acompanhamento, nem avaliação em termos de interesses estratégicos. Não se pode, contudo, ignorar os esforços que vêm sendo envidados para manter o País em discussões estratégicas, o que vem ocorrendo, a depender do fórum, por meio do MME, do MCTIC, do MRE, da EPE, da ANEEL, entre outros.

Torna-se, assim, relevante, conceber uma estrutura de governança dessas interações com vistas a maximizar as sinergias e o retornos para a sociedade, evitar ineficiências resultantes de duplicações de esforços e de ações descoordenadas, bem como priorização da aplicação dos recursos públicos, já que essas interações também pressupõem despesas com diárias, passagens e pagamentos de adesões ou anualidades a grupos e comitês técnicos.

⁸ *Mission Innovation* é uma iniciativa global que objetiva acelerar a inovação em energia limpa. (<http://mission-innovation.net/>)

Por outro lado, especialmente em termos de energia, o Brasil é um país privilegiado em termos internacionais por ter disponibilidade de diversos recursos naturais e por estar na vanguarda com matrizes elétrica e energética significativamente renováveis. Neste sentido, não são raras as iniciativas internacionais que buscam atrair a participação do Brasil.

Considerando as crescentes restrições fiscais e também de recursos humanos, nota-se que, mesmo priorizando as discussões que merecem participação e acompanhamento por parte do País, observada que as tratativas em termos de desenvolvimento tecnológico têm natureza de longo prazo, o GT discutiu que deveria ser avaliada a possibilidade de que a participação do país nessas discussões se dê por meio de representantes da academia ou de centros de pesquisa, custeados com recursos privado setoriais, desde que o acompanhamento e eventuais decisões estratégicas sejam relegadas ao setor público.

Como exemplo, além das iniciativas relacionadas ao Mission Innovation, pode-se mencionar os mais de 35 Technology Collaboration Programmes⁹ da Agência Internacional de Energia – IEA, tratando das mais diversas questões relacionadas ao desenvolvimento tecnológico, como, por exemplo, inserção de renováveis nas redes, *smart grid*, concentradores solares (*solar paces*), hidroeletricidade e hidrogênio. Observa-se, assim, que a participação do Brasil nessas discussões pode ser relevante inclusive em temas que num certo contexto não são prioridade, mas cujo potencial, se identificado no âmbito dessas discussões, pode influenciar inclusive uma alteração na estratégia nacional de desenvolvimento tecnológico em energia que se pretende construir por meio da estrutura de governança ora proposta.

3.4. Propostas de encaminhamentos

Com base no exposto, o GT Governança entende que é relevante que o GT Modernização do Setor Elétrico inclua entre suas proposições que:

- i. Se institua uma iniciativa inspirada na “Câmara Brasileira da Indústria 4.0” que se torne o *locus* de coordenação das discussões sobre pesquisa,

⁹ <https://www.iea.org/tcp/>

desenvolvimento e inovação em energia, tendo o MME como coordenador e o MCTIC secretariando as atividades;

- ii. Essa iniciativa deveria contar inicialmente, pelo menos, com os seguintes eixos/ grupos de trabalho:
 - a. Governança da política de P, D & I em energia – conceber a forma como se daria a definição periódica dos temas estratégicos que devem ser priorizados em P, D & I no setor; a definição periódica dos projetos de interesse sistêmico e daqueles relacionados ao fortalecimento da ação do poder público setorial, observadas os temas estratégicos definidos; o acompanhamento dos projetos e mensuração de seus resultados; e a prestação de contas à sociedade;
 - b. Acompanhamento e melhoria da governança das iniciativas de P, D & I já em curso; e
 - c. Governança da participação do Brasil em discussões internacionais sobre P, D & I tecnológica em energia.
- iii. A depender dos encaminhamentos orientados, revisar e propor alterações na legislação vigente, se couber.



4. Escolhas estratégicas compatíveis com um desenvolvimento sustentável para o País que devem ser consideradas na definição das matrizes energética e elétrica futuras

No setor elétrico, mas também no setor energético, a Lei nº 10.848, de 2004, reconheceu a relevância do planejamento energético conduzido pelo Estado, mesmo que com caráter indicativo. Atualmente o planejamento setorial tem como principais peças o Plano Decenal de Energia, atualizado anualmente, e o Plano Nacional de Energia, com horizonte de 30 anos, atualizado a cada 5 anos. Os estudos são executados pela EPE sob coordenação do MME, com base num convênio formado entre as duas instituições.

O processo é bastante orgânico, e as interações entre EPE e MME são contínuas. Além disso, envolve consultas a agentes e à sociedade como um todo em diversas etapas da elaboração dos estudos.

Outrossim, considera todos os recursos energéticos potencialmente disponíveis, previsões de crescimento de mercado e da carga e, no caso do setor elétrico, os critérios de suprimento que têm que ser observados para que o sistema elétrico opere com confiabilidade e segurança.

Não obstante, existem demandas da sociedade, ou de estratos da sociedade, que transcendem os setores elétrico e energético, e que não são essenciais para o seu bom funcionamento, mas que, se acatadas, podem interferir no resultado desses estudos e nas sinalizações indicativas de como o país deveria estar preparado para responder à demanda por energia. Observa-se aqui que os estudos de planejamento são relevantes para a escolha de produtos a serem contratados nos leilões de energia, analisada no âmbito da Comissão Especial de Leilões de Energia Elétrica – CELEE.

Como exemplo, cita-se o crescimento da micro e minigeração distribuída (ou de recursos descentralizados), o nível de emissão das fontes (considerando ou não o ciclo do carbono associado à cada fonte), o desenvolvimento regional e econômico

decorrente manutenção da geração a carvão no sul do País, e a própria energia nuclear relevante para a política nuclear como um todo.

São temas que afetam o MME, mas também o ME, o MCTIC, o MMA, entre outros. Neste sentido, o CNPE é o *locus* natural para a recomendação de escolhas estratégicas como essas ao Presidente da República. Está inclusive previsto nas competências do Conselho, art. 2º da Lei nº 9.478, de 1997, “rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis”.

Ocorre que o que se observa da agenda e das pautas do CNPE é que o Conselho tem se reunido com periodicidade crescente mas, na maioria das vezes, para tratar de questões afetas a políticas específicas (por exemplo, a relativa ao Novo Mercado do Gás) ou decisões que estão sob sua competência conforme previsto na legislação vigente (por exemplo, definição dos critérios econômicos para o cálculo de bonificação pela outorga das usinas licitadas à luz da Lei nº 12.783, de 2013), mas até o presente momento, desde sua criação, s.m.j. nunca para tratar explicitamente de decisões que afetam diretamente as matrizes elétrica e energética.

Neste sentido, o GT Governança refletiu sobre a necessidade de uma maior institucionalização das discussões estratégicas que podem afetar as matrizes elétrica e energética brasileiras, as quais deveriam ter uma periodicidade compatível com a revisão do PNE, antecedendo sua elaboração, naturalmente.

É importante destacar que o desejo de participação em discussões do setor energético que podem afetar a disponibilidade de infraestrutura e o crescimento econômico do país foi expresso pela SDI/ME, na reunião realizada com a Secretária-Executiva em 16 de julho de 2019, e que o TCU também apontou para a relevância de uma maior formalização (e motivação e fundamentação, pelo bem da transparência) das decisões do CNPE, assim como de uma maior transparência de todo o processo que leva à definição dos produtos contratados nos leilões de energia, que parte de escolhas estratégicas, sua incorporação no planejamento setorial e a consideração desse planejamento para efeito de seleção de portfólio de produtos.

4.1. Propostas de encaminhamentos



Diante do exposto, o GT Governança entende como relevante que o GT Modernização do Setor Elétrico recomende a elaboração de Decreto regulamentador da Lei nº 9.478, de 1997 (ou que altere o Decreto nº 3.520, de 2000) com vistas a disciplinar o rito de discussão periódica das escolhas estratégicas em termos de País que podem afetar as matrizes elétrica e energética brasileiras no médio e longo prazos.

É importante deixar claro, além da periodicidade desse tipo de avaliação a ser realizada pelo CNPE, se outros Ministérios ou instituições que não estão representadas no CNPE, devem ser escutadas nesse processo, e que nesse processo sejam consideradas as diretrizes ou resultados indicativos dos demais instrumentos de planejamento do Governo Federal como a Estratégia Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – ENDES.

Recomenda-se ainda que as decisões na esfera do CNPE sigam uma agenda estratégica, remetendo às demais instâncias as decisões de caráter tático e operacional.



5. Aperfeiçoamento da governança da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP

Em 2007, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE determinou que o MME instituisse a CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico que tem como finalidade garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Com a CPAMP, tanto o MME quanto as entidades vinculadas promovem as alterações necessárias nas metodologias e programas computacionais do sector elétrico, cada uma dentro de sua competência, mas observando todos os usos dos referidos modelos (e usuários): planejamento da expansão (EPE), operação (ONS) e formação de preços (CCEE). Trata-se, assim, de colegiado que garante a boa governança das decisões afetas a aperfeiçoamentos e alterações efetuados nos modelos computacionais do setor considerando todos seus usos.

A CPAMP promove reuniões periódicas sobre diversos temas atinentes aos modelos, o que tem permitido ao longo dos anos tanto um alinhamento entre MME, ANEEL, EPE, ONS, CCEE; quanto também previsibilidade para os agentes sobre as alterações que são promovidas, que precisam ser divulgadas anualmente até 31 de julho, para vigorarem a partir de 1º de janeiro do ano subsequente.

Diante da edição do Decreto nº 9.759, de abril de 2019, de extinção de colegiados, a CPAMP foi recriada por meio de portaria (Portaria MME nº 282, de 15 de julho de 2019), por orientação da Casa Civil, de modo a garantir a continuidade das atividades em curso nesse colegiado.

Ocorre que uma discussão sobre melhoria da governança dessa Comissão foi iniciada porém não concluída de modo que o GT Governança entende como pertinente a retomada dessa reflexão, dada a relevância dessa Comissão para os

possíveis encaminhamentos a serem dados pelo GT Modernização do Setor Elétrico em tema como critérios de suprimento, formação de preços e lastro e energia, por exemplo.

Como exemplo de pontos que podem ser aperfeiçoados está a antecedência com que as alterações precisam ser decididas para serem implementadas, haja vista que existe crítica de que esse processo, embora transparente, pode engessar ou burocratizar o setor. Neste sentido pode ser avaliada a antecedência de divulgação em termos de matéria, a depender de quão estratégicas ou sensíveis são.

Outra questão que pode ser endereçada é a autoridade competente pela decisão das alterações. Pode ser melhor disciplinado que matérias poderiam ser decididas pelo próprio colegiado, aquelas que dependem de decisão ministerial e outras que poderiam ser submetidas ao CNPE (se cabível, haja vista que o CNPE não é órgão decisão, mas de aconselhamento do Presidente da República), dado seus possíveis efeitos sistêmicos.

5.1. Proposta de encaminhamento

Diante do exposto, o GT Governança entende como relevante que o GT Modernização do Setor Elétrico recomende a inclusão do aperfeiçoamento da Governança no Plano de Trabalho da CPAMP para o período 2019/2020.



6. Política tarifária

No setor elétrico, a competência de formulação da política tarifária é do MME. Ocorre que desde a edição da Lei nº 10.848, de 2004, quando se criou o Ambiente de Contratação Regulado – ACR e regras muito restritas para ampliação do também então criado Ambiente de Contratação Livre – ACL, muito pouco se discutiu em termos de política tarifária, sendo o cálculo e aplicação de tarifas realizados pela ANEEL em seus ritos previstos na regulação setorial e nos contratos de concessão.

Ocorre que num movimento de abertura do mercado e de maior liberdade dos agentes setoriais, se torna pertinente uma reflexão daquilo que deve compor as tarifas, da alocação de custos e riscos por meio da tarifa e sobre qual deve ser o universo de pagantes desses custos. Trata-se de escolhas de política tarifária que precisam ser elaboradas, de modo que o GT avaliou como pertinente conceber uma estrutura de governança em que essa discussão deve ocorrer, haja vista que os impactos de políticas tarifárias são sentidos na economia como um todo e não só no setor elétrico.

Conforme dispõe o inciso III do artigo 1º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visam, dentre outros, ao objetivo de proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

Relacionada à política tarifária, encontra-se nas atribuições do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, a responsabilidade de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

I - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios; e

II - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e

implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico.

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, reforça a competência do CNPE em propor os critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

As diretrizes para a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, estão dispostas na Lei nº 10.848, de 2004, tanto para a contratação regulada quanto para a contratação livre.

O recente movimento para reduzir as barreiras que dividem a contratação de energia elétrica para atendimento aos mercados regulado e livre tem o condão de aumentar a liberdade dos agentes setoriais, mas nos chama a reflexão sobre a composição das tarifas, com ênfase na alocação de custos e riscos que se faz, atualmente, por meio das tarifas reguladas, principalmente, e sobre qual deve ser o universo de pagantes de cada custo.

Dentre as diretrizes consignadas na Lei nº 10.848, de 2004, está o comando para que a cobrança das cotas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE se faça na forma de encargo tarifário incidente sobre as tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição. Com isso, os consumidores livres, que fazem parte do Ambiente de Contratação Livre (ACL), aos quais é facultado escolher o seu fornecedor de energia, pagam o encargo por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) ou da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

A Agência Nacional de Energia Elétrica, ao homologar as tarifas aplicáveis aos diferentes agentes, segrega os custos em parcelas, de forma a cobrar dos diferentes consumidores (livres e regulados) o que é devido por eles à cadeia de prestadores de serviços (geradores, transmissores e distribuidores), bem como às contas setoriais (encargos tarifários). A Figura 1 ilustra a composição das tarifas de energia elétrica:



Figura 1. Componentes tarifários

TIPO TARIFA	GRUPO DE CUSTO	CUSTO
TUSD (R\$/kW e R\$/kWh)	ENCARGO	Reserva Global de Reversão
		Taxa de Fiscalização (TFSEE)
		Pesquisa e Desenvolv. (P&D)
		Encargos do ONS
		Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
		Programa de Incentivo a Fontes Alternativas
	FIO A	TUSD Rede Básica
		TUSD Fronteira
		CONEXAO Transmissão
		CONEXAO Distribuição
		CUSD
		TUSDG-T
		TUSDG-ONS
	FIO B	DISTRIBUICAO
	PERDAS	Perdas Técnicas
		Perdas em Rede Básica/Perdas em Distrib.
		Perdas não técnicas
		Receitas Irrecuperáveis
TE (R\$/kWh)	ENCARGO	Pesquisa e Desenvolv. (P&D)
		Encargo de Serviço de Sistema
		Compens. Financ. Utilização de Rec. Hidricos
		CDE Energia
	ENERGIA	ENERGIA REVENDA
	FIO A	ITAIPU
		TUST ITAIPU
		TUST Contratos Iniciais
	PERDAS	Perdas Rede Básica/Comercialização

Ocorre que desde a edição da Lei 10.848, de 2004, muito pouco se discutiu em termos de política tarifária, ainda que diversas intervenções legais tenham sido feitas no sentido de subsidiar determinados grupos de consumidores, ou estimular determinadas fontes de energia, tendo sempre ficado a cargo da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o cumprimento das políticas tarifárias, por meio do cálculo e aplicação de tarifas, conforme ritos previstos na regulação setorial e nos contratos de concessão.

A CDE, criada pela Lei nº 10.438, de 2002, é um fundo destinado a custear subsídios concedidos a alguns agentes do setor elétrico e não faz parte do orçamento público. Atualmente, após várias alterações em sua Lei de criação, a CDE arca com as despesas:

- universalização do serviço público de energia elétrica em todo o território nacional;
- subvenção aos consumidores de baixa renda, beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE);
- os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que buscam equalizar as tarifas de energia elétrica praticadas nos sistemas isolados, ainda não integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN);
- subsídio aos combustíveis de empreendimentos termelétricos a partir da fonte carvão mineral nacional que entraram em operação até 6 de fevereiro de 1998;
- os descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, aplicados às unidades consumidoras classificadas como (a) irrigantes e aquicultores, (b) serviço público de água, esgoto e saneamento, (c) serviço público de irrigação e (d) rural;
- os descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e transmissão relacionados à compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada; e
- subvenção recebida por cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, para compensar a reduzida densidade de carga de seu mercado.

Além da CDE, há outros exemplos de políticas públicas, no setor elétrico brasileiro, implementadas por meio das tarifas, dentre os quais se destacam:



1. A concentração dos custos decorrentes da contratação de potência da usina de Itaipu Binacional nos mercados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste;
2. O processo de realinhamento tarifário conduzido a partir, especialmente, das diretrizes estabelecidas por meio da Resolução nº 12, de 17/09/ 2002, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e por força do Decreto nº 4.562, de 31/12/2002, que objetivou a eliminação gradual, até 2007, dos subsídios cruzados então existentes, ou seja, dos custos diferenciados da energia elétrica existentes nas tarifas dos consumidores enquadrados nas classes de baixa tensão em relação aos consumidores atendidos em alta tensão;
3. A trajetória estabelecida nos §§ 3º-D, 3º-E e 3º-F do artigo 2º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, alterada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que diminui gradualmente o custo do encargo tarifário (em R\$/MWh) das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em níveis de tensão mais elevados (acima de 2,3KV), aumentando o custo do encargo tarifário (em R\$/MWh) das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em baixa tensão (abaixo de 2,3KV), resguardados os consumidores enquadrados na Tarifa Social de Energia Elétrica, que estão isentos do pagamento das quotas anuais da CDE.

Políticas públicas que, direta ou indiretamente, se reflitam em escolhas que afetem as tarifas precisam ser elaboradas e discutidas segundo as competências de cada ente que atua em prol do bom funcionamento do setor elétrico, de modo que o GT avaliou como pertinente conceber uma estrutura de governança em que essa discussão deve ocorrer, haja vista que os impactos de políticas tarifárias são sentidos na economia como um todo e não só no setor elétrico.

7. Superposições ou indefinições de competências entre MME, ANEEL, EPE, CCEE e ONS

Na primeira reunião do GT Modernização, o ONS mencionou a percepção de que é necessário realizar uma avaliação sobre superposições ou indefinições em termos de divisões de competências entre MME, ANEEL, EPE, CCEE e ONS, com o objetivo de trazer racionalidade e redução dos custos de transação do setor.



Tal percepção também foi bastante destacada pelo TCU, que mencionou alguns trabalhos de auditoria e fiscalização em que observou que nenhuma instituição se sentia competente sobre alguns temas como o acompanhamento da formação da tarifa de Itaipu e o acompanhamento sistemático dos resultados alcançados pelos subsídios para justificar sua manutenção (supervisão sob a ótica de eficiência), para mencionar dois.

7.1. Proposta de encaminhamento

Embora esse seja um trabalho de maior fôlego que talvez requeira aguardar a conclusão de outras frentes de trabalho da Modernização do Setor Elétrico (como, por exemplo, aquelas decorrentes do GT Desburocratização de Processos e do GT Processos de Contratação), haja vista que essa Modernização também tende a alterar o funcionamento do setor e a forma como o MME e as entidades se relacionam e respondem por suas competências, o GT Governança entende como relevante que o GT Modernização do Setor Elétrico recomende, no médio prazo, a realização de um reexame das competências do MME e das entidades vinculadas, com vistas a eliminar superposições, eliminar lacunas e reduzir o custo de transação no setor elétrico.



8. Governança da comunicação setorial

No decorrer da atuação do GT Modernização do Setor Elétrico foi realizado um esforço para que diversos assuntos, coordenados pelo MME ou pelas diferentes entidades, fossem formalmente comunicados como parte do movimento de Modernização. Com isso, constituiu-se um esforço ainda embrionário de comunicação conjunta das ações em curso, até porque os temas em discussão inclusive nos diversos workshops realizados nesse interim não são triviais e nem facilmente compreensíveis às pessoas não familiarizadas com os aspectos técnicos do setor.

O GT Governança reconheceu esse aspecto do trabalho conjunto entre MME e entidades, que é a comunicação setorial, que poderia ser mais organizado para otimizar os resultados das ações implementadas pelas instituições.

Num cenário em que se considera que haja a priorização periódica de ações e políticas estratégicas no âmbito do CNPE (conforme detalhado em “Escolhas estratégicas compatíveis com um desenvolvimento sustentável para o País que devem ser consideradas na definição das matrizes energética e elétrica futuras”), seria de se esperar que ações em termos de comunicação setorial pudessem ser também priorizadas em conjunto, de modo que cada instituição pudesse tratar da questão, em termos de comunicação, dentro de sua área de atuação, mas de forma que os discursos se reforçassem e a mensagem pudesse ser compreendida como relevante para a sociedade sob todos os seus prismas.

Além disso, e na mesma linha, o GT Governança entendeu que o desenho de uma governança de comunicação setorial deveria incluir as estratégias de sensibilização dos outros poderes (Judiciário e Legislativo) além de Ministério Público e Tribunal de Contas da União, com o objetivo de tornar esses outros agentes públicos mais familiarizados com as questões prementes no setor, facilitando também sua atuação e potencialmente uma maior sintonia com as ações envidadas pelo MME e entidades vinculadas.



Outrossim, em termos de governança da comunicação das ações implementadas pelo MME e entidades vinculadas, entendeu-se também que um periódico alinhamento entre os planejamentos estratégicos das instituições, inclusive em termos dos indicadores selecionados para acompanhar a evolução na obtenção dos resultados, também teria o potencial de facilitar à sociedade a compreensão da atuação do MME e das entidades vinculadas.

8.1. Proposta de encaminhamento

Com base no exposto, o GT Governança entende que é relevante que o GT Modernização do Setor Elétrico inclua entre suas proposições que:

- i. Se promova uma reflexão mais aprofundada sobre a Governança da Comunicação Setorial;
- ii. Essa reflexão deveria contemplar uma maior coordenação das ações de comunicação, com, no mínimo, os seguintes objetivos:
 - a. Elencar periodicamente temas prioritários/estratégicos de comunicação setorial;
 - b. Propor conjuntamente uma pauta de eventos / capacitação de agentes públicos de outros Poderes, do MP e do TCU para familiarizá-los com os temas mais prementes ou para cuja resolução se depende da atuação desses outros agentes; e
 - c. Discussão dos planejamentos estratégicos e seus indicadores com vistas a alinhar conceitos e poder demonstrar para a sociedade a relevância dos resultados obtidos pelas instituições.



Anexo I:

Contribuições do ONS – CP nº 33/2017

Anexo II:

Apresentação realizada por Ceres Zenaide

Anexo II:

Acórdãos do TCU que de alguma forma abordaram questões de governança no setor elétrico



CONTRIBUIÇÕES DO ONS – CP nº 33/2017

I. PREMISSAS DO MME

1. A proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico elaborada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), segundo disposto na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE divulgada por meio da Consulta Pública nº 33/2017, visa promover, essencialmente (elementos básicos):
 - a) Incentivos à eficiência nas decisões empresariais dos agentes setoriais, a segurança do suprimento de energia e a sustentabilidade socioambiental;
 - b) Alocação adequada de riscos para permitir sua gestão individual, com responsabilidades bem definidas;
 - c) Remoção de barreiras à participação de agentes no mercado; e
 - d) Respeito aos contratos vigentes e observância dos requisitos formais e dos papéis de cada instituição;
2. Informa, no referido documento, que a persecução destes objetivos se justifica pelas “pressões exercidas por fenômenos tecnológicos e socioambientais que representam condições de contorno para o funcionamento da indústria elétrica e por fricções nos modelos de negócio hoje prevalentes.”¹
3. Reforça, ainda, que em Consultas Públicas anteriores² foi verificado pelo MME que as contribuições dos agentes setoriais convergiram quanto à necessidade de equacionar a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, a fim de garantir a segurança do abastecimento eletroenergético. E, portanto, que tais consultas orientaram a elaboração de propostas objetivas de modernização e racionalização econômica do setor elétrico que permitam o aprimoramento de seu marco regulatório e comercial.
4. Destarte, os aprimoramentos propostos pelo MME foram divididos em quatro grupos, quais sejam:
 - I. decisões que orientam a reforma e elementos de coesão, incluindo reforços explícitos a mecanismos já existentes destinados a atuar como contrapartidas às alterações fundamentais do modelo;
 - II. aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico, permitindo gerenciamento dinâmico dos riscos sistêmicos e comerciais, sem precipitar escolhas definitivas;

¹ Item 3.1 da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE

² CP nº 21 de 2016

- III. alocação adequada de custos entre os agentes; e
- IV. medidas de sustentabilidade, que incluem propostas de desjudicialização e distribuição da renda dos ativos do setor.

5. Com enfoque nas premissas do MME, acima dispostas, passamos à análise da Nota Técnica n.º 5/2017/AEREG/SE divulgada por meio da Consulta Pública nº 33/2017.

II. DA ANÁLISE DA MINUTA DA NOTA TÉCNICA

a) CONSIDERAÇÕES INICIAIS

6. A Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE que apresenta a proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico aborda temas complexos e transversais, motivo pelo qual os *elementos básicos*³ definidos por este Ministério para tais aprimoramentos devem ser amplamente estudados e discutidos com os agentes setoriais com objetivo de quantificar os impactos advindos das mudanças pretendidas.

7. Não obstante o que foi vislumbrado por este Ministério para o futuro do setor elétrico, não foram delineadas ações no sentido de promover *sustentabilidade socioambiental, eficiência e inovação* – citadas como condições de contorno para o funcionamento da indústria elétrica pelo MME.

8. Também não foi tratada a *governança setorial*, com o aprimoramento dos papéis de cada instituição - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – como propõe o MME.

9. Sob este aspecto, salienta-se a importância de serem discutidos os papéis desempenhados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE⁴, órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, e pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE⁵, cuja atribuição precípua é monitorar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional, composto por titulares da ANEEL, EPE, CCEE, ONS e da Agência Nacional do Petróleo – ANP.

10. Destaca-se, ainda, a necessidade de serem reforçados os papéis de cada instituição do setor elétrico, bem como o relacionamento interinstitucional, incluindo instituições e conselhos que exercem influência no setor

³ Itens 3.7 e 3.8 da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE

⁴ Decreto nº 3520/2000

⁵ Decreto nº 6175/2004

elétrico - embora não o integrem -, tais como o Ministério de Meio Ambiente - MMA que formula a Política Nacional de Recursos Hídricos e a Agência Nacional de Águas - ANA, a qual compete implementar o Sistema Nacional de Recursos Hídricos, outorgar e fiscalizar o uso de recursos hídricos de domínio da União, bem como a ANP, na destinação do gás para o setor elétrico e as possíveis implicações que o programa *Gás para Crescer* podem trazer para o setor.

11. Acreditamos que o aprimoramento do modelo setorial pode basear-se nas boas práticas dos modelos internacionais e que esforços para a estruturação da governança setorial proporcionarão maior dinamismo e acesso à informação, além da economia nos custos de transação intrasetorial, bem como nos incorridos pelos agentes para a implantação de seus projetos de geração e transmissão de energia elétrica.

12. Além disso, a Nota Técnica não tratou das questões ligadas ao *planejamento da expansão dos sistemas elétricos*, para o qual entendemos fundamental serem priorizados os estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) voltados ao planejamento do setor energético, qual seja o “Plano Decenal de Energia (PDE)”, que consolida análises das estratégias indicativas para a expansão da oferta de energia e as sinergias entre os setores, dos impactos socioambientais na geração e transmissão de energia; e das interferências potenciais de cada fonte sobre as sensibilidades socioambientais das regiões brasileiras.

13. Neste ponto, ressaltamos a relevância da precisão do resultado do PDE, a fim de que este: (i) seja aderente à realidade operativa do sistema e, (ii) viabilize a *sustentabilidade socioambiental*, com a indicação de temas prioritários para a gestão ambiental e os desafios socioambientais a serem enfrentados no horizonte de planejamento do setor, preconizando o tratamento de resíduos, vegetação nativa, qualidade do ar, comunidades vizinhas, biodiversidade aquática, dentre outros – questões enfrentadas pelos agentes na implantação de seus projetos de geração e transmissão de energia elétrica.

14. Também não foi abordado pela Nota Técnica a questão relacionada aos *mercados vizinhos*, no que se refere às futuras integrações, além de não ter sido abordada a utilização eficiente das instalações existentes para importação/exportação de energia elétrica com países vizinhos, aspectos que entendemos fundamentais para o SIN.

15. Quanto às medidas propostas para a redução das ações judiciais, a fim de atuar distributivamente na alocação de custos entre usuários da rede, atenuando os efeitos da cobrança dos encargos, entendemos a pertinência de tais medidas para o destravamento do setor. Entretanto, alertamos sobre a importância de também serem tratadas *questões estruturais*, que deram origem aos problemas tratados por essas medidas, a fim de que o novo modelo setorial se torne sustentável e, conseqüentemente, seja evitada nova judicialização pelos agentes setoriais.

16. Por fim, em linha com o que foi aduzido pelo MME, propomos que os assuntos abordados no grupo 2 da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE - de cunho técnico - sejam tratados pela legislação de forma mais genérica, deixando espaço para que a Agência Reguladora, dada sua competência técnica, venha a dispor sobre essas questões técnicas através de audiências públicas específicas para cada tema, realizando as devidas Análises de Impacto Regulatório (AIR) das mudanças pretendidas e possibilitando a ampla discussão junto aos agentes setoriais – o que, certamente, trará maior segurança às medidas a serem implementadas.

17. Ante ao exposto, tem-se que a tratativa dos assuntos ora relacionados é imprescindível para que seja alcançada a eficácia e a sustentabilidade do novo modelo a ser implementado no Setor Elétrico Brasileiro, evidenciando a equidade e a transparência das informações no âmbito das instituições do setor e atraindo, por conseguinte, os investimentos necessários para sua expansão.

b) COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO (GRUPO 1)

b.1) REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE

18. Inicialmente, no que se refere à proposta de redução dos limites para acesso ao mercado livre, o ONS entende como positiva a ampliação gradual do acesso dos consumidores a esse mercado, tal como proposto pelo MME. No entanto, destacamos que a expansão do mercado livre deve ser concatenada com o equacionamento da questão da separação do lastro e da energia.

19. Outrossim, entendemos que deve ser detalhada a motivação acerca do estabelecimento das datas e dos respectivos requisitos mínimos de carga para acesso ao mercado livre, estabelecidos pela proposta de nova redação do Art. 16, da lei nº 9.074/95.

c) MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO (GRUPO 2)

c.1) DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO

20. Entendemos como oportuna a proposta de permitir que o MME reduza a obrigação de contratação dos consumidores, oferecendo flexibilidade para comercialização de energia desde que preservada a obrigação da contratação centralizada de lastro para atendimento à expansão do sistema, isto é, garantindo a confiabilidade do suprimento do mercado regulado e do mercado livre, alocando os custos do lastro de forma equânime para os dois ambientes.

21. Julgamos pertinente destacar que a possibilidade da redução da obrigação de contratação da energia deve preservar a forma de contratação dos serviços e do uso do sistema de transmissão, isto é, os usuários da rede (geradores, distribuidores e unidades consumidoras) devem remunerar as instalações de transmissão pela máxima demanda a ser injetada ou retirada do SIN de forma coerente com a forma como se dá a remuneração das citadas instalações.

22. Adicionalmente, entendemos relevante a criação de mecanismos infra legais que protejam os consumidores cativos de custos indevidos resultantes de contratações inferiores ao mercado realizadas pelas concessionárias de distribuição.

C.2) POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

23. A proposta associada à redução de custos sistêmicos no *Gerenciamento de Pagamentos e Recebimentos das Instalações de Transmissão*, disposta no item 3.47 da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, traz a possibilidade de criação de uma liquidação centralizada da transmissão, desde que esta resulte em redução de custos sistêmicos, culminando na proposição da alteração do art. 17, da Lei nº 9.074, de 1995.

24. O referido artigo identifica a CCEE como possível designada pelo Poder Concedente para atuar como centralizadora de contratos de transmissão e como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede nestes contratos.

25. Nesta esteira, estabelece que as contratações de novas instalações de transmissão deverão ser realizadas diretamente com a centralizadora de contratos - tornando compulsória a liquidação financeira centralizada para estas instalações-, enquanto faculta aos titulares das instalações de transmissão anteriormente contratadas a adesão ao novo modelo, possibilitando a coexistência de dois modelos de liquidação.

26. Em análise ao que foi proposto pelo MME, pautamos, adiante, as contribuições deste Operador sobre os aspectos legais, contratuais e dos processos de contabilização e liquidação no segmento de transmissão, apresentando em linhas gerais o projeto que vem sendo conduzido pelo ONS junto aos agentes do setor.

Os Aspectos Legais

27. A atribuição legal do ONS de contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares está definida no art. 13, § único, “d”, da lei nº 9.648/1998.

28. A referida atribuição também está delineada na Resolução ANEEL nº 247/1999, a qual determina: (i) que o ONS efetue a administração da cobrança e da liquidação dos encargos referentes à prestação dos serviços de transmissão da Rede Básica, emitindo avisos de débito aos acessantes e avisos de crédito às TRANSMISSORAS (art. 12, § 1º); e (ii) a necessidade de previsão nos Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST da autorização das transmissoras para tanto, bem como para que o ONS celebre os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST com os usuários as representando (art. 4º e 5º).

29. Este tema é tratado, ainda, pela Resolução Normativa nº 281/1999, que dispõe sobre as condições gerais de contratação do acesso, e pela Resolução Normativa nº 666/2015, que regulamenta contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, definindo as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes.

30. Adicionalmente, a Resolução ANEEL nº 729/17 dispõe sobre a atribuição do ONS de apurar e aplicar dos descontos relativos à Parcela Variável incidente sobre as receitas das transmissoras, nas hipóteses de indisponibilidades, restrições operativas ou atraso na entrada em operação comercial.

31. Em observância à regulação citada, o Módulo 15 dos Procedimentos de Rede, aprovados pela ANEEL, detalha as responsabilidades do ONS acerca da administração de serviços e encargos de transmissão, dispondo sobre a administração do CPST e CUST (Submódulos 15.3 e 15.4), a apuração dos montantes de uso, serviços e encargos de transmissão e encargos setoriais (Submódulos 15.7, 15.8, 15.9 e 15.10) e a coordenação da cobrança e da liquidação dos serviços e encargos (Submódulo 15.11).

32. Em linha com os aludidos normativos, o Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST) faz previsão expressa da autorização do ONS para atuar como representante das Transmissoras na assinatura dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), ficando disposto nestes instrumentos as condições de cobrança dos respectivos encargos de uso.

33. Destarte, o ONS figura como contraparte nos CUST em razão dos serviços prestados por ele aos usuários do sistema, bem como representando as concessionárias de transmissão, no que se refere aos serviços de transmissão prestados por essas aos referidos usuários.

34. Assim, analisando apenas do ponto de vista legal a proposta de alteração do art. 17, da lei 9.074/95 - de transferir à CCEE a contratação e a liquidação centralizada dos pagamentos oriundos das instalações da transmissão - pressupõe a alteração dos dispositivos legais e infralegais vigentes (Leis, Resoluções e Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL), os quais atribuem a cobrança e liquidação dos encargos de uso do sistema ao ONS. Além disto, far-se-ia necessário proceder as alterações dos contratos celebrados com todos as transmissoras e usuários do sistema de transmissão, incluindo, os instrumentos que tratam das garantias de pagamentos dos encargos associados ao uso do SIN.

Os Aspectos contratuais, de contabilização e de liquidação:

35. A atribuição conferida por lei ao ONS relativa à administração da transmissão, assegura o exercício da operação do SIN a este Operador, a qual se configura a partir da celebração do CPST com as transmissoras, de um lado, e, de outro, com a celebração do CUST com os usuários da rede. Tais contratos, embora versem sobre os respectivos arranjos comerciais, possuem natureza predominantemente técnica, na medida que estabelecem obrigações relacionadas à operação e uso das instalações de transmissão, consonante às regras dispostas nos Procedimentos de Rede e na regulamentação setorial.

36. Como resultante desse binômio contratual (CPST/CUST), ocorre o fluxo financeiro entre os usuários e transmissoras relativo à transmissão de energia, apurado com base em regras técnicas associadas à operação do SIN, estabelecidas pela ANEEL. Tal processo requer, portanto, conhecimento e proximidade dos profissionais que executam a apuração dos encargos com os referidas transmissoras, usuários e com a Agência Reguladora, configurando-se a parte financeira apenas ao final da fase de liquidação - após a emissão dos avisos de créditos - AVC⁶ e dos avisos de débitos - AVD⁷ às transmissoras e usuários da rede.

37. Assim, afora os aspectos legais e regulamentares, existem, ainda, os aspectos técnicos que impõem a manutenção da atribuição de administração e de contratação da transmissão, com a respectiva contabilização dos encargos de uso, ao ONS, não cabendo a qualquer outra entidade executar tais atribuições, tampouco participar dos contratos referentes à disponibilização de instalações para a operação ou ao uso da Rede.

38. Note-se que, conforme explanado anteriormente, tal posicionamento está plenamente amparado nas disposições legais e nos regulamentos vigentes, que fundamentam a existência desse Operador como entidade setorial garantidora do livre acesso e responsável pela administração e coordenação da operação do Sistema Interligado Nacional.

39. No tocante à liquidação dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão - EUST, após a emissão dos AVD e AVC, um aspecto importante a considerar é que, de fato, o regime atual resulta em uma relação operacional de cada usuário da rede com cada transmissor em relação a cada uma das parcelas de vencimento das faturas e, portanto, apresenta custo operacional elevado e crescente, face o crescimento do número de concessionárias de transmissão e de usuários da rede, gerando aumento significativo no número de operações na liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão.

⁶ Aviso de Crédito: Documento disponibilizado na página do ONS na internet informando a cada concessionária de transmissão e ao ONS os montantes que deverão ser faturados a cada usuário, respectivamente, pela prestação dos serviços de transmissão e pela prestação dos serviços de coordenação e controle da operação do SIN e de administração dos serviços de transmissão prestados pelas concessionárias de transmissão. (Item 32, Submódulo 20.1, dos Procedimentos de Rede).

⁷ Aviso de Débito: Documento disponibilizado na página do ONS na internet informando a cada usuário os montantes que esse deverá pagar a cada concessionária de transmissão e ao ONS, respectivamente, pela prestação dos serviços de transmissão e pela prestação dos serviços de coordenação e controle da operação do SIN e de administração dos serviços de transmissão prestados pelas concessionárias de transmissão. (Item 33, Submódulo 20.1, dos Procedimentos de Rede).

40. Outrossim, entendemos oportuno manter em um único ambiente de liquidação todos as transmissoras e usuários. A hipótese da criação de um novo ambiente de liquidação, no qual seja permitida a não adesão de todos esses agentes implicaria em maior complexidade para o processo e no aumento de custos para os envolvidos, pois envolveria relações entre transmissoras aderentes e não aderentes com usuários aderentes e não aderentes, formando quatro relações possíveis, com sérias complicações de permeabilidade operacional entre as contas de cada uma dessas relações.

41. Considerando isto o ONS está desenvolvendo um projeto de liquidação simplificada dos EUST, o qual está em consonância com o espírito das reformas propostas pelo MME e conta com a ampla participação e apoio dos agentes do setor.

42. Em síntese, o referido projeto consiste na contratação de uma instituição financeira para realizar a liquidação dos EUST com base em um mapa de liquidação a ser encaminhado pelo ONS após a conclusão de cada Apuração Mensal de Serviços e Encargos – AMSE, a exemplo do que ocorre com a CCEE em seus processos de liquidação.

43. Neste momento, o projeto está em fase final de formatação, e será encaminhado à ANEEL até o final deste ano, devendo contar com comando desta Agência às transmissoras e aos usuários da rede com vista à adesão compulsória de todos esses agentes, que participam do AMSE, para sua plena efetividade.

44. Note-se que a implementação da liquidação simplificada dos EUST, tal como prevista no referido projeto coordenado pelo ONS, prescinde de qualquer alteração legislativa e/ou contratual, sendo, portanto, de fácil implementação além de possuir um baixíssimo custo operacional.

45. Adicionalmente, entendemos necessário dar continuidade ao projeto iniciado, inaugurando uma nova etapa que objetive a liquidação financeira centralizada em uma entidade delegada, podendo esta ser tanto uma instituição bancária ou, ainda, a própria CCEE, se isso se revelar mais adequado e eficiente. Contudo, é mister que dois óbices sejam superados, requerendo tempos significativos para tal, quais sejam: (i) equacionamento das questões de natureza fiscal e tributária; (ii) não afetação das garantias atreladas aos recebíveis, relativas aos contratos de financiamento da transmissão.

46. Diante do exposto, propõe-se as seguintes alterações na NT nº 5/2017/AEREG/SE:

- I. Exclusão dos §§ 9º, 10º, 11º e 12º do artigo 17 da Lei nº 9.074 de 1995; e
- II. Determinar que seja tratada em ato administrativo a exigência de adesão de todos os agentes que participam dos pagamentos e recebimentos das instalações de transmissão na forma de liquidação definida pelo ONS.

c.3) REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO

47. As propostas constantes dos itens 3.52 e seguintes da Nota Técnica estão alinhadas com o que o ONS vem defendendo, mormente no que se refere ao estabelecimento de uma política de operação com preços semi-horários até 2020, com programação em “d-1”.

48. Entendemos, ainda, que a partir de 2020, além dos preços semi-horários, devem ser consideradas na política de operação as usinas de forma individualizada, a representação da rede de transmissão, bem como a intermitência das fontes renováveis.

49. O ONS está de acordo com a ideia de criação de uma bolsa do mercado de energia elétrica, com a ampliação do Mercado Livre.

50. Já em relação à proposta de implantação de mecanismo de formação de preços baseado em oferta dos agentes, existe uma série de medidas e providências que devem ser adotadas ao longo do tempo para que seja implementada a formação de preços por oferta de forma confiável e que garanta a segurança do sistema e a estabilidade financeira dos investimentos. Dentre tais medidas, destaca-se a necessidade imperiosa de serem adotados mecanismos de controle e de combate a práticas anti concorrenciais, principalmente pela existência de bacias hidrográficas e rios com instalações de multiproprietários na mesma cascata.

51. No que se refere à criação de um mercado de serviços ancilares, entendemos que a ideia de oferta de preços por tais serviços é positiva. No entanto, inexistem elementos suficientes para uma manifestação definitiva sobre o assunto, destacando que tal tema deve ser tratado em regulação infra legal, considerando todos os aspectos envolvidos, tais como (i) os serviços ancilares obrigatórios, constantes do planejamento da expansão e dos preços ofertados em leilão; e (ii) os serviços ancilares não obrigatórios, passíveis de serem ofertados em um mercado aberto.

52. Quanto ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, entendemos que diante do cenário de migração para um ambiente de formação de preços por oferta, com separação entre lastro e energia, aliado a uma redução da geração hidrelétrica, será necessária uma revisão das regras atuais do MRE, de forma a adaptá-lo a esse novo cenário e às possíveis hipóteses de sua aplicação.

53. Por fim, registamos como adequada a busca permanente pelo maior acoplamento entre a formação do preço e a operação do sistema, e consideramos as medidas ora propostas importantes para viabilizar esse objetivo. Contudo, reiteramos que o detalhamento infra legal dessas medidas deve ser precedido de amplo debate com os agentes do setor e das respectivas análises de impacto regulatório, de forma a conferir maior estabilidade

jurídica às regras futuras, além de estabilidade econômica aos investimentos necessários para garantir a expansão do sistema.

c.4) POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

54. Conforme aduz o MME na Nota Técnica, a presente proposta visa a maior participação do Ambiente de Contratação Livre – ACL no custeio da expansão do sistema, uma vez que o modelo atual apresenta distorções na alocação destes custos, atualmente suportados pelos consumidores do Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

55. Entendemos que tal medida é apropriada, ao passo que reparte entre todos os consumidores (cativos e livres) os custos associados à confiabilidade sistêmica, considerando que eles são os beneficiários deste bem comum.

56. Não obstante, entendemos imprescindível a adoção de ações prévias com o objetivo de assegurar a sustentabilidade do modelo a ser implementado, tais como: (i) realização de Análise de Impacto Regulatório desta medida, (ii) apresentação de proposta do mecanismo de funcionamento dos leilões para a contratação do lastro de geração, (ii) estudo fundamentado sobre a necessidade de criação de uma bolsa pelo mercado (*clearing house*) para efetuar as operações oriundas deste novo modelo, e (iv) estudo sobre a necessidade de instituir um mecanismo de controle deste mercado, a fim de coibir práticas lesivas à concorrência e assegurar a modicidade dos preços ofertados.

57. No tocante aos leilões para a contratação de lastro de geração, acima referidos, entendemos imperioso que o edital destes certames indique se os *serviços ancilares* serão vinculados ao seu objeto, a fim de que sejam igualmente valoradas as propostas que vierem a ser apresentadas pelos agentes do setor. Sendo este o objetivo do MME, propõe-se a inclusão no § 7º, do art. 3º-C, da Lei 10.848/2004, dos serviços ancilares como atributo técnico dos empreendimentos a serem habilitados.

58. Nesta linha, propomos que a redução da emissão de CO2 também seja considerada atributo para os referidos certames.

59. Sugerimos, ainda, avaliar a possibilidade de conversão dos contratos de energia de reserva em contratos de lastro. Contratos de lastro associados a usinas termelétricas com CVU elevado, que não trazem confiabilidade sistêmica e não agregam lastro, poderiam ser convertidos em contratos de reserva de capacidade.

d) MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO

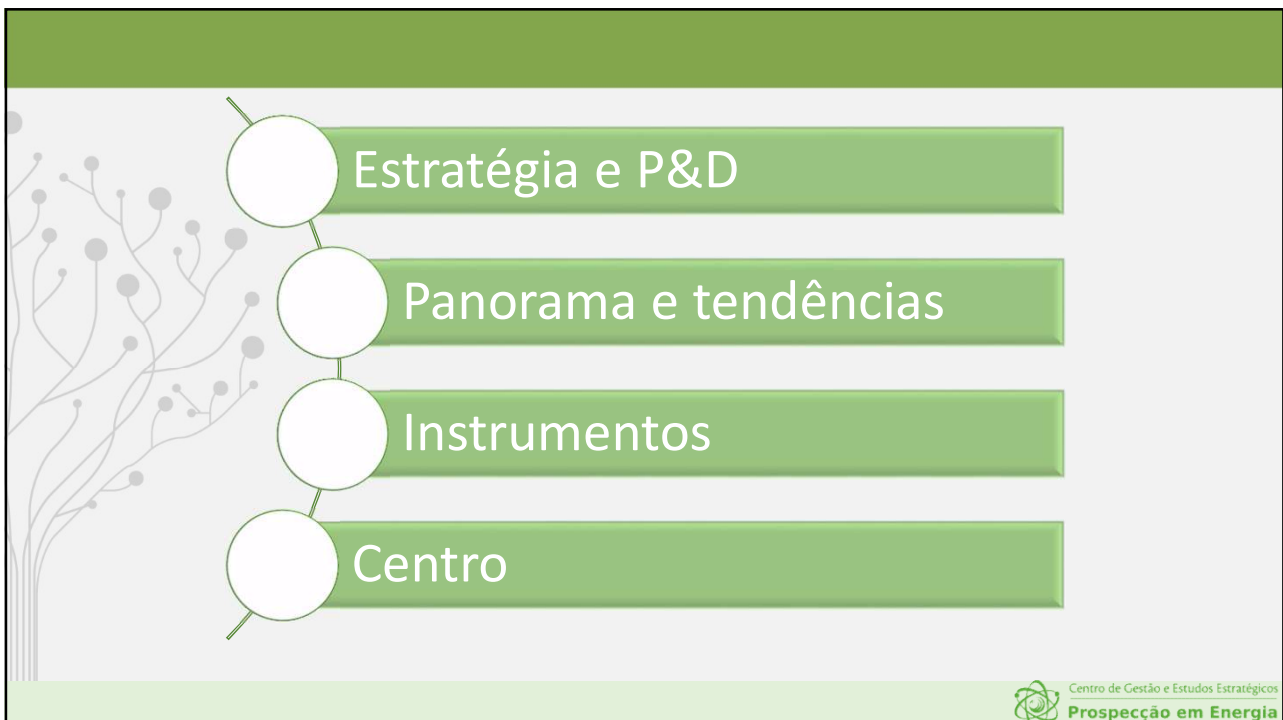
60. Em relação às medidas propostas para a redução das ações judiciais, a fim de atuar distributivamente na alocação de custos entre usuários da rede, atenuando os efeitos da cobrança dos encargos, entendemos a pertinência de tal medida para o destravamento do setor. Entretanto, gostaríamos de reforçar a relevância de serem tratadas as questões estruturais, que deram origem aos problemas versados pelo grupo 4, da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, a fim de que o novo modelo se torne sustentável e, com isso, seja evitada nova judicialização pelos agentes setoriais.

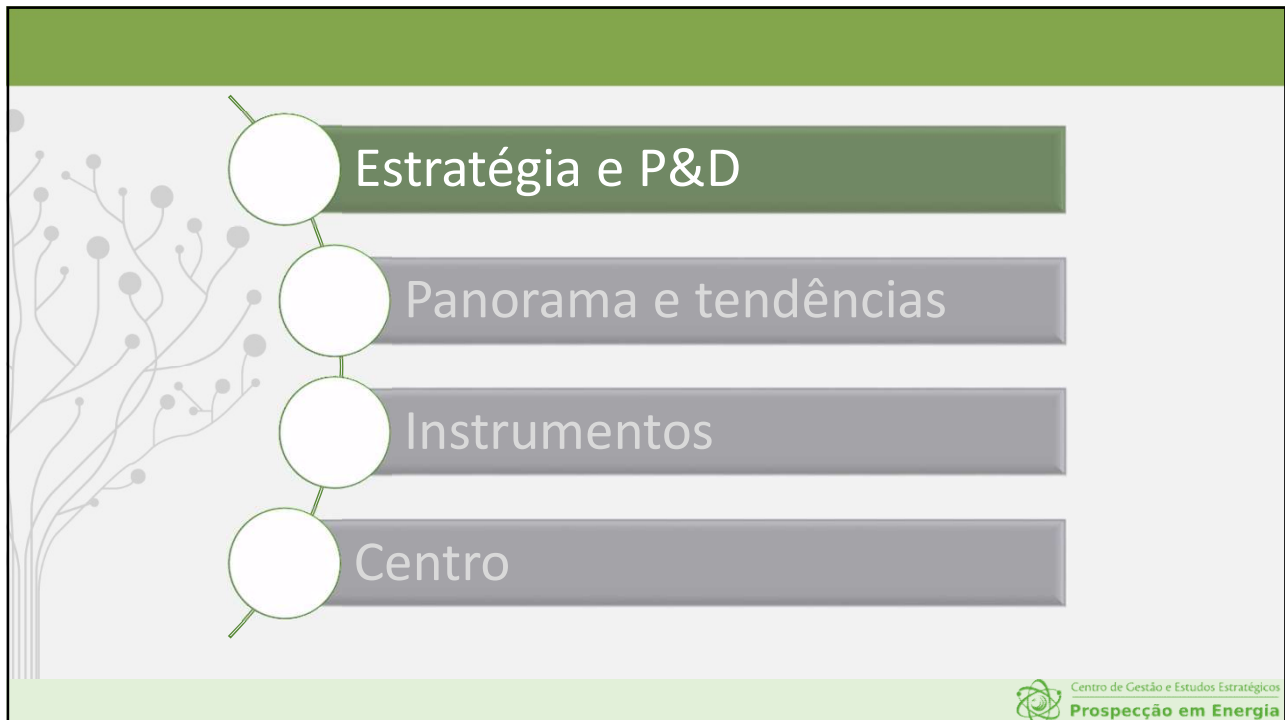
III. CONCLUSÃO

61. Por fim, registramos que o ONS reconhece a necessidade de aprimoramentos no modelo atual do setor elétrico, pelos motivos já expostos por este Ministério na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, que fundamenta a Consulta Pública nº 33/2017, bem como reconhece como válidos os esforços empreendidos neste sentido.

62. Considerando a complexidade e os profundos reflexos das medidas ora propostas no modelo atual do setor elétrico, reputamos pertinente o aprofundamento dos debates com todos os segmentos e instituições do setor, especialmente durante o processo de elaboração das normas infra legais que serão editadas para regulamentar as mudanças tratadas nesse documento.

63. Diante do exposto, tem-se que o amplo debate com todos os agentes do setor elétrico brasileiro acerca dos assuntos ora relacionados é imprescindível para que seja alcançada a eficácia e a sustentabilidade do novo modelo a ser implementado, evidenciando a equidade e a transparência das informações no âmbito das instituições do setor, atraindo, por conseguinte, os investimentos necessários para a expansão do sistema e para a garantia do atendimento à evolução da carga.





Futuro

" Desconhecimentos Desconhecidos "
Donald Rumsfeld, Former U.S. Defense secretary

As novas verdades são primeiro ignoradas ou ridicularizadas, depois sofrem violenta oposição para serem finalmente aceitas como evidentes.



"The best way to predict the future is to create it."
Abraham Lincoln



"A melhor maneira de prever o futuro é criá-lo."
Peter Drucker

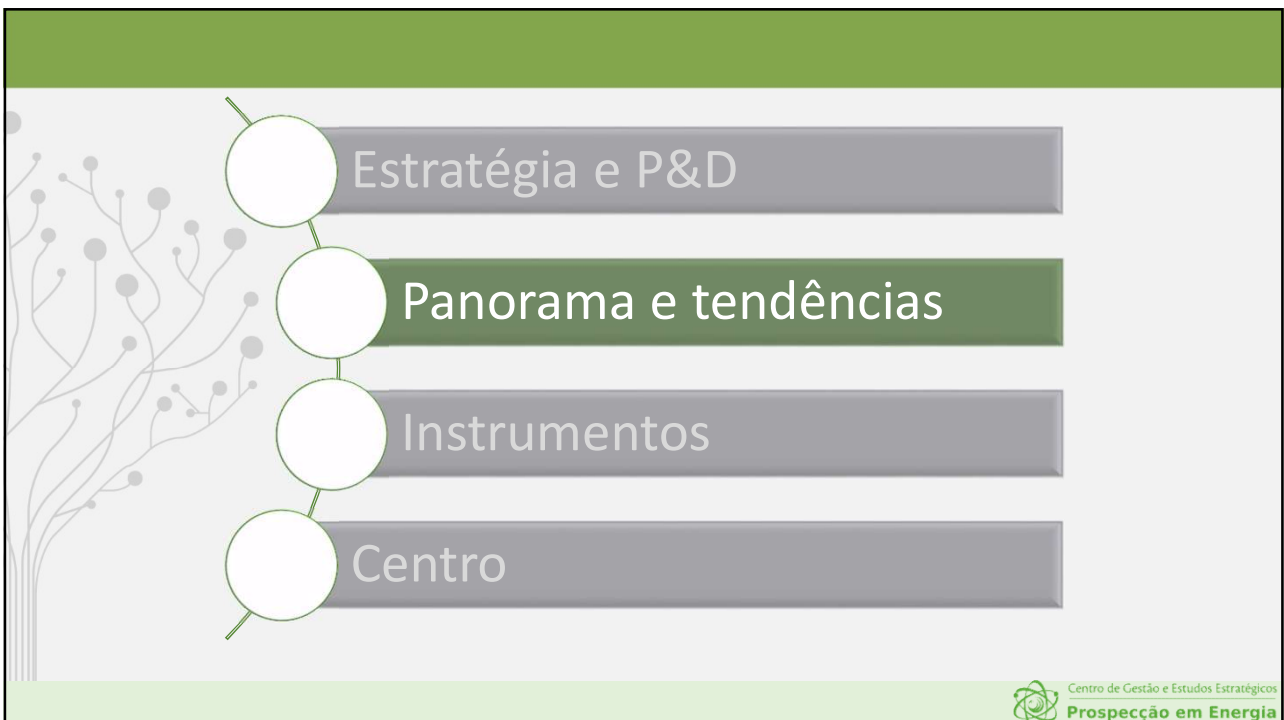
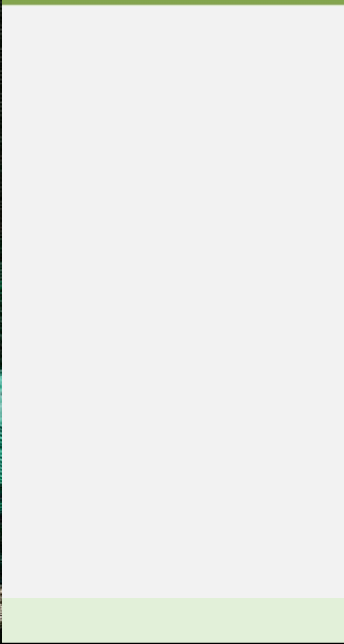


"O planejamento não diz respeito às decisões futuras, mas às implicações futuras de decisões presentes."

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Prospecção em Energia



Pensamento de Longo Prazo



Cenarização Setor Elétrico - Desafios



Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

Políticas Energéticas:

Segurança energética
Modicidade tarifária
Sustentabilidade

Modernização:

Diversificação
Sistema mais inteligente, robusto e seguro.

Demanda:

Capacidade instalada prevista para 2050
em torno de 400 GW



Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Prospecção em Energia



Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D



Prospecção Tecnológica no Setor Elétrico

Diagnóstico

Construção do futuro

Posicionamento



Companhia Energética de São Paulo



CEMIG 65
NOSSA ENERGIA, SUA FORÇA



MINAS GERAIS
DIÁLOGO. EQUILÍBRIO. TRABALHO.



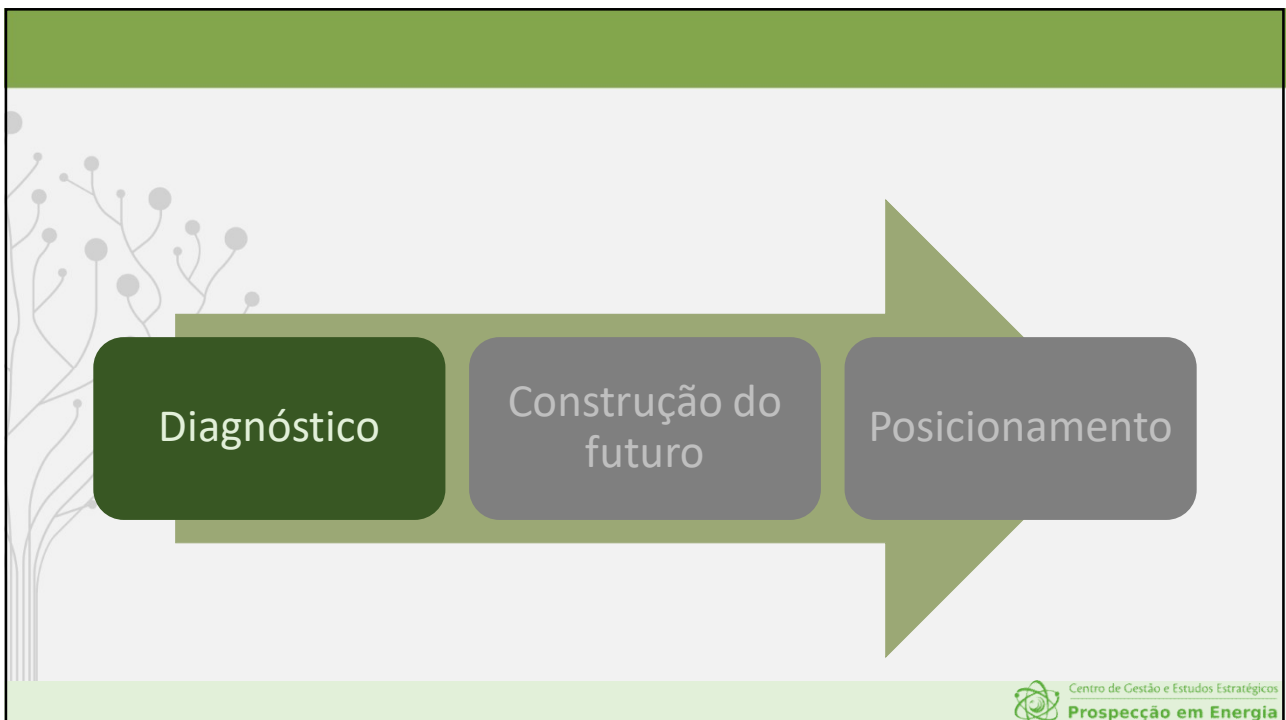
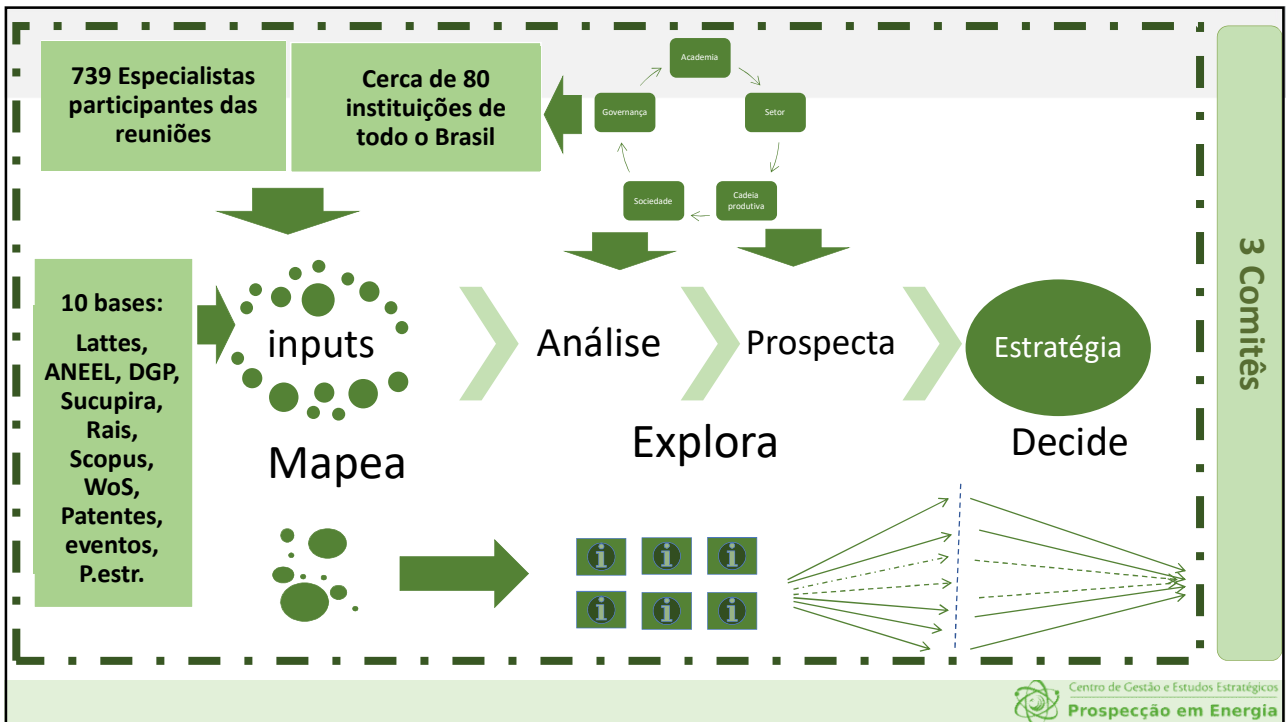
Enercan
Campos Novos Energia S.A.



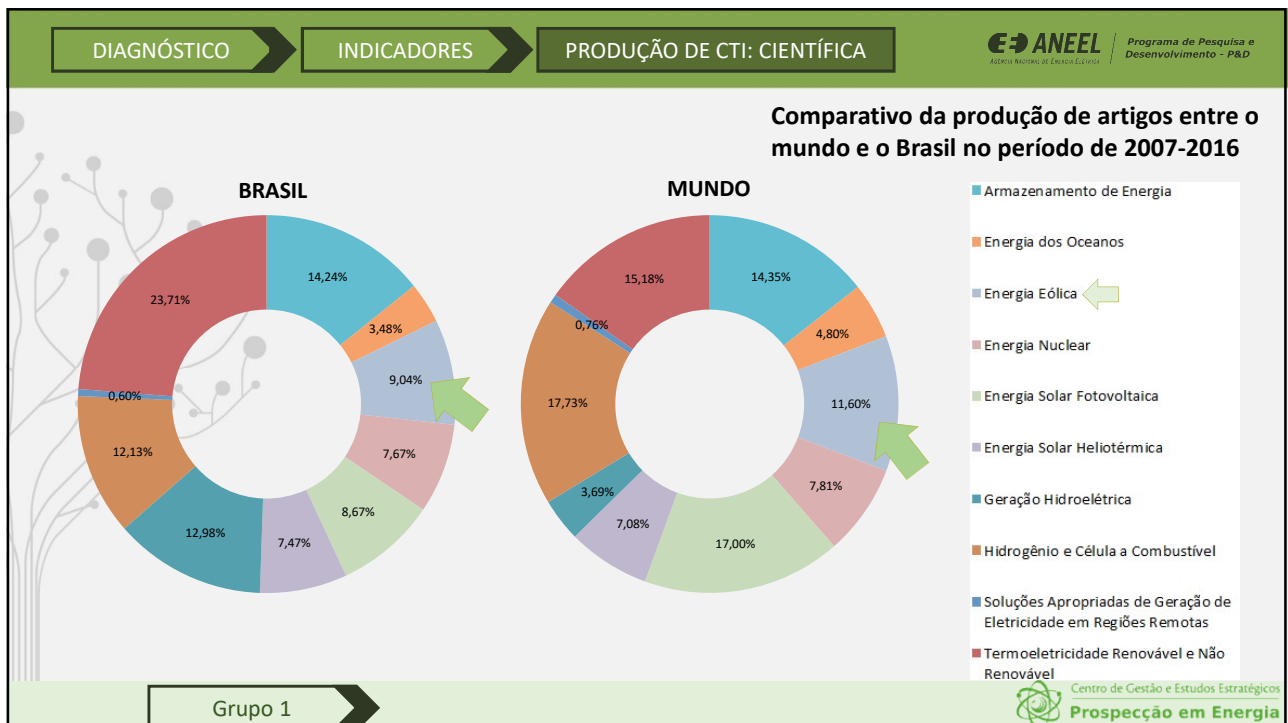
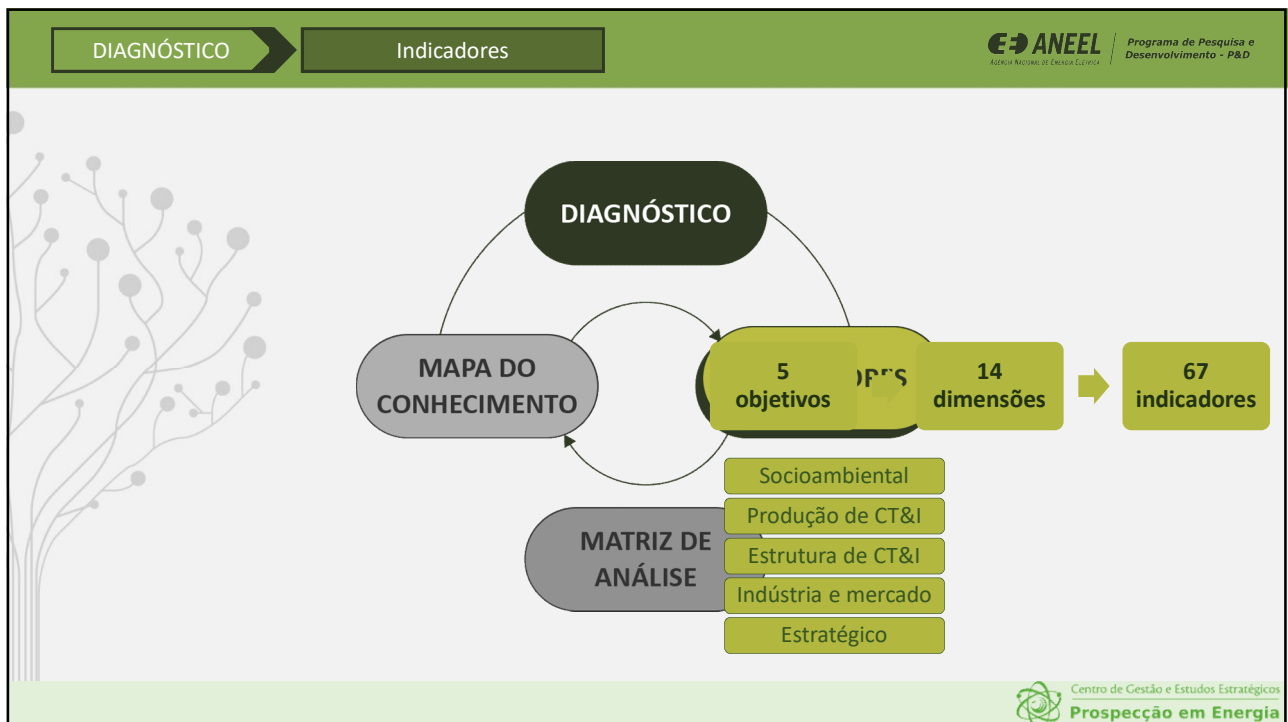
Light

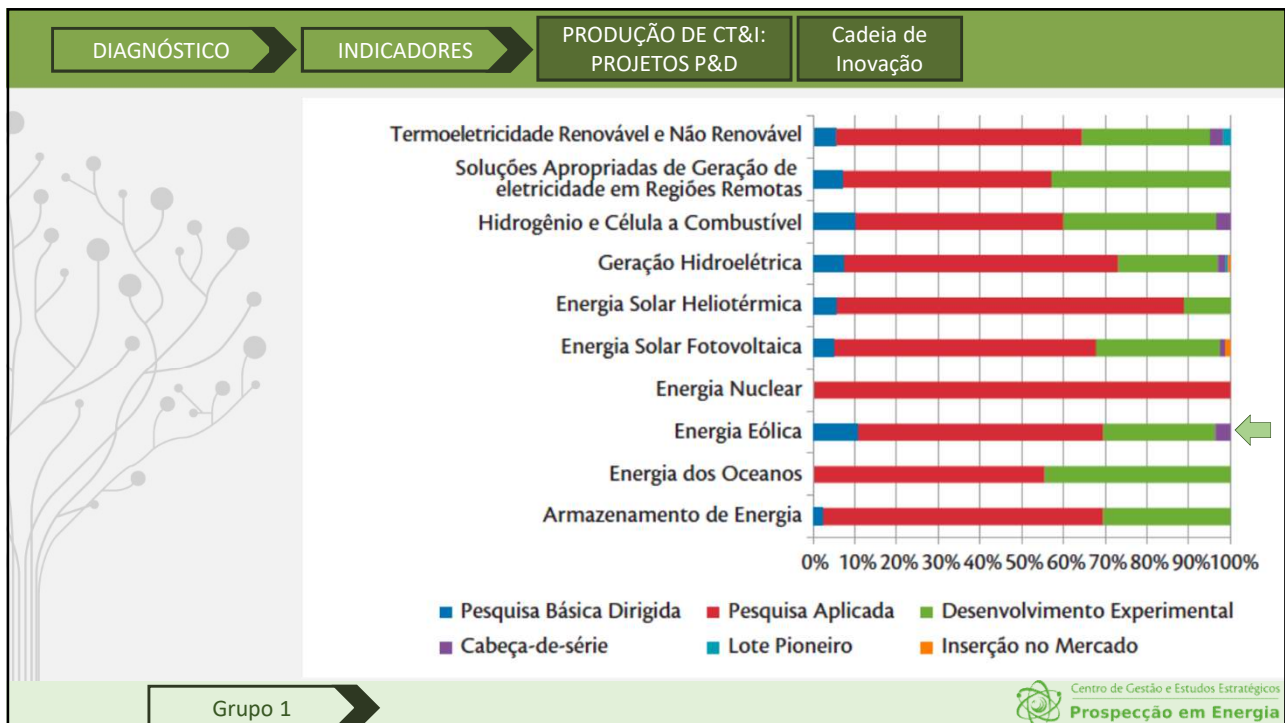
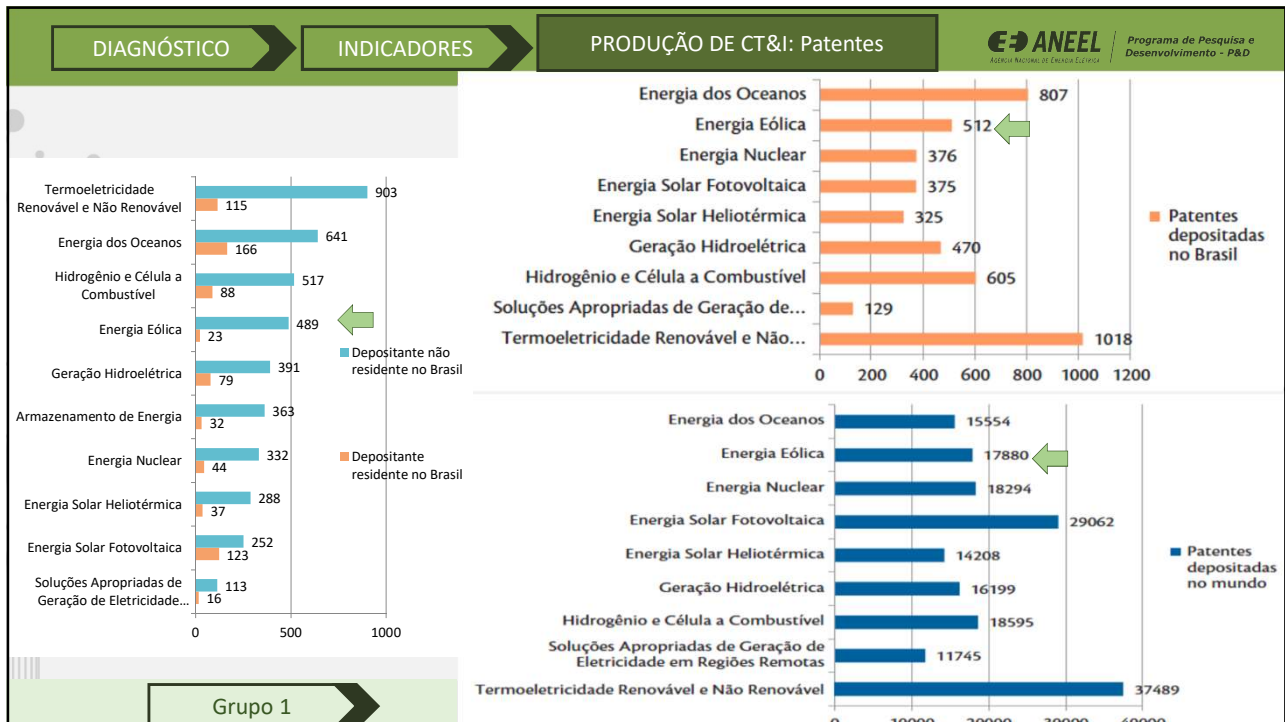


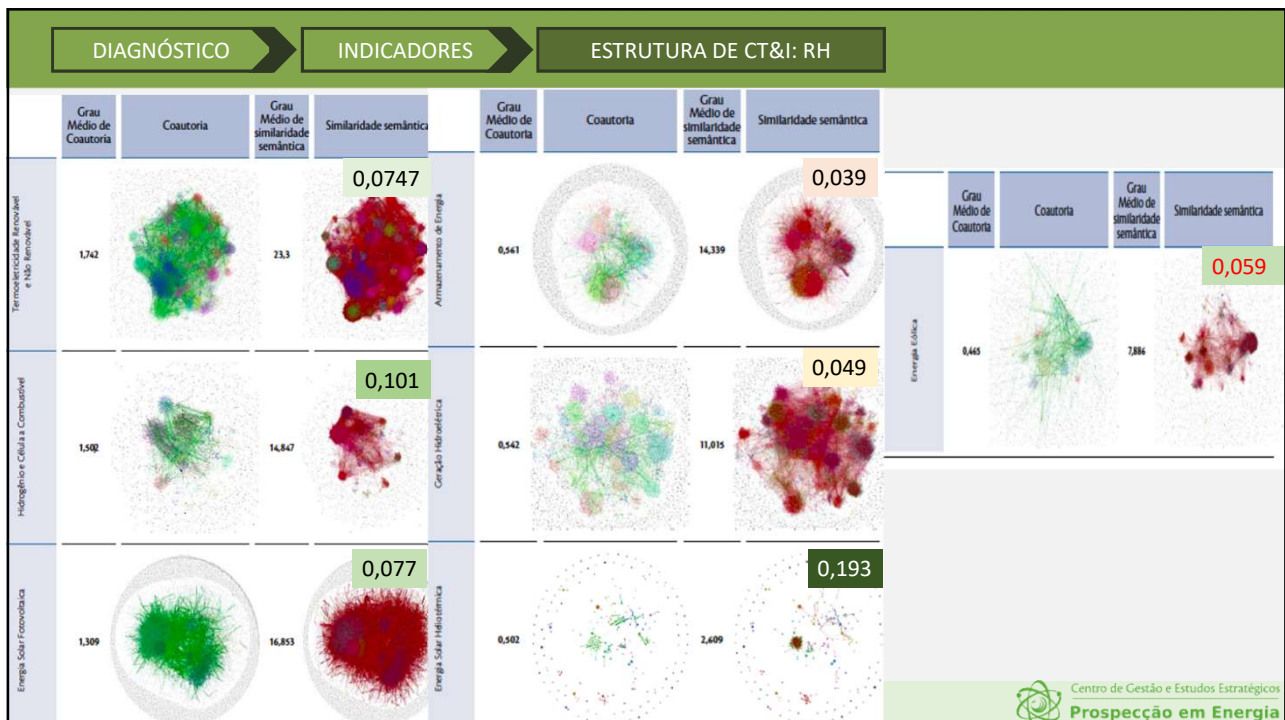
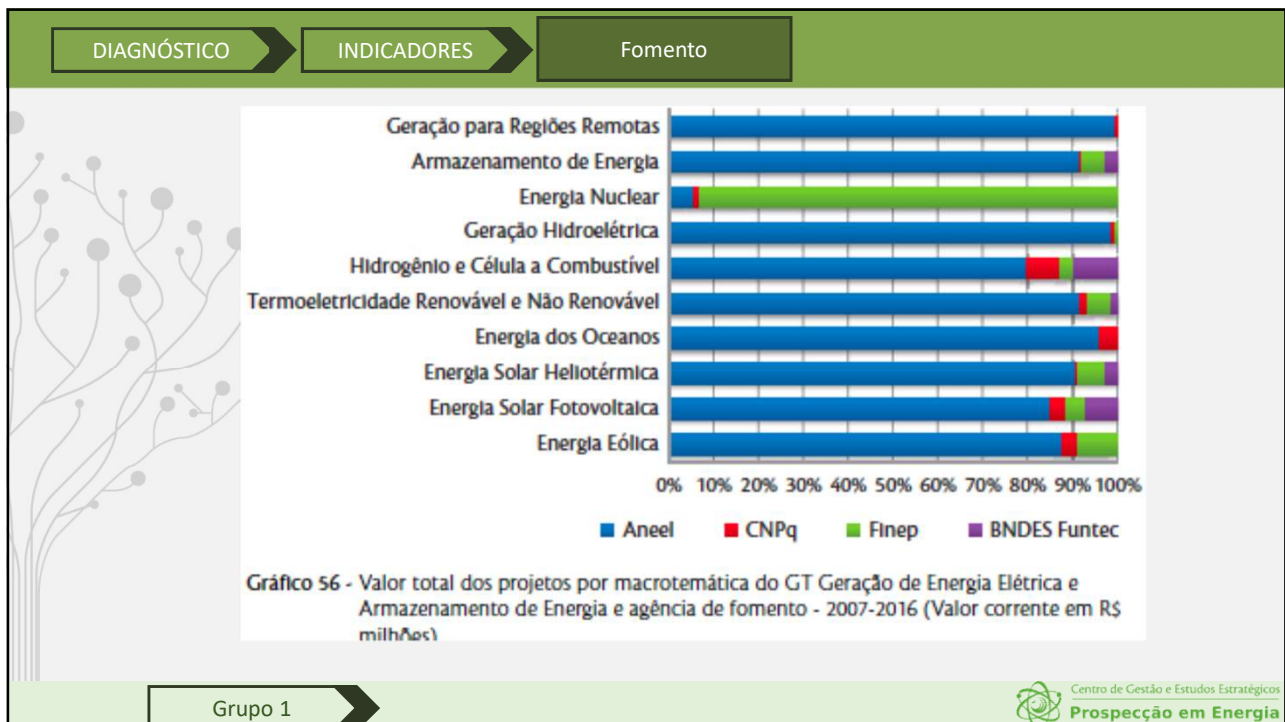
Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Prospecção em Energia

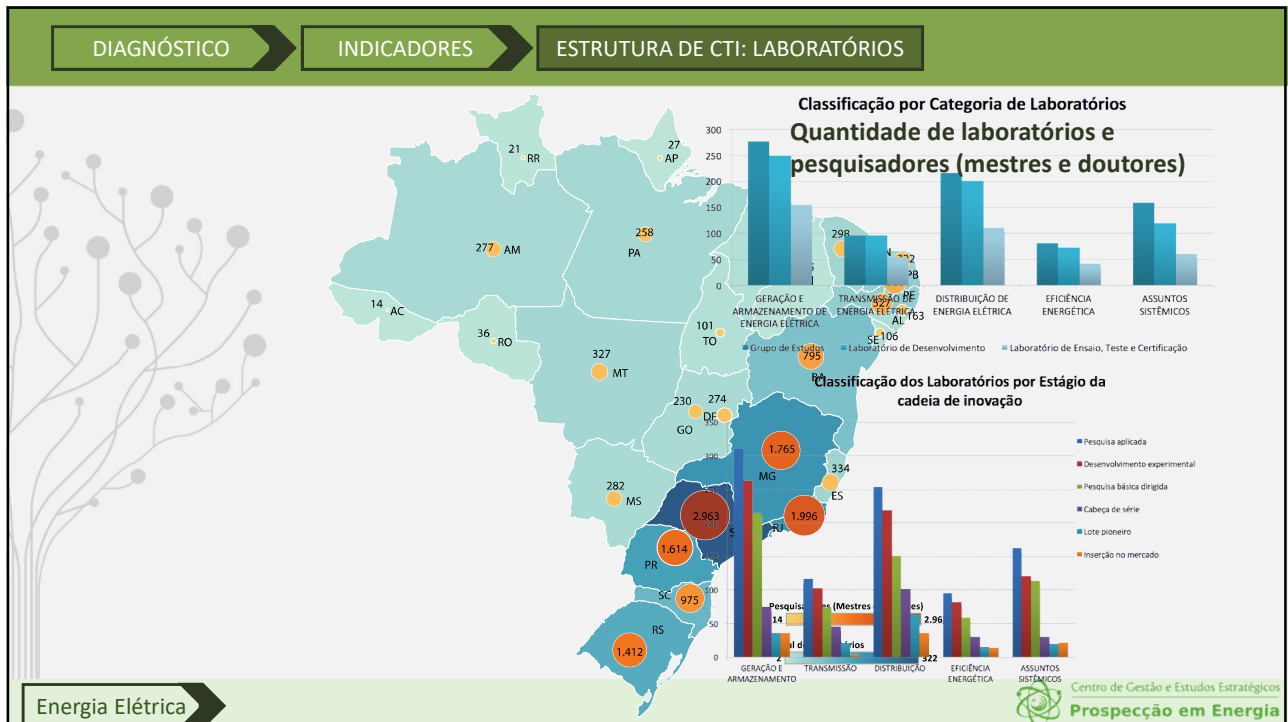








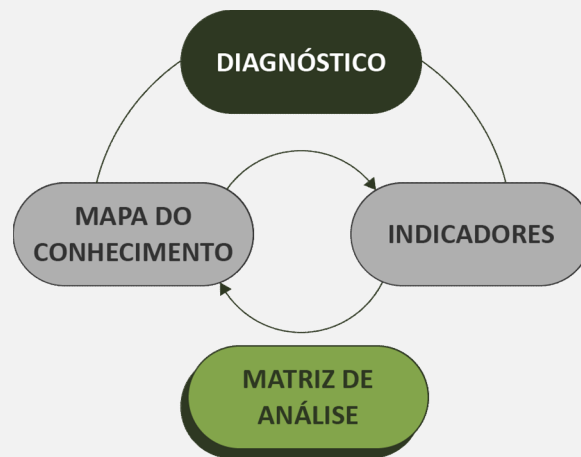




Diagnóstico



Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D



Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Prospecção em Energia

ETAPA 1: DIAGNÓSTICO

GERAÇÃO: Eólica

MATRIZ DE ANÁLISE



Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

PONTOS FRACOS

Alto % dos laboratórios para fases iniciais;
Produção P&D ANEEL com baixo percentual do final da c.de inovação;
Baixo percentual de patentes de grandes famílias (+/-15% acima de 21) e de residentes no Brasil;
Rede colaborativa
Redução da tx de crescimento das publicações

PONTOS FORTES

→ Laboratórios em todas as fases da cadeia e Maior % de na fase final comparado com outras macrotemáticas;
→ 4ª melhor posição entre macrotemáticas;
→ 4º em maior número de patentes depositadas no Brasil;
→ Socioambiental, mercado e estratégico;
→ Qualificação e distribuição de RH;
→ Crescimento de publicações

Logística;
Nacionalização da tecnologia;
Regulação e previsão;
Estrutura física de CT&I (plataformas de testes)

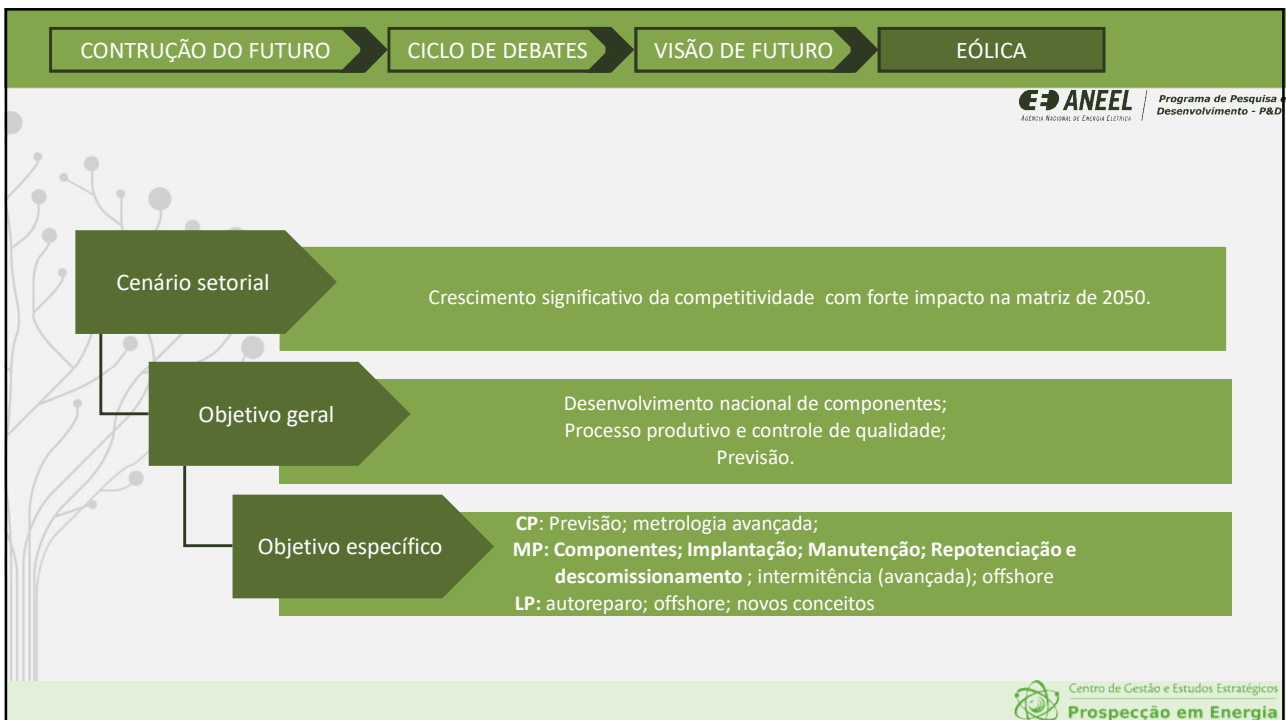
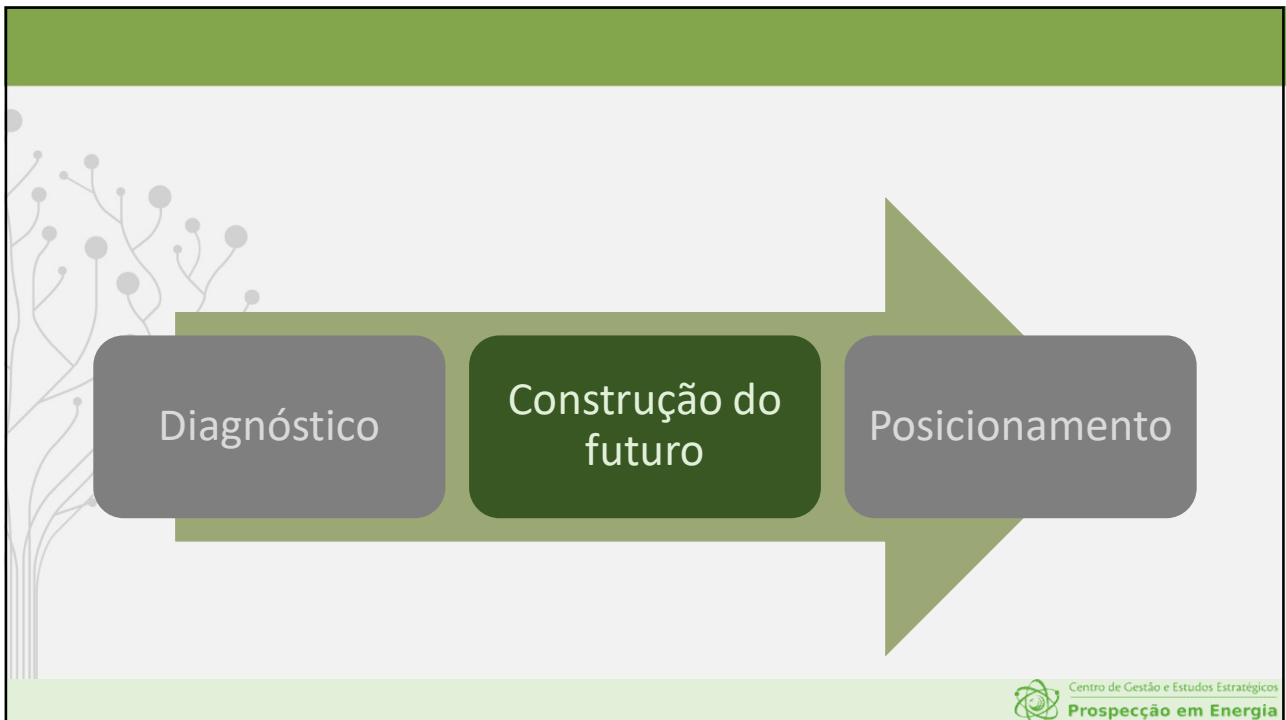
Diversificação;
Potencial;
Cadeia Produtiva;
Mercado regional.

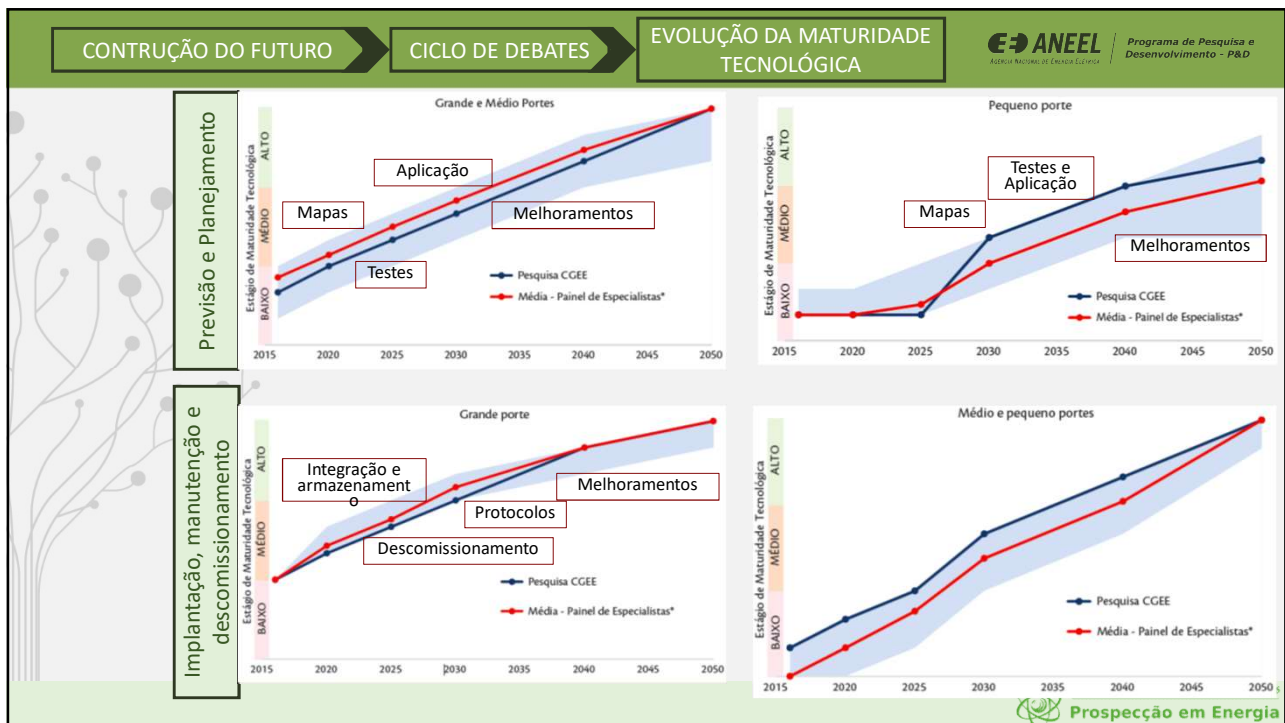
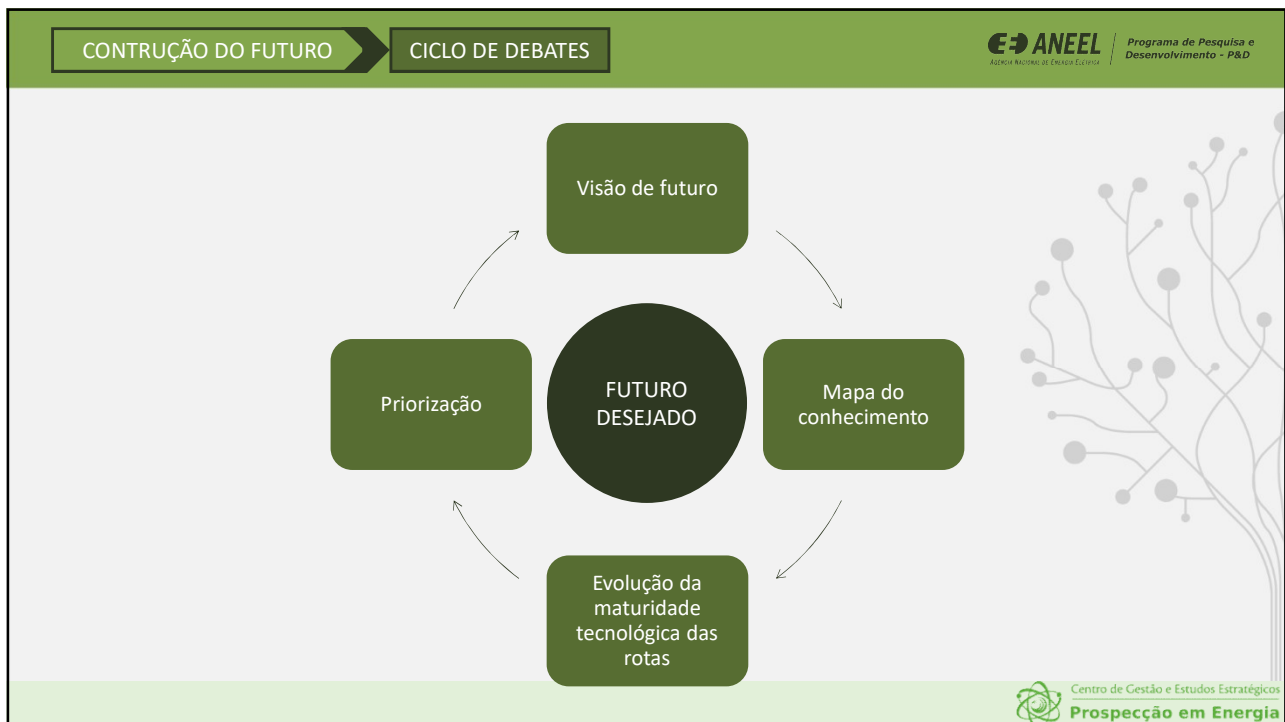
DESAFIOS

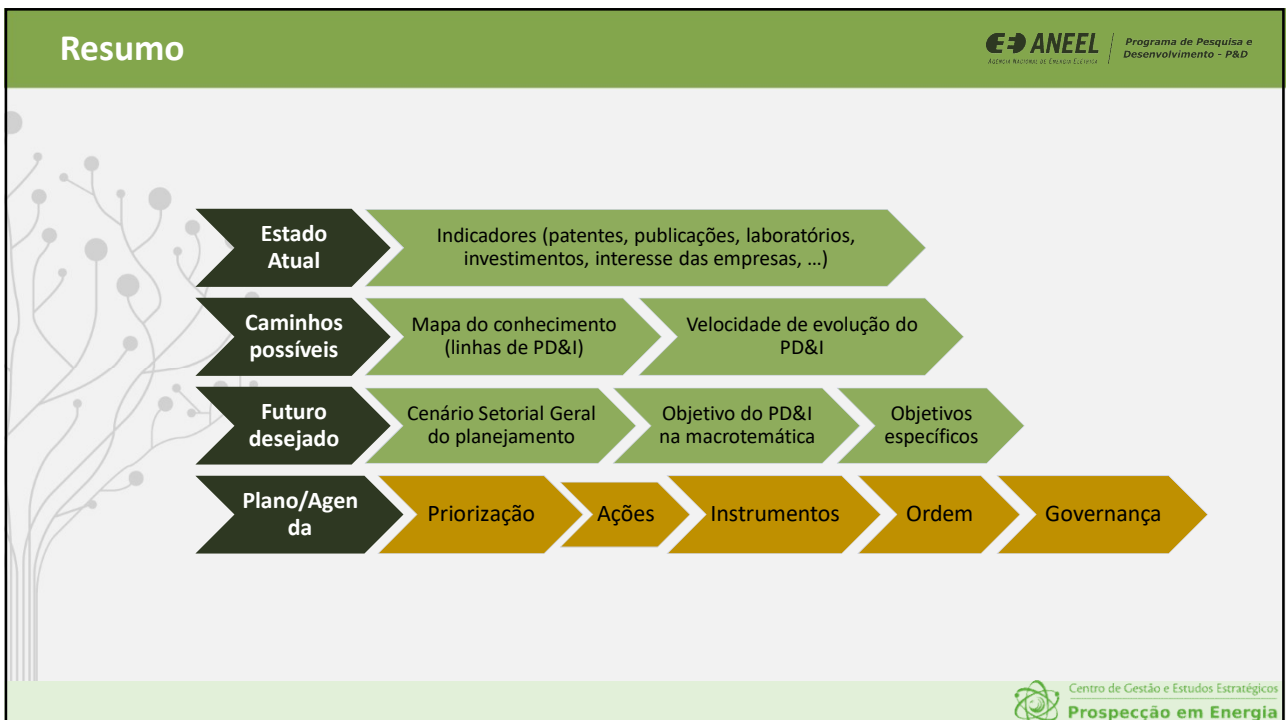
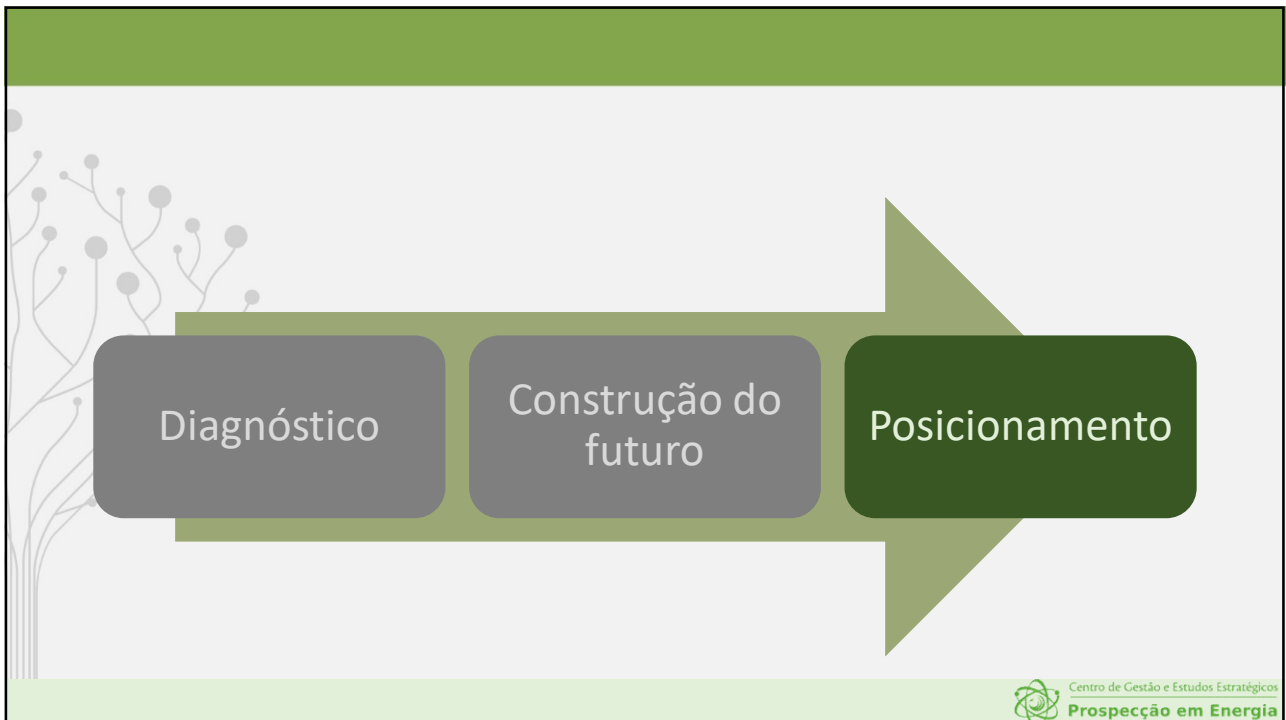
OPORTUNIDADES



Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Prospecção em Energia









Considerações finais

- Tecnologia precisa desenvolver de forma **ampla**:
 - G/T/D/EE/AS
 - Sistema mais robusto => Planejamento => Regulação => Modelo incentivo => Mercado
 - Previsão/parâmetros/modelos computacionais
 - Informação; Aspecto ambiental; Educação => vários níveis; infraestrutura
 - Difusão do conhecimento
- Resultados da prospecção foram relativamente conservadores
- Temos competências todas as 48 macrotemáticas estudadas;
- Brasil possui competência em vários recursos de CT&I
- Identificação de áreas com oportunidades de inovação
- **Necessidade de continuidade das escolhas estratégicas**
- **Coordenação**

CONSOLIDAÇÃO
SITE e PUBLICAÇÕES

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

https://www.cgee.org.br/energia

O PROJETO

O Projeto Prospecção Tecnológica no Setor de Energia Elétrica tem por objetivo construir propostas de ações de Ciência, Tecnologia e Inovação (CT&I) para o direcionamento dos recursos do Programa de P&D, regulado pela Anel.

O foco deve ser no desenvolvimento da CT&I no setor de energia elétrica nacional, buscando o crescimento da participação da tecnologia nacional. Para isso o projeto levanta e analisa informações sobre o panorama da CT&I no setor, elabora visões de futuro e projeções tecnológicas, define prioridades e propõe uma agenda estratégica.

[Leia mais...](#)

PUBLICAÇÕES DO PROJETO

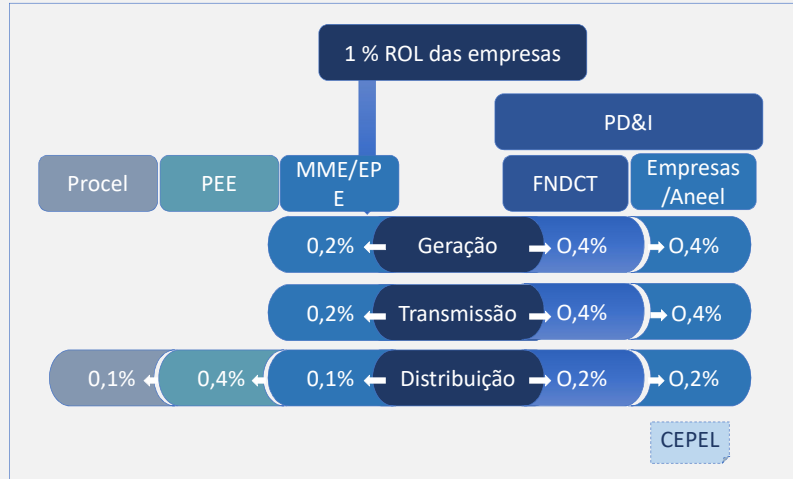
Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Prospecção em Energia

Tendências

- **Novos conceitos**: Mobilidade; smart grid; Prosumer; novos serviços
=> setor reinventado
- **Demanda**: Mobilidade elétrica; Compartilhamento; Descentralização;
Meio ambiente
- **Inovação**: IA; 5G; IoT; indústria 4.0; Sociedade 5.0

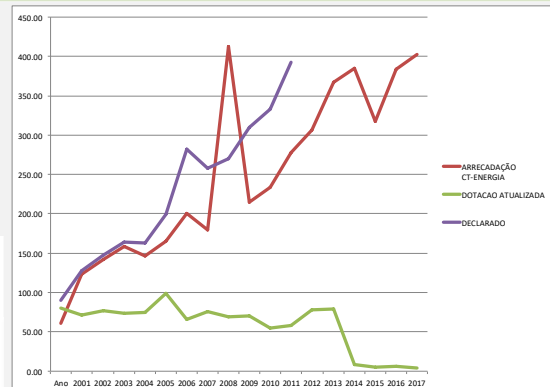
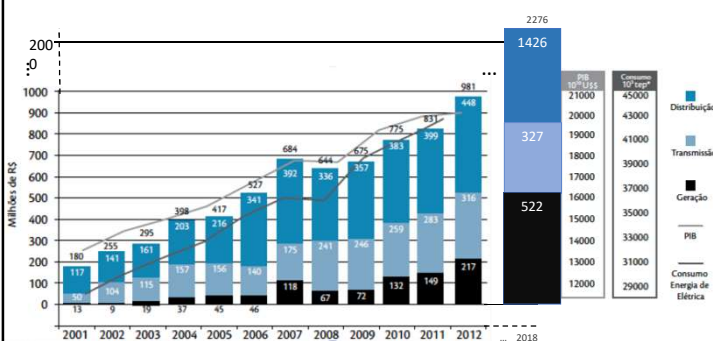
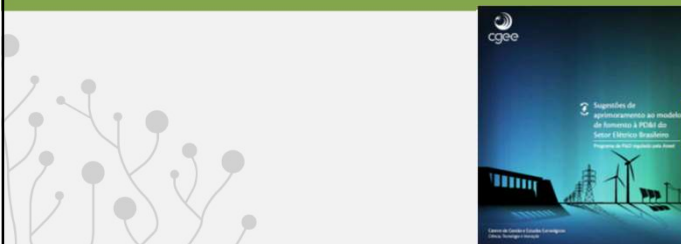
Instrumentos de fomento à CTI

Lei 9.991/2000 (com a alteração MP 144/2003)



Instrumentos de fomento à CTI

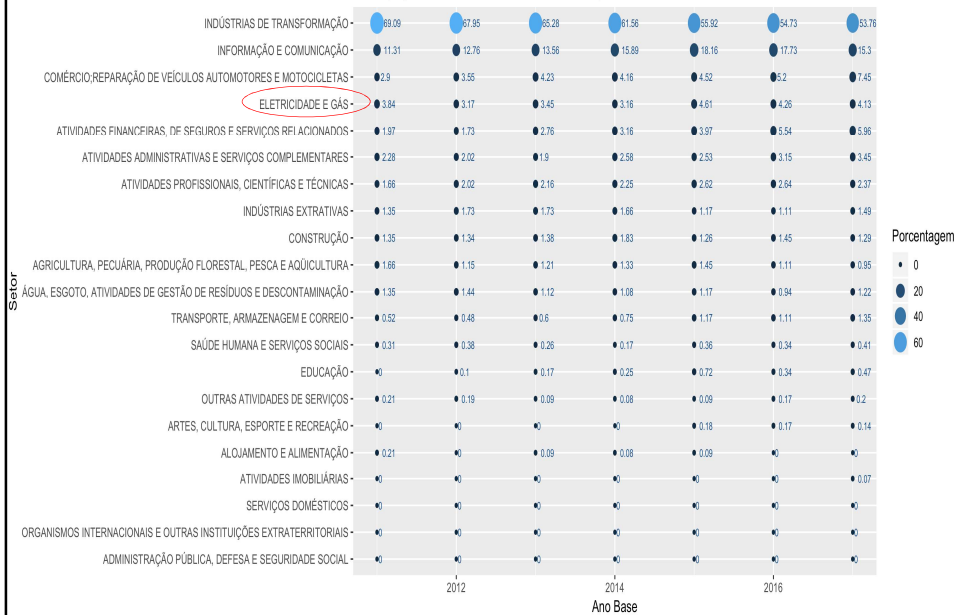
Lei 9.991/2000 (com a alteração MP 144/2003)



Instrumentos de fomento à CTI

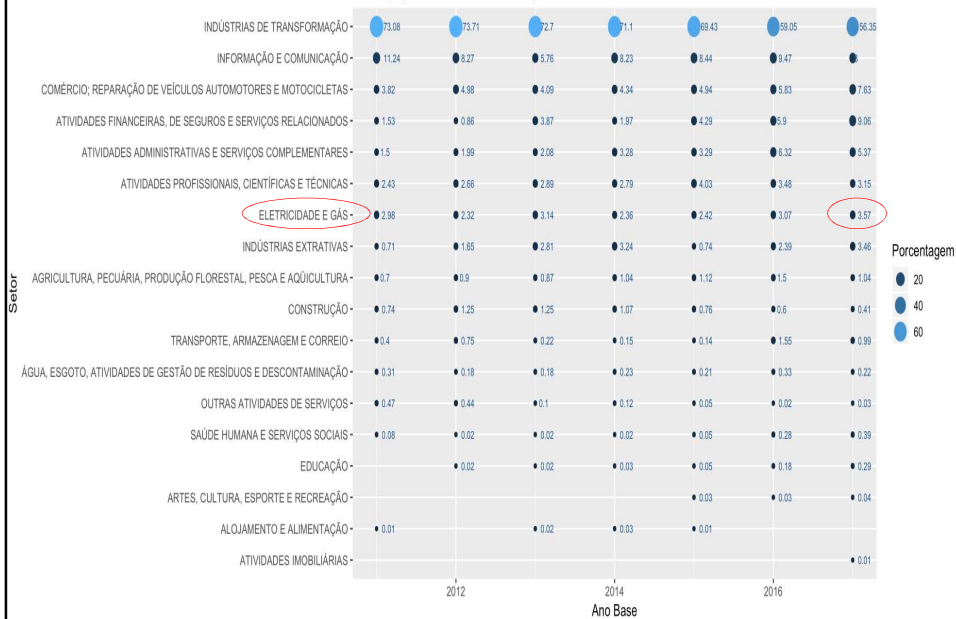
Lei 11.196/2005 - Lei do Bem

Participação dos Setores no Número de Empresas

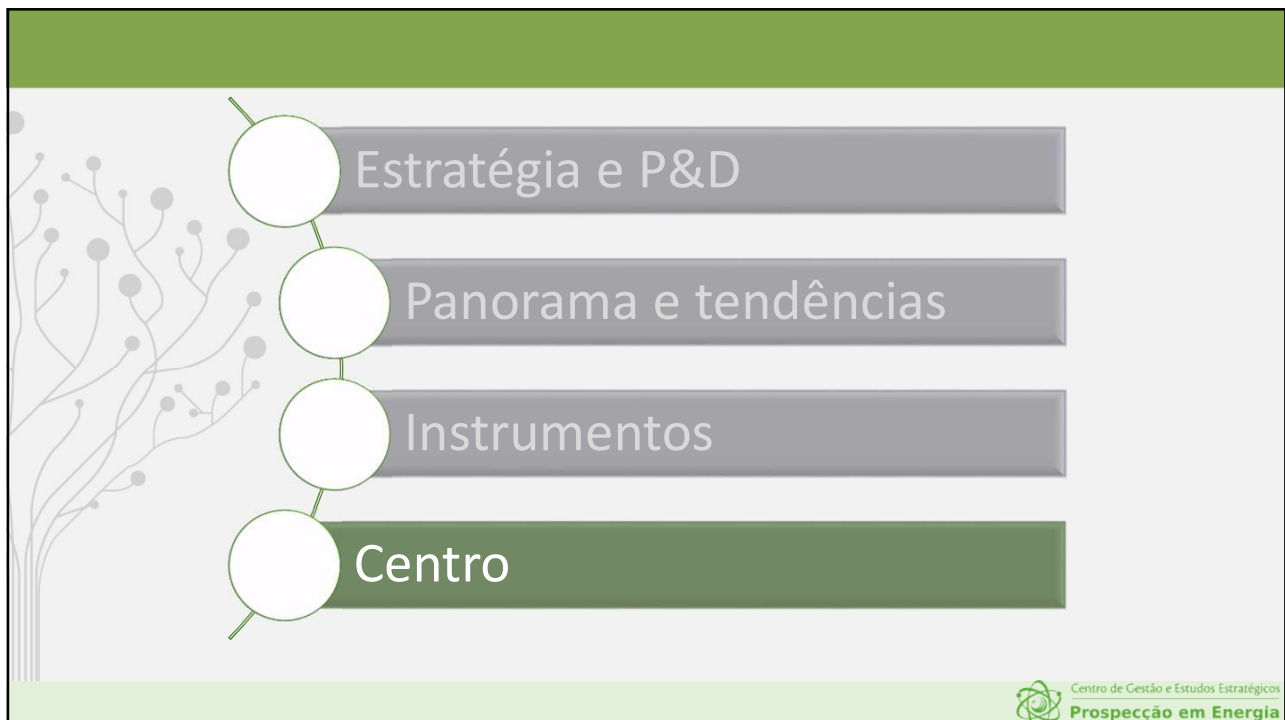
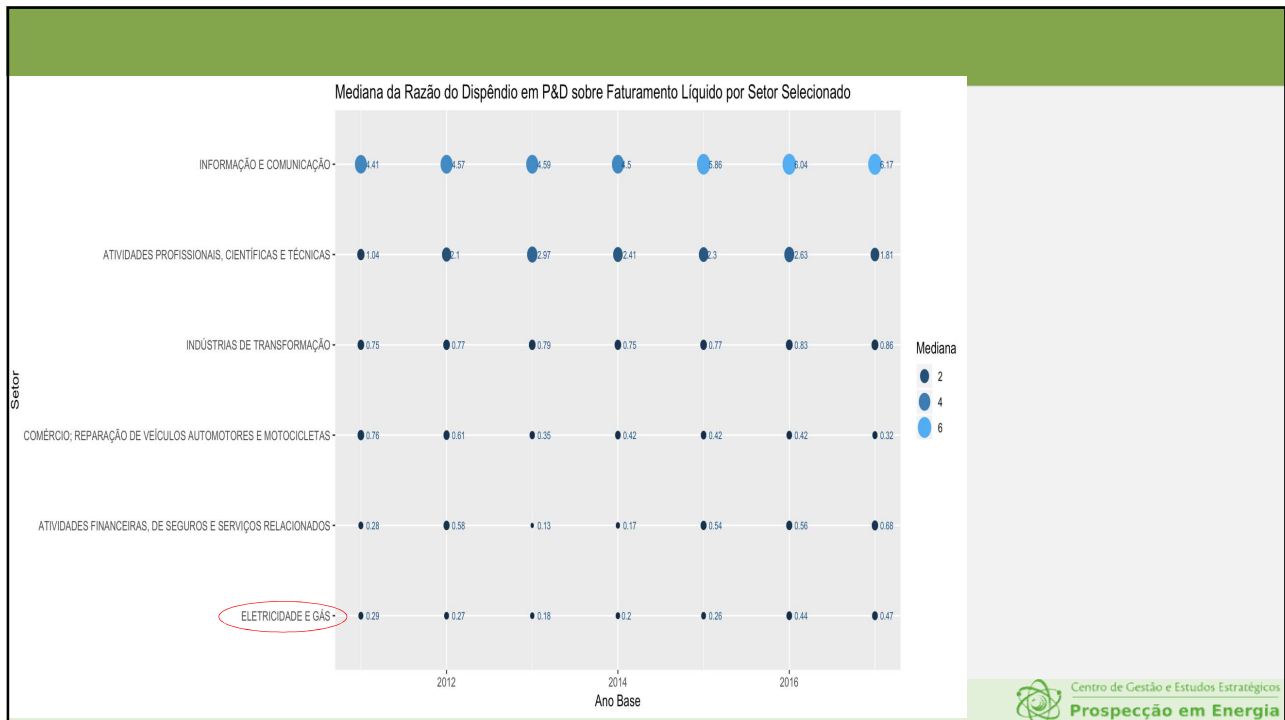


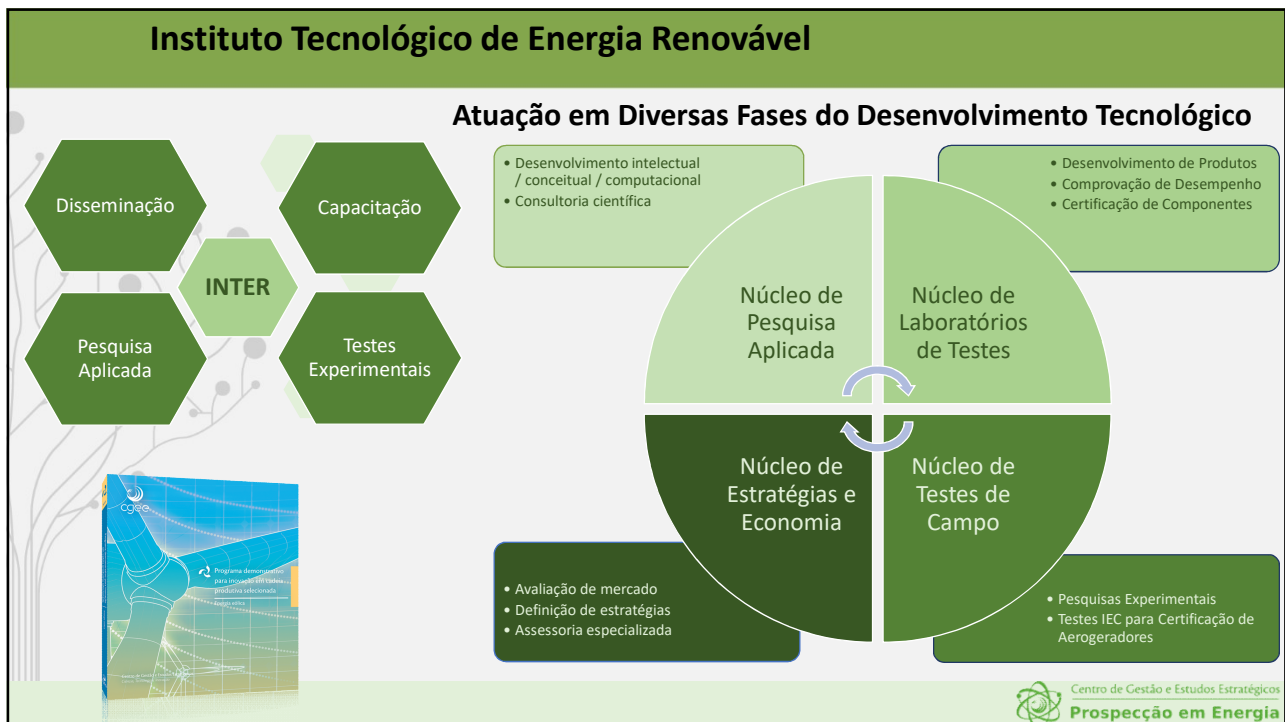
Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Prospecção em Energia

Participação dos Setores no Dispendio em P&D



Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Prospecção em Energia





Obrigada!

ceres.cavalcanti@cgee.org.br
cereszbc@gmail.com
 Skype: cerszbc
 LinkedIn: ceres z barbosa cavalcanti

ANEEL | Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Prospecção em Energia

Processo	Título	Situação	Constatação	Encaminhamento
032.981/2017-1	ANOP - Racionalidade dos Subsídios na Conta de Energia Elétrica (Subsídios CDE)	Aberto (ED - MME, Aneel) (PReex - CMAP)	Constatou-se a utilização da CDE para o custeio de subsídios não diretamente relacionados à política tarifária do setor, a exemplo de: i) atividades de irrigação e aquicultura; ii) descontos concedidos a unidades classificadas como de serviço público de água, esgoto e saneamento; iii) descontos concedidos a unidades onde se desenvolvam atividades de agropecuária ou agroindustriais; iv) subsídios concedidos a trabalhador rural ou por aposentado nesta condição; v) subsídios concedidos à produtores rurais que exercem agricultura de subsistência e à escolas agrotécnicas. Os Achados 2.1 a 2.4 do Relatório estão relacionados a falhas de governança e apontam as seguintes deficiências na gestão de políticas custeadas por subsídios da CDE, a saber: i) ausência de gestão das políticas de subsídios; ii) inexistência de programa e mecanismos de gestão vinculados aos subsídios; iii) ausência de sistemática de avaliação da eficácia dos subsídios; iv) risco de descoordenação entre ações governamentais. Foi utilizado o Referencial de Governança de Políticas Públicas do TCU como critério. O caso extrapola o MME, atingindo Aneel, Casa Civil e outras pastas setoriais.	Acórdão 1215/2019-Plenário: 9.1. Determinar à Aneel que, a partir de janeiro de 2020, exclua dos consumidores e da CDE o ônus relativo ao custeio de subsídios que não estejam diretamente relacionados à política tarifária do setor. 9.3. Determinar à Casa Civil e MME que conclua a elaboração de plano e promovam a redução estrutural das despesas da CDE. 9.4. Determinar ao CMAP e MME que avaliem todos os subsídios custeados pela CDE e conclua se a sistemática de concessão desses benefícios merece ser mantida, alterada ou extinta. 9.8. Recomendar à Casa Civil, em articulação com os demais órgãos, que aperfeiçoe a governança de todos os subsídios custeados pela CDE (competências, responsabilidades, metas, indicadores, avaliação, fiscalização).
011.223/2014-6	ANOP Auditoria operacional acerca do impacto da Medida Provisória 579/2012 (convertida na Lei 12.783/2013) sobre a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o Sistema Elétrico Brasileiro	Encerrado	De modo geral, as constatações dessa auditoria estão relacionadas a falhas de governança, já que a tomada de decisão por meio da MP 579/2012 não foi fundamentada em informações de qualidade nem foi acompanhada de prévia transparência dos riscos envolvidos. Apesar de todo o esforço para antecipar a renovação das concessões, a auditoria estimou que a redução de 20% da MP 579/2012 estaria superada pelos prejuízos já nos primeiros dois anos. Questões conjunturais (como despacho pleno das usinas térmicas, não realização do leilão A-1 e exposição involuntária das distribuidoras) geraram custos extraordinários que ultrapassaram os ganhos obtidos em 2013. Detectou-se o cancelamento do leilão de energia existente, em 28/11/2012, por meio da Portaria MME nº 599/2012, previamente à assinatura dos contratos de renovação das concessões, que ocorreu em 4/12/2012, portanto, antes de saber o real montante de energia disponível em cotas oriundas da MP nº 579/2012, procedimento que feriu o art. 3º da Lei nº 10.848/2004, c/c os arts. 2º e 3º do Decreto 5.164/2004. A sustentabilidade do setor elétrico passou a estar em risco, referente a uma possível insolvência das distribuidoras de energia elétrica, em face da ausência de oferta de energia nos leilões de energia existente, o que obriga as distribuidoras a recorrerem ao mercado de curto prazo mensalmente (exposição involuntária). Quanto às transmissoras, verificou-se a existência de passivos relativos à indefinição do valor das indenizações dos ativos de transmissão anteriores a 30/5/2000.	Acórdão 2565/2014-Plenário 9.2. Determinar ao MME e Ministério da Fazenda que envidem esforços no sentido de regularizar: i) o pagamento das indenizações das concessionárias que renovaram as concessões; ii) os repasses da CDE à Eletrobras, notadamente da rubrica CCC, destinada aos fornecedores de combustíveis para os sistemas isolados. 9.4. Recomendar à Aneel que atue no sentido de mitigar a recorrente exposição involuntária das distribuidoras, circunstância que fere um dos pilares do modelo do setor elétrico (contratação de 100% da energia necessária). 9.5. Dar ciência à Casa Civil, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, sobre as seguintes constatações: i) quanto aos custos da CDE, em que pese todo o esforço da MP nº 579/2012, que reduziu estruturalmente R\$ 16,8 bilhões ao ano na tarifa, somente no biênio 2013 e 2014 deverão ser gastos R\$ 61 bilhões, correspondentes a R\$ 25 bilhões em 2013 e R\$ 36 bilhões em 2014 (projeção); ii) a Resolução CNPE nº 3/2013, exarada após a MP nº 579/2012, que alterou o rateio do encargo tarifário ESS_SE, ocasionou a interposição de 56 ações judiciais, podendo ainda gerar impacto no setor elétrico da ordem de R\$ 872 milhões, pela possibilidade de serem recontabilizados pela CCEE; iii) em que pese a Eletrobras ter dado suporte com seus ativos de geração e de transmissão para a renovação antecipada das concessões, as empresas do grupo são as mais impactadas pelos atrasos da CDE (atraso nas indenizações).
012.715/2017-4	Auditoria sobre o impacto das indenizações dos ativos de transmissão na tarifa de energia elétrica	Aberto (em análise da oitiva do MME)	A auditoria tratou da definição do modo de pagamento dos ativos de transmissão da base RBSE. Insatisfeitos com o impacto e a forma escolhida pelo governo para pagamento da RBSE, grandes consumidores demandaram judicialmente a suspensão do pagamento, obtendo liminar quanto à remuneração estabelecida pelo MME para incidir sobre as RAPs não recebidas pelas transmissoras entre 2013 e 2017. A judicialização da questão traz insegurança jurídica ao setor. Como possíveis falhas de governança pode-se apontar: falhas na clareza, pois houve estabelecimento de remuneração com impacto expressivo para os consumidores com base em interpretação não literal e até questionável da lei; não houve, ainda, alinhamento de interpretação da metodologia de pagamento da RBSE entre o MME e a Aneel.	Despacho Relator determinou a oitiva do MME para que se manifeste sobre os fatos relativos à ilegalidade da remuneração prevista no § 3º do art. 1º da Portaria MME 120, de 20/4/2016.
029.192/2016-1	ANOp sobre processo de estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos	Encerrado	O objetivo da auditoria foi identificar e avaliar, na estruturação de grandes hidrelétricas, os principais riscos associados: (i) à governança do processo pelos órgãos do Poder Concedente; (ii) à adequabilidade dos estudos técnicos e econômicos que dão suporte à licitação das usinas; e (iii) à possibilidade de comprometimento do certame pela existência de assimetria de informações Como principais achados, foram apontadas: (i) a ausência de melhor tratamento das variáveis socioambientais no planejamento dos grandes empreendimentos hidrelétricos; (ii) a insuficiência da avaliação, pelo Poder Público, da qualidade dos estudos técnicos que lhes são submetidos. Neste sentido, a auditoria destacou deficiências que estavam ou poderiam estar associadas a problemas de estrutura de governança, a exemplo de falhas na integração entre as políticas energéticas e socioambientais, insuficiência na análise técnica realizada pelo Poder Concedente, bem como fragilidades no acompanhamento dos estudos de inventário e viabilidade.	Acórdão 2723/2017-Plenário 9.1. Determinar à Casa Civil que: i) em articulação com o MME, regularize a aprovação dos estudos de inventário e viabilidade da implantação de empreendimentos hidrelétricos, atualmente a cargo da Aneel sem a existência de respaldo legislativo que suporte tal delegação, em vista da expiração do prazo disposto no art. 2º do Decreto 4.932/2003; ii) em articulação com o MME e MMA, elabore plano de ação para tornar efetiva a integração entre os diferentes atores envolvidos no planejamento e coordenação dos principais empreendimentos hidrelétricos estudados no país (avaliação sistêmica), encaminhando informações sobre a efetiva integração e coordenação dos diversos atores envolvidos nas AHEs Jatobá, São Luiz do Tapajós, São Simão Alto, Salto Augusto Baixo e Marabá; 9.2. Determinar ao MME que: i) elabore nota técnica voltada à revisão do documento "Instruções para elaboração de Estudos de Viabilidade", de 1997, de modo a estabelecer, detalhadamente, os requisitos necessários para fundamentar adequadamente a alternativa ou solução definida nos aspectos técnicos e socioambientais, incorporando os avanços científicos e tecnológicos das últimas décadas. ii) em articulação com a Aneel e EPE, elabore nota técnica voltada ao estabelecimento de procedimento contínuo e estruturado de acompanhamento do desenvolvimento dos estudos de viabilidade e inventário, com a definição das atividades, prazos e responsáveis; 9.3. Recomendar à Casa Civil, em articulação com o MME, que promova amplo debate sobre: i) o modelo de estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos, em face dos riscos inerentes à assimetria de informações em prol do desenvolvedor e à possibilidade de apresentação, pelos autores, de estudos que tragam soluções subótimas; ii) possibilidade de os estudos serem executados pelo estado ou um de seus entes, de forma direta ou mediante a contratação de terceiros especializados.

028.601/2016-5	Licenciamento sociambiental de Transmissão	Aberto (em fase de análise do cumprimento das deliberações)	Ao auditar os relatórios técnicos R3 que compunham a documentação técnica de leilões de transmissão realizados entre 2008 e 2017 (quinze estudos no total), constatou-se deficiência na avaliação desse relatório por parte do poder concedente. Identificaram-se inconformidades relacionadas à ausência ou à incompletude de dados e informações obrigatórias, entre elas: proximidade de territórios indígenas, de comunidades quilombolas e de unidades de conservação ambiental; travessia de rodovias, corpos d'água, oleodutos e gasodutos; corredores em vegetação nativa, áreas rurais e alagáveis. Como contratante dos referidos estudos, cabe à EPE acompanhar a execução contratual e, se for o caso, rejeitar os produtos entregues. A auditoria apontou a pouca interação entre a EPE, as empresas contratadas para elaborar os R3 e, em especial, o órgão ambiental licenciador e instituições intervenientes (Funai, ICMBio, Iphan, etc). Também foram abordados aspectos sobre competência (Aneel x MME x EPE) no desenvolvimento do processo de planejamento e licitação da transmissão. Em relação à avaliação da atuação do Ibama, constatou-se dificuldade severa no gerenciamento de processos de licenciamento ambiental por parte daquela autarquia. Ressalta-se que a deficiência no processo de acompanhamento da qualidade dos relatórios técnicos pelo Poder Concedente, a fragilidade na articulação entre atores e a dificuldade no gerenciamento de processos estão atrelados, direta ou indiretamente, a falhas de governança.	Acórdão 523/2018-Plenário 9.1. Determinar ao MME que: i) apresente cronograma e medidas necessárias para ultimar o processo de aperfeiçoamento das diretrizes de elaboração dos relatórios técnicos R1, R2, R3, R4 e R5 que subsidiem os leilões de concessão de linhas de transmissão; ii) contemple, na consulta pública para revisão dos métodos e diretrizes para a elaboração dos relatórios técnicos R1, R2, R3, R4 e R5, os procedimentos, instrumentos, métodos e critérios a serem utilizados para avaliar a qualidade desses relatórios. 9.2. Recomendar ao MME que: i) institucionalize a prática de reuniões entre a EPE e o agente responsável pela elaboração de Relatórios Técnicos R3, de modo que ocorram antes e durante a referida elaboração, com vistas a melhorar a qualidade, consistência e conformidade em relação aos respectivos termos de referência; ii) institucionalize rotina de reuniões, antes da finalização do R3, entre o Ministério ou a EPE, agindo em seu nome, e os órgãos de licenciamento e envolvidos no licenciamento ambiental, quando envolver empreendimento considerado estratégico ou com risco de elevada fragilidade socioambiental, de modo a antecipar o tratamento de eventuais óbices no futuro licenciamento ambiental. 9.3. Determinar ao MMA, na qualidade de órgão supervisor do Ibama, que: i) acompanhe o tempestivo cumprimento, pelo Ibama, da implantação do Projeto SIGA (Sistema Integrado de Gestão Ambiental); ii) acompanhe a tempestiva publicação, pelo Ibama, do Guia de Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) para a tipologia transmissão de energia elétrica, de modo a dar maior previsibilidade ao procedimento de licenciamento ambiental.
025.919/2017-2	Auditoria no sistema de Bandeiras Tarifárias	Aberto (ED sobre Acórdão que julgou Preex - Aneel)	A auditoria identificou que as Bandeiras Tarifárias não estão alcançando o relevante objetivo de provocar consumo consciente de energia nos períodos em que a geração está mais cara, estando elas, na verdade, assumindo um papel cada vez mais importante de antecipar receitas para evitar um acúmulo de custos para as distribuidoras de energia. Em relação a problemas relacionados com a governança desse sistema, destacam-se as falhas relacionadas à transparência dos sistema de bandeiras tarifárias, em especial quanto a eventuais divergências da Aneel em relação às informações advindas do ONS e da CCEE para a definição das bandeiras (capítulo 6 do relatório de auditoria). Além disso, verificou-se falta de efetividade das bandeiras como mecanismo de reação à demanda, relacionada à deficiência nas diretrizes para a política de sinalização de preços aos consumidores (capítulo 3). Também foram constatadas a ausência de monitoramento e de análise dos resultados obtidos após a implantação das Bandeiras. O relatório mencionou o crescente déficit na Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias (CCRB), o qual chegou a R\$ 4,84 bilhões em novembro/2017, indicando uma má performance do sistema em estudo. Isso, inclusive, levou a Aneel a promover alterações, em outubro/2017, na metodologia do sistema e nos valores dos adicionais, deixando de observar, entretanto, a regra definida no art. 2º do Decreto 8.401/2015, quanto à periodicidade anual para alterações desse tipo.	Acórdão nº 582/2018-Plenário (considerando alterações feitas pelo Acórdão 1166/2019-Plenário) 9.1. Recomendar ao MME e à Aneel que - caso tenham na indução de uma resposta no consumo de energia elétrica um dos objetivos de fato do Sistema de Bandeiras Tarifárias -, adotem medidas voltadas a garantir sua eficácia e efetividade, aferindo os resultados alcançados e definindo metas qualitativas ou quantitativas; bem como promovam o monitoramento periódico do referido Sistema no que tange especificamente a esse objetivo, completando o ciclo da política pública, conforme definido no Guia de Avaliação de Políticas Públicas da Casa Civil. 9.2. Determinar à Aneel, em articulação com o ONS e CCEE, que elabore e publique relatórios mensais que contemplem todas as informações necessárias à verificação, por qualquer interessado, dos dados e valores que subsidiariam o estabelecimento da Bandeira Tarifária do respectivo mês, disponibilizando, inclusive, os fundamentos de eventuais divergências da agência reguladora relativamente aos dados e/ou valores que lhe forem fornecidos por aqueles outros dois agentes. 9.3. Recomendar ao MME e à Aneel que avaliem a necessidade de alterações na redação do Decreto 8.401/2015, em virtude da constatação de que os prazos previstos nesse normativo não vêm sendo condizentes com as necessidades de aprimoramento do Sistema de Bandeiras Tarifárias. 9.4. Recomendar à Aneel que: i) realize estudos, em parceria com a EPE, voltados a avaliar o Sistema de Bandeiras Tarifárias como sinal de preço ao consumidor, buscando identificar, prioritariamente, os impactos dessa política no consumo de energia elétrica, bem como definir indicadores aplicáveis que permitam o acompanhamento dos resultados; ii) dimensione o efeito que os subsídios cruzados evidenciados nesta auditoria causam nas tarifas dos consumidores cativos de energia elétrica, demonstrando a relevância desses valores ante os impactos positivos do Sistema de Bandeiras Tarifárias.
019.228/2014-7	Monitoramento Segurança Energética	Aberto (Preex - Aneel)	Monitoramento das deliberações exaradas por meio dos Acórdãos 1.196/2010, 1.171/2014, 184/2015 e 994/2015, todos do Plenário. Trata-se de fiscalizações iniciadas em 2008 em que foram avaliadas a segurança energética do País, a utilização racional dos recursos e o pleno atendimento à legislação e metas ambientais. Embora a auditoria não tenha tido foco específico em governança, várias determinações e recomendações estão relacionadas à governança do setor. Foram identificadas fragilidades relacionadas a: inconsistências de dados e informações do setor; deficiência nos mecanismos de transparência; necessidade de aprimoramento na articulação entre atores governamentais; necessidade de estudos e informações de qualidade para subsidiar processos de tomada de decisão.	Acórdão 1631/2018-Plenário 9.3. Determinar à Aneel que: i) em conjunto com o ONS e CCEE, adotem as medidas necessárias para sanar a incompatibilidade entre a carga prevista e a carga total do sistema que, entre 2014 a 2016, apresentou diferença de 2.000 MW Médios com impactos significativos no Custo Marginal de Operação, e ainda que, mesmo após mudança nos procedimentos de rede recentes, apresentou em maio/2017 divergência de 400 MW médio entre a carga projetada e a carga total do sistema; ii) publique dados relativos à operação fora da ordem de mérito, com o custo dos despachos por segurança energética, explicitando, por submercado, o montante de energia (MW médio) despachado fora da ordem do mérito, a respectiva justificativa e o custo variável unitário (CVU); 9.4. Determinar ao MME que apresente plano de ação, acompanhado de cronograma, contendo medidas adicionais para correção do desequilíbrio estrutural que persiste no sistema. 9.5. Determinar ao MME que, em conjunto com o ONS, a ANA e outros entes que eventualmente considerar conveniente, apresente plano de ação, acompanhado de cronograma e de matriz de responsabilidades, acerca das medidas ainda não concluídas para a obtenção de todas as informações necessárias à completa revisão das garantias físicas. 9.7. Recomendar ao MME que: i) reavalie o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) no que se refere à sua compatibilidade técnica frente às mudanças ocorridas nos últimos anos na matriz de geração de energia elétrica; ii) ao tratar da nova repactuação do Generation Scalling Factor (GSF), no âmbito das Bandeiras Tarifárias, considere a proporcionalidade da assunção de riscos pelo consumidor em um contexto de mercado monopolista, bem como a capacidade contributiva do consumidor, uma vez que de 2015 até março de 2017 o consumidor já arcou com R\$ 18,47 bilhões face a primeira repactuação do GSF; 9.9. Recomendar à EPE que elabore a "matriz energética brasileira de referência", considerando o melhor conjunto de soluções para a expansão da capacidade de energia elétrica, e, juntamente com o MME, envide esforços no sentido de sua implementação no planejamento energético.

022.634/2017-7	UHE Itaipu - política, regulação e regras de comercialização aplicáveis à energia oriunda dessa UHE no contexto brasileiro.	Aberto (em fase de comunicação do Acórdão)	A auditoria constatou falta de transparência da dívida de Itaipu, cujos dados são desconhecidos do controle e não passíveis de aferição. Esses dados têm sensível implicação com o valor das contas de energia. Ademais, foram identificadas lacunas na fiscalização e na validação dos cálculos, para determinar os valores devidos que devem ser repassados às tarifas da energia produzida por Itaipu, relativos à amortização e aos encargos de empréstimos e financiamentos. Como exemplo, o relatório menciona que o MME considera que Aneel tem a competência de fiscalizar as contas de Itaipu apresentadas pela Eletrobras, porém a Aneel informa que não valida os valores em questão. O risco de dano associado a tais lacunas é alto, em função da complexidade e das mudanças ocorridas no cálculo do fator de ajuste da inflação americana. Ressalta-se que a falta de transparência, as lacunas na distribuição de competências e a falta de alinhamento entre os órgãos/entidades governamentais estão relacionados a deficiências no processo de governança.	Acórdão 1589/2019-Plenário 9.1. Determinar à Aneel que insira em suas fiscalizações periódicas relativas ao repasse de custos da energia oriunda de Itaipu a aferição dos valores dos contratos de empréstimos, sua amortização, encargos e fator de reajuste da inflação norte americana, bem como avalie a efetividade do Sistema de Controle de Custos Administrativos implantado pela Eletrobras. 9.3. Recomendar à Casa Civil que avalie a conveniência de incluir a participação de representantes da EPE e do Ministério da Economia no Grupo de Trabalho criado pela Portaria MME 124/2019.
008.692/2018-1	ANOp sobre Energias Renováveis no Setor Elétrico	Aberto (em fase de comunicação do Acórdão)	Quanto à aspectos possivelmente relacionados à falhas de governança, a auditoria identificou que não havia diretrizes claras e específicas sobre micro e mini geração distribuída, tendo a Aneel assumido a dianteira no pouco que se tem de definição sobre políticas de incentivo e demais regras sobre o tema. Também foi constatada ausência de diretrizes claras sobre a eletrificação de veículos ou sobre a forma pretendida de transição energética na parte de transporte, sendo que a pasta ministerial responsável pelo setor de transporte não faz parte do CNPE, o que dificulta a governança sobre o assunto. Constatou-se, ainda, falta de alinhamento entre o MME e MMA na interpretação das metas indicativas das NDCs brasileiras relacionadas ao setor elétrico. E, por fim, detectou-se ausência de mecanismos de avaliação de resultados das políticas de incentivos para fontes renováveis. Ressalta-se que a definição de diretrizes e o alinhamento entre organizações interessadas estão inseridos dentre os mecanismos necessários para o exercício da governança pública.	Acórdão 1530/2019-Plenário 9.1. Determinar ao CNPE que apresente plano de ação visando a estabelecer diretrizes nacionais para a mini e micro geração distribuída, considerando que os arts. 5º, inciso II, 6º e 13, inciso I, do Decreto 9.203/2017 trazem a definição de diretrizes como estratégia da governança pública. 9.5. Determinar ao Comitê de Monitoramento e Avaliação dos Subsídios da União (CMAS), em articulação com o MME, que inclua em seu plano de ação a realização de avaliação sistêmica dos resultados dos incentivos de natureza tributária, financeira, creditícia e tarifária destinados a fontes de energia elétrica renováveis. 9.6. Recomendar que o MME e o MMA alinhem o entendimento sobre Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) estarem ou não incluídas no percentual de energias renováveis a que aludem as medidas indicativas das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) brasileiras. 9.8. Recomendar à Casa Civil que tome providências para que o Ministério da Infraestrutura passe a integrar o CNPE. 9.9. Recomendar ao CNPE, que ao formular políticas pública, acerca da frota de veículos elétricos (e seus variantes), o faça com base em diretrizes previamente estabelecidas, e busque articulação com os demais órgãos envolvidos com a matéria para que as políticas sejam sinérgicas.
003.172/2019-8	Representação sobre possível conflito de interesse na composição do CNPE	Aberto (em análise das oitivas)	Trata-se de representação formulada pelo MP/TCU a respeito de possíveis irregularidades ocorridas na nomeação de representantes da sociedade civil e de instituições acadêmicas para compor o CNPE. A representação expõe a preocupação sobre uma possível existência de conflito de interesses na atuação de integrantes do CNPE que podem, em tese, "levar à proposição de políticas energéticas direcionadas a atender anseios privados, em detrimento do interesse da coletividade". O relator determinou as oitivas do CNPE e dos interessados. No momento, as respostas às oitivas estão em análise no TCU.	Despacho Relator conheceu da representação e determinou: i) as oitivas do CNPE e dos interessados para se manifestarem sobre os indícios de irregularidade apontados na representação sobre as nomeações efetuadas por meio das Portarias 1, 2 e 3 do órgão, de 6/12/2018, haja vista possível conflito de interesse e afronta aos princípios da eficiência, moralidade e impessoalidade, em virtude dos indicativos de que os nomeados atuam no setor privado, em empresas de consultorias prestadoras de serviços para companhias do setor de energia; ii) que o CNPE esclareça as medidas implementadas ou a serem implementadas com o objetivo de identificar possíveis conflitos de interesses de seus membros e manifestar previamente às reuniões impedimento para tratar de temáticas específicas.
016.060/2017-2	Leilão Aneel 1/2017 - outorga de quatro usinas hidroelétricas em operação pela Cemig (São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande)	Encerrado	Os contratos de concessão dessas UHEs com a Cemig venceram entre agosto de 2013 e fevereiro de 2017, mas a concessionária não aceitou prorrogar os contratos nas condições definidas pela nova legislação (§§ 1º a 6º do art. 1º da Lei 12.783/2013 e o Decreto 7.805/2015). No caso das empresas que não aceitassem, o art. 8º da Lei 12.783/2013 já previa a realização de licitação para uma nova concessão por até trinta anos. Além das diversas ações em juízo para tentar renovar as concessões com base nas regras constantes dos contratos anteriores à lei de 2013, ocorreu um processo de negociação em nível de executivo/AGU visando a renovação reduzindo, com isso, a atratividade do referido certame e prejudicando, consequentemente, a obtenção do melhor resultado na licitação em detrimento dos princípios da publicidade, eficiência, transparência e impessoalidade simultaneamente ao andamento de processo licitatório. Isso foi considerado pelo TCU como ação em prol da redução da atratividade do referido certame, prejudicando, consequentemente, a obtenção do melhor resultado na licitação em detrimento dos princípios da publicidade, eficiência, transparência e impessoalidade. Por essa razão, o TCU expediu cautelar visando resguardar o interesse público. Esse cenário expôs, em parte, alguns riscos e a quase perda de governança do MME sobre a decisão de realizar novas concessões para a operação dessas usinas, com impasses diversos, liminares judiciais até a véspera do leilão e negociações políticas controvertidas.	Acórdão 1598/2017-Plenário 9.1. Considerar que: i) sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) atendeu aos requisitos previstos na IN TCU 27/1998 para o Leilão Aneel 1/2017, com exceção do art. 8º, parágrafo único, desse normativo, uma vez que não foi submetida tempestivamente a esta Corte de Contas toda a documentação prevista; ii) não foram detectadas inconformidades que pudessem comprometer a continuidade do Leilão Aneel 1/2017. Acórdão 1.971-Plenário 9.1. conhecer da presente Representação, uma vez preenchidos os requisitos de admissibilidade previstos nos arts. 235, 237, inciso V, e 246 do Regimento Interno/TCU; 9.2. com fundamento nos arts. 246, § 2º, e 276, § 3º, do Regimento Interno/TCU, determinar à Advocacia Geral da União, ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão e ao Ministério da Fazenda, cautelarmente, que, até vir a ser proferida decisão de mérito do TCU sobre a matéria em discussão neste processo de Representação, se abstenham de adotar quaisquer condutas relacionadas a negociações com a Cemig Geração e Transmissão S.A. relativas à concessão das Usinas Hidrelétricas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande, inclusive a negociação admitida pelo Diretor da Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal da Advocacia Geral da União (CCAF) por meio da Nota 00191/2017/CCAF/CGU/AGU, ressalvada a hipótese de revogação ou anulação do Leilão Aneel 1/2017;

023.738/2018-9	Produção de Conhecimento GSF	Aberto	Processo de produção de conhecimento acerca dos impactos da repactuação do risco hidrológico, ocorrida em 2015, instituída para compensação dos efeitos da substituição da geração das usinas hidrelétricas pelas usinas termelétricas fora da ordem de mérito. Até 2015, o risco hidrológico era risco assumido pelo gerador. Enquanto a geração hídrica excedia o total das garantias físicas das hidrelétricas, a renda hidráulica era repartida entre os agentes, sem que houvesse reclamação. Porém, a partir de 2013, a crise hídrica, a entrada em operação de usinas estruturantes a fio d'água, e questões relacionadas a operação do sistema elétrico fez com que a geração hídrica relativa diminuísse. Nesse momento, os agentes reivindicaram que o risco deveria ser transferido para o consumidor, o que foi concretizado, por meio da Lei 13.203/2015. A adesão à repactuação instituída pela Lei 13.203/2015 se deu apenas para os contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pois os geradores não concordaram com a repactuação dos contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL); preferiram recorrer ao judiciário. Consequentemente, instalou-se um ambiente de insegurança jurídica, com diversas ações judiciais estão travando o mercado. Há agentes que estão deixando de pagar e outros que estão deixando de receber. O custo assumido pelo consumidor cativo da repactuação oriunda da Lei 13.203/2015 foi de R\$ 26,7 bilhões, de janeiro de 2015 a julho de 2018. Já o impacto na tarifa de 2018 foi de 13%.	Processo administrativo (sem deliberação)
010.348/2018-2	ANOp sobre a Exposição da Administração Pública Federal a Fraude e Corrupção	Aberto (Prazo recursal aberto após julgamento de ED)	A auditoria realizou um mapeamento da exposição a riscos de fraude e corrupção que englobou 287 órgãos/entidades do Poder Executivo Federal, tendo sido calculados os respectivos valores dos poderes econômico e de regulação (calculados para 72 instituições), bem como os índices representativos da robustez dos controles contra fraude e corrupção. Ademais, foram escolhidas as seguintes unidades para estudos de caso sobre o desenho e a implementação dos controles associados (Anac, ANM, Banco do Brasil, Ibama, Ministério da Saúde, Ministério do Trabalho, Casa Civil e Comissão de Ética Pública da Presidência da República - CEP). De modo geral, foram constatados diversos riscos e fragilidades na governança do combate à fraude e à corrupção nos órgãos e entidades auditados, tais como: ausência de critérios mínimos e objetivos para indicação de dirigentes; gestão de riscos e controles internos em níveis iniciais; programas de integridade em estágio inexpressivo de implantação; não monitoramento da gestão ética; estatais sem modelos institucionalizados de dados abertos, transparência e accountability. Foram destacadas as seguintes boas práticas: i) cursos à distância para conscientizar/promover a conduta ética (Anac); ii) implantação de processo de autoavaliação de controles (Anac); iii) trilha ética obrigatória para ascensão profissional (BB); iv) avaliação das causas das irregularidades para melhorar o gerenciamento de riscos e controles (BB).	Acórdão 2604/2018-Plenário 9.1. Alertar o Comitê de Riscos, Governança e Desburocratização da Presidência da República (PR) e o coordenador da equipe de transição do PR que: i) 38 unidades com alto poder econômico (gerenciam mais de R\$ 216 bilhões) possuem fragilidades nos controles classificadas como "alta" ou "muito alta"; ii) 80% das instituições com alto poder econômico e de regulação pertencentes ao OGU estão em níveis iniciais de estabelecimento de gestão de riscos e controles internos; iii) 69% dessas instituições se encontram com seus programas de integridade em estágio inexpressivo de implantação; iv) das 102 instituições com maiores poderes econômico e de regulação, 70% não implementaram medidas de monitoramento da gestão ética; v) auditorias internas das instituições com alto poder econômico e de regulação sem ações sistemáticas, consolidadas e institucionalizadas voltadas à análise de riscos de fraude e corrupção; vi) estatais de maior poder econômico (extrato das 30% maiores) sem modelos institucionalizados amplos e consistentes de dados abertos, transparência e accountability; vii) ausência de critérios mínimos e objetivos para indicação de dirigentes nas instituições federais, com elevado risco potencial de exposição a casos de fraude e corrupção (554 potenciais restrições identificadas para ocupantes de cargos ou funções comissionadas entre agosto/2017 e julho/2018); 9.2. Recomendar à Presidência da República que estenda a pesquisa realizada pela Casa Civil, por meio do Sistema Integrado de Nomeações e Consultas (SINC), para toda a Administração Direta e Indireta do Poder Executivo, em especial para a alta Administração. 9.3. Recomendar à Casa Civil que: i) realize consulta à CEP sobre a existência de sanções éticas para os indicados aos cargos sujeitos às análises do SINC; ii) elabore normativo específico para que as estatais encaminhem notificação à CEP acerca de suas nomeações.
015.268/2018-7	Levantamento Integrado de Governança Organizacional Pública - ciclo 2018 (SecexAdm)	Aberto	A fiscalização teve o objetivo de medir a capacidade de governança e gestão de 526 organizações públicas federais, com foco nos seguintes perfis de governança: organizacional, contratações, pessoas e tecnologia da informação. A coleta de dados foi feita por meio de questionários respondidos por essas instituições (informações autodeclaratórias). Os resultados foram tratados de maneira consolidada (relatório único) e também de maneira individual (relatórios individuais). De modo geral, apesar de ter havido avanço em relação a 2017, constatou-se que 47% das organizações ainda contam com níveis iniciais ou inexistentes de capacidades em governança e gestão em 2018. O MME apresentou um nível de governança e gestão públicas ainda intermediário (IGG = 59%), porém um pouco acima da média dos ministérios. Os índices de governança e gestão do MME que apresentaram as menores notas (inexpressivo ou inicial) se referem a: i) gestão do desempenho da alta administração; ii) promoção de transparência, responsabilidade e prestação de contas; iii) gestão dos riscos da administração; iv) processo para classificação e tratamento e segurança de informações; v) modelo de gestão e de controles internos de contratações. A Aneel apresentou IGG = 62%, tendo apresentado as menores notas em: i) gerir o desempenho da alta administração; ii) assegurar o adequado provimento das vagas existentes; iii) assegurar a disponibilidade de sucessores qualificados; iv) capacidade de gestão de pessoas em contratações. A EPE apresentou IGG = 38%, tendo apresentado as menores notas em: i) gestão dos riscos considerados críticos para a organização; ii) promoção de gestão estratégica; iii) planejamento da gestão de pessoas; iv) assegurar o adequado provimento das vagas existentes; v) assegurar a disponibilidade de sucessores qualificados; vi) modelo de gestão e monitoramento de desempenho da gestão das contratações.	Acórdão 2699/2018-Plenário 9.3. autorizar a Secex Administração a: i) divulgar as informações consolidadas decorrentes dos acompanhamentos anuais de governança pública em informativos e em sumários executivos; ii) publicar, tão logo coletadas, as respostas dos questionários integrados de governança pública na forma de dados abertos na internet, submetendo à apreciação superior somente as análises agregadas e os achados encontrados nos exames consolidados. Acórdão 1.971/2017-Plenário

012.693/2009-9	ANOp sobre a governança regulatória das agências reguladoras federais de infraestrutura (1ª rodada)	Encerrado	De modo geral, a auditoria realizada entre julho de 2009 a julho de 2010 identificou que as agências contam com diferentes processos de trabalho e formas de organização para se relacionar com os interessados, facilitar o controle social, dar transparência ao processo de tomada de decisão e divulgar suas ações. Esse fato pode ser explicado, em parte, pela ausência de um normativo uniforme sobre questões de governança. Dentre as constatações, merecem destaque: i) deficiências nos processos de substituição de conselheiros e/ou diretores; ii) baixa participação da sociedade nos processos de controle social; iii) processos de audiência e consulta públicas sem uma padronização mínima de procedimentos; iv) oportunidades de aperfeiçoamento da autonomia decisória dos entes reguladores por meio de maior estabilidade dos recursos orçamentários a eles destinados (no caso da Aneel, superavitária, necessidade de se identificar uma taxa de fiscalização que seja suficiente para custear a atividade de fiscalização e que, ao mesmo tempo, não onere demasiadamente os fiscalizados); v) na época, não foram detectados processos de gerenciamento de riscos formalmente institucionalizados nas agências reguladoras, inexistindo uma sistemática implantada de Avaliação de Impacto Regulatório.	Acórdão 2261/2011-Plenário 9.1. Determinar à Aneel (e também a outras agências) que disciplinem em seus regulamentos a forma de substituição dos conselheiros e diretores em seus impedimentos ou afastamentos regulamentares ou ainda no período de vacância que anteceder à nomeação de novo conselheiro ou diretor. 9.2. Recomendar à Aneel (e também a outras agências) que estabeleçam em norma prazos razoáveis para disponibilização dos relatórios de análise das contribuições recebidas em audiências/consultas públicas. 9.3. Recomendar à Aneel (e também a outras agências) que vinculem hierarquicamente suas unidades de auditoria interna aos respectivos órgãos colegiados. 9.5. Recomendar à Aneel (e também a outras agências) que estruturam políticas voltadas à ampla divulgação de suas ações, mormente aquelas de maior apelo e impacto social, com foco e linguagem adequados. 9.6. Recomendar à Casa Civil que promova estudos com vistas a fixar prazos para a indicação de nomes pelo Executivo Federal nas hipóteses de vacâncias previsíveis/imprevisíveis, e que, para o caso superavitário da Aneel, promova análise das taxas de fiscalizações e sanções, de modo que as taxas de fiscalização sejam diminuídas para não onerar em demasia os fiscalizados.
031.996/2013-2	ANOp sobre a governança regulatória das agências reguladoras federais de infraestrutura (2ª rodada)	Encerrado	A governança das agências reguladoras foi avaliada por meio de dois grandes temas: i) as condições para que o processo decisório das agências seja transparente e produza decisões técnicas e livres de ingerência e ii) uso de estratégia organizacional para orientar a gestão e alavancar o atendimento de políticas públicas. Constatou-se fragilidade na autonomia decisória, já que as agências têm permanecido prolongados períodos sem que as vagas em seus conselhos e diretorias sejam ocupadas mediante o devido processo de indicação e nomeação. A ocupação prolongada dos cargos vagos por interinos tornou-se bastante frequente. Verificou-se também oportunidades de melhoria no sentido de se evitar conflitos de interesse relacionados às atividades das agências. Além disso, detectou-se que somente em uma das seis agências avaliadas (Anac) havia modelo de gestão orientado pelo planejamento estratégico. Quanto à Análise de Impacto Regulatório (AIR), algumas agências, como é o caso da Aneel, adotaram as boas práticas de instituir sua obrigatoriedade e de elaborar manuais internos de orientação, mas o processo ainda demandava aperfeiçoamentos. Como boa prática, cita-se a transparência do processo decisório da Aneel, já que a agência, por meio da internet, permite amplo acesso a documentos e atos decisórios.	Acórdão 240/2015-Plenário 9.1. Recomendar à Aneel (e também a outras agências) que adote as boas práticas referentes à Análise de Impacto Regulatório (AIR) recomendadas pela OCDE e que desenvolva uma política de gestão de risco. 9.2. Recomendar à Aneel (e também a outras agências) que elabore plano estratégico e estabeleça em normativos regras que orientem o processo de implementação, acompanhamento e revisão da estratégia organizacional. 9.5. Determinar à Casa Civil: i) a edição de decretos visando regulamentar a forma de substituição dos conselheiros e diretores em seus impedimentos ou afastamentos regulamentares ou ainda no período de vacância que anteceder à nomeação de novo conselheiro ou diretor; ii) que faça prever nos normativos das agências um prazo máximo para ocupação da vaga pelo interino. 9.7. Recomendar à Comissão de Ética Pública da Presidência da República que regulamente a extensão da aplicabilidade da Lei de Conflitos de Interesses aos ocupantes de cargos hierarquicamente inferiores, cujo exercício proporcione acesso a informação privilegiada capaz de trazer vantagem econômica ou financeira para o agente público ou para terceiro. 9.8. Dar ciência à Aneel (e também a outras agências) que o o prazo de quarentena aplicável aos Diretores e Conselheiros das agências reguladoras é de 6 meses, com direito a remuneração compensatória por igual período.