

República Federativa do Brasil

**Relatório Final da Pesquisa de
Informações sobre a Modernização do
Setor de Distribuição de Energia no
Brasil**

Fevereiro de 2017

Agência de Cooperação Internacional do Japão (JICA)

**Deloitte Tohmatsu
Financial Advisory LLC**

5R
JR
17-014

ÍNDICE

Capítulo 1	O Resumo do Estudo	6
1-1	O contexto de realização do presente estudo.....	6
1-2	O histórico e os propósitos da realização do estudo	7
1-3	A composição da equipe de estudo	8
1-4	As etapas do estudo.....	9
1-5	O cronograma do levantamento local realizado.....	10
1-5-1	1º Levantamento local realizado	10
1-5-2	2º Levantamento local.....	11
Capítulo 2	O regime institucional e os desafios do setor de distribuição de energia no Brasil.....	12
2-1	As principais instituições do setor de distribuição no Brasil.....	12
2-2	A situação atual do setor de distribuição de energia no Brasil.....	15
2-2-1	O resumo do setor de distribuição de energia	15
2-2-2	A situação atual e os desafios do setor de distribuição.....	17
2-2-3	Os investimentos no setor de distribuição de energia	25
2-3	O regime vigente no setor de distribuição de energia	27
2-3-1	A estrutura tarifária de energia.....	28
2-3-2	O sistema de tarifa de energia	33
2-3-3	A política do Governo Federal Brasileiro	33
2-4	As tendências futuras do setor de distribuição de energia	35
2-4-1	A introdução de tarifas diferenciadas por horários de consumo.....	35
2-5	As atividades no setor de distribuição realizadas por outros doadores internacionais	36
2-5-1	Grupo Banco Mundial.....	37
2-5-2	Banco Interamericano de Desenvolvimento.....	38
Capítulo 3	Proposta de modelo de negócios para a implementação das ações levantadas	39
3-1	Os benefícios dos projetos de modernização do setor de distribuição de energia .	39
3-2	Proposta de estrutura de financiamento para implementação de projetos	42
3-3	A instituição financeira receptora do empréstimo em duas etapas.....	45
3-3-1	O resumo sobre a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP)	45
3-3-2	As áreas prioritárias da FINEP	46
3-3-3	Os modelos financeiros de apoio da FINEP	47
3-3-4	O sistema de financiamento da FINEP.....	48
3-3-5	A situação financeira da FINEP	50
3-3-6	Os acordos firmados pela FINEP com outros países	51
3-4	Proposta de apoios auxiliares tais como assistência técnica, etc.....	52
3-5	Temas a serem abordadas dentro do presente estudo.....	53

3-6 As expectativas do lado da FINEP em relação ao empréstimo em iene.....	55
Anexo 1 A lista da contrapartida entrevistada	57

Lista das Figuras e Tabelas

Figura 2-1 As principais instituições ligadas ao setor de distribuição.....	13
Figura 2-2 A evolução do SAIDI e SAIFI no Brasil	18
Figura 2-3 A evolução das perdas de energia das distribuidoras de energia.....	20
Figura 2-4 O preço unitário de energia em cada estado (representação em mapa)	22
Figura 2-5 A evolução do índice do grau de satisfação do consumidor.....	23
Figura 2-6 O índice do grau de satisfação do consumidor dos últimos 5 anos	24
Figura 2-7 Os índices do grau de satisfação do consumidor por regiões em 2015	25
Figura 2-8 A evolução dos investimentos anuais no setor de distribuição.....	26
Figura 2-9 A estrutura da tarifa de energia	28
Figura 2-10 Exibição relativa ao estado de fornecimento de energia	32
Figura 2-11 Descrição de uma fatura real de tarifa de energia.....	32
Figura 2-12 O Programa de P&D e melhoria da eficiência energética da ANEEL (Distribuidoras de energia).....	35
Figura 2-13 A visão geral da tarifa branca.....	36
Figura 3-1 A proposta de estrutura financeira	44
Figura 3-2 O organograma da FINEP	46
Figura 3-3 A evolução dos desembolsos da FINEP	48
Figura 3-4 Caso FINEP faz um empréstimo em reais	54
Figura 3-5 Caso FINEP faz um empréstimo em ienes	55
Figura 3-6 Cronograma de execução do modelo de financiamento em iene	56
Tabela 2-1 As principais instituições do setor de energia	13
Tabela 2-2 O market share das concessionárias em 2015.....	16
Tabela 2-3 Os números gerais do setor de distribuição de energia no Brasil (2015)	16
Tabela 2-4 Os desafios no fornecimento de energia no Brasil	17
Tabela 2-5 As distribuidoras que apresentam os maiores SAIDI e SAIFI.....	19
Tabela 2-6 As 10 distribuidoras com os maiores índices de perdas de energia (2015)...	20
Tabela 2-7 A comparação entre as tarifas domésticas de energia entre o Japão e Brasil	21
Tabela 2-8 O preço unitário de energia em cada estado.....	22
Tabela 2-9 Os desafios para a realização de investimentos significativos no setor de distribuição	27
Tabela 2-10 Os tipos de encargos setoriais.....	29
Tabela 2-11 Sistema tarifário de energia	33
Tabela 2-12 A situação das assistências prestadas por outros doadores	37
Tabela 3-1 O sistema de financiamento do BNDES	43
Tabela 3-2 Dado geral sobre a FINEP	45
Tabela 3-3 As áreas de ênfase para financiamento da FINEP em 2016	47

Tabela 3-4 Os modelos financeiros de apoio pela FINEP	48
Tabela 3-5 Os financiamentos institucionais da FINEP	50
Tabela 3-6 A situação financeira da FINEP	51
Tabela 3-7 Os acordos firmados pela FINEP	52
Tabela 3-8 Os itens para levantamento.....	53

Lista de Abreviaturas

Abreviaturas	Nome oficial
ABDI	Agência Brasileira de Desenvolvimento industrial
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AIS	Painel isolado a ar
AMI	Infra-estrutura de medição avançada
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFIEX	Comissão de Financiamentos Externos
DG	Geração Distribuída
DMS	Sistema de gerenciamento de distribuição
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
GIS	Painel isolado a gás
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MCTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MME	Ministério de Minas e Energia
MF	Ministério da Fazenda
MDMS	Sistema de gestão de dados de medição
OMS	Sistema de gestão de quedas de energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLC	Comunicação via rede elétrica
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RF	Radiofrequência
SAIDI	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC
SAIFI	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC

Capítulo 1 O Resumo do Estudo

1-1 O contexto de realização do presente estudo

O Ministério de Minas e Energia (MME) do Brasil iniciou a partir de 1996 a reforma do setor de energia que desmembrou as empresas de energia em empresas de geração, transmissão e distribuição de energia. A política adotada foi de que deveria haver competição na Geração e Comercialização enquanto que a Distribuição e Transmissão permaneceriam como monopólios em cada área de concessão e ainda com a privatização das empresas controladas pelo Estado. Como resultado, a participação de empresas privadas atingiu aproximadamente 40% no setor de geração e 20% no setor de transmissão, e no setor de distribuição avançou para aproximadamente 70%.

As empresas de distribuição em áreas de grande população como o estado de São Paulo (Eletropaulo, CPFL Paulista), e Rio de Janeiro (Light, AMPLA) são praticamente privadas, enquanto que em áreas remotas onde o interesse do setor privado é menor, as empresas de distribuição continuam a ser públicas ou público-privadas. O governo federal declarou intenção de privatizar as 6 Distribuidoras de Energia ainda sob seu controle, através do BNDES até o final de 2017. (Concessionárias localizadas nos estados do Norte e Nordeste: Amazonas, Rondônia, Roraima, Piauí, Alagoas)

No Brasil as tarifas de energia elétrica são as mais altas do mundo, sendo 0,329 reais/ kWh (cerca de 12,7 ienes/ kWh), superando a média mundial de tarifa de energia elétrica que é de 0,2155 reais/ kWh (cerca de 8,3 ienes / kWh). Uma das causas apontadas para isso é a ineficiência do setor de distribuição de energia. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as perdas de energia na transmissão e distribuição de energia em 2015 chegaram a 13,5%, dos quais 7,8% são perdas técnicas e 5,7% são perdas não-técnicas como furtos de energia.

Além disso, a média anual do tempo de interrupção de energia foi de 18,61 horas em 2015, o que mostra um aumento em comparação à média de 10 anos atrás (a partir de 2009 a média anual tem mostrado uma estabilização em torno de 18 horas). No Brasil um dos desafios do setor de distribuição é o fornecimento estável de energia.

Para atender a esta questão a ANEEL deve incentivar a modernização das redes de Distribuição com a implementação de medidores inteligentes e maior automação das redes até 2020 pelas concessionárias para que melhorem seus indicadores de qualidade e confiabilidade do serviço de distribuição de energia elétrica (SAIDI/DEC e SAIFI/FEC), diminuindo ocorrências de black outs, além de promover o "peak shift" (deslocamento do pico de consumo) e promover maior inserção da micro geração distribuída com fontes de energia renováveis de característica intermitente (PV Fotovoltaic, Biomass, Wind), o que deverá requerer uma

revisão da capacidade de gestão bi-direcional do fluxo de energia (produtor e consumidor) com a inversão de fluxo de energia assim como grande variação na tensão ao longo do dia. Desta forma além do desafio técnico, a ANEEL já se mobiliza para revisar o modelo de negócios setorial para que a regulação não se torne obstáculo para inovação tecnológica e que os benefícios possam ser compartilhados pela sociedade.

Como já mencionado, no Brasil a privatização dos setores de geração, transmissão e distribuição está ainda em curso, e a construção e a operação de instalações também são feitas por empresas privadas através de contratação por licitação nos projetos. Entretanto, na atual conjuntura as distribuidoras de energia encontram dificuldades em fazer investimentos de grande escala nas instalações por suas próprias limitações financeiras, redução da disponibilidade de recursos para o financiamento com maiores prazos e assim como taxas de juros mais razoáveis para investimentos em infraestrutura no país.

O presente estudo pretende apontar as soluções a longo prazo para os fatores que inibem a modernização do setor de distribuição de energia do Brasil, e também avaliar e recomendar medidas de apoio que a JICA pode fazer incluindo modelos de financiamento (financing schemes) com recursos de fundos do governo japonês.

1-2 O histórico e os propósitos da realização do estudo

Em 2011 a JICA realizou pesquisa, dentro do modelo de assistência e cooperação internacional, visando contribuir para a melhoria da eficiência e estabilidade do setor de transmissão e distribuição de energia no Brasil através do "Estudo para Coleta de Informações Básicas para a Implantação da Rede Inteligente/ Comunidade Inteligente no Brasil". O presente estudo deve se basear nos desafios apontados no trabalho anterior para avaliar e constituir um modelo de negócio adequado.

É necessário avaliar principalmente os meios para promover os investimentos em modernização das empresas privadas de distribuição que representam uma grande parcela do segmento de distribuição de energia. É necessário notar que segundo a classificação da Organização das Nações Unidas e do Banco Mundial o Brasil é considerado um *país em processo de graduação* que não mais necessita de ajudas oficiais (ODA), e, portanto, é necessário traçar estratégias alternativas para obtenção de financiamentos para a execução de projetos de cooperação, como por exemplo, a possibilidade de inclusão de produtos japoneses nestes projetos.

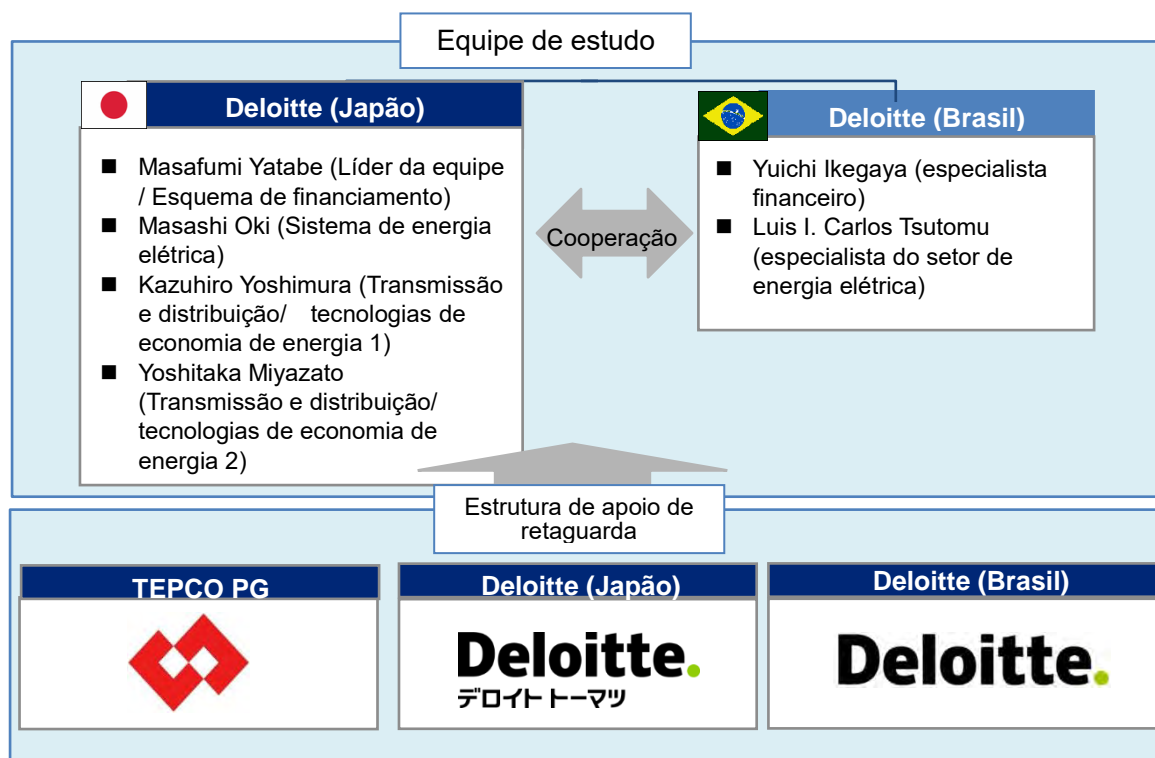
Portanto, o presente estudo pretende organizar as informações sobre o regime atual do setor de distribuição no Brasil, a situação atual das distribuidoras de energia, os desafios que estes enfrentam e fazer avaliação de modelos de apoio necessários e tecnologias japonesas que são possíveis de serem introduzidas para solucionar os desafios levantados.

1-3 A composição da equipe de estudo

No presente estudo, o Líder da Equipe e o perito responsável pelo estudo do modelo de financiamento foi Masafumi Yatabe, vice-presidente do Serviço de Assessoria para Desenvolvimento Internacional do Deloitte Tohmatsu Financial Advisory LLC, Masashi Oki, consultor da mesma empresa, foi o responsável pelo estudo do sistema de energia elétrica. Como reforço da Deloitte, Kazuhiro Yoshimura e Yoshitaka Miyazato da divisão de distribuição da empresa TEPCO Power Grid Inc. (TEPCO PG) se responsabilizaram pelos aspectos técnicos das tecnologias para economia de energia na transmissão e distribuição.

Além deles, Yuichi Ikegaya, gerente sênior do escritório da Deloitte no Brasil participou como especialista em finanças, e o também gerente sênior Luis Carlos Tsutomu I que participou do presente estudo como perito do setor de energia, no relacionamento com empresas e autoridades do Brasil, nos trabalhos de coleta de informações locais.

O estudo também contou com uma estrutura de apoio de retaguarda das empresas Deloitte Tohmatsu Financial Advisory LLC, o escritório da Deloitte no Brasil e a TEPCO Power Grid Inc. que fizeram recomendações conforme a necessidade e também deram diversos apoios inclusive a participação em reuniões realizadas tanto no Japão como durante o levantamento local no Brasil.



Os itens e as etapas do estudo

Os itens do estudo

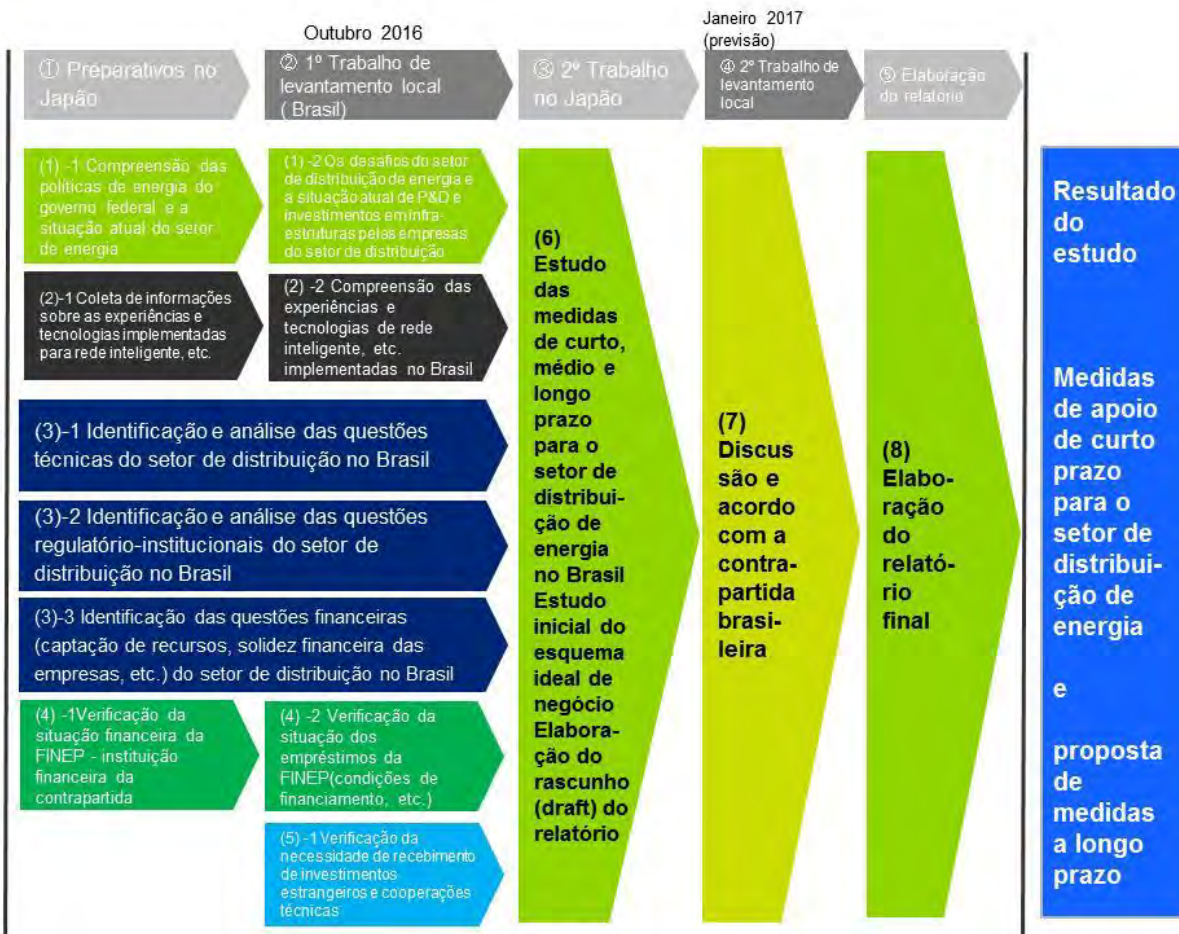
(1) Levantamento da atual situação do setor de distribuição de energia no Brasil, levantamento das atividades de melhoria da eficiência e confiabilidade feitas pelo setor

(2) Coleta de informações sobre as experiências e tecnologias implementadas para rede inteligente (smart grid), etc.

(3) Identificação das questões técnicas, regulatório-institucionais e financeiras do setor de distribuição no Brasil e o estudo das soluções

(4) Levantamento de subsídios para um estudo inicial sobre os possíveis esquemas de negócios

(5) Estudo sobre a proposta de estruturas de financiamento e medidas de apoio auxiliares



1-5 O cronograma do levantamento local realizado

1-5-1 1º Levantamento local realizado

Data:	Entidade visitada	Local:
08 de outubro (sábado)	Traslado (Tóquio ⇒ Paris ⇒ São Paulo)	Pernoite no voo
09 de outubro (domingo)		São Paulo
10 de outubro (segunda-feira)	08:30-11:30 Escritório da Deloitte no Brasil 13:00-15:00 Universidade de São Paulo 16:00-17:00 CPFL	São Paulo
11 de outubro (terça-feira)	09:00-11:00 Eletropaulo 15:00-16:00 Banco Interamericano de Desenvolvimento (teleconferência)	São Paulo
12 de outubro (quarta-feira)	Traslado (São Paulo ⇒ Rio de Janeiro) 19:00-21:00 Reunião com a JICA	São Paulo/ Rio de Janeiro
13 de outubro (quinta-feira)	09:00-11:00 Light 14:00-16:00 FINEP 16:30-17:30 EPE 17:00-19:00 AMPLA	Rio de Janeiro
14 de outubro (sexta-feira)	Traslado (Rio de Janeiro ⇒ Belo Horizonte) 15:00-17:00 CEMIG	Rio de Janeiro/ Belo Horizonte
08 de outubro (sábado)	Visita local, elaboração do relatório	Belo Horizonte
09 de outubro (domingo)	Elaboração do relatório Traslado (Belo Horizonte ⇒ Brasília)	Belo Horizonte/ Brasília
10 de outubro (segunda-feira)	14:30-16:00 Escritório da JICA no Brasil 17:00-18:00 ANEEL	Brasília
18 de outubro (terça-feira)	10:00-11:00 Banco Mundial 14:30-15:30 Ministério de Minas e Energia (MME) Traslado (Brasília ⇒ Curitiba)	Brasília / Curitiba
19 de outubro (quarta-feira)	9:30-10:30 Toshiba 14:00-15:00 Landis + Gyr 16:30-18:00 Furukawa Electric	Curitiba
20 de outubro (quinta-feira)	Traslado (Curitiba ⇒ Rio de Janeiro) 13:00-15:00 FINEP/ BNDES Traslado (Rio de Janeiro ⇒ Brasília)	Curitiba / Rio de Janeiro / Brasília
21 de outubro (sexta-feira)	9:00-10:00 Ministério da ciência, Tecnológica e Inovação (MCTIC) 10:30-12:00 ABRADÉE	Brasília Pernoite no voo
08 de outubro (sábado)	Traslado (Brasília ⇒ São Paulo ⇒ Paris ⇒ Tóquio)	Pernoite no voo
23 de outubro (domingo)		

1-5-2 2º Levantamento local

Data:	Entidade visitada	Local:
25 de janeiro (quarta-feira)	Traslado (Yatabe: Washington⇒ Rio de Janeiro)	Pernoite no voo
26 de janeiro (quinta-feira)		Rio de Janeiro
27 de janeiro (sexta-feira)	14:00-15:00 FINEP Financiadora de Estudos e Projetos 16:30-17:30 LIGHT – Distribuidora de Energia	Rio de Janeiro
28 de janeiro (sábado)	Traslado (Oki, Yoshimura: Tóquio⇒ Paris⇒ Rio de Janeiro) (Yatabe: Rio de Janeiro⇒ São Paulo)	Pernoite no voo
29 de janeiro (domingo)		São Paulo
30 de janeiro (segunda-feira)	09:30-10:30 AES Eletropaulo 14:30- 15:30 NEC	São Paulo
31 de janeiro (terça-feira)	09:00- 10:30 CPFL 11:00- 12:00 Toshiba 16:00- 17:00 Elektro (Traslado: Campinas⇒Brasília)	Campinas
1 de fevereiro (quarta-feira)	09:00-10:00 MME Ministério de Minas e Energia 11:00-12:00 BID InterAmerican Develop. Bank 14:00-15:00 ABRADEE Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica 16:00- 17:30 ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Traslado: Brasília⇒ Rio de Janeiro)	Brasília
2 de fevereiro (quinta-feira)	14:00- 15:00 EPE Empresa de Pesquisa Energética 16:00- 17:30 FINEP	Rio de Janeiro
3 de fevereiro (sexta-feira)	Traslado (Yatabe: Rio de Janeiro⇒ Washington⇒ Tóquio) Traslado (Oki, Yoshimura: Rio de Janeiro⇒ São Paulo⇒ Paris⇒ Tóquio)	Pernoite no voo
4 de fevereiro (sábado)		
5 de fevereiro (domingo)		

Capítulo 2 O regime institucional e os desafios do setor de distribuição de energia no Brasil

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) considera como desafios do setor de distribuição de energia no Brasil a qualidade no fornecimento e as perdas de energia. No Brasil, a ocorrência de quedas de energia tem sido frequente, e para que haja um fornecimento de serviço de energia de melhor qualidade a ANEEL vê a necessidade de implementar tecnologias de um nível superior ao que é empregado hoje no país. Por outro lado, pelo fato do país possuir uma grande dimensão, a qualidade da energia fica sujeita a variações regionais e é necessário que sejam tomadas medidas específicas para cada região. No Brasil o índice de perdas de energia é alto, com perdas anuais de 66.101 GW, que equivale ao prejuízo em dinheiro de 10.666 milhões de reais (aprox. 376 bilhões de ienes)¹. Principalmente na região norte existem grandes perdas não-técnicas como furtos de energia, etc. que realçam a importância de se implementar medidas técnicas como medidores inteligentes e outras.

A ANEEL apresentou um plano de instalação de medidores inteligentes em cada domicílio e implementação progressiva de tarifas diferenciadas por horários de consumo (TOU) a partir de 2018. Embora o custo de implementação desta tecnologia seja avultoso é preciso evitar o aumento da tarifa de energia. A intenção da ANEEL é de promover de forma progressiva a modernização do setor de distribuição.

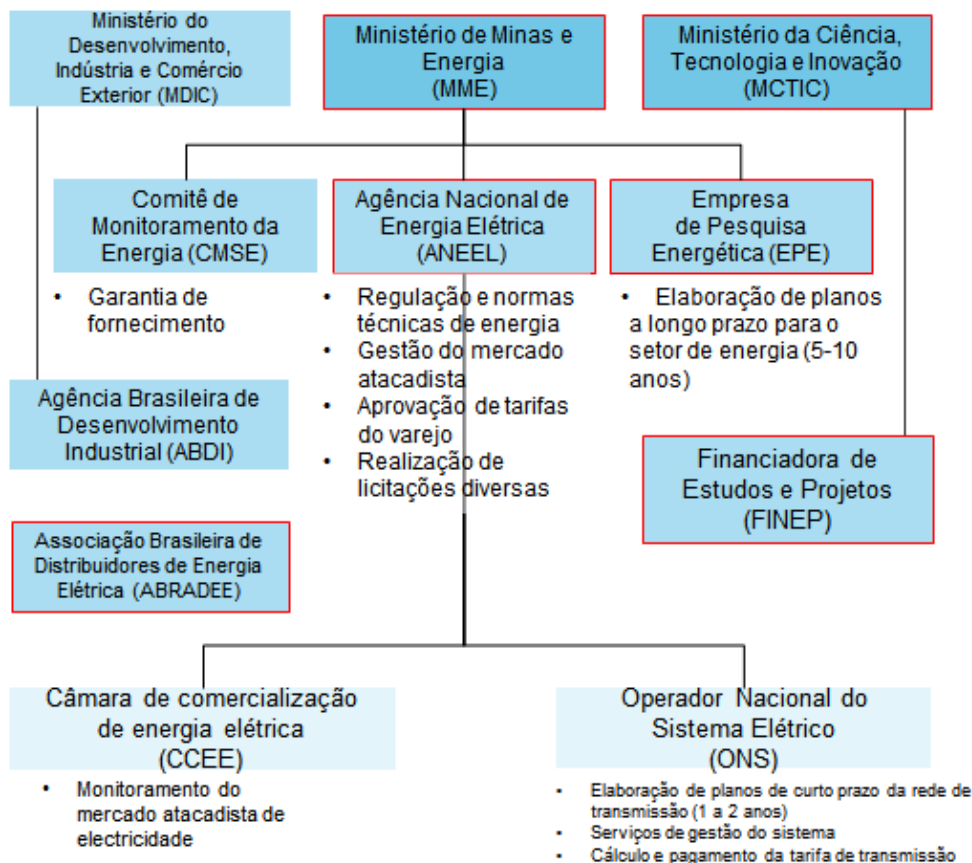
Este capítulo diz respeito ao regime institucional vigente no setor de distribuição do Brasil e os desafios existentes. Também procura explicar as ações tomadas em relação a esses desafios como a busca da melhoria da eficiência e da confiabilidade da distribuição de energia.

2-1 As principais instituições do setor de distribuição no Brasil

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulador do setor de distribuição de energia embora existam várias outras instituições ligadas ao setor. Abaixo é mostrado o papel das principais instituições e agências ligadas ao setor de distribuição.

¹ Dados sobre perdas de energia das distribuidoras (concessionárias) apresentados pela ANEEL http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800 (website visitado em 18/01/2017)

Figura 2-1 As principais instituições ligadas ao setor de distribuição



(Fonte: Compilado pela equipe de estudo a partir de relatório "A indústria de energia elétrica em vários países" do Comitê de Pesquisa Internacional (Japão) e também das informações dos sites de cada entidade.)

Tabela 2-1 As principais instituições do setor de energia

Nome da instituição	Nome oficial	Função
Conselho Nacional de Política Energética	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	É o conselho consultivo da presidência da república e responde pelo estabelecimento da política nacional de energia e da segurança no fornecimento da mesma, e também elabora as diretrizes para importação e exportação de energia.
Ministério de Minas e Energia	Ministério de Minas e Energia (MME)	É a autoridade de supervisão do setor de energia, e responde pela elaboração das diretrizes e planos com base nas diretrizes do CNPE, a supervisão do fornecimento de energia e o estabelecimento de medidas preventivas para a garantia do fornecimento de energia levando em conta o equilíbrio da sua oferta e demanda. Elaborou o PDE21.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	É o comitê de monitoramento ligado à segurança do fornecimento de energia e responde pelo monitoramento do setor e da qualidade da energia fornecida, a supervisão do desenvolvimento do setor (principalmente a geração, transmissão, distribuição e o varejo), a identificação dos fatores inibidores do desenvolvimento e a elaboração de medidas de melhoria.
Empresa de Pesquisa Energética	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Responde pela realização de levantamentos e pesquisas da indústria de energia elétrica que incluem planos de fornecimento, planos de desenvolvimento de fontes de energia e planos de ampliação do sistema de energia. Elaborou o PNE 2030.
Agência Nacional de Energia Elétrica	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	Agência responsável pela coordenação, controle e acesso às redes de energia elétrica, elaboração de regulamentos e normas necessários e também fiscalização dos agentes. Realiza os leilões públicos internacionais de expansão de Geração e Linhas de Transmissão, representa o poder concedente (governo brasileiro, MME) nos contratos de concessão do setor. (G, T e D)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	<i>Órgão que registra as entidades compradoras de energia (PPA). Financial Clearing of PPAs</i>
Ministério da Ciência, Tecnologia Inovações e Comunicações	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC)	É a autoridade supervisora do setor de ciência e tecnologia, e tem como objetivo promover e coordenar a ciência e tecnologia do país.
Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC)	É o órgão supervisor do setor da indústria e comércio do país
Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial	Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI)	Realiza apoio técnico para a elaboração de estratégias, pesquisas técnicas e políticas industriais.
Agência Nacional de Telecomunicações	Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL)	Regula o setor de telecomunicação e elabora normas e especificações.
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)	É o conselho das empresas de distribuição de energia. Realizou o estudo sobre medidores inteligentes sob a aprovação da ANEEL para a definição do direcionamento desta tecnologia.

Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)	Como instituto nacional de metrologia, qualidade e tecnologia, gere as diversas certificações como o ISO-9001 e ISO-14001 e aprova as especificações dos equipamentos.
---	--	--

(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base no relatório de negócios do Ministério da Economia, Comércio e Indústria do Japão "Levantamento e Subsídios para o Plano de Desenvolvimento Internacional 2014 (Projeto de construção de infra-estruturas nos locais de estabelecimento internacional e avanço nos mercados estrangeiros de infra-estruturas - levantamento sobre a construção de infra-estruturas nos locais de estabelecimento dentro da República Federativa do Brasil)".

2-2 A situação atual do setor de distribuição de energia no Brasil

2-2-1 O resumo do setor de distribuição de energia

O negócio de distribuição de energia no Brasil está dividido em três categorias: a operadora que recebeu a concessão (concessionárias), a operadora que recebeu a permissão para operação (permissionárias) e a operadora que recebeu a autorização para operação (autorizadas). Em 2015, haviam 63 empresas concessionárias, tanto públicas como privadas, 38 empresas permissionárias e 13 autorizadas, perfazendo 114 distribuidoras de energia no país². No Brasil, as distribuidoras de energia estão distribuídas por região sendo que as concessionárias cobrem uma vasta área geográfica. Antes de se iniciar o regime de concessão, a distribuição de energia nas áreas onde os serviços públicos de energia não tinham acesso era feita por operadores certificados. Mesmo depois da implantação do regime de concessão, uma parte da distribuição continua sendo feita por operadores certificados. Mesmo em áreas onde atuam as concessionárias, quando ela apresentar dificuldades em ampliar a sua área de cobertura ou haver grande possibilidade de atraso significativo na distribuição para o atendimento de ampliação solicitada pelo consumidor (expansão de acesso ou de carga adicional), o próprio consumidor poderá fazer a solicitação à ANEEL e para concessionária para construção, com recursos próprios, Contudo a propriedade destes ativos deverão ser posteriormente transferidos para a concessionária da região, para que esta se responsabilize pela operação e manutenção dos mesmos.

As concessionárias são definidas por licitação em leilão público internacional, para cada região e ao licitante vencedor é concedido o direito de operação por 30 anos. Durante o período de vigência da concessão, as concessionárias também mantêm, operam e fazem a manutenção das instalações. Findo o período de concessão as instalações são entregues ao governo (sistema BOOT).

Deve-se notar que, das 63 empresas concessionárias, 51 delas atendem a 99,6% dos consumidores domésticos do país e estão filiadas à ABRADDEE - Associação Brasileira de

² Segundo o site da ANEEL <http://www.aneel.gov.br/distribuicao2> (visto em 21/11/2016)

Distribuidores de Energia Elétrica, que é o órgão representativo do setor³. Já o market share (baseado no número de consumidores) das concessionárias está bastante distribuído, sendo que a CEMIG que possui a maior fatia do mercado detém apenas 10,26% de participação, o que demonstra um mercado pulverizado e ainda em processo de consolidação por grandes grupos empresariais.

Tabela 2-2 O market share das concessionárias em 2015

(Unidade:%)

Nome da empresa (Grupo)	Share	Nome da empresa (Grupo)	Share
CEMIG	10,26	ELEKTRO	3,17
AES	10,24	CELPA	2,93
ENERGISA	8,12	CEMAR	2,86
CPFL	7,87	CEEE	2,06
COELBA	7,25	RGE	1,82
COPEL	5,59	COSERN	1,70
LIGHT	5,45	CEB-D	1,28
ELETROBRAS	5,15	CEA	0,25
CELPE	4,46	SULGIPE	0,18
COELCE	4,28	SANTA MARIA	0,13
EDP	4,12	DMED	0,09
CELG	3,55	IGUAÇU	0,04
CELESC	3,51	Outros	0,37
AMPLA	3,30	Total	100,00

(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base no material fornecido pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica)

De acordo com as estatísticas da ABRADDE existem no Brasil 79 milhões de famílias consumidoras de energia, e o tamanho do valor do setor é de 245 bilhões de reais (cerca de 72,5 bilhões de dólares norte-americanos). Abaixo são mostrados os números gerais do setor de distribuição de energia no Brasil:

Tabela 2-3 Os números gerais do setor de distribuição de energia no Brasil (2015)

Número de consumidores	79 milhões de famílias
Receita total	245 bilhões de reais
Relação Receita/ PIB	4,2%
Investimento anual	12,3 bilhões de reais
Número de trabalhadores do setor de distribuição de energia	195.000

(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base no material fornecido pela

³ Segundo o site da ABRADDE <http://www.abradee.com.br/abradee/quem-somos> (visto em 21/11/201)

2-2-2 A situação atual e os desafios do setor de distribuição

Esta seção pretende estabelecer o entendimento sobre a atual situação do setor de distribuição no Brasil e os desafios revelados pela análise da situação atual. A tabela a seguir resume a situação e os desafios atuais existentes no Brasil.

Tabela 2-4 Os desafios no fornecimento de energia no Brasil

Desafio	Resumo
Desafio 1	Alta ocorrência de interrupções de energia e o longo tempo de interrupção - O Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema (SAIFI) mostra uma tendência de melhora enquanto que o Índice de Duração Média de Interrupção do Sistema (SAIDI) mostra uma tendência de piora. - Principalmente as regiões norte e central mostram um período longo de interrupção de energia bem como a alta ocorrência.
Desafio 2	Perdas de energia O índice de perdas de energia tem-se mantido em um nível elevado, principalmente as regiões norte e nordeste mostram altas taxas.
Desafio 3	Elevada tarifa de energia - É um dos fatores que tem contribuído para a queda do grau de satisfação do consumidor, principalmente nos últimos anos a elevada tarifa de energia tem se tornado um grande ônus para os consumidores. - Existe uma disparidade nas tarifas entre as regiões que pode chegar a mais que o dobro. Principalmente nas regiões central e oeste as tarifas de energia são elevadas.
Desafio 4	Diferenças regionais no grau de satisfação do consumidor - O índice do grau de satisfação do consumidor no Brasil tem se mantido na sua média favorável ao longo dos anos em torno de 60 pontos de um máximo de 100 pontos, entretanto na região norte encontram-se anos em que a pontuação chega a ser inferior a 50 pontos o que representa diferenças regionais no grau de satisfação do consumidor.

A seguir são descritos os detalhes de cada desafio levantado.

Desafio 1: Alta ocorrência de interrupções de energia e o longo tempo de interrupção

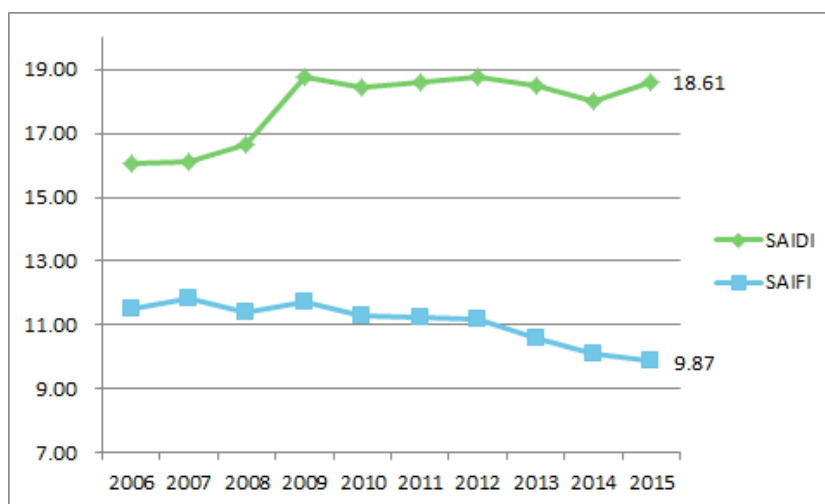
Dentre os indicadores que medem de forma objetiva a continuidade do fornecimento de energia: o SAIDI System Average Interruption Duration Index e SAIFI System Average Interruption Frequency Index (ou indicadores coletivos de continuidade, DEC Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, são definidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST.

A figura a seguir mostra a evolução do SAIDI e do SAIFI nos últimos 10 anos.

Nos últimos 10 anos no Brasil é sentida a melhora do número anual de interrupções de energia, por outro lado o tempo anual de interrupção aumentou entre 2006 a 2009 e desde então tem se mantido no mesmo patamar. De acordo com as estatísticas mais recentes do país, o SAIDI de 2015 foi de 18,61 horas/ ano e o SAIFI foi de 9,87 vezes/ ano (ambos indicadores são média nacional). No Japão de acordo com o levantamento da TEPCO, o SAIDI é de 0,33 horas/ ano e o SAIFI é 0,16 vezes/ ano. Como será explicado posteriormente, o valor das tarifas elétricas do Japão e do Brasil estão no mesmo patamar, entretanto existe uma diferença na qualidade do serviço oferecido nos dois países. É possível afirmar que existe margem para melhorias na frequência de interrupções de energia e no tempo de duração destas interrupções no Brasil.

Figura 2-2 A evolução do SAIDI e SAIFI no Brasil

(Unidade: o SAIDI é "horas/ ano", o SAIFI é "vezes/ ano")



(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados estatísticos da ANEEL)

Uma análise regional aponta que as distribuidoras CEA (Amapá), ELETROBRAS AC (Acre), ELETROBRAS AM (Amazonas) CELG (Goiás) e ELETROBRAS RO (Rondônia) mostram um nível elevado de SAIDI em comparação com outras operadoras. A interrupção de energia é um desafio para todo o país, com destaque para as concessionárias situadas nas regiões norte e central que apresentam uma gravidade maior.

Tabela 2-5 As distribuidoras que apresentam os maiores SAIDI e SAIFI

(Unidade: o SAIDI é "horas/ ano", o SAIFI é "vezes/ ano")

Empresa	Região	SAIDI	SAIFI
CEA	Norte	85,37	54,00
ELETROBRAS AC	Noroeste	56,38	40,70
ELETROBRAS AM	Noroeste	46,64	29,05
CELG	Centro	43,23	25,07
ELETROBRAS RO	Noroeste	40,79	30,29

(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica)

Desafio 2: Perdas de energia

O alto índice de perdas de energia tem sido um desafio para o Brasil. A perda de energia pode ser dividida em perdas técnicas devido às perdas físicas (como efeito joule, perda no núcleo dos transformadores, etc) e em perdas não-técnicas (perdas comerciais) devido furtos decorrentes de ligações clandestinas e fraudes em medidores. As perdas não técnicas no Brasil representam anualmente 66.101 GW que equivale ao montante de 10.666 milhões de reais (aprox. 376 bilhões de ienes)⁴.

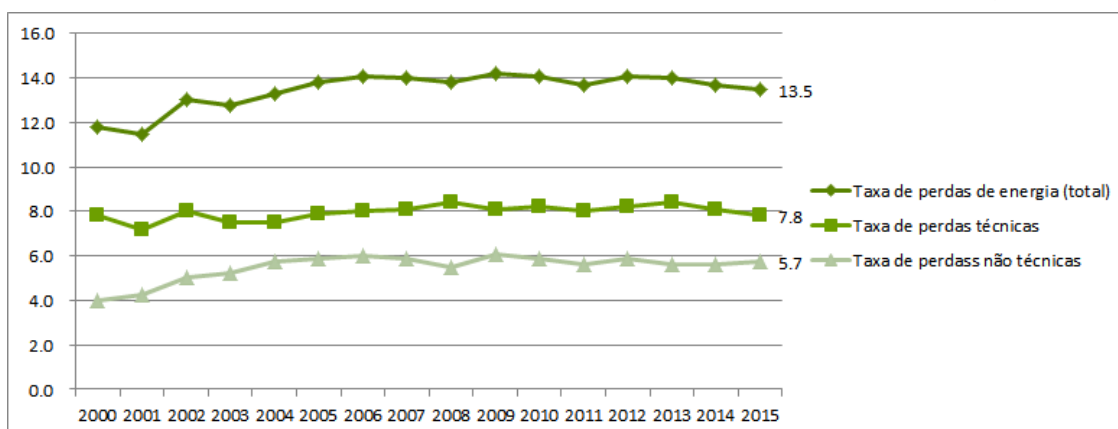
A figura abaixo mostra, a evolução da soma das taxas de perdas de energia das 63 distribuidoras concessionárias e das médias das taxas de perdas técnicas e não-técnicas. A taxa de perdas de energia no Brasil em 2015 foi de 13,5%%, que mesmo comparada à China (6%) e o vizinho Chile (7%) que possuem PIB per capita semelhantes permanece em um nível elevado⁵. Nos últimos anos, as perdas técnicas têm apresentado uma ligeira diminuição, enquanto que as perdas não-técnicas permanecem no patamar um pouco menor que 6%.

⁴ Dados sobre perdas de energia das distribuidoras (concessionárias) apresentados pela ANEEL http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800

⁵ As taxas de perda de energia da China e Chile se referem aos dados do Anuário Estatístico 2013 do Banco Mundial.

Figura 2-3 A evolução das perdas de energia das distribuidoras de energia

(Unidade:%)



(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica)

Existe uma variação nos índices de perdas de energia das distribuidoras, sendo que existem empresas que apresentam um índice de perdas de energia superior a 30%. A tabela abaixo mostra as 10 distribuidoras com os maiores índices de perdas de energia. Consta-se que esse índice é alto nas regiões norte e nordeste, particularmente a região amazônica apresenta um elevado índice de perdas não-técnicas o que representa um grande desafio a ser solucionado nas Distribuidoras de energia da região.

Tabela 2-6 As 10 distribuidoras com os maiores índices de perdas de energia (2015)

Empresa	Região	Índice de perdas
ELETROBRAS AM	Norte	54,0%
ELETROBRAS PI	Nordeste	30,5%
CELPA	Norte	29,2%
ELETROBRAS RO	Noroeste	26,7%
ELETROBRAS AL	Nordeste	25,2%
LIGHT	Leste	23,2%
AMPLA	Leste	19,6%
CEMAR	Norte	17,6%
CELPE	Nordeste	16,6%
CEEE	Sul	16,4%

(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.)

Desafio 3: A tarifa de energia

Os preços unitários das tarifas de eletricidade são determinados para cada região onde opera a distribuidora de energia. De acordo com os dados estatísticos da ANEEL, o preço unitário médio para domicílio no Brasil (Grupo B1) é de 0,45 reais por 1 kWh (a estrutura

tarifária de energia é detalhada em 2-3-2). Este preço unitário está praticamente no mesmo patamar do preço unitário de energia de baixa tensão no Japão, e se levarmos em conta os níveis de renda no Brasil, é possível dizer que a tarifa no país é elevada⁶.

Tabela 2-7 A comparação entre as tarifas domésticas de energia entre o Japão e Brasil

País	Preço unitário 1kWh	Base de cálculo
Japão (verão)	0,49 real	17,06 ienes (tarifa de energia de baixa pressão da TEPCO para o verão japonês). Taxa de conversão 1 real = 34,5 ienes.
Japão (outras estações)	0,45 real	15,51 ienes (tarifa de energia de baixa pressão da TEPCO para as outras estações). Taxa de conversão 1 real = 34,5 ienes.
Brasil (média)	0,45 real	Dados divulgados pela ANEEL

Além disso, de acordo com os dados estatísticos da ANEEL, enquanto o preço unitário da Cedri no Estado de São Paulo é 0,604 reais por 1 kWh, o preço unitário da Coopera no Estado de Santa Catarina é 0,250 real por 1 kWh, portanto é notada uma diferença de mais de 2 vezes no preço cobrado entre as duas regiões. Parte da explicação deve-se à composição do custo médio de aquisição (compra) de energia de cada companhia, dos diferentes custos da Transmissão alocada das para cada localidade, das diferentes estruturas operacionais e escala (densidade de carga e área de cobertura) de cada companhia e ainda dos subsídios concedidos a determinadas categorias de consumidores, tais como baixa renda, produtores rurais irrigantes.

A tabela a seguir apresenta o preço unitário médio de energia em cada estado brasileiro, e o mapa apresentado mostra por diferença de cores o nível do preço unitário médio de cada estado tendo como base a média nacional. É possível constatar que no Brasil as tarifas de energia são elevadas nas regiões central e oeste, enquanto que são mais baixas na região norte.

⁶ Segundo a “Comparação dos custos de investimento” realizada pela JETRO, o salário mensal de um trabalhador (do setor de manufatura) no Brasil é de 769 dólares americanos, enquanto que no Japão é de 2356 dólares americanos.

Site: <https://www.jetro.go.jp/world/search/cost.html> (visitado em 26/12/2016)

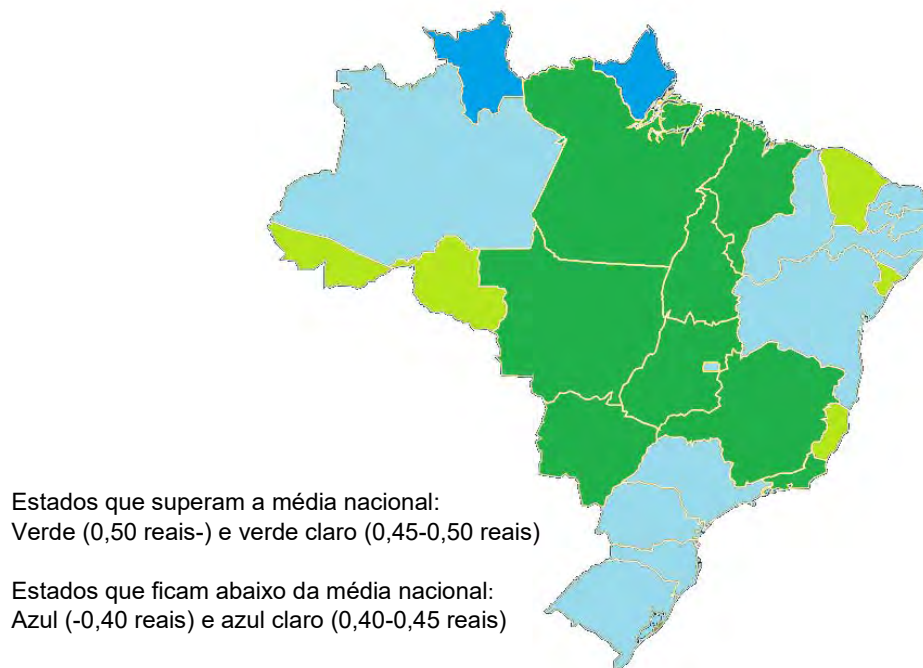
Tabela 2-8 O preço unitário de energia em cada estado

(Unidade: Real)

Estado	Preço unitário 1kWh	Estado	Preço unitário 1kWh
Pará	0,57	Amazonas	0,45
Rio de Janeiro	0,54	Paraná	0,45
Tocantins	0,53	São Paulo	0,45
Goiás	0,52	Alagoas	0,44
Mato Grosso	0,51	Paraíba	0,44
Minas Gerais	0,51	Pernambuco	0,44
Maranhão	0,50	Piauí	0,44
Mato Grosso do Sul	0,50	Rio Grande do Sul	0,44
Rondônia	0,49	Distrito Federal	0,44
Ceará	0,48	Bahia	0,43
Sergipe	0,47	Santa Catarina	0,42
Acre	0,46	Rio Grande do Norte	0,41
Espírito Santo	0,46	Roraima	0,38
Média nacional	0,45	Amapá	0,27

(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados pela ANEEL)

Figura 2-4 O preço unitário de energia em cada estado (representação em mapa)



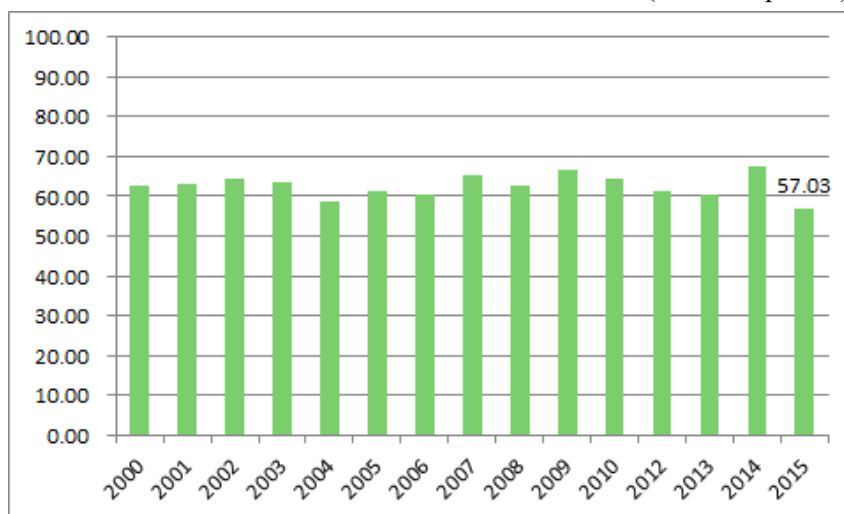
(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados pela ANEEL)

Desafio 4: As diferenças regionais no grau de satisfação do consumidor

Todo ano a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem divulgado o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC. Este índice realiza uma enquete junto a 25.000 clientes-alvo em todas as distribuidoras de energia do Brasil. Os itens de avaliação são cinco: Qualidade percebida, Valor percebido, Satisfação global, Confiança no fornecedor e Fidelidade (a nota máxima de cada quesito pode variar de 0 a 100).

A figura a seguir mostra a evolução dos últimos 15 anos do índice do grau de satisfação dos consumidores (com exceção dos dados de 2011). A avaliação pode ser classificada em Excelente entre 80 a 100 pontos, Bom entre 60 a 80 pontos, Regular entre 40 a 60 pontos, Ruim entre 20 a 40 pontos e Péssimo entre 0 a 20 pontos. Os dados dos últimos 15 anos mostram uma evolução em torno de 60 pontos em cada ano. Em 2014 a pontuação registrou 67,74 pontos o maior valor dos últimos 15 anos, entretanto no ano seguinte em 2015 o resultado despencou para 57,03 (uma queda de 15,80% em relação ao ano anterior), sofrendo a pior avaliação dos últimos 15 anos.

Figura 2-5 A evolução do índice do grau de satisfação do consumidor
(Unidade: pontos)

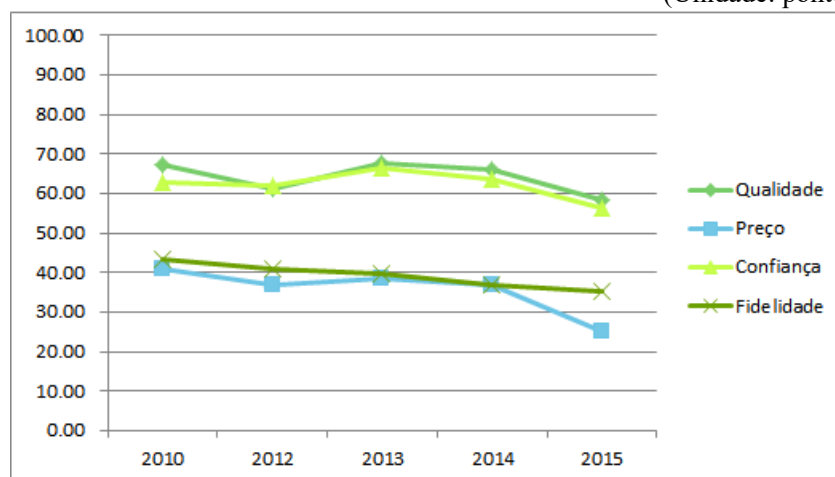


(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados pela ANEEL)

A análise da causa deste declínio significativo no índice do grau de satisfação do consumidor em 2015 aponta uma queda na avaliação em todos os itens de pesquisa, e especificamente no item Valor percebido a queda é acentuada. Embora este item tenha recebido uma baixa avaliação ao longo dos anos, é possível perceber que a elevada tarifa de energia dos últimos anos tem representado cada vez mais um grande ônus aos consumidores.

Figura 2-6 O índice do grau de satisfação do consumidor dos últimos 5 anos

(Unidade: pontos)

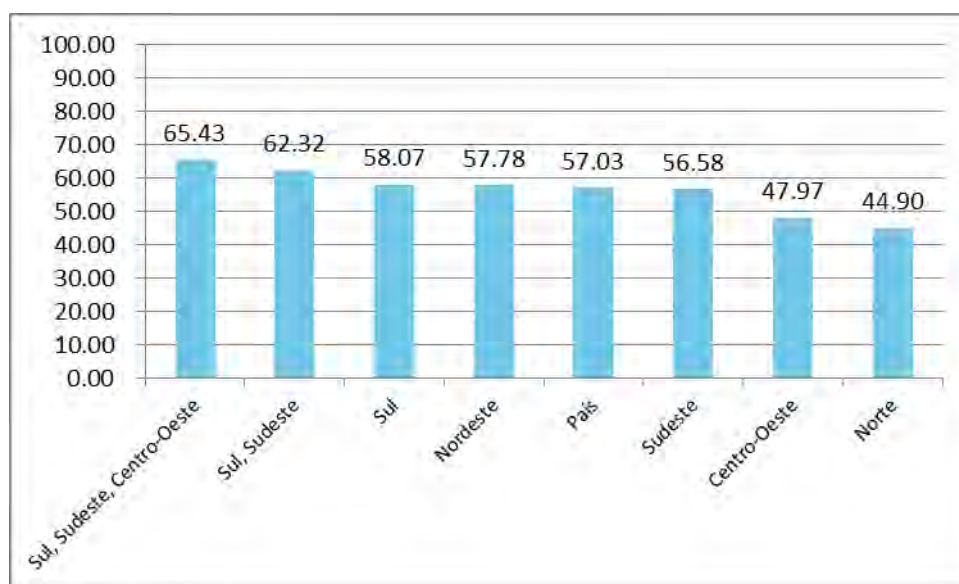


(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados pela ANEEL)

A figura abaixo mostra a distribuição por regiões do índice do grau de satisfação do consumidor em 2015. No geral a satisfação é alta no sul do Brasil, enquanto que nas regiões norte, central e oeste o grau de satisfação é baixo. Uma análise da evolução do grau de satisfação do consumidor dos anos anteriores indica uma queda de 25,38% em comparação ao ano anterior nas regiões centro e oeste, algo que não acontecia de forma tão acentuada nos anos anteriores apesar do seu grau de satisfação ficar sempre abaixo da média nacional (em 2015 o item Fidelidade despencou 33,90%).

A satisfação do consumidor da região norte também apresenta todo ano uma média de 10 pontos inferiores à média nacional o que demonstra um permanente baixo grau de satisfação. Na região norte, o item de Fidelidade apresenta uma avaliação extremamente baixa com 27,19 pontos.

Figura 2-7 Os índices do grau de satisfação do consumidor por regiões em 2015
(Unidade: pontos)



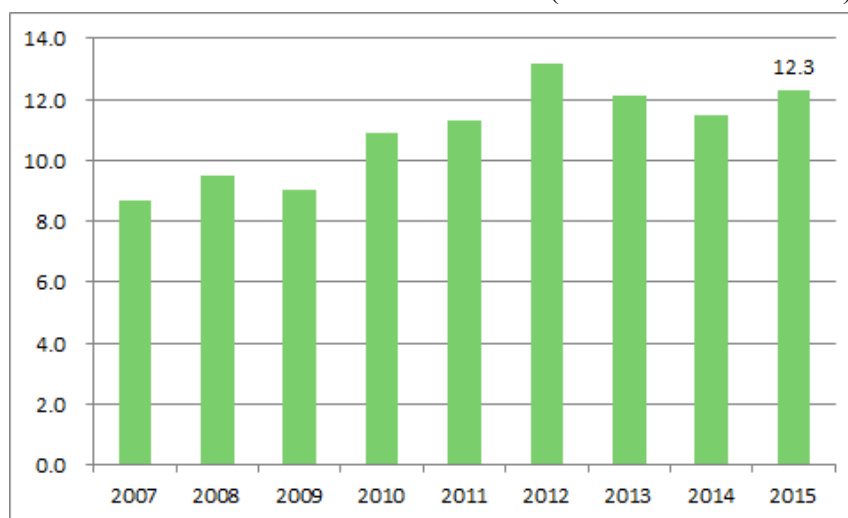
(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados pela ANEEL)

2-2-3 Os investimentos no setor de distribuição de energia

Na seção anterior foram identificados os desafios do setor de distribuição de energia no Brasil. Tanto o governo brasileiro como as distribuidoras de energia têm investido para resolver os problemas citados. Esta seção pretende esclarecer a situação atual de investimento no setor de distribuição de energia.

Como mostrado na figura abaixo, o valor investido no setor de distribuição de energia entre 2007 a 2012 mostrou um contínuo aumento, e nos últimos anos o valor tem se mantido estável no patamar que fica entorno de 12 bilhões de reais por ano. No momento as empresas de distribuição estão realizando projetos pilotos e de demonstração visando à modernização do setor e é estimado que exista uma necessidade de recursos financeiros de cerca de 6 bilhões de reais (segundo a entrevista feita com a ABRADDEE).

Figura 2-8 A evolução dos investimentos anuais no setor de distribuição
(Unidade: bilhões de reais)



(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base no material fornecido pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica)

As distribuidoras de energia têm realizado diversos projetos de pesquisa & desenvolvimento através de projetos pilotos buscando encontrar soluções para a grave questão das perdas não-técnicas e interrupções de energia. Particularmente, as distribuidoras com relativa solidez financeira têm realizado ativamente projetos pilotos em diversas tecnologias entre os quais a rede inteligente (smart grid) e a automação da distribuição (os detalhes dos projetos realizados por cada empresa estão descritos no Capítulo III). O governo federal também tem trabalhado para dinamizar os investimentos em pesquisa & desenvolvimento pela aplicação da Lei Federal nº 9.991 (promulgada em 24 de julho de 2000) que obriga os operadores de transmissão e distribuição a contabilizarem o valor equivalente a 0,50% (0,75% a partir do ano 2016) da sua receita líquida anual em energia elétrica em investimentos para P&D e Eficiência Energética nos respectivos setores de geração, transmissão e distribuição de energia. Por outro lado, as distribuidoras de energia, têm enfrentado as seguintes questões para a realização dos seus investimentos.

Tabela 2-9 Os desafios para a realização de investimentos significativos no setor de distribuição

1	A questão envolvendo as normas e os padrões	Para que o custo do investimento de capital em instalações alvos de investimento seja considerado passível de recuperação através do seu repasse à tarifa de energia que é regulada pelo método de distribuição integral de custos, o referido investimento deve ser feito sobre os produtos e tecnologias homologados pelo INMETRO. Assim, para realizar investimentos em novos produtos ou tecnologias é necessário que estes passem pelo procedimento de homologação que em muitos casos leva um longo tempo. Em média 18 meses para medidores eletrônicos.
2	A obtenção do financiamento pela distribuidora de energia	Existem dificuldades em obter financiamentos de longo prazo em real superiores a 10 anos, e mesmo que a empresa possa obter o financiamento os juros são muito elevados e acabam afetando a viabilidade do investimento, o que dificulta a decisão das distribuidoras de energia em fazer investimentos em instalações e equipamentos.
3	A política de proteção da indústria nacional e do emprego	Mesmo que existam produtos e tecnologias excelentes de fabricação estrangeira, as distribuidoras brasileiras não podem adota-los devido às barreiras tarifárias e não tarifárias impostas para proteger a indústria nacional e o emprego no país. Como resultado, é necessário priorizar a aquisição de produtos e tecnologias de empresas nacionais mesmo que estes tenham qualidade inferior.

2-3 O regime vigente no setor de distribuição de energia

Há um regime jurídico legal, que entendemos ser suficiente para garantia dos contratos de concessão de serviços públicos no Brasil, seus direitos e obrigações como previsto na Constituição Brasileira.

O serviço público de prestação de serviços de Distribuição de energia é suportado pela Lei No 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que trata do regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no Art. 175 da Constituição Federal do Brasil.

Por esta lei e pelo contrato de concessão o representante do poder concedente e concessionários (que podem ser públicos ou privados) têm assinados seus direitos preservados em lei.

O setor elétrico brasileiro possui um arcabouço regulatório relativamente estável e consistente, mas que precisa ser aprimorado num país que tem o desafio de expansão da demanda e que segundo o PDE 2024 Plano Decenal de Desenvolvimento Energetico publicado pela EPE – Empresa de Pesquisa Energetica, órgão técnico do MME, necessitará atrair investimentos na ordem de R\$ 374 bilhões somente no segmento de energia elétrica.

Esta relativa estabilidade do modelo negócio necessita de aprimoramento quando desafiada pelos avanços da inovação tecnológica que ocorre em todos os mercados globais, como exemplo

a crescente introdução da geração distribuída e intermitente; ou então por crise hidrológica extrema como a que impactou recentemente a capacidade de geração hidroelétrica no Brasil, altamente dependente de fonte hidroelétrica que impactou de forma relevante o fluxo de caixa das Distribuidoras, necessitando da atenção para ajuste extraordinário no equilíbrio econômico-financeiro dos negócios de Distribuição.

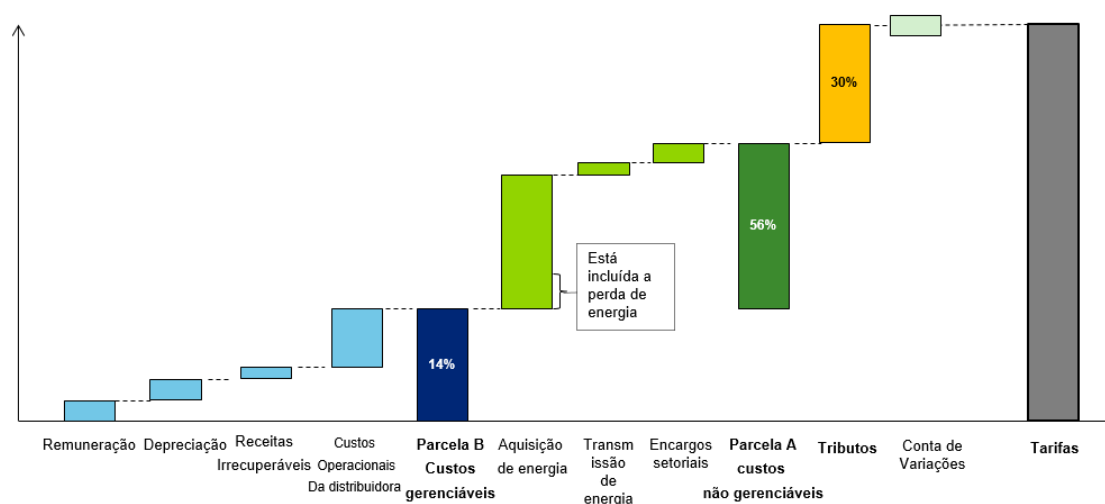
A princípio, o negócio de Distribuição é definido como *serviço de fio*, que deve conectar o gerador de energia até seu consumidor final, garantindo qualidade no fornecimento, evitando interrupções, desta forma, a necessidade de compra de energia das Distribuidoras é induzida obrigatoriamente, por contratos de compra antecipada de sua demanda futura para 1, 3 e 5 anos de projeção de consumo à frente.

Além dos mecanismos de ajustes das variações que certamente ocorrerão, entre expectativa de consumo de energia versus a energia consumida, as instituições do governo devem estar atentas para rapidamente providenciar adequações extraordinárias no modelo quando este não for capaz de absorver tais variações.

2-3-1 A estrutura tarifária de energia

A tarifa de energia elétrica no Brasil é composta de custos não gerenciáveis (Parcela A) que são os custos de geração, transmissão e encargos setoriais; e de custos gerenciáveis (Parcela B), que as distribuidoras podem controlar, e dos impostos. A figura abaixo mostra a porcentagem dos componentes da tarifa de energia elétrica em 2015.

Figura 2-9 A estrutura da tarifa de energia



(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base nos dados obtidos nas entrevistas e website de ANEEL)

Parcela A (custos não gerenciáveis)

A "Parcela A" representa a soma das despesas de compra de energia, transmissão e encargos setoriais (a serem explicados posteriormente), que são considerados custos não gerenciáveis já que não podem ser controlados pela distribuidora de energia. A Parcela A é calculada anualmente e é repassada para o consumidor. Nas despesas de compra de energia está incluída uma parte das perdas de energia (a proporção de repasse dentro da taxa de perda estabelecida pela ANEEL). Caso a empresa de distribuição possa manter as perdas de energia em um determinado patamar (de índice de perdas) será possível conter o custo básico e assim aumentar o seu lucro. Isso tem representado um incentivo para que as empresas de distribuição reduzam as suas taxas de perdas de energia.

A Parcela A contém o componente dos encargos setoriais. Os encargos setoriais, diferentemente dos impostos e tarifas, são cobrados com o objetivo de executar determinados programas específicos do setor de energia. Mais especificamente, eles são destinados para os seguintes programas:

Tabela 2-10 Os tipos de encargos setoriais

	Nome do encargo	Destino
1	CDE: Conta de Desenvolvimento Energético	Desenvolvimento de energias alternativas, universalização dos serviços de energia, subsídios para tarifas destinadas a famílias de baixa renda
2	CFURH: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	Compensação financeira pela utilização de água e terreno para geração de energia
3	TFSEE: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Despesas de pessoal da ANEEL, etc.
4	PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	Subsídios para fontes alternativas de energia
5	ESS: Encargos de Serviços do Sistema	Subsídio para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN)
6	EER: Encargo de Energia de Reserva	Despesas referentes à energia de reserva para aumentar a estabilidade no fornecimento de energia ao SIN
7	P&D: Pesquisa e Desenvolvimento Energético	Promoção da pesquisa científica e tecnológica relacionadas à energia e ao uso sustentável dos recursos naturais
8	ONS: Operador Nacional do Sistema	Despesas de pessoal do ONS

(Fonte: Elaborado pela equipe de estudo com base no material divulgado pela ANEEL)

Parcela B (custos gerenciáveis)

A "Parcela B" são custos gerenciáveis, ou seja, são custos que a distribuidora pode

controlar. A Parcela B é composta do EBITDAr (juros pagos, despesas de depreciação e amortização, custos de depreciação de ativos intangíveis ou diferidos, impostos, lucro antes do pagamento de leasing) e dos custos operacionais (PMSOr; custos de pessoal, material, subcontratação e custos operacionais). Os custos operacionais são determinados entre outros fatores, de acordo com o número de consumidores de cada distribuidora de energia, pela densidade de concentração dos consumidores e extensão de cobertura da área de atendimento, perfil de consumo e renda destes consumidores e das metas de continuidade de fornecimento de energia estabelecidos pelo regulador: frequência e duração das interrupções de fornecimento de energia (o reajuste é feito no momento da revisão da tarifa de energia).

A Parcela B é sujeita à regulação de preços máximos de varejo (price cap) pelo método RPI-X estabelecida para promover a eficiência do negócio. No método RPI-X o preço médio ponderado das distribuidoras é multiplicado pela diferença entre o índice geral de preços (RPI) ajustado anualmente e a taxa de melhoria de produtividade (chamado de fator X). No Brasil, o cálculo é feito pela seguinte equação:

$$\text{Parcela B após o ajuste anual} = \text{Parcela B} \times (\text{índice geral de preços} - \text{fator X})$$

O índice geral de preços é o índice de preços ao consumidor divulgado pela Fundação Getúlio Vargas, e o fator X é o índice de eficiência usado pela ANEEL quando da divulgação da revisão tarifária. Isso serve de incentivo para a distribuidora de energia buscar uma melhor eficiência nos seus negócios e obter lucro adicional.

Além do reajuste anual, há outro reajuste tarifário que ocorre a cada 5 anos, RTP – Revisão Tarifária Periódica, que é um processo de reavaliação do equilíbrio econômico financeiro da concessão. Neste processo, apuram-se todos os investimentos realizados no período para finalidade de expansão e substituições da rede elétrica, inclusive com inspeções em campo, denominado BRR, Base de Remuneração Regulatória, conforme regras previamente estabelecidas num manual denominado PRORET. Sobre esta BRR Líquida (montante de capital investido no período) é aplicada uma taxa de remuneração regulamentada (WACC – Weight Average Cost of Capital).

Nesta etapa é que o regulador avalia e reconhece o repasse dos investimentos para tarifa, com base nos critérios estabelecidos no MCPSE – Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.

Impostos

São cobrados os seguintes impostos: o Fundo de Integração Social (PIS) e Contribuições de financiamento do seguro social (COFINS) a nível federal, e o imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços (ICMS) a nível estadual e a

contribuição de iluminação pública (CIP) a nível municipal.

Tarifa adicional como um sinal econômico para população economizar energia. (Bandeiras tarifárias: Verde, Amarela e Vermelha)

No dia 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL anunciou um novo sistema de tarifa de energia elétrica que entrou em vigor no mês seguinte. O Brasil depende da geração de energia hidrelétrica para gerar cerca de 70% da sua energia elétrica, no entanto a grave escassez de água que afetou o país entre o final de 2014 e a primeira metade de 2015 fez aumentar a proporção de geração de energia por fontes térmica, de maior custo, elevando a tarifa de energia elétrica. Assim para dar um sinal de preços mais rapidamente ao consumidor final, na ocorrência de crise hídrica e do consequente aumento dos custos de aquisição de energia de fonte térmica, criou-se esta “tarifa adicional”, que são valores adicionais, cobrados imediatamente após a ocorrência do aumento do custo de geração complementar de fontes mais caras, estes valores são recolhidos para um gestor central e funciona como um amortecedor dos impactos financeiros no fluxo de caixa das distribuidoras, para mais (adição na conta de luz) ou para menos (redução/devolução na conta de luz), e ao mesmo tempo tem a função de conscientizar imediatamente o consumidor, do real custo marginal de geração termelétrica (que pode atingir 10 x mais do que o custo da geração hidroelétrica)

Desta forma, com objetivo didático, exibe-se mensalmente a exibição em cores (bandeiras vermelha, amarela ou verde) do grau de escassez energética de acordo com o estado operacional das centrais de geração, e para os meses previstos de escassez energética foi decidido que seria cobrada tarifa adicional.

Esta nova estrutura tarifária representava a cobrança da tarifa básica no mês de bandeira verde (mês com suficiente fornecimento de energia), acréscimo no mês de bandeira amarela (mês de ligeira escassez): tarifa básica + 0,015 reais por kWh/ mês. O mês de bandeira vermelha 1 (mês em que se espera que haja escassez energética) a parte do acréscimo corresponde a 0,30 reais/ kWh e o mês de bandeira vermelha 2 que seria o mês mais crítico, a parte do acréscimo corresponderia a 0,45 reais/ kWh⁷.

A situação de escassez energética é exibida com 1 mês de antecedência no intuito de promover a economia de energia por parte do consumidor (a figura abaixo é um exemplo de exibição da situação de geração energética, a bandeira verde representa um mês normal.).

⁷ 3 JETRO "Redução do ônus da população por meio de uma nova estrutura tarifária de energia - tendências de revisão do sistema na América Latina" 26 de fevereiro de 2016 <https://www.jetro.go.jp/biznews/2016/02/0c76edb23018ead2.html>(visitado em 05/12/2016)

Figura 2-10 Exibição relativa ao estado de fornecimento de energia



Fonte: Site da ABRADDEE

Abaixo é mostrada uma parte da descrição do faturamento de uma conta de energia.

Figura 2-11 Descrição de uma fatura real de tarifa de energia

DESCRIÇÃO DE FATURAMENTO		folha.: 1/1			
FORNECIMENTO					
CONSUMO X TUSD (VALOR DO kWh)	Consumo de energia	47,94			
241,0 kWh X R\$ 0.19896000					
CONSUMO X TE (VALOR DO kWh)	Tarifa adicional (bandeira vermelha)	57,15			
241,0 kWh X R\$ 0.23715000					
ADICIONAL BANDEIRA VERMELHA		10,84			
TRIBUTOS					
PIS/PASEP (0,93%)	Fundo de Integração Social (imposto federal)	1,53			
COFINS (4,26%)	Contribuições para o financiamento da seguridade social (imposto federal)	7,06			
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (imposto estadual)	41,50			
OUTROS PRODUTOS E SERVIÇOS					
COSIP LEI 13.479/02	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (imposto municipal)	9,32			
Composição do fornecimento e tributos cobrados nesta conta - Res. 166/2005					
	Energia	Distribuição	Transmissão	Encargos setoriais	Imposto
	Energia	Distribuição	Transmissão	Encargos	Tributos
R\$	66,48	21,81	4,06	23,58	50,09

(Fonte: Fatura obtida pela equipe de estudo junto ao colaborador durante o levantamento local)

A revisão da tarifa de energia junto às distribuidoras de energia é feita em intervalos

de três a cinco anos, com objetivo de se reestabelecer o equilíbrio econômico financeiro da Distribuidora, e o resultado deste processo pode ser aumento ou redução das tarifas para o consumidor final. Para fazer a revisão a ANEEL leva em consideração os investimentos em instalações feitas pela distribuidora, a eficiência na gestão de custos, o nível de qualidade do serviço prestado, o aumento ou a diminuição do número de consumidores, entre outros fatores.

2-3-2 O sistema de tarifa de energia

O sistema de tarifa de energia é classificado da seguinte forma de acordo com a tensão e o consumo. Em termos de classificação maior são divididos em grupos A e B. O grupo A é subdividido de acordo com o tamanho da tensão, e o grupo B é subdividido de acordo com a aplicação da energia.

Tabela 2-11 Sistema tarifário de energia

Classificação maior	Classificação menor	Tensão	Sistema tarifário
Grupo A	A1	230 kV ou maior	Tarifa azul: Sistema tarifário diferenciado por quantidade de consumo, demanda de energia, horários de consumo (possível escolher também as tarifas A3a, A4 e AS)
	A2	88-138 kV	
	A3	69 kV	
	A3a	30-44 kV	Tarifa verde: Tarifa estipulada de acordo com a quantidade de consumo e tarifa única para determinada demanda de energia
	A4	2,3-25 kV	
	AS	Para sistema subterrâneo	
Grupo B	B1	Consumo doméstico e famílias de baixa renda	Tarifa fixada por faixas de horário (Monômnia): Sistema de tarifa fixa independentemente do horário de consumo Tarifa branca (a ser introduzida no futuro): Sistema com tarifas variáveis de acordo com o horário de consumo. No entanto, as famílias de baixa renda B1 e consumidores B4 não podem optar pela tarifa branca
	B2	Consumo rural	
	B3	Outros usos	
	B4	Iluminação de rua	

(Fonte: elaborado pela equipe de estudo com base no site da ANEEL e relatório da PROCEL "Manual de Tarifação da Energia Elétrica")

2-3-3 A política do Governo Federal Brasileiro

No Brasil, o Ministério de Minas e Energia (MME) é o responsável pelo setor de energia elétrica e elabora todo ano o “Plano Decenal de Expansão de Energia” que define as políticas para o setor. Neste plano estão definidas as metas de geração e transmissão de energia. Embora não estejam definidas metas concretas para a distribuição de energia, é possível confirmar que o MME reconhece a necessidade de modernização do setor de

distribuição (Entrevista com secretário do desenvolvimento do MME). Da mesma forma, o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) que realiza seminários relacionados com a rede inteligente não tem estipulado metas concretas para o setor de distribuição de energia.

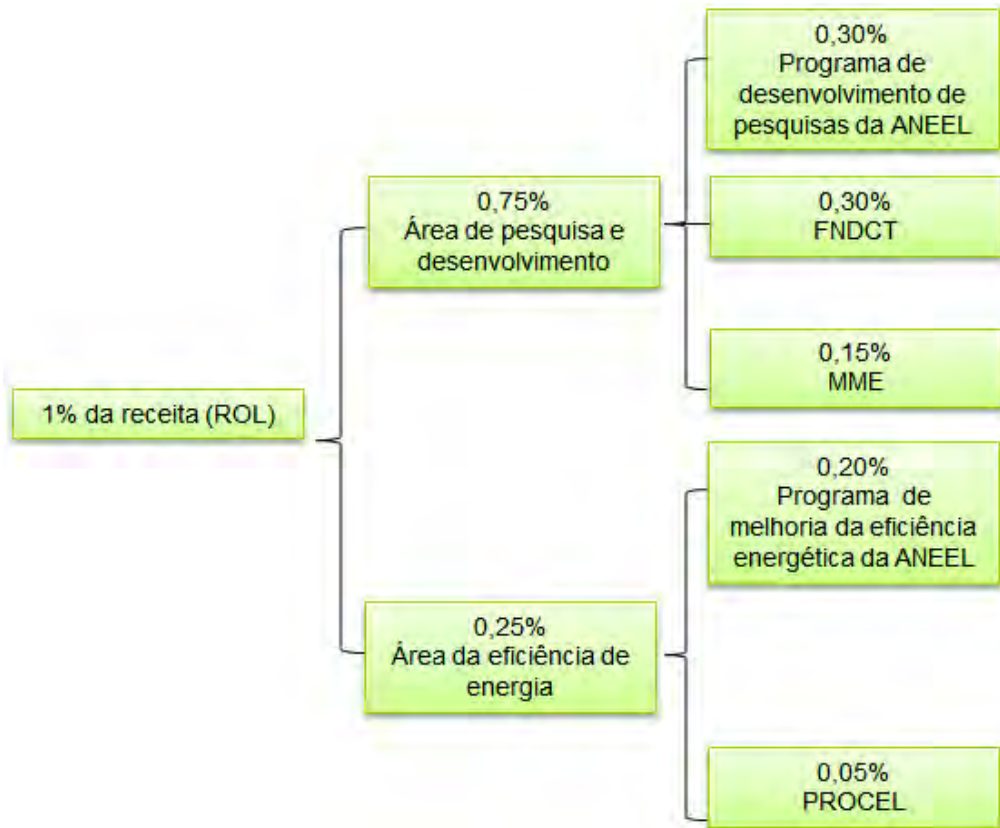
Por seu lado, a ANEEL, órgão regulador do setor de energia, apresentou em 2010 o “Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente” que faz uma análise dos investimentos e tecnologias necessárias para a implementação da rede inteligente no país.

Assim a ANEEL tem promovido a necessidade de modernização do setor de energia no país e inclusive estabelece em seus dois programas: "Programa de pesquisa e desenvolvimento" e "Programa de eficiência energética", projetos pilotos com objetivo de testar e comprovar resultados e ajustes para promoção de investimentos e inovações necessárias para busca de soluções técnicas e econômicas viáveis para os agentes do setor.

Os operadores de energia elétrica incluindo as distribuidoras de energia são obrigados anualmente a destinar parte da sua receita (Receita Operacional Líquida: ROL) em investimentos em pesquisa & desenvolvimento e melhoria da eficiência energética. A tabela seguinte mostra as porcentagens a serem investidos segundo a determinação da ANEEL.

Note-se que as porcentagens mostradas na figura a seguir referem-se às aplicadas a partir de 1 de janeiro de 2016. Até 2016 a porcentagem aplicada era de 0,5% tanto para a área de pesquisa & desenvolvimento como para a de eficiência energética, no entanto foi definido que a partir de 2016 as porcentagens seriam de 0,75% para a área de pesquisa & desenvolvimento e 0,25% para a área de eficiência energética. Também é de se notar que a porcentagem destinada ao Programa de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL subiu de 0,20%, para 0,30% a partir de 2016. Assim é possível constatar que a ANEEL tem trabalhado para promover os investimentos em P&D junto às distribuidoras de energia.

**Figura 2-12 O Programa de P&D e melhoria da eficiência energética da ANEEL
(Distribuidoras de energia)**



(Fonte: ANEEL "P & D no Setor Elétrico Programa de P&D regulado pela ANEEL")

2-4 As tendências futuras do setor de distribuição de energia

2-4-1 A introdução de tarifas diferenciadas por horários de consumo

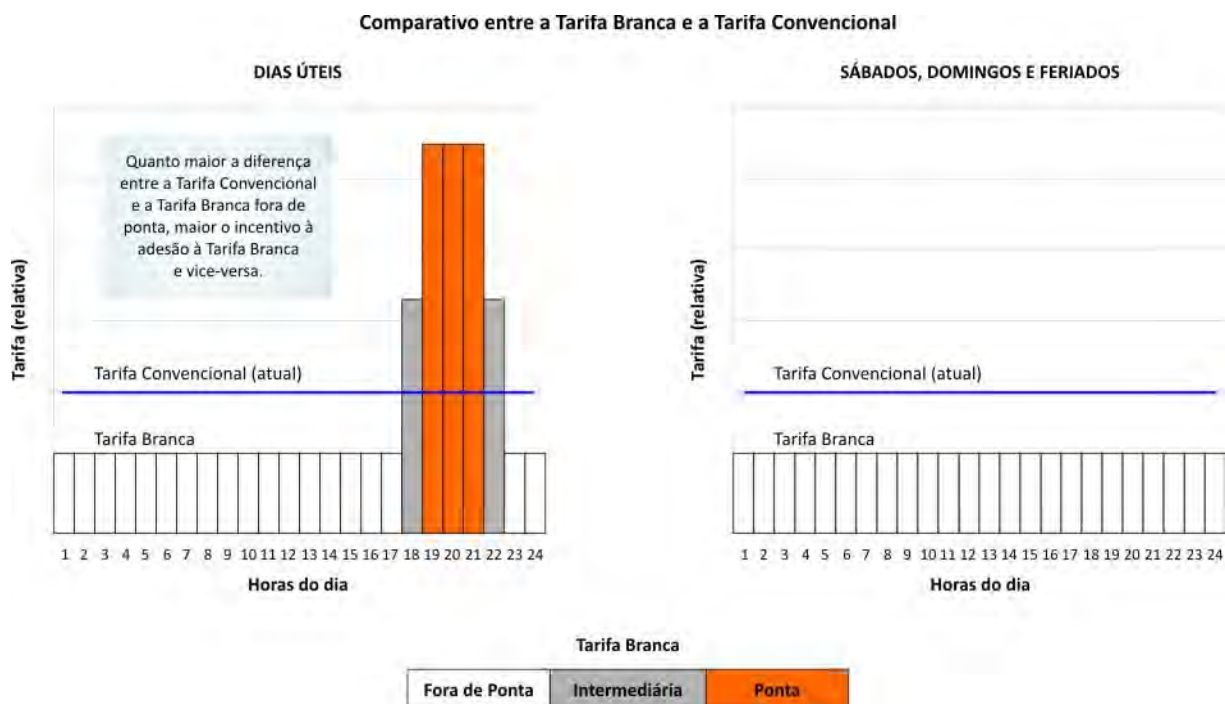
Em setembro de 2016, a ANEEL decidiu introduzir tarifas diferenciadas por horários de consumo (TOU). A tarifa por horários foi denominada de "tarifa branca" e o seu início está previsto de forma progressiva a partir de janeiro de 2018.

A tarifa branca divide o dia em três horários, e para cada horário de consumo é faturado uma tarifa diferente ao consumidor. Os horários para os dias da semana são: o "ponta" para o horário que inclui o pico de consumo, e o "intermediário" e o "fora-de-ponta", sendo que a tarifa do horário ponta é a mais alta e a fora-de-ponta é a mais baixa. Nos dias de fim de semana e feriados todos os horários são considerados fora-de-ponta.

A tarifa branca é aplicável aos consumidores de baixa tensão dos grupos A e B (a classificação dos grupos está descrita na tabela 2-11 da seção 2-3-2). A tarifa será aplicada a partir de janeiro de 2018 aos consumidores com média mensal de consumo superior a 500 kWh, e a partir de 2019 para consumidores com média mensal de consumo

superior a 250 kWh e a partir de 2020 para todos os consumidores de baixa tensão, com exceção às famílias de baixa renda e à iluminação de rua⁸.

Figura 2-13 A visão geral da tarifa branca



(Fonte: comunicado de imprensa da ANEEL 06/05/2016)

2-5 As atividades no setor de distribuição realizadas por outros doadores internacionais

Nesta seção serão apresentadas as situações das assistências prestadas por outros doadores internacionais no setor de distribuição de energia no Brasil. A tabela abaixo resume a situação das assistências prestadas por outros doadores internacionais. Tanto o Banco Mundial como o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) têm realizado assistência ao setor de energia no Brasil embora os principais trabalhos estejam voltados às áreas de geração e transmissão enquanto que para a área de distribuição não tem sido prestadas assistências de maneira ativa. A seguir também serão descritos os conteúdos das entrevistas feitas junto ao Banco Mundial e o Banco Interamericano de Desenvolvimento durante o levantamento local realizado.

⁸ Comunicado de imprensa da ANEEL de 06/09/2016
http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877(acessado em 08/12/2016)

Tabela 2-12 A situação das assistências prestadas por outros doadores

Assistência ao setor de distribuição	Nome da instituição	Nome do projeto	Tamanho da assistência	Época
○	Banco Mundial	Projeto Energia+	R\$ 1.241 milhões	2012 -
		IBRD Fortalecimento do setor de energia e mineração	\$ 50 milhões	2012-2013
		IBRD Cooperação sul-sul para o desenvolvimento econômico	\$ 30 milhões	2012-2013
		IFC Financiamento às empresas relacionadas às energias renováveis, eficiência de energia e geração verde	\$ 143 milhões	-
○	BID	Financiamento para empresa pública de distribuição de energia do estado do Rio Grande do Sul	\$ 87,4 milhões	2017
		Melhoria no sistema de energia do estado de Rio Grande do Sul	\$ 88,7 milhões	2012
		Projeto ambiental sustentável (energias renováveis)	\$ 125 milhões	2014
		Projeto de eficiência energética e energias renováveis	R\$ 50 – 5.600 milhões	2015
		Melhoria da eficiência de energia do setor privado em Espírito Santo	\$ 0,35 milhões	2016

(Fonte: Elaborado com base na entrevista feita ao Banco Mundial e BID, comunicados de imprensa, informações divulgadas pela imprensa, etc.)

2-5-1 Grupo Banco Mundial

O Grupo Banco Mundial tem implementado diversos projetos no setor de distribuição de energia no Brasil.

Dentre eles podemos citar o financiamento à estatal Eletrobras visando a redução das perdas de energia (prevenção de furtos), automação da distribuição e a melhoria da qualidade dos serviços. O Banco Mundial faz empréstimo diretamente a Eletrobras que por sua vez realiza sub-empréstimos a um total de sete empresas subsidiárias do grupo Eletrobras. O programa de financiamento é denominado "Projeto Energia +" e realiza empréstimos de aproximadamente 1 milhão de dólares a cada projeto de modernização da rede de distribuição (conforme entrevista feita junto ao Banco Mundial). No momento metade do orçamento para empréstimos já foi aplicada.

Além disso, o Banco Mundial também trabalha em parceria com a ANEEL, EPE e ONS no projeto de cooperação do Ministério de Minas e Energia que além da cooperação técnica realiza pesquisas relacionadas a medidores inteligentes.

Também está em estudo um projeto relacionado à iluminação pública. A iluminação pública no Brasil é operada pelas distribuidoras de energia embora seja patrimônio da administração pública de cada município. Por seu lado, as administrações públicas municipais não possuem, em muitos casos, conhecimentos e experiências na estruturação de projetos relacionados e atualmente o Banco Mundial está sugerindo modelos de negócio (PPP, etc.) para possibilitar a instalação de novos equipamentos mais eficientes, com lâmpadas LED para iluminação pública e tem realizado discussões individuais com cada município. Este projeto pretende reduzir pela metade as despesas do consumo de energia da iluminação pública nas contas dos municípios e também prevenir a criminalidade com a melhoria de iluminação dos espaços públicos.

2-5-2 Banco Interamericano de Desenvolvimento

O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) tem um histórico de assistências no setor de energia do Brasil, embora os principais projetos tenham sido no setor de geração e transmissão de energia. O BID realizou em 2012 um empréstimo de 88,7 milhões de dólares norte-americanos à CEEE-GT, uma empresa pública de geração e transmissão do estado de Rio Grande do Sul como o objetivo de ampliar, reformar e modernizar as infraestruturas de geração e transmissão da empresa de modo a atender às demandas em crescimento.

Além disso, para 2017 o BID pretende co-financiar juntamente com a Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD) 87,4 milhões de dólares norte-americanos à CEEE-D, uma empresa pública de distribuição de energia do estado do Rio Grande do Sul⁹.

⁹ Edital do Ministério da Fazenda do Brasil de 12/04/2016
<http://dados.pgfn.fazenda.gov.br/storage/f/2016-09-21T170530/parecer-no-532.pdf>

Capítulo 3 Proposta de modelo de negócios para a implementação das ações levantadas

Como mencionado no Capítulo 2, os principais atores do setor de distribuição de energia no Brasil são as concessionárias, sendo que as 51 membros da ABRADDEE cobrem 99,6% dos consumidores domésticos do país. Dentre essas concessionárias existem empresas públicas como a ELETROBRAS e CEMIG, mas a maioria são privadas.

Este capítulo fará uma estimativa de cálculo dos benefícios que os projetos de modernização do setor de distribuição no Brasil podem trazer, além de avaliar o modelo possível de financiamento (financing scheme) às empresas privadas de distribuição que estudam fazer os tais empreendimentos. Além do modelo de financiamento, serão também avaliadas as possibilidades de apoios complementares.

3-1 Os benefícios dos projetos de modernização do setor de distribuição de energia

Através de entrevistas realizadas no presente estudo, ficou evidenciada a intenção das distribuidoras de energia em planejar investimentos para a modernização do setor de distribuição. Nesta seção, será feita uma estimativa de cálculo dos efeitos benéficos de um caso modelo de um projeto de implementação de medidores inteligentes numa área urbana com alto índice de perdas não-técnicas. Para os cálculos foram usadas informações obtidas nas entrevistas locais e dados divulgados publicamente¹⁰. As premissas foram definidas da seguinte maneira:

(1) O resumo do projeto imaginário

Investimento (CAPEX): 750 milhões de reais (aprox. 26,8 bilhões de ienes)

Período do projeto: 20 anos

A área do projeto: área urbana no Brasil (equivalente ao Rio de Janeiro)

OPEX: 3,75 milhões de reais (0,5% do CAPEX)

Tecnologia introduzida: 2 milhões de medidores inteligentes

(2) As premissas da empresa de distribuição alvo do projeto

No. de consumidores: 3.942.220 domicílios

Demanda anual de energia: 21.354 GWh

¹⁰ No estimativa de cálculo, os valores apresentados são valores provisórios baseados em informações disponíveis naquele momento, e portanto, o uso das informações aqui apresentadas deve ser feito por critério e responsabilidade próprias. A equipe de estudo não se responsabiliza por nenhum dano ou prejuízo relacionado com o uso dessas informações.

Demanda anual de energia (domiciliar): 8.778 GWh

Índice de perdas de energia: 22,6%

Índice de perdas técnicas: 7,1%

Índice de perdas não-técnicas: 15,4%

(3) Premissas da área-alvo

Consumidores: 2 milhões de domicílios (cobertura de 50,7%)

Consumo anual de energia: 4.453.328 MWh

Preço unitário: 387 reais/ MWh

(4) Condições estimadas de financiamento

Montante do financiamento: 160 milhões de reais (cerca de 5,7 bilhões de ienes)

Prazo do financiamento: 15 anos

Período de carência: 5 anos

Taxa de juros: 7,0%

(5) Os benefícios esperados

Efeitos econômicos (1): Corte do pico de demanda

É esperado que o uso de medidores inteligentes pelos consumidores possa conter o consumo ("peak cut") no horário de demanda máxima de energia e o efeito econômico seria a economia no custo de geração de energia equivalente a este corte. Dentre a composição de fontes de energia no Brasil a geração hidrelétrica é considerada a principal, no entanto, nos horários de pico de demanda é necessário suprir mais energia através da geração termoelétrica a gás natural. O corte do pico de demanda tem o efeito de conter a geração a gás natural. Portanto, para o cálculo estimado do efeito econômico é usado valores de referência do custo de geração termoelétrica a gás.

Se considerarmos o tempo de pico passível de corte como 9% do total:

Corte do pico = consumo de energia anual na área alvo \times 9%

$$= 4.453.328 \text{ MWh} \times 9\%$$

$$= 400.800 \text{ MWh}$$

Se considerarmos o custo de geração de energia por ciclo combinado de gás natural a 77 libras/ MWh¹¹:

¹¹ Power Generation Research, "The Future of Gas Fired Power Generation: Adapting Gas Technology to the

O efeito econômico = o volume consumido de energia no horário de pico × custo de geração de energia

$$= 400,800 \text{ MWh} \times 77 \text{ libras/ MWh} (\cong 299 \text{ reais/ MWh}^{12})$$

$$= 120.006.123 \text{ reais}$$

Efeitos econômicos (2): Redução de custos de construção de uma usina de geração

Pode reduzir custos de construção de uma usina de geração pelo corte do pico.

O efeito econômico = custo de construção de uma usina de geração de energia por ciclo combinado de gás natural × capacidade de geração no horário de pico (400.800 MWh/365 dias/4 horas)

$$= 750.000 \text{ USD}^{13} \times 275 \text{ MW}$$

$$= 205.890.180 \text{ USD}$$

$$= 122.006.123 \text{ reais}^{14}$$

Efeito financeiro (1): aumento no volume de energia que pode ser cobrado

Com a introdução do medidor inteligente, a porção da energia furtada em certas áreas de operação tornar-se-á cobrável. É considerado que a introdução de medidores inteligentes reduzirá em 74% as perdas não-técnicas¹⁵, e com base nesse valor é calculado a seguir o índice de perdas não-técnicas do presente projeto:

O efeito da redução de perdas não-técnicas após a implementação do projeto = índice de perdas não-técnicas × efeito da redução × taxa de cobertura

$$= 15,4\% \times 74\% \times 50,7\%$$

$$= 5,8\%$$

Considerando que aconteça a redução do índice de perdas não-técnicas no consumo domiciliar,

A quantidade de energia cobrável = demanda anual de energia (domicílio) × preço unitário de eletricidade × taxa cobertura × efeito da redução

$$= 4.453.328 \text{ MWh} \times 387 \text{ reais} \times 5,8\%$$

$$= 99.959.408 \text{ reais}$$

Renewable Generation Landscape", 2015.

¹² 1GBP=3.88853BRL (o 6 de Fevereiro de 2017)

¹³ ClimateTechWiki, "Natural Gas Combined Cycle plants"

¹⁴ 1USD=3.1172BRL (o 6 de Fevereiro de 2017)

¹⁵ JICA, relatório final do "Estudo para Coleta de Informações Básicas para a Implantação da Rede Inteligente/ Comunidade Inteligente no Brasil".

Efeito financeiro (2): redução do custo de pessoal para a leitura dos medidores

A introdução do medidor inteligente possibilitará reduzir os custos mensais de pessoal para a leitura de medidores. Considerando que um funcionário faça a leitura de aprox. 3000 medidores no mês¹⁶, é esperado o seguinte efeito de redução no custo de pessoal:

No. de funcionários necessários para leitura do medidor = no. total de domicílios/ no. de domicílios atendidos por um funcionário

= 2 milhões de domicílios/ 3.000 domicílios por funcionário

= 667 funcionários

Se considerarmos o salário mensal de um funcionário a 2.656 reais¹⁷:

O custo de pessoal para a leitura do medidor na área alvo = no. de funcionários necessários para leitura do medidor × salário mensal × 12 meses

= 667 pessoas × 2.656 reais × 12 meses

= 21.248.000 reais

(6) Taxa interna de retorno

Com base nas informações e condições acima, foram obtidas a taxa interna de retorno (TIR) e a taxa interna de retorno financeiro (TIRF) como segue:

TIR: aprox. 40%

TIRF: aprox. 10%

3-2 Proposta de estrutura de financiamento para implementação de projetos

Esta seção vai avaliar o modelo de financiamento para a modernização do setor de distribuição de energia no Brasil. Como já foi descrito, distribuidoras tem estudado vários projetos visando a modernização do setor, ao mesmo tempo que apresentam uma demanda para financiamentos a longo prazo e a juros baixos, já que a obtenção de recursos do mercado financeiro é limitada. Particularmente, os empréstimos de bancos privados apresentam altos juros e por isso existe dificuldades em adquirir financiamentos a longo prazo (10 anos ou mais). Nestas circunstâncias, muitas distribuidoras têm dependido de empréstimos do BNDES para captar recursos destinados a investimentos em equipamentos. Portanto, o apoio ao setor de distribuição no Brasil através de

¹⁶ Segundo a Tepco, um funcionário faz leitura de 2.000 a 4.000 medidores no mês.

¹⁷ Renda de um trabalhador do setor de manufatura no estado de Rio de Janeiro, a partir dos dados comparativos de custos de investimento elaborados pela JETRO. Não são consideradas despesas indiretas no custo de pessoal.

empréstimo em iene (moeda japonesa) poderá ser aproveitado para a modernização do setor e conseqüentemente trazer benefícios à população brasileira por meio de melhorias nos serviços (recuperação da economia estagnada e melhora da continuidade do fornecimento de energia pela prevenção de interrupção de energia e a sua rápida recuperação), redução das perdas de energia, redução da emissão dos gases de efeito estufa, contenção da tarifa de energia elétrica, entre outros benefícios.

Tabela 3-1 O sistema de financiamento do BNDES

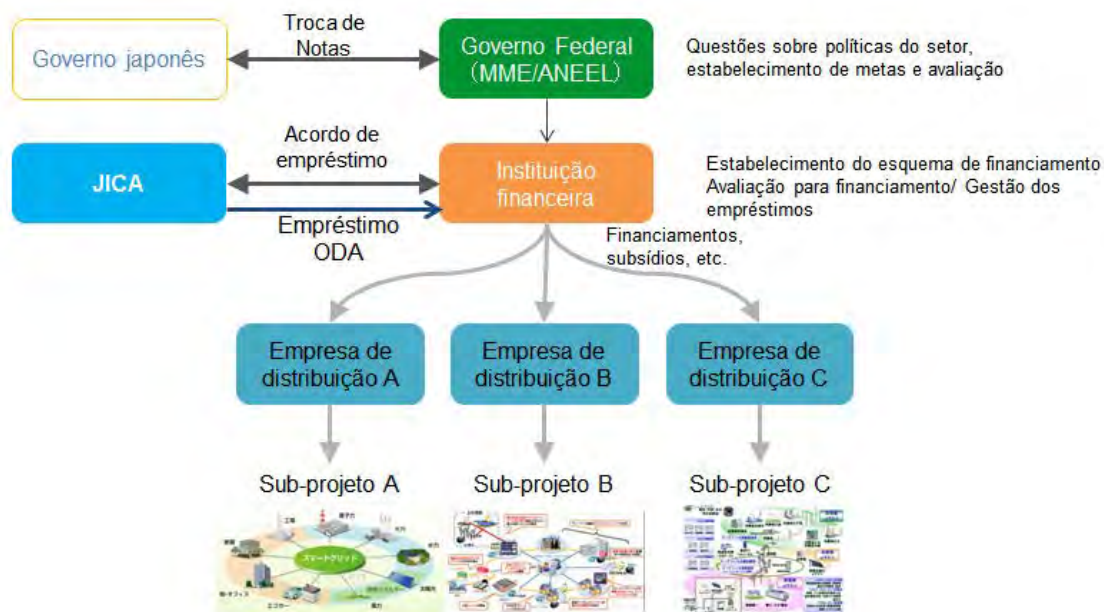
Nome	Resumo	Condições de financiamento
FINAME- Financiamento de máquinas e equipamentos	➤ Financiamento para fabricação/ aquisição de máquinas e equipamentos	[No caso da fabricação] ➤ Juros $\geq 9,5\%$ = TJLP (7,5%) + juros BNDES 1,5% + juros da instituição financeira 0,5% + margem ➤ Período de Carência: 15 meses ➤ Período de financiamento: 18 meses [No caso da aquisição] ➤ Juros $\geq 9,5\%$ = TJLP (7,5%) + juros BNDES 1,5% + juros da instituição financeira 0,5% + margem ➤ Período de Carência: 24 meses ➤ Período de financiamento: 60 meses
BNDES Finame-Moderniza BK	➤ Modernização de Máquinas e Equipamentos Instalados no País	➤ Juros $\geq 10,0\%$ = TJLP (7,5%) + juros BNDES 2,0% + juros da instituição financeira 0,5% + margem ➤ Período de Carência: - ➤ Período de financiamento: 18 meses
Energia Elétrica- Transmissão	➤ Financiamento em infra-estruturas de transmissão	➤ Juros 13,18% = TJLP (7,5%) + juros BNDES 1,5% + Risco 4,18% ➤ Período de Carência: - ➤ Período de financiamento: 168 meses (14 anos)
FINAME, Energia Elétrica- Distribuição	➤ Financiamento em infra-estruturas de distribuição	➤ Juros 16,39% = 50% em TJLP (7,5%) + 50% em referencial de custo de mercado + BNDES 6,56% ➤ Período de Carência: - ➤ Período de financiamento: 72 meses

		(6 anos)
--	--	----------

Pelo fato de praticamente todas as empresas de distribuição no Brasil serem privadas, para que o efeito do financiamento alcance todo o setor de distribuição é muito importante que haja apoio financeiro às empresas, entretanto não é possível realizar empréstimos diretos em iene às empresas. Para possibilitar o financiamento em iene a título de investimento para modernização às empresas de distribuição incluindo as privadas é proposta a realização do financiamento em duas etapas (two-step loan) intermediado por uma instituição financeira pública do lado brasileiro.

Tal modelo de financiamento em duas etapas que deve contar com uma instituição financeira brasileira no papel de receptora, considera uma estrutura como mostrada a seguir. Para a instituição financeira receptora imagina-se que a FINEP - Financiadora de Estudos e Projetos seja a ideal. O motivo disso será explicado posteriormente, mas é importante frisar que a FINEP tem financiado projetos que promovem a inovação tecnológica e demonstra afinidades em relação aos produtos japoneses munidos de tecnologia inovadora.

Figura 3-1 A proposta de estrutura financeira



(Fonte: equipe de estudo)

Com os recursos provenientes do empréstimo em iene a FINEP irá criar um novo "Programa destinado ao setor de distribuição" que por sua vez financiará as empresas de distribuição. Além do exame para financiamento a FINEP fará a avaliação dos projetos

financiados e a gestão do crédito concedido após a execução do empréstimo.


3-3 A instituição financeira receptora do empréstimo em duas etapas

Como instituição financeira candidata para ser a receptora do empréstimo em duas etapas propõe-se a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), sob a égide do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. Esta seção vai avaliar a viabilidade da FINEP como instituição financeira receptora do empréstimo.

3-3-1 O resumo sobre a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP)

A FINEP foi fundada em julho de 1967 como uma instituição financeira pública de competência do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC). A finalidade do órgão é promover a inovação no país com foco no desenvolvimento sustentável.

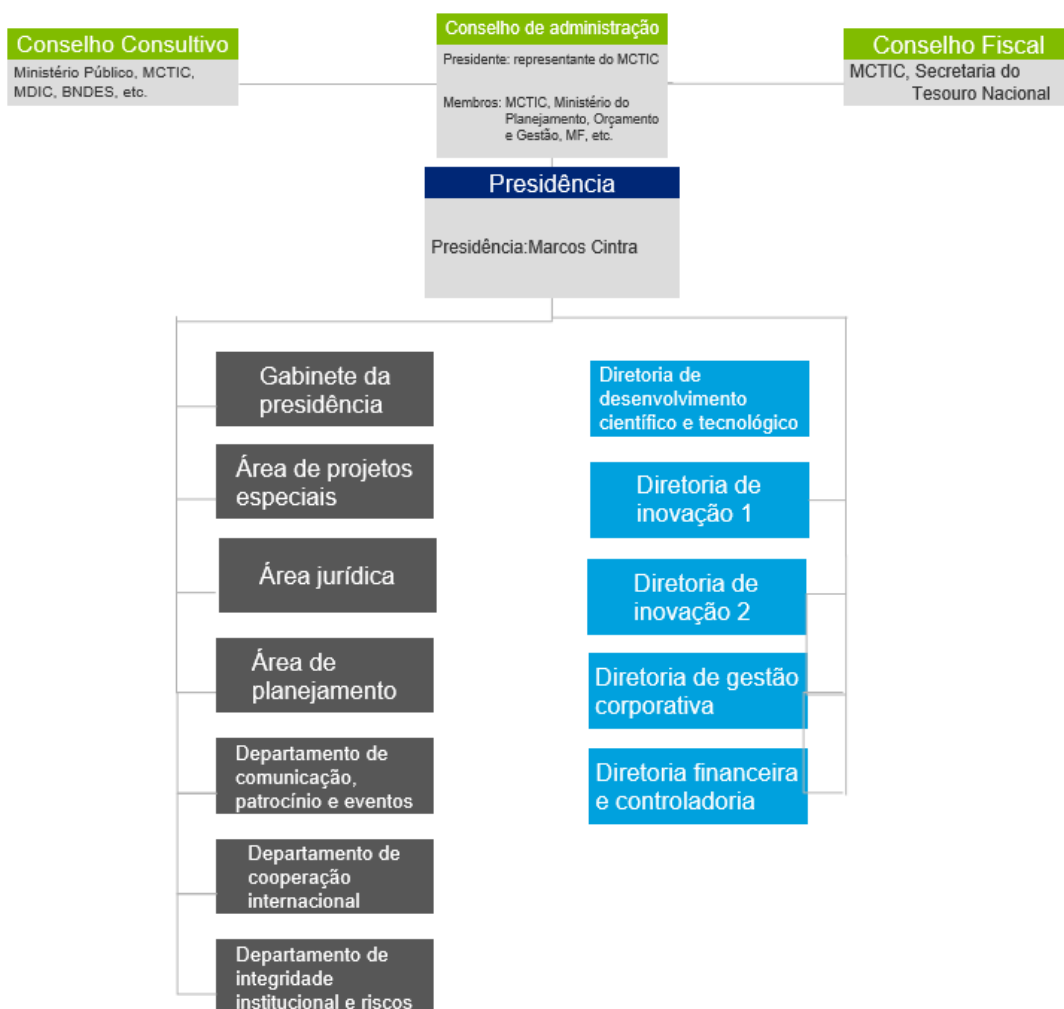
Tabela 3-2 Dado geral sobre a FINEP

Nome	Financiadora de Estudos e Projetos	
Ano da fundação	1967	
Vinculação	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTIC)	
Sede	Rio de Janeiro (com escritório em Brasília)	
Capital	901.551.931,35 reais	
Presidente	Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque	
Comitê de gestão	Presidente, Diretor Financeiro (1), Diretor de Planejamento (1), representante do MCTIC (2), representante dos funcionários da FINEP (1)	
Número de funcionários	740	
Regime de apoio financeiro	Financiamento pago, financiamento não reembolsável, etc.	
Temas de apoio	Apoio a projetos realizados por empresas e instituições de pesquisa brasileiras. <ul style="list-style-type: none">➤ Pesquisas básicas e aplicadas que possam contribuir para o desenvolvimento da ciência e tecnologia➤ Incubação de tecnologias de base das empresas➤ Criação de parques tecnológicos➤ Estruturação e integração de processos de pesquisa➤ Promoção e renovação de empresas existentes➤ Promoção do mercado➤ Instalação de fábricas e o apoio à fusão de empresas (desde 2012)	

	Apoio na realização de encontros relacionados à ciência e tecnologia
Captação de recursos	Basicamente é alocado até 2% do orçamento do FNDCT (Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico). Também são contraídos empréstimos da própria FNDCT e do FUNTEL (Fundo de Desenvolvimento Tecnológico das Telecomunicações). Também capta recursos do Ministério da Saúde, Ministério da Educação, do Fundo de Amparo ao Trabalhador, Banco Interamericano de Desenvolvimento, e outras fontes.

(Fonte: elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados no site da FINEP e entrevistas realizadas)

Figura 3-2 O organograma da FINEP



(Fonte: elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados no site da FINEP)

3-3-2 As áreas prioritárias da FINEP

As áreas prioritárias da FINEP são: defesa e aeroespacial, TIC, energias renováveis, petróleo & gás, construção naval, saúde, desenvolvimento social e tecnologia relacionada

ao apoio a pessoas portadoras de necessidades especiais. Note-se que houve quatro trocas de presidente na FINEP nos últimos dois anos, e o órgão se encontra num período de transição apesar das suas áreas de prioridade não terem sofrido mudanças.

Em termos de financiamento, a FINEP tem dado ênfase nos setores abaixo, inclusive o setor de energia. Em termos do último, a FINEP prevê financiar em 2016 as áreas de bio-combustível, geração por fontes de energias solar, eólica, nuclear; transmissão, modelos de negócio inovadores para fontes de energia distribuída, disposição de resíduos, biogás, etc.

Tabela 3-3 As áreas de ênfase para financiamento da FINEP em 2016

Área	Montante de empréstimo (Unidade: milhão de reais)
Saúde	150
Agronegócios e alimentos	150
Energia	185
Petróleo e gás	50
Aeroespacial, defesa e segurança	80
Recursos hídricos	70
Engenharias	185
Tecnologia da informação	150
Mineração e transformação mineral	180
Têxtil, couro e calçado	50
Outros	50
Total	1.300

(Fonte: elaborado pela equipe de estudo com base nos dados do site da FINEP)

3-3-3 Os modelos financeiros de apoio da FINEP

A FINEP realiza apoio às empresas e instituições de pesquisa através dos cinco tipos de modelo financeiro mostrados abaixo.

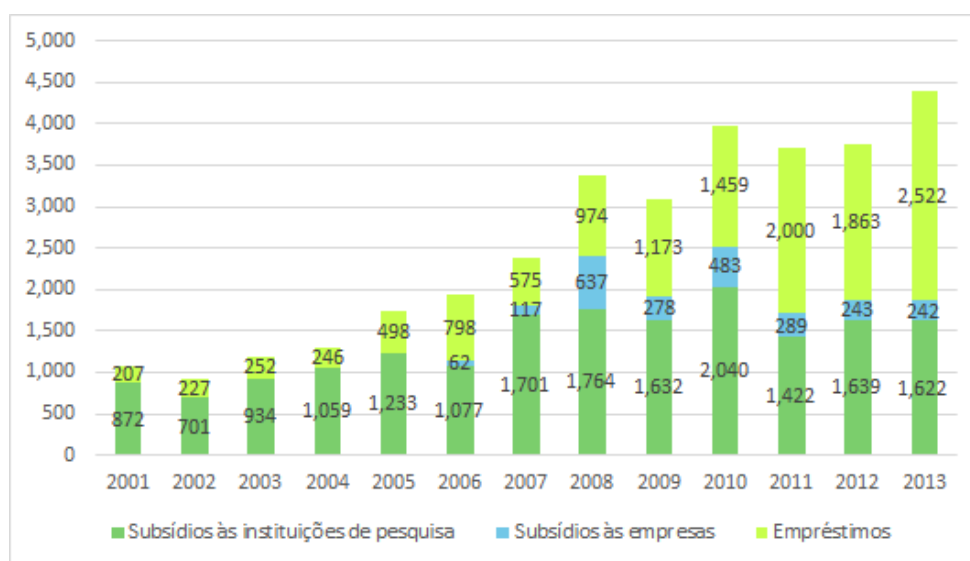
Tabela 3-4 Os modelos financeiros de apoio pela FINEP

1	Empréstimos às empresas
2	Subsídios para instituições de pesquisa
3	Subsídios para empresas ¹⁸
4	Investimentos em fundos
5	Investimentos diretos nas empresas

É mostrada na figura abaixo a evolução dos desembolsos feitos pela FINEP (subsídios para instituições de pesquisa e empresas). Até 2001, praticamente todo o histórico de desembolsos eram subsídios para as instituições de pesquisa, mas em torno de 2005 começaram a aumentar os empréstimos e em 2013 o montante de empréstimos superou o montante de subsídios. O total de desembolso em 2013 foi de 43,86 milhões de reais, e o total acumulado é de cerca de 120 milhões de reais (segundo entrevista feita com a FINEP).

Figura 3-3 A evolução dos desembolsos da FINEP

(Unidade: milhão de reais)



(Fonte: elaborado pela equipe de estudo com base no material fornecido pela FINEP)

3-3-4 O sistema de financiamento da FINEP

A FINEP financia empresas privadas com o intuito de fortalecer a competitividade e promover a pesquisa e o desenvolvimento das áreas prioritárias levantadas na seção 3-3-2. Para a identificação dos projetos são feitas investigações pelos funcionários do quadro e

¹⁸ Todos por oferta pública. Os subsídios não podem ser usados para capital de giro.

consultores contratados com relação às necessidades de cada uma das áreas pertinentes.

Para fazer a avaliação do risco de cada projeto passível de financiamento existem disposições internas da FINEP que servem de base para o exame de vários fatores como a importância e o resultado esperado do projeto. O exame é feito respectivamente pelo analista, gerente e o superintendente, e paralelamente é feito o exame técnico (cada exame leva de 5 dias a 1 semana). Posteriormente é feito o exame de conformidade com a política de financiamento da instituição e a aprovação é deliberada pela reunião do conselho (em aprox. 10 dias). Recentemente, o método de exame foi revisto sendo o seu período encurtado para uma média de 35 dias (desde o anúncio até a aprovação). O exame é realizado dentro da FINEP e em princípio não há participação de nenhuma outra instituição externa.

Na escolha de um projeto a FINEP dá importância ao impacto que o produto ou o processo que gera a inovação preconizada traz à sociedade. Sem tal efeito o projeto é considerado uma mera pesquisa. Além disso, o critério para o reconhecimento da existência ou não da inovação pode diferir para um mesmo produto ou processo devido à disparidade regional que existe no país, como por exemplo, as diferenças entre a região norte e sul.

Caso o projeto não seja reconhecido como inovador, este pode ser encaminhado ao BNDES ou aos bancos comerciais. Só poderão ser financiados projetos que contenham inovação seja no seu produto, processo ou serviço. Por exemplo, um projeto de substituição de máquinas numa fábrica de tecelagem para produção de tecidos não será reconhecido como inovação. 50% das solicitações de projetos são reprovados pela não adequação aos critérios de reconhecimento de inovação já citado ou por deficiências na documentação de solicitação.

Segundo a FINEP, existem três categorias de inovação conforme o seu impacto esperado: Global (inovação sem precedentes a nível mundial), Nacional (inovação sem precedentes a nível nacional) e Local (inovação sem precedentes a nível regional), sendo que as condições de financiamento serão privilegiadas (juros e condições de pagamento) se a inovação a ser introduzida for considerada Global, de maior impacto. Também existe o critério de exame que considera a participação de empresas brasileiras ou instituições de pesquisas no projeto para possibilitar a aquisição de novos conhecimentos e experiências.

Segundo a entrevista realizada junto à FINEP não existem definições claras na categorização da inovação e o critério é aplicado caso a caso conforme a área ou o setor alvejado. Por exemplo, em projetos de investimento voltados à população carente é levada em consideração a sua importância social, e o exame para financiamento não levará em consideração apenas o impacto que a inovação poderá trazer.

No momento a FINEP realiza seis tipos de financiamento institucional. As condições de cada financiamento são as seguintes.

Tabela 3-5 Os financiamentos institucionais da FINEP

Nome	Condição de financiamento
INOVAÇÃO PIONEIRA	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Taxa de juro: 9% = TJLP (7,5%) + 1,5% de juro anual ➤ Carência: 36 meses ➤ Período de financiamento: 120 meses ➤ Proporção de financiamento: até 80% do valor do projeto
INOVAÇÃO PARA A COMPETITIVIDADE	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Taxa de juro: 10,5% = TJLP (7,5%) + 3,0% de juro anual ➤ Carência: 36 meses ➤ Período de financiamento: 120 meses ➤ Proporção de financiamento: até 70% do valor do projeto
INOVAÇÃO PARA DESEMPENHO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Taxa de juro: 11,5% = TJLP (7,5%) + 4,0% de juro anual ➤ Carência: 24 meses ➤ Período de financiamento: 84 meses ➤ Proporção de financiamento: até 60% do valor do projeto
PRÉ-INVESTIMENTO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Taxa de juro: 12,5% = TJLP (7,5%) + 5,0% de juro anual ➤ Carência: 24 meses ➤ Período de financiamento: 84 meses ➤ Proporção de financiamento: até 60% do valor do projeto
INOVAÇÃO CRÍTICA	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Taxa de juro: 7,5% = TJLP (7,5%) ➤ Carência: 48 meses ➤ Período de financiamento: 144 meses ➤ Proporção de financiamento: até 90% do valor do projeto
FINEP/ FUNTTEL	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Taxa de juro: taxa de referência + taxa de juro anual de 5,0% ➤ Carência: 48 meses ➤ Período de financiamento: 120 meses ➤ Proporção de financiamento: até 80% do valor do projeto

(Fonte: elaborado pela equipe de estudo com base nas informações do Plano de gestão da FINEP. A taxa de juros de longo prazo (TJLP) de dezembro de 2016 foi verificada no site do governo brasileiro)

3-3-5 A situação financeira da FINEP

Segue a situação financeira da FINEP dos últimos três anos, em que se observa aumento progressivo tanto da receita quanto dos seus ativos líquidos. A realização de empréstimos também tem mostrado tendência de aumento ano a ano. Com o aumento do montante financiado a provisão para créditos de liquidação duvidosa também tende a aumentar, mas no momento esta está em um baixo patamar, que não representa preocupações em termos de segurança financeira. Por outro lado, embora a receita esteja

umentando, a margem de lucro continua inalterada o que demonstra que não tem havido melhorias na eficiência administrativa.

Tabela 3-6 A situação financeira da FINEP

(Unidade: milhão de reais)

Resultados	2013	2014	2015
Receita total	623	837	1.205
Lucro bruto	198	202	341
Resultado operacional	254	366	393
Lucro líquido do período corrente	162	261	298

Balço	2013	2014	2015
Ativos	11.401	14.505	16.820
Passivos	9.908	12.810	14.898
Ativo líquido	1.493	1.695	1.922
Saldo da dívida remunerada	9.436	12.203	14.030
Saldo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	59	131	169
Razão de capital próprio	13,1%	11,7%	11,4%
Razão Dívida/ Capital	6,32 vezes	7,20 vezes	7,30 vezes
ROE	10,85%	15,40%	15,51%
ROA	1,42%	1,80%	1,77%

Fluxo de caixa FC	2013	2014	2015
FC operacional	1.142	(368)	1.001
FC investimentos	(1)	(22)	(9)
CF financeiro	-	(45)	(67)

(Fonte: elaborado pela equipe de estudo com base nas demonstrações financeiras da FINEP)

3-3-6 Os acordos firmados pela FINEP com outros países

A FINEP mantém parcerias com instituições relacionadas à tecnologia e instituições financeiras de outros países para troca de opiniões e realização de projetos em conjunto. Por exemplo, segundo entrevista feita com a Finep, os seguintes acordos bilaterais e multilaterais abaixo estão em fase inicial (ainda não existem projetos concretos):

Tabela 3-7 Os acordos firmados pela FINEP

Acordo bilateral	Acordo multilateral
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Espanha (CDTI: Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial) ➤ França (Bpi France) ➤ Finlândia (Tekes) ➤ Noruega (Innovation Norway, Research Council) ➤ Reino Unido (Innovate UK) ➤ Suécia (VINNOVA) ➤ Holanda (RVO) ➤ Canadá (CNRC) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Banco de Desenvolvimento da América Latina (CAF) ➤ Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) ➤ UNESCO

(Fonte: elaborado pela equipe de estudo com base nos dados divulgados no site da FINEP)

3-4 Proposta de apoios auxiliares tais como assistência técnica, etc.

Na seção anterior foi proposto o modelo de financiamento em duas etapas tendo a FINEP como a instituição receptora do financiamento japonês, de modo a viabilizar o apoio ao setor de distribuição no Brasil. Após a execução do empréstimo em iene japonês, a FINEP se encarregará do anúncio público e do recebimento de solicitações de financiamento por parte das empresas de distribuição de energia. No entanto como já foi citado, 50% das atuais solicitações de financiamento à FINEP são reprovadas no exame da instituição. Como causas dessa reprovação podem ser citadas as faltas de inovação e dos efeitos esperados nos projetos dos solicitantes, mas também é possível apontar a falta de capacidade em formulação de projetos por parte das empresas privadas.

Portanto, considera-se importante não apenas dar apoio através de empréstimo em iene, mas também ajudar no trabalho de formulação de projetos dentro do “Programa destinado ao setor de distribuição de energia” a ser lançado pela FINEP, que irá valer-se do citado financiamento em iene em duas etapas. Por exemplo, a realização de seminários e intercâmbios de negócios relacionados com tecnologias inovadoras (principalmente tecnologias detidas por empresas japonesas) que possam ser aplicadas no setor de distribuição que servirá como meio de “matching (encontro)” entre as distribuidoras de energia e fornecedores de tecnologia pode ser considerada válida. Outra possibilidade seria apoiar a elaboração das propostas das distribuidoras quando da solicitação do financiamento do projeto.

Além disso, para que o empréstimo em iene seja aproveitado de forma eficaz é importante que os trabalhos de exame das propostas, o monitoramento e a avaliação posterior sejam feitos pela FINEP de forma adequada. Portanto essas atividades propostas podem ser consideradas apoios auxiliares e fazerem parte do apoio técnico da conta do

financiamento em ienes.

Além de apoio financeiro para FINEP, a fim de promover o investimento de modernização, é necessário o desenvolvimento de normas sobre a cobertura dos investimentos pelas tarifas de energia e coleta das informações. ANEEL mencionou que espera uma assistência técnica do lado japonês para isso.

3-5 Temas a serem abordadas dentro do presente estudo

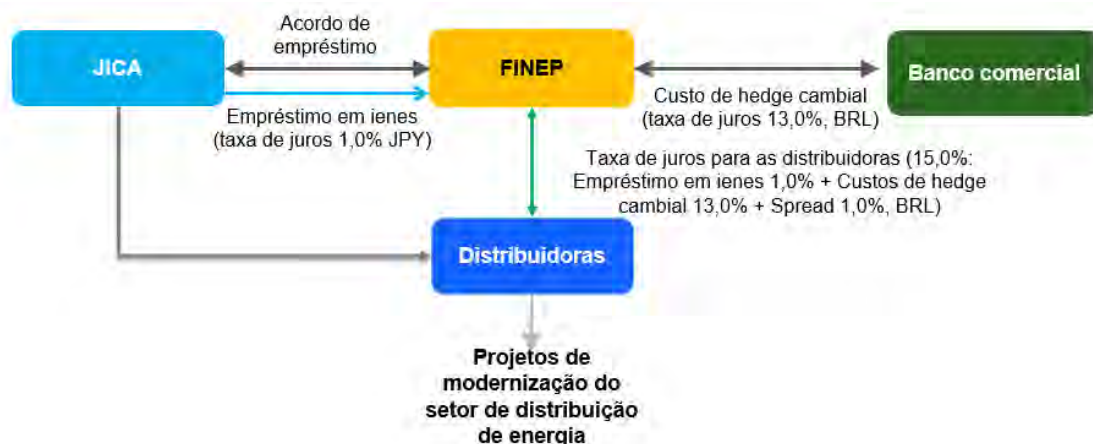
O presente estudo analisou os desafios que o setor de distribuição de energia do Brasil enfrenta e esclareceu sobre as ações adotadas pelas distribuidoras de energia no Brasil e a demanda existente para financiamentos. Daqui para frente serão necessários os seguintes temas para levantamento que servirão de subsídios na avaliação do empréstimo em duas etapas tendo como instituição receptora a FINEP, e também do “Programa destinado ao setor de distribuição de energia” a ser criado pela FINEP valendo-se do empréstimo mencionado.

Tabela 3-8 Os itens para levantamento

	Item de realização	Resumo
1	Identificação de projetos (elaboração da Long list)	✓ Coleta de informações sobre os projetos (objetivo, área-alvo, KPI, orçamento, fontes de financiamento, período, tecnologia a ser aplicada, etc.) que as empresas de distribuição pretendem investir e criar uma Long list.
2	Triagem dos projetos (criação da Short list)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Os projetos de investimento enumerados na Long list passarão por uma análise econômica e financeira para avaliar a sua viabilidade. ✓ Avaliação da possibilidade de introduzir produtos japoneses nas tecnologias aplicadas aos projetos em questão. ✓ Selecionar os projetos observando as condições acima.
3	As condições de financiamento da FINEP	✓ Tomar como referência os programas realizados no passado pela FINEP e estudar as condições de empréstimo aplicáveis ao “Programa destinado ao setor de distribuição de energia” a ser criado.

Referente á condição, FINEP está interessada na composição do financiamento para a modernização do setor de distribuição de energia, em cooperação com a JICA. No entanto, a FINEP tem estimado um custo de hedge cambial de aproximadamente 13%. Portanto, se, tal custo se confirmar, a taxa de juros repassada às distribuidoras poderá ser de cerca de 15% (taxa de juros do empréstimo de JICA: aproximadamente 1% + taxa de FINEP aproximadamente 1% + custos de hedge cambial cerca de 13%).

Figura 3-4 Caso FINEP faz um empréstimo em reais

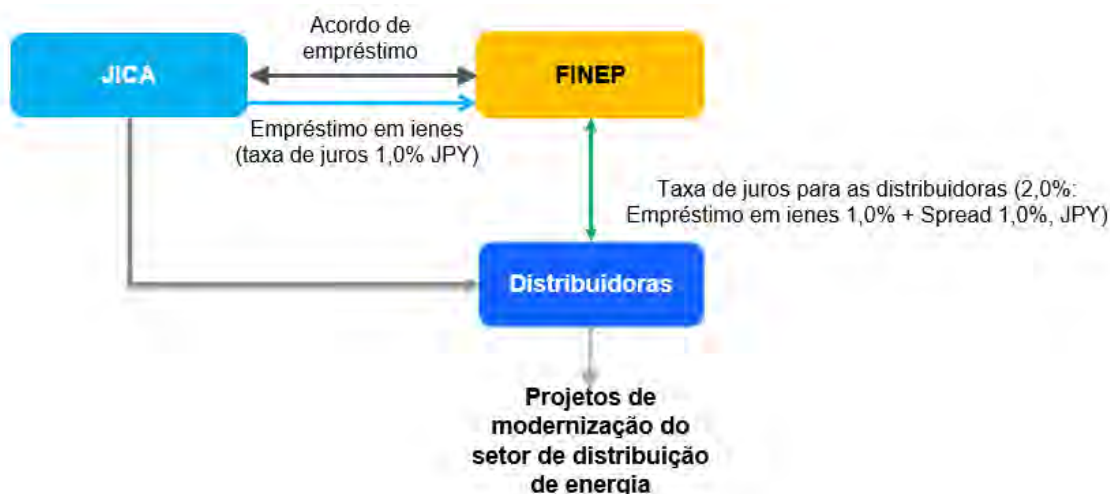


A FINEP mostra uma atitude positiva para este empréstimo em duas etapas (two-step loan), se for possível reduzir os custos do hedge cambial. Um das possibilidades seria repassar o risco cambial às empresas de distribuição de energia e realizar o empréstimo em ienes. Além disso, FINEP está considerando outro esquema de empréstimo em duas etapas com risco cambial reduzido, considerando o método de financiamento, cuja condição não é inferior ao empréstimo do BNDES.

FINEP está estudando a possibilidade de empréstimo em duas etapas para o setor da inovação pelo BID. Este empréstimo também tem o problema dos custos de hedge cambial, e está discutindo com a Comissão de Financiamentos Externos (COFIEX). Assim, a intenção do governo brasileiro referente ao risco cambial no empréstimo em duas etapas depende dos resultados desta discussão com COFIEX.

Além disso, o Spread da FINEP depende do grau de inovação dos projectos, que é aproximadamente uma taxa de 1,0 a 5,0%. Assim, se é possível definir o Spread da FINEP em 1,0 por cento, a taxa de empréstimos para as distribuidoras de energia será baixo (está confirmando dentro da FINEP se pode definir o Spread da FINEP em 1,0 por cento).

Figura 3-5 Caso FINEP faz um empréstimo em ienes



Caso realizar empréstimos em ienes, a taxa de juros será de 2,0%, mais as distribuidoras carga com o risco cambial. FINEP está confirmando com as distribuidoras se há demanda do empréstimo em ienes.

3-6 As expectativas do lado da FINEP em relação ao empréstimo em iene

A FINEP tem mostrado um grande interesse nas tecnologias e os serviços detidos pelas empresas japonesas e ao mesmo tempo considera o setor de distribuição de energia no Brasil como área prioritária para assistência financeira, o que leva a instituição a considerar de forma positiva a parceria com a JICA. Como já foi citado, as entrevistas realizadas junto às distribuidoras de energia confirmaram a existência em muitas delas de planos de projetos para modernização e por conseguinte a existência de uma grande demanda para captação de recursos.

Neste contexto, a expectativa da FINEP em relação ao financiamento em iene em duas etapas (two step loan) é grande o que destaca a importância em agilizar os procedimentos para a realização do empréstimo em iene visando a concretização do modelo de financiamento proposto. A FINEP prevê entregar um documento de proposta do modelo de financiamento proposto à COFIEX (Comissão de Financiamentos Externos) do governo federal, e o andamento do cronograma é previsto conforme a figura apresentada abaixo.

Figura 3-6 Cronograma de execução do modelo de financiamento em iene



De acordo com as entrevistas realizadas junto às distribuidoras existem planos de projetos de grandes montantes, a começar pelo projeto de investimento da Light que ultrapassa os 20 bilhões de ienes, além de outros projetos de investimentos em grande escala de distribuidoras de áreas urbanas da ordem de alguns bilhões a 30 bilhões de ienes. Supondo que sejam escolhidos 5 projetos de investimento dentre os existentes e que para cada projeto o componente sujeito a empréstimo pela FINEP represente algo em torno de 3 a 5 bilhões de ienes, imagina-se que o tamanho do empréstimo em iene atinja a ordem de 15 a 25 bilhões de ienes.

Vale lembrar que o valor do montante dentro do modelo de financiamento em iene destinado às distribuidoras será definido ao final do Estudo preparatório para cooperação.

Anexo 1 A lista da contrapartida entrevistada

- Funcionários das instituições governamentais

Nome	Filiação	Cargo
Eduardo Azevedo	MME	Secretário
Valdir Borges Souza Júnior	MME	Analista de Infraestrutura
Fabian Diê Carvalho	MME	Assistente Área Internacional
Gilberto Hollauer	MME	Assistente
André Pepitone da Nóbrega	ANEEL	Diretor
Carlos Alberto Calixto Mattar	ANEEL/SRD	Superintendente, Superintendência dos Serviços de Distribuição
Fabricio Bernardo Pereira	ANEEL/ASD	Regulatory Specialist
Sheyla Maria Damasceno	ANEEL/SPE	Coordinator of the Energetic Efficiency Program
Jairo Coura	MCTIC	Coordenação de Tecnologias em Energia
Dante Luiz Da Ros Hollanda	MCTIC	Analista em Ciência e Tecnologia
André de Castro Pereira Nunes	FINEP	Superintendente, Área de Projetos Estratégicos Nacionais 1
Alexandre Z. Barragat Andrade	FINEP	Analista, Coordenação de Cooperação Internacional
Dalmo Moreira Jr.	FINEP	Analista, Departamento de Captação
Alexandre Siciliano Esposito	BNDES	Gerente, Área de Energia
Amilcar Guerreiro	EPE	Diretor, Estudos de Energia Elétrica
Maria de Fátima de C. Gama	EPE	Assessora da Superintendência de Transmissão de Energia
Dorival de Souza Carvalho Junior	EPE	Analista de Pesquisa Energética
Marcos Vinicius G. da Silva Farinha	EPE	Analista de Pesquisa Energética

- Empresas de distribuição

Nome	Filiação	Cargo
Nelson Fonseca Leite	ABRADEE	Presidente
Marco Antonio Delgado	ABRADEE	Diretor
José Gabino Matias dos Santos	ABRADEE	Assessor
Gustavo Estrella	CPFL	Vice-Presidente Financeiro
Caio Vinicius S. Malagoli	CPFL	Diretor de Engenharia
Tiago da Costa Parreira	CPFL	Gerente de Mercado de Capitais

Maria Tereza Moyses Travassos Vellano	AES Eletropaulo	Diretora de Planejamento, Engenharia e Obras da Distribuição
Paulo Roberto Castellari Porchia	CEMIG	Diretor Vice-Presidente
Evandro Leite Vasconcelos	CEMIG	Diretor de Distribuição e Comercialização
Paulo Eduardo Pereira Guimarães	CEMIG	Superintendente de Gestão de Fianças Corporativas
Gustavo Werneck Souza	Light	Superintendente de Finanças
Marcos Rodolfo Kessler	Light	Gerente de Regulação do Serviço, Superintendência de Regulação
Luis Carlos Menezes Direito	Light	Gerente de Tecnologia Medição e Automação DDM

- Empresas privadas pertinentes

Nome	Filiação	Cargo
Marcelo Machado	Landis + Gyr	Diretor Geral
Oscar Villalobos	Landis + Gyr	Diretor Financeiro
Ricardo Barcelos Silva	Landis + Gyr	Gerente de Vendas
Murilo Pastori Roberti	Landis + Gyr	Legal e Compliance
Takami Matsumoto	Furukawa Industrial S.A.	Gerente
Kazutaka Fukuda	Furukawa Industrial S.A.	Director of Finance
Shigeo Miyahara	Toshiba America do Sul	Chairman
Yasutoshi Watanabe	Toshiba America do Sul	Diretor Sistemas FTK
Jean Carlo Prezepiorski	Toshiba America do Sul	Superintendente
Yasutaka Ueda	Toshiba America do Sul	Gerente SPC Service

- Especialistas acadêmicos

Nome	Filiação	Cargo
Sergio Takeo Kofuji	USP	Professor Doutor, Departamento de Engenharia e Sistema Eletrônico
Moacyr Martucci Jr.	USP	Professor Titular, Departamento de

		Engenharia e Computação de Sistemas Digitais
Cecília E.Y. Matsumura	USP	Assistente Técnica, Instituto de Estudos Brasil Europa
Nelson Kagan	USP	Professor Titular, Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia
André Riyuiti Hirakawa	USP	Professor Associado

- Organizações internacionais

Nome	Filiação	Cargo
Christophe de Gouvello	Grupo Banco Mundial	Especialista Sênior em Energia e Mudanças Climáticas
Alexandre Takahashi	Grupo Banco Mundial	Analista de Operações
Arturo D. Alarcon	Inter-American Development Bank (IDB)	Energy Specialist

- JICA

Nome	Filiação	Cargo
Ryuichi Nasu	JICA, Representação no Brasil	Representante Chefe
Yoshihiro Miyamoto	JICA, Representação no Brasil	Representante Sênior
Masaki Iiyama	JICA, Representação no Brasil	Representante
Luísa de Azevedo Nazareno	JICA, Representação no Brasil	Coordenadora de projetos
Christiane Hiroko Hatano	JICA, Representação no Brasil	Coordenadora de Projetos