UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISERTAÇÃO DE MESTRADO

MODELOS DE NEGÓCIO PARA GERADORES INCENTIVADOS ATUANDO NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE DO BRASIL

MATHEUS THOMÉ ALBANO GUIMARÃES

FOZ DO IGUAÇU
2016

Matheus Thomé Albano Guimarães

Modelos de Negócio para Geradores Incentivados Atuando no Ambiente de Contratação Livre do Brasil

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu
2016

Modelos de Negócio para Geradores Incentivados Atuando no Ambiente de Contratação Livre do Brasil

Matheus Thomé Albano Guimarães

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:
Data da defesa pública: 26/10/2016

Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** – (Orientador)
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreño Franco**
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Reinaldo Castro Souza**
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio

Resumo

O Gerador Incentivado (GI) é um agente de pequeno porte que atua no segmento varejista do Mercado de Energia Elétrica (MEE) do Brasil. O mesmo recebe incentivo, na forma de descontos nas tarifas de fio, ao negociar sua energia diretamente com os consumidores especiais ou através de uma comercializadora. A dinâmica que envolve o complexo MEE resulta em um ambiente extremamente incerto para a atuação desse agente, dificultando o crescimento do mercado varejista. Assim, o propósito do trabalho é identificar, caracterizar e descrever as formas de relacionamento do GI, colocando-as na forma de um modelo de negócio, mostrando de que forma é possível criar, fornecer e receber valor do meio. Para a elaboração do modelo de negócio, é proposta a utilização das metodologias *Busmod* e *Business Model Generation*. As inter-relações do gerador incentivado com os demais agentes, assim como as trocas de valor e as incertezas associadas ao processo de comercialização, são identificadas a partir de uma abordagem sistêmica da atuação do gerador incentivado no ACL. Essas relações são classificadas em três grandes grupos, relações físicas, financeiras e institucionais. A análise foi segmentada para considerar o período de estudo e de implantação e operação. Desse modo é possível compreender de forma clara o processo de comercialização e o ambiente no qual está inserido o GI, assim como as características necessárias para a elaboração de modelos de negócio.

Palavras-chave: Gerador Incentivado, Visão Sistêmica, Modelo de Negócio.

Abstract

The Incentivized Generator (IG) is a small agent that acts on the retail segment of the Electricity Market (EM) in Brazil. It receives incentives, as discounts on wire rates, when negotiates its energy either directly with special costumers or indirectly through a retail trader. The dynamic behavior of this agent on the complex EM results in an extremely uncertain environment for itself, hindering the growth of the retail market. Thus, the purpose of the study is to identify, characterize and describe the forms of GI relationship, putting them in the form of a business model, showing how you can create, provide and receive value of the medium. For the development of the business model, we propose the use of methodologies *Busmod* and *Business Model Generation*, the first by the great relationship with the proposed objective and the second by most of the application. The interrelations of the generator encouraged with other agents as well as the value changes and the uncertainties associated with the commercialization process are identified from a systemic approach to generator operation encouraged the ACL. These relationships are classified into three broad groups, physical, financial and institutional relationships. The analysis was segmented to consider the period of study and of implantation and operation. In this way it is possible to clearly understand the marketing process and the environment in which the GI is inserted, as well as the characteristics necessary for the elaboration of business models.

Keywords: Incentivized Generator, Business Model, Vision Systems.

Dedico este trabalho a minha esposa, minha família e meus amigos.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pelos desafios e bênçãos que colocou e coloca diariamente em minha vida, produzindo minha evolução como ser humano e espírito.

Agradeço a minha esposa Tâmila, que em todos os momentos me incentivou com abraços, beijos e carinhos. Agradeço também pelas palavras firmes, porém necessárias, em determinados momentos, agradeço a paciência pelos momentos em que faltei com a companhia e você na imensa doçura me recebia com abraços amorosos, definitivamente sem você essa vitória não teria o mesmo gosto.

Agradeço a meu pai Rubens José Albano, minha mãe Maria de Lourdes Thomé Albano e minhas irmãs Mariana e Luiza por todo o apoio e torcida, com certeza a conquista foi mais fácil por causa de vocês.

Agradeço profundamente ao professor Roberto Cayetano Lotero, por ter acreditado em mim, e aceito o desafio de me orientar, definitivamente as discussões, conversas e correções ao longo de todo o período em que trabalhamos juntos, me tornaram uma pessoa melhor. Obrigado por me fornecer como apoio a base do seu conhecimento.

Agradeço a meus familiares avós, tios, primos, a Lele, a meu sogro e a minha sogra, que por várias vezes me receberam de braços abertos em sua casa.

Devo agradecer ainda os demais professores do PGEEC, em especial aos professores Adriano Batista de Almeida, Carlos Roberto Mendonça da Rocha e Edgar Manuel Carreño Franco pelos importantes conselhos durante a produção do trabalho.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

Meus agradecimentos também são direcionados para os entrevistados que contribuíram significativamente com seus conhecimentos e opiniões.

Por fim agradeço aos meus amigos da Chácara do tio Fontana, do Carnaval, de Araucária, de Foz do Iguaçu e do programa de pós-graduação. Vocês são os melhores!

x

Sumário

Lista de Figuras ..... **xiii**

Lista de Tabelas ..... **xv**

Lista de Siglas e Símbolos ..... **xvii**

Capítulo 1 Introdução **1**

Capítulo 2 Abordagem Sistêmica de um Modelo de Negócio **7**

2.1 Teoria Geral dos Sistemas 8

2.2 Pensamento Sistêmico no Modelo de Negócio 12

2.3 Elementos de um Modelo de Negócio 13

2.4 Elaboração de um modelo de Negócio 14

2.5 *Business Model Canvas* 19

2.6 E³-value 24

2.6.1 Visão global dos atores 24

2.6.2 Visão Detalhada dos Atores 27

2.6.3 Visão das atividades 29

2.7 A relação do *E³-value* e o *Business Model Canvas* 30

2.8 Conclusões 32

Capítulo 3 O Gerador Incentivado no Mercado de Energia Elétrica do Brasil **35**

3.1 Estruturas de Mercado 35

3.1.1 Monopólio 35

3.1.2 Agência Central de Compra 36

3.1.3 Competição no Atacado 36

3.1.4 Competição no Varejo 37

3.2 Modelo Mercantil de Energia Elétrica do Brasil 39

3.3 O Agente Gerador Incentivado 41

3.3.1 Empreendimento hidrelétrico com potência igual ou inferior a 3 MW 42

3.3.2 Empreendimento com características de Pequena Central Hidrelétrica 44

3.3.3 Empreendimento com base em fonte Eólica 48

3.3.4 Empreendimento com fonte oriunda de Biomassa 49

3.3.5 Empreendimento enquadrado como Cogeração Qualificada 51

3.4 Regras de comercialização sob a perspectiva dos Geradores Incentivados 54

3.4.1 Adesão do Gerador Incentivado a CCEE 54
3.4.2 Garantia Física e Lastro 56
3.4.3 Contratos 60
3.4.4 Desconto na TUSD e na TUST 63
3.4.5 Processo de Medição 67
3.4.6 Balanço Energético 72
3.4.7 Tratamento das exposições 73
3.4.8 Consolidação dos resultados 74
3.4.9 Liquidação Financeira 74
3.4.10 Garantias Financeiras 75
3.4.11 Penalidades 77
3.5 Conclusões 80
Capítulo 4 Abordagem Sistêmica do Gerador Incentivado 83
4.1 Função do Gerador Incentivado 83
4.2 As interdependências 89
4.3 A Operação do Gerador Incentivado. 94
4.3.1 Relações Físicas 94
4.3.2 Relações Financeiras 98
4.3.3 Relações Institucionais 108
4.4 Controle 117
4.5 Conclusões 117
Capítulo 5 Modelo de Negócio para um Gerador Incentivado 119
5.1 Descrição do Caso de Estudo 120
5.2 Ideia do Negócio 121
5.3 Compreensão do Negócio 122
5.4 Representação do Modelo de Negócio 126
5.5 Análise de sensibilidade 131
5.6 Conclusões 132
Capítulo 6 Conclusões 133
Referências Bibliográficas 135
Apêndice A 141

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Estrutura da Pesquisa 5

Figura 2.1 – Pensamento Sistêmico para a Inovação de Modelos de Negócio. Fonte: (Halecker e Hartmann, 2013) 12

Figura 2.2 – Diagrama das Etapas do Processo BusMod. Fonte: (Kartseva et al., 2004)..... 16

Figura 2.3 – Representação Gráfica Modelo de Negócio E³value. Fonte: (Kartseva et al., 2004) 17

Figura 2.4 - As Interações dos Nove Elementos do Business Model Generation. Fonte: (Osterwalder e Pigneur, 2011)..... 20

Figura 2.5 - Business Model Canvas. Fonte: (Osterwalder e Pigneur, 2011)..... 20

Figura 2.6 - Trocas de Valor..... 26

Figura 2.7 - Segmento de Mercado..... 27

Figura 2.8 - Visão Global do Atores..... 27

Figura 2.9 - Visão Detalhada dos Atores..... 28

Figura 2. 10 - Visão das Atividades..... 30

Figura 3.1 – Estruturas de Modelos de Competição. Fonte: (Mello, 2012)..... 38

Figura 3.2 - Processo de Transformação de Energia em uma CGH. Fonte: Mancebo & Brandão (2013) 44

Figura 3.3 – Fluxograma de Procedimentos Para a Implantação de PCH. Fonte: (Ramos, Pugnaloni, & Amaral, 2014)..... 47

Figura 3.4 – Processo de Transformação de Energia em uma Unidade Eólica..... 49

Figura 3.5 – Processo de Transformação de Energia em uma Usina Termelétrica Movida a Biomassa do Bagaço de Cana-de-açúcar. Fonte: Adaptado Revista Galileu..... 51

Figura 3.6 – Fluxograma de Determinação da Garantia Física. Fonte: Adaptado Regras de Comercialização..... 58

Figura 3.7 – Processo de Determinação do PLD. Fonte: (Neves e Pazzini, 2012)..... 62

Figura 3.8 – Exemplo de Montagem Matriz de Comercialização de Energia Incentivada. Fonte: Regras de Comercialização 2015..... 66

Figura 3.9 – Exemplo de Montagem do Vetor Disponibilidade de Desconto..... 67

Figura 3.10 – Utilização de Saldos de Energia Incentivada para Abater Situações de Déficits. Fonte: Regras de Comercialização 2015..... 67

Figura 3.11 – Representação da determinação de perda por rede compartilhada (esquerda) e o caminho em que o ponto de medição está associado para obtenção da perda por ponto de medição (direita). Fonte: Regras de Comercialização 2015..... 70

Figura 3.12 – Tratamento das Perdas na Rede Básica. Fonte: (Neves e Pazzini, 2012)..... 71

Figura 3.13 – Submercados com Diferenças de Preços. Fonte: (Neves e Pazzini, 2012)..... 73

Figura 3.14 – Metodologia de Cálculo da Garantia Financeira. Fonte: (Neves e Pazzini, 2012)..... 76

Figura 4.1 – Entradas e Saídas PCH no Período de Estudo e Implantação..... 86

Figura 4.2 – Entradas e Saídas do Gerador Incentivado Período de Estudo e Implantação.... 87

Figura 4.3 – Entradas e Saídas PCH Período de Comercialização. Obs.: Dia útil (du)..... 88

Figura 4.4 – Entradas e Saídas do Gerador Incentivado no Período de Comercialização..... 89

Figura 4.5 – Macrointerações entre os Agentes no Setor Elétrico. Fonte: (Filho, 2012) 91

Figura 4.6 – Microinterações do Gerador Incentivado..... 92

Figura 4.7 – Interações Internas ao Gerador Incentivado..... 92

Figura 4.8 – Interdependências do Gerador Incentivado Atuando no ACL..... 93

Figura 4.9 – Etapas para viabilização do acesso para centrais geradoras que utilizam de recursos hídricos. Fonte: PRODIST..... 96

Figura 4.10 – Relações Físicas do Gerador Incentivado atuando no ACL..... 98

Figura 4.11 – Relações Econômicas do Gerador Incentivado atuando no ACL..... 101

Figura 4.12 – Relações Institucionais do Gerador Incentivado atuando no ACL..... 109

Figura 4.13 – Áreas de Influência..... 112

Figura 4.14 – Operação do Gerador Incentivado atuando no ACL..... 115

Figura 4.15 - Operação do Gerador Incentivado com Contrato Varejista..... 116

Figura 5.1 – Modelo de Negócio para uma PCH..... 127

Figura 5.2 – Troca de Informação na Comercialização de Energia da PCH..... 130

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Os Elementos da Business Model Generation e suas Respectivas Áreas..... 18

Tabela 2.2 - Lista Empresas Participantes do Consórcio Modular..... 29

Tabela 2.3 – Mapeamento entre *Business Model Ontology* e *E³value* 31

Tabela 2.4 - Relações *BMC* e *E³value* 32

Tabela 3.1 - Risco de Implantação de uma PCH e Formas de Controle. Fonte: (da Silva, Junqueira, Bercht, & Bremer, 2002) 46

Tabela 3.2 – Tabela dos Fatores de Ponderação (X) e Cogeração (Fc%). Fonte: REN nº 235/06 53

Tabela 3.3 - Documentos Necessários para Adesão do Gerador Incentivado na CCEE. Fonte: Procedimentos de Comercialização – Submódulo 1.1 – Adesão à CCEE..... 55

Tabela 4.1 – Aporte Garantia de Registro para a Elaboração de Inventário Hidrelétrico. Fonte: Anexo II, REN nº 672/15..... 99

Tabela 4.2 – Aporte da Garantia de Registro de Intenção à Outorga de Autorização. Fonte: Anexo I, REN nº 673/15..... 99

Tabela 4.3 – Aporte da Garantia de Registro para a Elaboração de Inventário Hidrelétrico. Fonte: Anexo II, REN nº 672/15..... 109

Lista de Siglas e Símbolos

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AGCC	Agência Central de Compra
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARESC	Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina
BIG	Banco de Informações de Geração
BMC	*Business Model Canvas*
BMO	*Business Model Ontology*
BM&FBOVESPA	Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRDE	Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CCD	Contrato de Conexão Sistema de Distribuição
CCE	Contratos de Compra de Energia
CCEALs	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre
CCEIE	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial
CCEICOGQ	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada de Cogeração Qualificada
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT	Contrato de Conexão Sistema de Transmissão
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Políticas Energéticas
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CPST	Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DITCs	Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas
Ee	Energia da utilidade eletromecânica
Ef	Energia da fonte
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
Et	Energia da utilidade calor
FATMA	Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina
$Fc\%$	Fator de Cogeração definido em função da potência instalada e da fonte primária da central termelétrica cogeradora;
GI	Gerador Incentivado
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP	Mercado de Curto Prazo
MEE	Mercado de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MMEEB	Modelo Mercantil de Energia Elétrica do Brasil
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição

MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NLC	Nota de Liquidação da Contabilização
OMG	*Object Management Group*
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PdC	Procedimentos de Comercialização
PLD	Preço da Liquidação da Diferença
REN	Resolução Normativa
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SCG	Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISNAMA	Sistema Nacional do Meio Ambiente
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
TGS	Teoria Geral dos Sistemas
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSDg	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Geradores)
UML	*Unified Modeling Language*
X	Fator de ponderação definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora.

Capítulo 1

Introdução

Nas últimas três décadas a geração de energia elétrica oriunda de fontes renováveis mais que dobrou em todo o mundo, é o que apontam dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2013, produzido pela Empresa de Pesquisas Energéticas (MME, 2013). Isto ocorreu devido ao fato de que muitos países promoveram a oferta de energia com tecnologias com baixa emissão de gases de efeito estufa.

Considera-se como fonte renovável de energia aquela que pode ser reconstituída pelo curso dos fenômenos naturais, e de certo modo enquadram-se como inesgotáveis, desde que os diversos ciclos da natureza se comportem do modo esperado (Viana, 2010).

No caso do Brasil, o enorme potencial hídrico fez com que a opção por centrais hidrelétricas de médio e grande porte fosse utilizada para desenvolver a geração de energia elétrica no país. No entanto, dados os impactos socioambientais desses empreendimentos, a evolução tecnológica, a redução de custos de outras tecnologias e, principalmente, o incentivo oferecido pelo governo para as tecnologias baseadas em fontes renováveis alternativas, como pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, solares e usinas termoelétricas movidas a biomassa, tornaram estas alternativas atraentes.

Especificamente, o incentivo é oferecido para os geradores que utilizam fontes renováveis alternativas para a produção de energia elétrica e optam por negociá-la através de leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou através de contratos bilaterais com consumidores com demanda contratada entre 500kW e 3MW, denominados consumidores especiais, no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Na segunda opção o relacionamento pode ocorrer de forma direta ou indireta, caso o gerador opte pelo uso de um intermediador, geralmente as comercializadoras. O citado incentivo resulta em descontos nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, não inferiores a 50% (ANEEL, 2006).

Segundo a CCEE, entidade responsável pela operação do mercado de energia, o número de consumidores especiais só tem aumentado, de modo que até a metade de 2016, esse número já ultrapassava os 1500 agentes, com tendência a continuar aumentando visto os 800 consumidores que possuem processo de adesão em andamento (CCEE, 2016a, 2016b).

Nesse sentido, espera-se um crescimento da oferta de energia renovável oriunda das pequenas fontes de geração mencionadas, visto o enorme potencial brasileiro e a expectativa de demanda por parte dos consumidores especiais. Esse crescimento está indicado no Plano Decenal de Energia 2023 elaborado pela EPE, que estima uma expansão média anual de 10,7% da capacidade instalada total dessas fontes até o ano de 2023, aumentando a

participação das mesmas de 13,9% para 24,1% da capacidade instalada total do país (EPE, 2014). Ressalta-se a situação econômica do país no ano de 2016, que contribui negativamente para a ocorrência das previsões dentro do prazo, porém após a recuperação a tendência é que as previsões se concretizem .

Desta forma, o aumento de agentes geradores de pequeno porte, denominados Geradores Incentivados (GI's), em conjunto com os consumidores especiais, permitem a formação de um verdadeiro mercado varejista, contribuindo com o amadurecimento e a eficiência do mercado de energia elétrica (Hunt, 2002; Lotero, 1999; Stoft, 2002).

No entanto, é necessário que esses geradores conheçam a estrutura e compreendam a forma de funcionamento do mercado de energia elétrica do Brasil, junto com as regras e os procedimentos que determinam seu comportamento. Assim, lhes será possível se posicionar no ambiente para criar, fornecer e capturar valor em uma indústria complexa e dinâmica, o qual não é uma tarefa trivial.

Ao realizar a pesquisa documental foi possível identificar duas linhas de trabalho relacionadas com os GI's. A primeira trata das dificuldades e barreiras enfrentadas pelos geradores de pequeno porte e a segunda se refere a estratégias para o gerenciamento dos riscos associados a essa atividade comercial.

As barreiras podem ser descritas como do tipo burocrática, técnica e financeira (Albano e Lotero, 2014). O primeiro tipo está relacionado com o elevado número de documentos e contratos necessários para o agente aderir, ser modelado e comercializar energia na CCEE. O segundo tipo reflete a necessidade do conhecimento das regras e procedimentos necessários para comercialização de energia, podendo o agente ficar exposto a penalidades quantificadas pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o qual é extremamente volátil (Heideier, Prado, & Saidel, 2009). Aqui deve ser destacada a dificuldade do agente gerador incentivado obter medições históricas relevantes da sua fonte primária de energia, para realizar estudos que permitam compreender o comportamento daquilo que é considerado o insumo para o produtor (Fânzeres et al., 2012). O terceiro tipo está relacionado com o financiamento de novos investimentos. Segundo Prandini (2013), entidades capazes de realizar o financiamento exigem como garantia de pagamento contratos de longo prazo, os quais dificilmente são realizados no ACL. Influenciam ainda na barreira financeira os custos de encontrar potenciais consumidores no mercado de energia elétrica e os custos envolvidos no processo de planejar, negociar e resguardar um acordo, assim como também os custos de barganha, má adaptação, formação da estrutura de governança e custos das garantias ao assumir compromissos seguros, todos eles formam os denominados custos de transação (Joskow & Schmalensee, 1983; Lotero, 1999; Williamson, 1996).

É possível perceber que existe um elevado número de fontes de incertezas relacionadas ao processo de comercialização de energia elétrica por parte do gerador incentivado, o que gera riscos que devem ser adequadamente medidos e gerenciados (Galesne, Fensterseifer, & Lamb, 1995). Logo, é necessário investir no conhecimento dos riscos envolvidos, porém é preciso saber quais riscos são relevantes e até onde se deve estudar cada um deles, visto que

investir sem o conhecimento mínimo dos riscos é um erro, assim como é economicamente inviável conhecer e trabalhar com todos os riscos (Tamarozi, 2002).

A segunda linha de trabalhos tem como base a proposição de estratégias para a redução dos riscos. Aguiar (2008) propõe um modelo de otimização estocástica capaz de definir a composição ideal de uma carteira com base nos perfis de geração de uma PCH e uma unidade termelétrica movida a biomassa, reduzindo o risco associado à sazonalidade das fontes, de modo a maximizar as receitas de uma empresa de comercialização de energia,

Fânzeres et al. (2012) propõe uma nova metodologia de comercialização de energia no mercado livre em que o produtor eólico tira proveito da conhecida complementaridade eólica com o perfil hídrico e monta um portfólio. Nele o produtor eólico fornece uma quota (%) do fluxo de caixa do portfólio para a PCH, de tal forma que ela receba um ganho em comparação ao que obteria se comercializasse sua energia sozinha, restando ao produtor eólico o que sobra deste fluxo de caixa. Desta forma, a quantidade energia hídrica no portfólio minimizaria o risco e maximizaria o valor do produtor eólico, criando um ambiente mais favorável a ambos os produtores no mercado livre.

Street et al. (2013) propõe a criação de um Mecanismo de Realocação de Excedentes financeiros para fontes Renováveis, denominado de (MRE-Renovável) a fim de reduzir o risco de preço e quantidade de geradores com produção intermitente na liquidação de CCEE. No MRE-Renovável os agentes rateiam entre si o total das liquidações financeiras, receitas ou despesas na CCEE, oriundas da contratação individual, utilizando para tal uma metodologia computacional de reparo eficientes de cotas.

Dos trabalhos anteriores se depreende a necessidade de considerar o gerador incentivado inserido em um sistema, a indústria de energia elétrica do Brasil. É através do pensamento sistêmico que será possível visualizar de que forma as inter-relações com os agentes que fazem parte desse ambiente complexo influenciam sobre a decisão de investir em geração incentivada e sobre a forma de atuação uma vez que se encontra no mercado, criando, fornecendo e recebendo valor. Nesse sentido, a principal contribuição do presente trabalho é a caracterização do ambiente complexo e dinâmico no qual está inserido o gerador incentivado e a identificação das relações e a forma como elas ocorrem com os outros agentes que fazem parte desse ambiente.

Portanto, o objetivo do trabalho pode ser colocado como avaliar as implicações do modelo da indústria de energia elétrica do Brasil sobre a inserção de geração incentivada, identificando as interdependências e interações do GI no complexo ambiente dessa indústria, de modo a visualizar os benefícios, os custos e os riscos envolvidos no processo de comercialização de energia, mostrando de que forma o GI pode criar, entregar e receber valor através da representação na forma de um modelo de negócio.

Para avaliar as implicações da inserção da geração incentiva, as interdependência e as interações do gerador na indústria de energia elétrica optou-se por utilizar uma estrutura analítica clara e consistente que permite relacionar diferentes áreas de conhecimento de modo

a obter uma visão da totalidade da organização e do seu ambiente. Essa ferramenta é a teoria de sistemas, que se baseia na ideia de que toda organização é um sistema aberto, e faz parte de um sistema ainda maior, sendo que a função da organização define suas entradas e saídas, a sua estrutura e suas interdependências (Chiavenato, 2003).

Como principal produto da aplicação da teoria de sistemas tem-se a visão sistêmica, a qual permite a compreensão do funcionamento da organização, interna ou externamente, através da caracterização da função exercida pela organização no ambiente, da estrutura de relações e interdependências, do processo operacional que define o tempo e espaço e as ações de controle que determinam os objetivos e soluções de problemas que devem ser resolvidos rapidamente (Halecker e Hartmann, 2013).

Contudo, considerando o ponto de vista de um investidor que pretende ou já atua no mercado de energia elétrica, o conhecimento aportado pela visão sistêmica deve ser traduzido para uma forma que seja do seu interesse, mostrando como o gerador incentivado fornece e recebe valor do meio, objetivo este delineado através da elaboração de um modelo de negócio.

O modelo de negócio mostra de que forma é possível criar valor, ou seja, transformar o produto/serviço em valor a partir da definição de estratégias de atuação (Kartseva et al., 2004; Orofino, 2011). Assim, o modelo de negócio coloca as informações obtidas através do conhecimento do todo sob forma de negócio, identificando e analisando os fatores relevantes para a atuação da organização.

Portanto, pode-se considerar que a pesquisa desenvolvida persegue dois fins: o primeiro é, através da teoria de sistema, identificar o ambiente, a estrutura da própria organização, os relacionamentos e a operação do gerador incentivado no ACL; o segundo é colocar a visão sistêmica na forma de negócio, definindo as trocas de valor do gerador incentivado no referido ambiente.

Quanto aos meios, na primeira etapa o trabalho é fundamentado em uma pesquisa documental em leis, decretos, resoluções, portarias, regras e procedimentos de comercialização, trabalhos científicos e livros. Partindo da base teórica elabora-se a visão sistêmica do gerador incentivado aportada pela teoria de sistemas, é analisado o modelo da indústria de energia elétrica do Brasil, com o foto nas regras e procedimentos que afetam a geração incentivada.

Na segunda etapa, foca-se em compreender as características de um modelo de negócio, partindo-se do conhecimento adquirido com a aplicação da teoria de sistema. Com base nas informações obtidas através do pensamento sistêmico, elabora-se um modelo de negócio para o caso específico de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

A estrutura do trabalho pode ser colocada da seguinte maneira: através da pesquisa documental e análise de conteúdo são definidos os dados, os quais são tratados com base na teoria de sistemas, fornecendo como produto a visão sistêmica, a partir da qual é possível

desenvolver o modelo de negócio, identificando como a organização pode criar valor nesse ambiente (Figura 1.1).

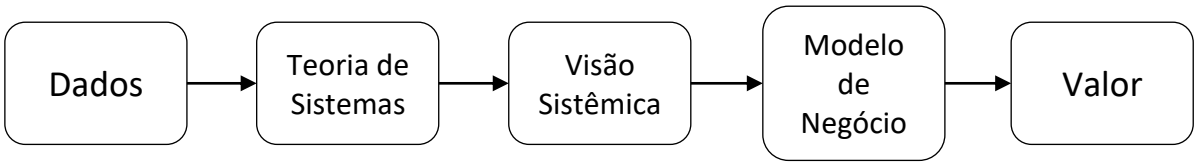

Figura 1.1 - Estrutura da Pesquisa

Portanto, o trabalho parte de questões amplas que vão se tornando mais diretas e especificas no decorrer da pesquisa, o que permite identificar a pesquisa como exploratória, descritiva e qualitativa, visto que se busca o entendimento do fenômeno como um todo, na sua complexidade.

Para isso é necessário desenvolver as seguintes atividades:

- Compreender o processo de aplicação da teoria de sistemas, para se obter a visão sistêmica;
- Identificar os elementos estruturais que devem compor o modelo de negócio do gerador incentivado;
- Investigar ferramentas que contribuam com a construção de um método para obter ou compreender a inserção do gerador incentivado no complexo mercado de energia elétrica do Brasil;
- Estabelecer intimidade com a forma de atuação do gerador incentivado;
- Desenvolver o diagrama sistêmico que mostre as relações do gerador incentivado; e
- Especificar um estudo de caso, para aplicar o processo de elaboração de modelos de negócio.

Nesse sentido, o trabalho está organizado da seguinte forma:

Capítulo 2 – Apresenta a teoria de sistemas, o pensamento sistêmico, a relação da visão sistêmica na elaboração de modelos de negócio, os elementos de um modelo de negócio, a elaboração de um modelo com base em duas metodologias a *BusMod* e do *Bussines Model Generation*, em seguida são apresentadas as ontologias *Business Model Canvas* e *E³-value* as quais são utilizadas na elaboração de modelos de negócio nas metodologias citadas e ao final do capítulo é proposta uma metodologia que utiliza dos conceitos do *BusMod* e do *Bussines Model Generation* na elaboração de modelos de negócio.

Capítulo 3 – Apresenta as estruturas de mercados de energia, o modelo mercantil brasileiro, caracteriza-se o gerador incentivado e suas principais tecnologias para a produção de energia e por fim detalha as regras e procedimentos que determinam a operacionalização do gerador incentivado atuando no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Capítulo 4 – Apresenta a visão sistêmica do gerador incentivado no ambiente de contratação livre, identificando a função, as interdependências, a operação e possíveis ações de controle.

Capítulo 5 – Expõe o modelo de negócio do processo de operação de uma PCH no estado de Santa Catarina, elaborado a partir da metodologia proposta no capítulo dois e ilustrado graficamente com auxílio da ferramenta *E³-editor*.

Capítulo 6 – Traz as conclusões do presente trabalho e aponta as sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Abordagem Sistêmica de um Modelo de Negócio

A prática de qualquer tipo de negócio tem associada incertezas e riscos. Portanto, é necessário que as organizações sejam capazes de caracterizar de forma eficiente e eficaz os ambientes interno e externo no qual estão inseridas, tendo como objetivo compreender o funcionamento do sistema e assim gerenciar as fontes de incerteza e, consequentemente, reduzir o risco, contribuindo para o sucesso do negócio.

A elaboração de modelos de negócios tem-se tornado uma prática comum entre as organizações para cumprir com os objetivos anteriormente mencionados. Isso ocorre porque o modelo de negócio permite visualizar a dinâmica do sistema que constitui o negócio, buscando sempre mitigar as incertezas intrínsecas do mesmo, tendo em vista a característica complexa e mutável do mercado.

Mesmo não havendo consenso sobre uma definição clara de modelo de negócio (Orofino, 2011), pode-se dizer que é uma abstração de um negócio complexo que busca mostrar o conjunto de elementos interdependentes que o compõem e as inter-relações entre esses elementos, manifestadas no relacionamento causal escolhas-consequências, o qual constitui um sistema. O modelo de negócio nessa visão sistêmica permite a sua análise, compreensão, desenho e desenvolvimento, propiciando a melhor gestão da organização e permitindo “simular” ou “experimentar” o comportamento no desenvolvimento de negócios atuais e futuros (Halecker e Hartmann, 2013).

Porém, mesmo que um modelo de negócio seja um sistema (Zott e Amit, 2010) os estudos de modelo de negócio não explicam o que isso significa do ponto de vista sistêmico. Assim, faz-se necessário entender a filosofia do pensamento sistêmico, a fim de se trabalhar com modelos de negócios (Halecker e Hartmann, 2013).

Para Zott e Amit (2010), em vez de concentrar-se em escolhas individuais, a perspectiva de sistema insere a atividade da empresa no pensamento sistêmico e holístico (compreensão integral do fenômeno e não apenas nas suas partes separadas) ao projetar seu modelo de negócio, isso porque a abordagem sistêmica permite identificar os elementos constituintes do negócio e descrever as atividades que os inter-relacionam, captando sua importância para o negócio. Nesse sentido, os autores vêm que a mensagem que a visão sistêmica passa aos gestores é clara: não olhar somente para as árvores, mas sim para a floresta de inter-relações, desenvolvendo adequadamente a concepção global do negócio, ao invés de concentrar-se em otimizar detalhes que podem ter baixo impacto.

Portanto, no presente capítulo será apresentado o conceito de sistema, serão descritas as bases da Teoria Geral de Sistemas e será mostrado como as principais características do pensamento sistêmico contribuem na descrição abstrata de um negócio. Posteriormente se desenvolve o conceito de modelo de negócio, apresentando os elementos necessários para a elaboração do mesmo e descrevendo as ontologias *Business Model Canvas* e *E³-editor*, que podem ser utilizadas para a elaboração de modelos de negócio.

2.1 Teoria Geral dos Sistemas

Na década de 1950, o biólogo alemão Ludwig Von Bertalanffy fez uma crítica sobre a visão que se tinha do mundo, dividida em diferentes áreas, como Física, Química, Biologia, Psicologia, Sociologia etc. Ele afirmava que eram divisões arbitrárias e com fronteiras solidamente definidas, produzindo espaços vazios entre elas, o que de fato não ocorre na natureza. O citado biólogo elaborou uma teoria denominada Teoria Geral dos Sistemas (TGS), cuja principal característica é uma visão do mundo que contemple a totalidade, visto que os sistemas não podem ser compreendidos apenas pela análise separada e exclusiva de cada uma das partes. Em outros termos, qualquer estímulo em qualquer unidade do sistema afetará todas as unidades, devido ao inter-relacionamento existente entre elas (Chiavenato, 2003).

A teoria da Gestalt (Kihler, 1959) mostra que é através da percepção da totalidade que o cérebro humano pode perceber e assimilar uma imagem ou um conceito. O ser humano observa o mundo como um conjunto de objetos que fazem sentido. A percepção pode ser considerada uma abstração do fenômeno ou objeto que mantem determinadas relações entre componentes. Isso, em essência, é a própria definição de sistema, ou seja, um conjunto de elementos inter-relacionados em que o observador atribui um ou mais objetivos (Iarozinski Neto e Leite, 2010).

O conceito de sistema proporciona uma visão compreensiva, abrangente, holística (a totalidade representa mais que a soma das suas partes) e gestálica (as leis estruturais do todo é que determinam as partes componentes, e não o inverso) de um conjunto de coisas complexas, dando-lhes uma configuração e identidade total (Chiavenato, 2003).

Portanto, a palavra sistema denota um conjunto de elementos interdependentes, ou um grupo de unidades combinadas que formam um todo organizado, ou seja, é um conjunto ou combinação de partes formando um todo complexo ou unitário.

Bertalanffy ainda identificou que existem subsistemas dentro de cada sistema, ao mesmo tempo cada sistema faz parte de outro sistema ainda maior. Além disso, os sistemas são abertos, cada um deles existe dentro de um meio ambiente constituído por outros sistemas, todos os sistemas de um meio ambiente estão sempre trocando energia e informação entre si (Chiavenato, 2003). O autor mostrou ainda que as funções de um sistema dependem da sua estrutura interna, cada sistema tem um objetivo ou finalidade e cada sistema tem seu papel no intercâmbio com outros sistemas dentro do meio ambiente.

Nesse sentido, Bertalanffy definiu três premissas básicas na TGS:

- *Os sistemas existem dentro de sistemas*: Cada sistema é constituído de subsistemas e, ao mesmo tempo, faz parte de um sistema maior, o supra sistema. Cada subsistema pode ser detalhado em seus subsistemas componentes, e assim por diante. Também o supra sistema faz parte de um supra sistema maior. Esse encadeamento parece ser infinito. As moléculas existem dentro de células, que existem dentro de tecidos, que compõem os órgãos, que compõem os organismos, e assim por diante.
- *Os sistemas são abertos*: É uma decorrência da premissa anterior. Cada sistema existe dentro de um meio ambiente constituído por outros sistemas. Os sistemas abertos são caracterizados por um processo infinito de intercâmbio com o seu ambiente para trocar energia e informação.
- *As funções de um sistema dependem de sua estrutura*: Cada sistema tem um objetivo ou finalidade que constitui seu papel no intercâmbio com outros sistemas dentro do meio ambiente.

Quanto aos tipos de sistemas, os mesmos podem ser classificados de diversas formas, Chiavenato (2003) os classifica quanto a sua constituição em físicos ou abstratos e quanto a sua natureza em abertos ou fechados. A rigor, não existem sistemas fechados na acepção exata do termo. A denominação de sistemas fechados é dada aos sistemas cujo comportamento é determinístico e programado e que operam com pequeno e conhecido intercâmbio de matéria e energia com o meio ambiente, são os chamados sistemas mecânicos, como as máquinas e os equipamentos.

Já os sistemas abertos apresentam relações de intercâmbio com o ambiente por meio de inúmeras entradas e saídas. Os sistemas abertos trocam matéria e energia regularmente com o meio ambiente, as quais são realizadas na fronteira do sistema. Essas fronteiras definem e limitam o sistema a ser estudado. A demarcação delas é arbitrária, e sua definição vai depender do fenômeno a ser analisado, das variáveis que o influenciam e do grau de entendimento e exatidão desejados. A fronteira do sistema define as variáveis que pertencem ao sistema e as que pertencem ao seu meio ambiente. Dessa forma, uma organização poderá ser entendida como um sistema ou subsistema ou ainda um macrossistema, dependendo da análise que se queira fazer. (Iarozinski Neto e Leite, 2010).

Dessa maneira, é possível afirmar que o conceito de sistema aberto é perfeitamente aplicável à organização empresarial. Visto que a organização é um sistema criado pelo homem e mantém uma interação dinâmica com seu meio ambiente, sejam clientes, fornecedores, concorrentes, entidades sindicais, órgãos governamentais e outros agentes externos (Chiavenato, 2003).

As características que permitem chegar a essa conclusão estão relacionadas com o fato de as organizações (Chiavenato, 2003):

(i) serem afetadas por mudanças em seus ambientes, o que resulta em consequências probabilísticas, sendo seu comportamento não totalmente previsível;

(ii) serem vistas como sistemas dentro de sistemas;

(iii) terem partes independentes porém inter-relacionadas;

(iv) cumprirem com o conceito de homeostase (capacidade de o sistema se manter em equilíbrio);

(v) possuírem fronteiras ou limites;

(vi) terem propriedade morfogênica (capacidade de modificar a si próprio e sua estrutura básica); e

(vii) terem a capacidade de superar o distúrbio imposto por um fenômeno externo (resiliência).

Por fim, o valor e a descrição dimensional de um sistema ou componente do sistema são caracterizados pelos seus parâmetros: entrada, saída, processo, retroação e ambiente (Chiavenato, 2003).

As entradas do sistema são tudo aquilo que vem de fora de suas fronteiras, e as saídas são aquilo que o sistema libera além de suas fronteiras como resultado de seu funcionamento (processo). O processo caracteriza a ação do sistema no sentido de cumprir seus objetivos. O controle está relacionado ao conceito de retroação ou feedback. A retroação é o fenômeno que possibilita que as saídas de um sistema influenciem em suas entradas mantendo o controle do sistema no sentido de atingir seus objetivos (Iarozinski Neto e Leite, 2010).

Porém, não é propriamente a TGS que interessa no presente trabalho, mas o seu produto principal: a abordagem sistêmica. Para Lieber (2001), a abordagem de sistemas é, antes de tudo, “uma maneira de pensar” e que tem como pretensão a compreensão do mundo empírico sobre uma estrutura teórica sistêmica.

Iarozinski Neto e Leite (2010) destacam que a abordagem sistêmica não é apenas o uso da noção de sistemas para a observação dos fenômenos, ela pressupõe uma estratégia de ação com o objetivo de gerar o entendimento de um fenômeno. A abordagem sistêmica pode ser adotada como um método para abordar a complexidade organizada, permitindo praticar a integração das disciplinas na solução dos problemas reais.

No caso do Gerador Incentivado os elementos necessários para a caracterização da sua organização transcendem o campo técnico da produção de energia elétrica, eles envolvem princípios gerais de outras ciências, como a economia e o direito. Portanto, com o uso da abordagem sistêmica é possível ter uma melhor a compreensão do funcionamento da organização, interna e externamente. Porém, realizar uma abordagem sistêmica não é um problema trivial, como no caso da comercialização de energia por um gerador incentivado no complexo modelo mercantil do setor elétrico brasileiro.

De acordo com Iarozinski Neto e Leite (2010), um fenômeno é complexo quando reúne as seguintes características: (i) o sistema que o representa é constituído por uma grande variedade de componentes ou elementos que possuem funções múltiplas e comportamentos variados; (ii) os elementos estão em constante evolução e são influenciados por eventos que não podem ser previstos com certeza; e (iii) a informação sobre o estado de todos esses elementos não pode ser conhecida em sua totalidade. Todas essas características são observadas no mercado brasileiro de eletricidade no qual o gerador incentivado está inserido. A abordagem sistêmica contribui para entender o problema de pesquisa e permite construir um modelo geral para observar as possíveis consequências das decisões tomadas por um gerador incentivado em um ambiente incerto e complexo, como assim também o efeito de políticas de incentivos e o impacto de mudanças regulatórias.

Em seu trabalho Iarozinski Neto e Leite (2010) sugerem um método para implementar a abordagem sistêmica, baseado em uma sequência de etapas que não devem ser consideradas como algo programado e fixo. Na medida em que as fases são implementadas, elas orientam a ação e podem se adaptar às mudanças do contexto que ocorrem quando a pesquisa progride. As etapas propostas são as seguintes:

1. Identificar o fenômeno – Nesta etapa o pesquisador deve definir o contexto de pesquisa, identificar o objeto ou fenômeno, os elementos relacionados, o ambiente imediato e geral e as fronteiras.
2. Desenvolver o modelo geral – O pesquisador constrói um modelo geral que agrega todos os conhecimentos acessíveis a ele e que possam ser utilizados para observar o fenômeno identificado.
3. Observar a realidade por isomorfismos com base no modelo geral – O conhecimento agregado no modelo geral passa a ser utilizado para observar o fenômeno real que está sendo estudado.
4. Desenvolver modelos da realidade – A realidade é representada por modelos que permitam torná-la mais inteligível aos olhos do pesquisador e da comunidade em que estão inseridos.
5. Agir sobre a realidade – O pesquisador irá agir sobre a realidade com base no seu modelo, de forma que ela se aproxime dos seus objetivos de pesquisa.

Nota-se que todo sistema admite uma representação, um modelo, reunindo as propriedades identificadas, cuja fronteira estabelece o meio ambiente e as entradas e saídas. O modelo refere-se sempre a um estado ou condição assumida pelo sistema em dado instante, e é o resultado de pressupostos ou do conjunto de conjecturas assumidas para se compreender o funcionamento desse sistema. Por ser o modelo uma abstração da realidade observada, há sempre simplificações, omissões e escolhas que o analista faz em conformidade com os seus propósitos (Lieber, 2001).

Muitas organizações vêm utilizado modelos de negócios para caracterizar a organização interna e externamente, porém, mesmo que um modelo de negócio seja um sistema (Zott e

Amit, 2010), são poucos os trabalhos, na bibliografia pesquisada, que buscam explicar o modelo de negócio do ponto de vista sistêmico. Assim, faz-se necessário entender de que forma o pensamento sistêmico contribui na elaboração de modelos de negócios efetivos e inovadores (Halecker e Hartmann, 2013). A seguir é apresentada a relação entre os dois conceitos.

2.2 Pensamento Sistêmico no Modelo de Negócio

De forma bastante simplista pode-se dizer que o pensamento sistêmico é um modo de pensar que usa a teoria de sistemas e a abordagem sistêmica para modelar sistemas sociais. Halecker and Hartmann (2013) utilizam o pensamento sistêmico como uma forma de inovar na construção de modelos de negócio e mostram a interação entre esses dois conceitos. Os autores utilizam a abordagem de pensamento sistêmico de Gharajedaghi (2007) e Pfeiffer (1971) para desenvolver modelos de negócio considerando as dimensões colocadas na Figura 2.1.

O pensamento sistêmico permite reconhecer cada objeto ou organização como um sistema que tem uma função ou propósito concreto. A função que deve cumprir o sistema se reflete na estrutura do mesmo, formada por cinco fatores: entrada, recursos humanos, organização, tecnologias e saída. Faz parte do sistema o processo que deve ser adequadamente controlado para conseguir o fim pretendido.

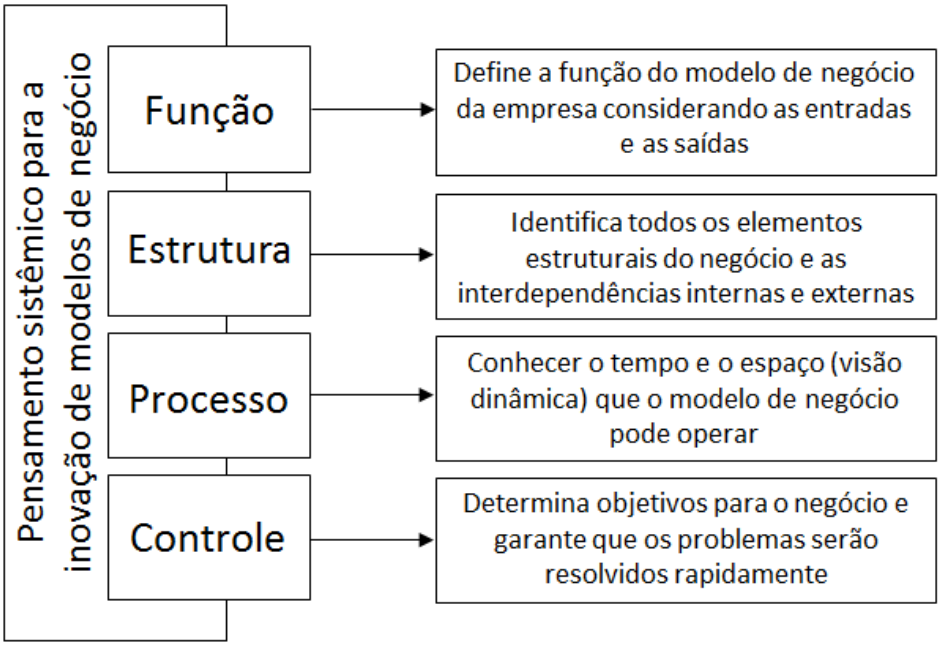

Figura 2.1 - Pensamento Sistêmico para a Inovação de Modelos de Negócio. Fonte: (Halecker e Hartmann, 2013)

Para Halecker e Hartmann (2013), os benefícios do uso do pensamento sistêmico na elaboração de modelos de negócio podem ser resumidos assim:

- O pensamento sistêmico oferece um ponto de partida formal comum para visões diferentes sobre um modelo de negócio complexo;
- Não existe preconceito quanto ao uso de termos abstratos;
- Permite a inclusão de um modelo de negócio completo com todos os componentes e elementos pensados holisticamente (função, estrutura, processo e controle);
- Permite uma visão interdisciplinar de diferentes áreas (p.e. economia, direito, gestão e tecnologia);
- Facilita uma visão integrada para a identificação de complexas interdependências causa-efeito;
- Revela conexões não descobertas previamente e evita a análise isolada;
- Facilita o desenho de novos modelos de negócio e a sua avaliação.

Portanto, é possível concluir que o pensamento sistêmico é uma abordagem que permite o desenho de um modelo de negócio inovador, que leve em consideração não só o objetivo e a estrutura do negócio como também a complexa dinâmica que envolve o mesmo. Com essa visão, nas seções seguintes são apresentados os elementos necessários para a elaboração do modelo de negócio.

2.3 Elementos de um Modelo de Negócio

Como já mencionado uma organização é um sistema, ou seja, um conjunto de elementos interdependentes com relações causa-efeito, os quais formam um todo complexo ou unitário. Entretanto, esses elementos e relações, geralmente complexos, não podem ser analisados isoladamente, necessitando, desta forma, uma visão integrada com o fim de identificar quais elementos e conexões possuem maior relevância.

Nesse sentido, um modelo de negócio permite obter uma versão simplificada da complexa realidade em que a organização se insere, com a criação de uma abstração do funcionamento do próprio negócio, possibilitando a eliminação de detalhes irrelevantes e focado nos aspectos principais.

Assim, a função do modelo de negócio é analisar, compreender, se necessário desenhar e, enfim, desenvolver uma representação de um sistema complexo, de modo a proporcionar uma melhor gestão da organização.

A partir da análise dos trabalhos de Orofino (2011), Osterwalder & Pigneur (2011), Carvalho (2008), Eriksson & Penker (2000), Kartseva et al. (2004) é possível identificar a similaridade de abordagem que o pensamento sistêmico e o conceito de modelo de negócio possuem, no entanto ao invés de utilizar as quatro dimensões (função, estrutura, processo e controle) a elaboração de modelos de negócio utiliza de outros elementos previamente

definidos. Nesse sentido percebeu-se ao comparar os mencionados trabalhos, os seguintes componentes de um modelo de negócio como relevantes:

Atores: São todos os agentes envolvidos no processo de troca de valor. No caso do Mercado de Energia Elétrica (MEE) esses atores podem ser consumidores, geradores, distribuidoras, transmissoras, agências reguladoras e demais agentes envolvidos no setor elétrico.

Atividades: São as atividades realizadas pelos atores, com o objetivo de obter benefícios. No MEE essas atividades podem ser a geração, transmissão, distribuição, comercialização, operação.

Objetos de Valor: São os serviços, produtos, dinheiro, ou até mesmo experiência trocado pelos atores. É importante ressaltar que o objeto só possui valor quando o tem para um ou mais atores.

Relacionamentos: São as formas com que os atores se relacionam e realizam as trocas de objetos de valor entre si.

Financeiros: São os elementos responsáveis por definir o fluxo de caixa da organização, receitas e custos.

É necessário esclarecer que um modelo de negócio não é constituído apenas pelos seus elementos, mas também pela forma como os mesmos são organizados e integrados interna e externamente visando atingir um resultado determinado. Nesse sentido, na próxima seção será descrito como deve ser realizada a organização desses elementos na elaboração de um modelo de negócio.

2.4 Elaboração de um modelo de Negócio

O processo de desenvolvimento de modelos de negócio varia para cada organização, haja vista suas peculiaridades. A motivação, o início do processo e a sua realização será diferente em cada caso, cabendo a cada organização proceder aos ajustes e adaptações que sejam necessárias (Orofino, 2011).

Da análise da bibliografia sobre o processo de elaboração de um modelo de negócio, dois trabalhos destacaram-se pela relevância e similaridade com o caso de geradores incentivados atuando no mercado livre de energia elétrica do Brasil.

O trabalho de Kartseva et al. (2004) mostra o resultado de um estudo solicitado pelo Grupo Iberdrola, utilizando a teoria de modelos de negócio, para avaliar os impactos do subsídio fornecido pelo governo espanhol à geração distribuída baseada em fonte renovável, que comercializa sua energia no sistema de distribuição local da Região Autônoma do País Basco. Para tanto foi utilizada a metodologia conhecida como *BusMod* (*Business Modelling*) e a ontologia *E³-value*.

Ontologias são estruturas que se organizam a partir de conceitos e de seus relacionamentos. Geralmente são criadas por especialistas que definem as regras que

determinam a combinação entre termos e relações em um domínio de conhecimento (Almeida & Bax, 2003).

O modelo de negócio elaborado a partir do *BusMod* e do *E³-value* define e ilustra graficamente as relações internas e externas do gerador e os efeitos do subsídio fornecido pelo governo. Obtém-se uma visão sistêmica do ambiente em que esse gerador opera ao reconhecer cada objeto ou organização como um sistema que tem uma função ou propósito concreto.

O objetivo da metodologia *BusMod* é guiar o agente interessado em geração distribuída a desenvolver um modelo de negócio específico para esse segmento de mercado. A ideia do negócio é descrita por meio de elementos pré-definidos, para assim realizar análises e avaliações sobre o mesmo. A análise centra-se em uma visão econômico-financeira do modelo de negócio sob a perspectiva do investimento e do fluxo de caixa, ou seja, como ocorre o fluxo financeiro nas transações de produtos e serviços, o que recebe o gerador quando fornece determinado serviço e, ainda, quais efeitos produzem as perturbações, como, por exemplo, perda de receita provocada por problemas técnicos que impossibilitem a produção de energia. Para isso a avaliação assume a forma "*e se*" (*whatif*) realizada sobre um conjunto de cenários. Por exemplo, o governo concede incentivo aos geradores incentivados, mas ***e se*** esse incentivo deixar de existir, como isso afeta a situação financeira do agente?

A metodologia *BusMod* está fundamentada em dois pilares. O primeiro é o uso de ontologias de modelagem de negócios para empresas que atuam no ramo do e-commerce, utilizando técnicas tradicionais de avaliação econômica de investimentos, como o cálculo do valor presente líquido e da taxa interna de retorno para uma carteira de negócios. O segundo pilar é o uso de uma terminologia e forma de trabalho específica no domínio de geração distribuída. Desta forma, o primeiro pilar fornece uma representação de conhecimento sobre o mundo ou alguma parte deste, o que se assemelha à definição do que é um sistema, partindo da ideia de que organizações são sistemas abertos. O segundo pilar fornece uma linguagem formal comum para visões diferentes sobre um modelo de negócio complexo, como é o caso da produção de energia elétrica. Nesse sentido, não há preconceitos quanto ao uso de termos abstratos da determinada atividade, permitindo assim uma maior participação e interação de diferentes comunidades, como por exemplo, engenheiros, administradores e economistas.

Portanto, a ideia geral de modelagem de negócio apresentada pelos autores consiste em definir a ideia do negócio e identificar quem são os atores e quais as trocas de valores entre eles, o que na visão do pensamento sistêmico equivale a estipular a função, a estrutura e o processo. Em geral, esse processo de modelagem inclui as seguintes atividades:

- Declaração concisa da ideia de negócio;
- Identificação dos objetivos do modelo de negócio;
- Identificação de possíveis soluções tecnológicas;
- Construção gráfica do modelo de valor;

– Construção do modelo financeiro;

– Análise de sensibilidade do modelo.

Os passos a serem seguidos no processo de construção de um modelo de negócio utilizando a metodologia *BusMod* estão ilustrados na Figura 2.2. O processo de elaboração inclui uma série de etapas, nas quais deve ser executado um certo número de tarefas de forma sequencial, sendo o resultado de cada etapa a entrada para o passo seguinte, e o resultado de todo o processo é um modelo de negócio com sua representação gráfica e as correspondentes planilhas de rentabilidade financeira, que facilitam a análise de sensibilidade do modelo de negócio.

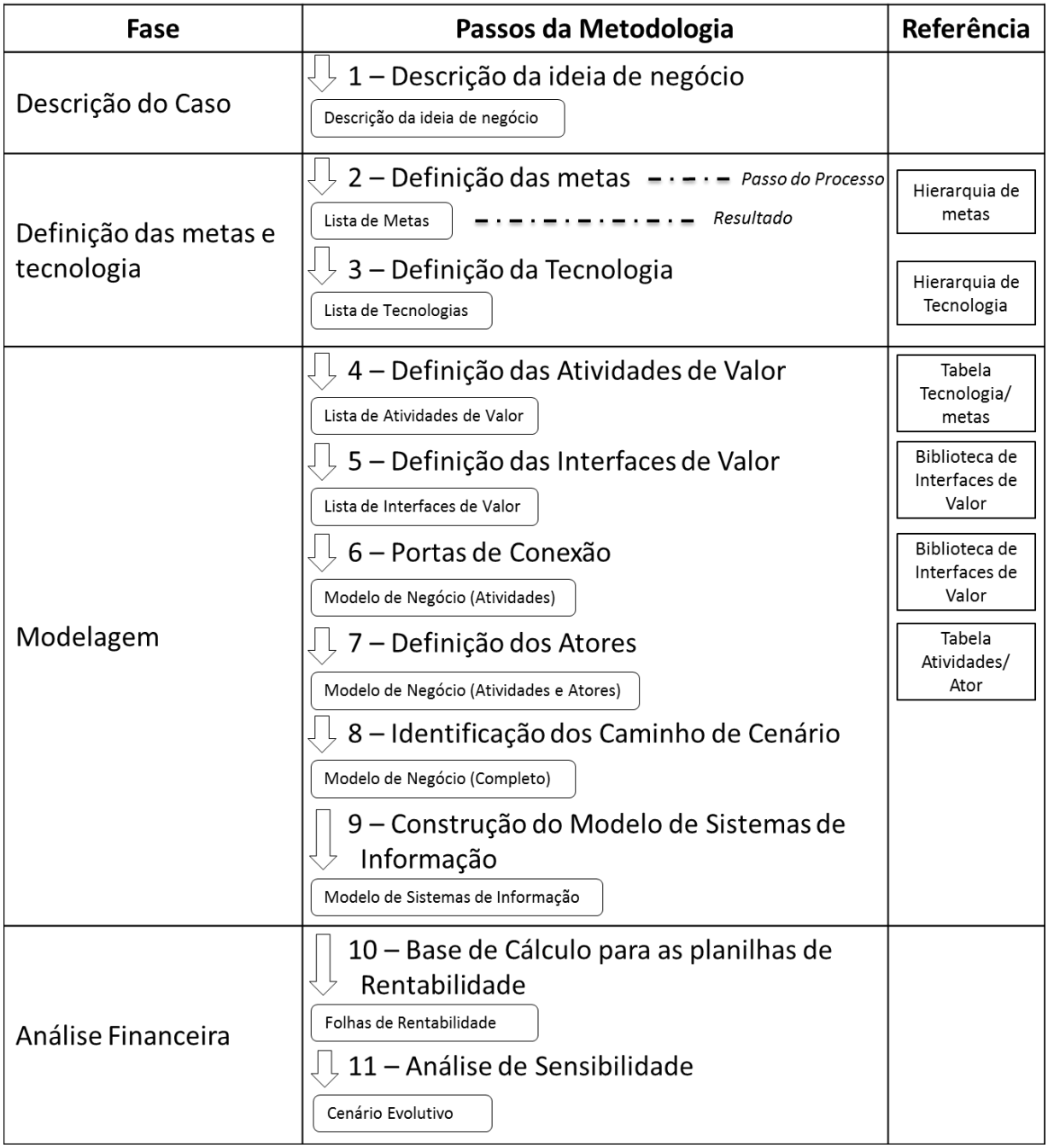

Figura 2.2 - Diagrama das Etapas do Processo BusMod. Fonte: (Kartseva et al., 2004)

Para a representação gráfica do modelo de negócio seguindo a metodologia *BusMod* os autores mencionados utilizam a ontologia "*E³-value*", a qual permite ilustrar os agentes envolvidos e suas trocas de valor, identificando visualmente diversas características do modelo de negócio. Essa ontologia possui um software livre e pode ser obtido no endereço eletrônico http://e3value.few.vu.nl/tools/. A Figura 2.3 ilustra um modelo de negócio obtido através da ferramenta *E³-value editor*.

O modelo de negócio ilustrado na Figura 2.3, retrata o processo de comercialização de energia entre produtores que utilizam de insumos oriundos de fontes renováveis para a produção de energia e consumidores finais conectados ao sistema de distribuição local da Região Autônoma do País Basco. Na Figura 2.3 os atores são identificados pelo retângulo cinza e os segmentos de mercados pelos retângulos cinza sobrepostos, as linhas vermelhas representam o comportamento dos estímulos durante o processo de comercialização. Os estímulos estão colocados cronologicamente de acordo com a ordem alfabética. Tem-se ainda o sentido das trocas de valor realizadas pelos diversos atores, assim como o objeto de valor fornecido e recebido por cada ator. Os conceitos e representações de cada elemento da Figura 2.3 são apresentados de forma detalha no decorrer desse capítulo, quando abordada a ontologia *E³-value*.

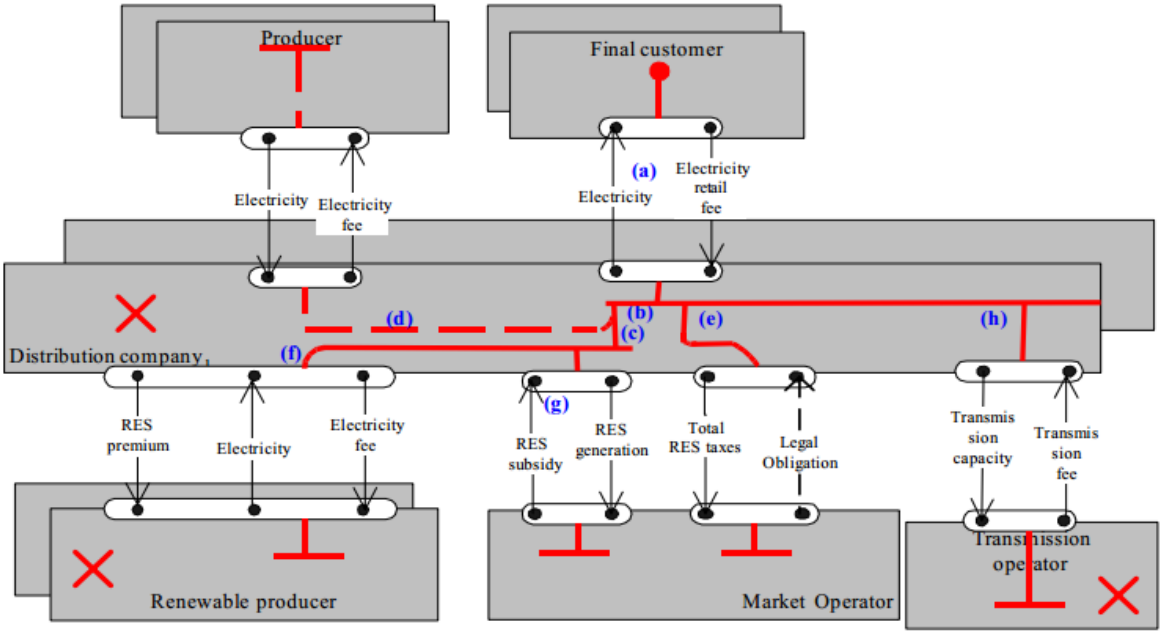

Figura 2.3 - Representação Gráfica Modelo de Negócio E³value. Fonte: (Kartseva et al., 2004)

O segundo trabalho de grande interesse é o de Osterwalder & Pigneur (2011), no qual os autores em conjunto com uma comunidade online, elaboraram um processo de construção de modelos de negócio, denominado de "*Business Model Generation*". Esse processo utiliza de técnicas que permitem criar o design de modelos de negócio próprios e padrões de modelos de negócio, baseados nos conceitos dos maiores pensadores da administração.

Para isso os autores consideram que o processo de elaboração de um modelo de negócio é composto por cinco etapas, cujas características podem ser descritas da seguinte maneira:

- **Mobilização:** Nesta etapa devem-se reunir todos os elementos para o projeto de um modelo de negócio e descrever a motivação que permeia o projeto, além de estabelecer uma linguagem comum para executar todas as demais atividades.
- **Compreensão:** Nesta etapa o modelo de negócio se aprofunda em conhecimentos relevantes. Coletando-se informações, discutindo com expertos e identificando potenciais clientes, suas necessidades e problemas.
- **Projeto ou design:** Nesta etapa transformam-se as informações e ideias obtidas até o momento em modelos de negócio de forma tal que os mesmos possam ser explorados e testados.
- **Implantação:** Nesta etapa implanta-se o projeto de modelo de negócio mais eficiente e eficaz da etapa anterior.
- **Gerenciamento:** Nesta etapa configura-se a estrutura gerencial para monitorar, evoluir, adaptar e transformar continuamente, caso haja necessidade, o modelo de negócio selecionado.

Segundo os autores, o processo raramente é linear, assim etapas podem se sobrepor ou acontecer com menor intensidade. Entre as etapas que geralmente ocorrem em paralelo estão a compreensão e o design.

Como fator fundamental para o sucesso tem-se a utilização de uma linguagem comum a todos os participantes da elaboração do modelo de negócio. Nesse sentido é apresentada uma ontologia que torna essa característica possível, permitindo descrever e manipular facilmente os modelos de negócio.

Em sua tese Osterwalder, defende que um modelo de negócio pode ser melhor descrito com nove componentes básicos, que mostram a lógica de como uma organização pretende gerar valor. Esses nove elementos cobrem quatro áreas principais de um negócio: clientes, oferta, infraestrutura e viabilidade financeira. A relação de cada elemento com sua respectiva área é apresentada na Tabela 2.1. Nesse sentido, esses nove componentes formam a base da ontologia proposta pelos autores o "*Business Model Canvas"*.

O *Business Model Canvas* se resume a um quadro no qual os nove elementos estão em posições específicas, de forma tal a permitir que pessoas que pretendem descrever, visualizar, avaliar e alterar os Modelos de Negócio tenham o entendimento de maneira ilustrativa de como componentes internos e externos da organização se relacionam para criar e capturar o valor proposto pela organização.

É necessário destacar também o trabalho de Eriksson e Penker (2000), no qual é apresentado um guia que permite utilizar a Linguagem Unificada de Modelagem (*Unified Modeling Language – UML*) para a elaboração de modelos de negócio.

Tabela 2.1 - Os Elementos da *Business Model Generation* e suas Respectivas Áreas

Pilares	**Elementos**
Proposta de Valor	Produto
Criação de Valor	Parcerias Chave
	Atividades Chave
	Recursos Chave
Entrega de Valor	Canais
	Segmentos de Clientes
	Relacionamento com Clientes
Captura de Valor	Estrutura de Custo
	Fontes de Receita

A UML é uma sucessora da onda de métodos de análise de projetos orientados a objetos que surgiu no final dos anos oitenta. Mais especificamente ela é uma unificação de métodos de vários autores que ao final foram padronizados pela *Object Management Group (OMG)*. De forma geral, a UML é uma linguagem padrão para modelagem que consiste em diagramas que mostram aspectos importantes de um sistema, como comportamento, estrutura e funcionalidade. Os diagramas da UML representam graficamente todos os elementos do sistema permitindo a visualização do mesmo sob diferentes perspectivas. No entanto, por possuir princípios básicos similares as metodologias do *BusMod* e *Business Model Generation*, optou-se por não utilizar essa linguagem no processo de elaboração no modelo de negócio para o gerador incentivado.

Deste modo, para a compreensão do modelo de negócio proposto nesse trabalho é fundamental identificar as características principais das ontologias propostas pelos autores mencionados na elaboração de modelos de negócio, visto que ambas permitem elaborar uma representação gráfica dos modelos de negócio e principalmente estipulam uma linguagem comum a todos os envolvidos no processo de elaboração do modelo de negócio. Assim as duas seções seguintes tratam das ontologias *Business Model Canvas* (Osterwalder & Pigneur, 2011) e *E³-value* (Akkermans & Gordijn, 2003; Kartseva *et al.*, 2004) A importância da primeira ontologia se deve ao uso recorrente nas mais diversas áreas, demonstrando a enorme capacidade de adaptação e uma forma de linguagem mais difundida, e o segunda pela enorme aplicabilidade na elaboração de modelos de negócio para geração incentivada.

2.5 *Business Model Canvas*

De acordo com Osterwalder e Pigneur (2011), é necessário que o conceito de modelo de negócio seja compreendido por todos os envolvidos no processo. O desafio é que esse conceito seja simples, relevante e intuitivamente compreensível, ao mesmo tempo em que não

simplifique demais a complexidade de funcionamento de uma empresa. Os autores acreditam que um modelo de negócio pode ser bem descrito com nove componentes básicos, os quais mostram a lógica de como uma organização pretende gerar valor. Os nove componentes cobrem as quatro áreas principais de um negócio: clientes, oferta, infraestrutura e viabilidade financeira, ocorrendo um relacionamento interativo que envolve as trocas entre os diferentes atores e ambientes como ilustrado na Figura 2.4.

Os mesmos autores adaptaram a Figura 2.4 em um quadro que permite descrever, analisar e desenhar modelos de negócio, conforme ilustrado na Figura 2.5, denominada "*Business Model Canvas*" (BMC).

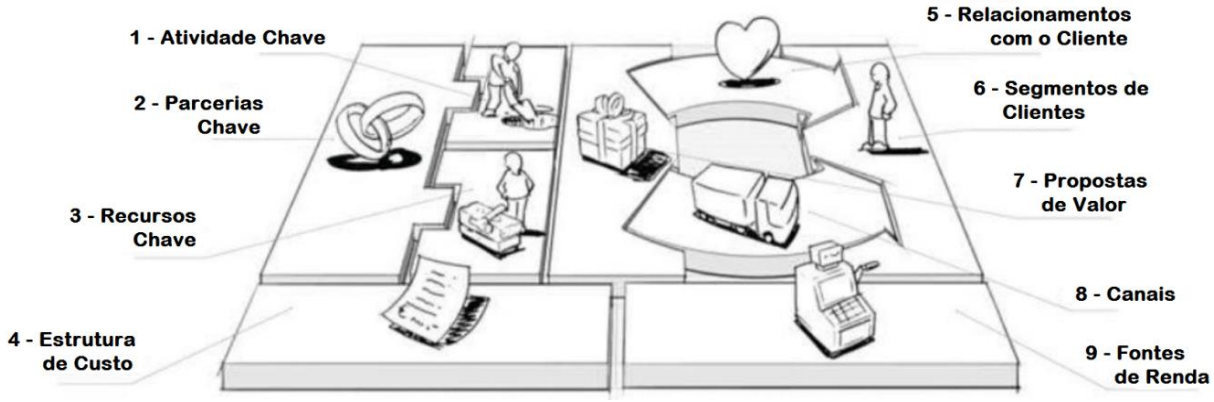

Figura 2.4 - As Interações dos Nove Elementos do Business Model Generation. Fonte: (Osterwalder e Pigneur, 2011)

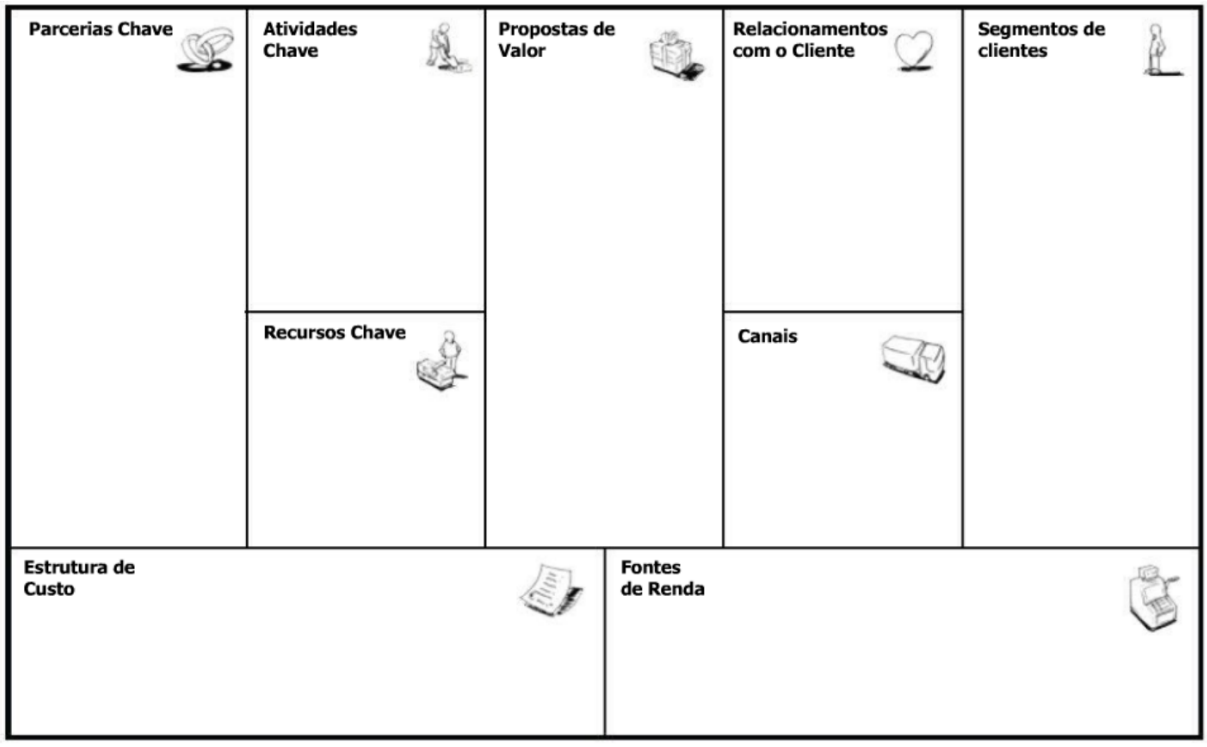

Figura 2.5 - Business Model Canvas. Fonte: (Osterwalder e Pigneur, 2011)

Os autores dividem a Figura 2.4 em dois hemisférios, como no cérebro humano, onde os blocos numerados de 1 a 4, posicionados do lado esquerdo, representam a parte lógica e eficiente do processo, e os blocos numerados de 5 a 9 representam o lado emocional e de valor para uma organização. A seguir são explicados de forma mais detalhada cada um dos nove blocos, conforme pode ser encontrado em Osterwalder & Pigneur (2011, p. 20 a 41).

Atividades Chave

O componente "atividades chave" descreve as ações mais importantes que uma empresa deve realizar para fazer funcionar o seu modelo de negócio. As atividades chave variam conforme o tipo do modelo de negócio, mas devem sempre focar em criar e oferecer uma proposta de valor, alcançar os mercados, manter o relacionamento com o cliente e obter receitas. Assim, devem ser consideradas as seguintes questões:

- Que atividades chave requerem nossa proposta de valor? nossos canais? o relacionamento com o cliente? as fontes de receita? e os demais blocos?

Parcerias chave

O componente "parcerias chave" descreve a rede de fornecedores e parceiros que põem o modelo de negócio para funcionar. Ultimamente as empresas têm formado parcerias por diversas razões, sendo a pedra fundamental em muitos modelos de negócio. Geralmente as empresas criam parcerias para otimizar seus modelos, reduzir os riscos ou adquirir recursos.

Pode-se distinguir quatro tipos diferentes de parcerias: Alianças estratégicas; Coopetição, ou seja, parcerias estratégicas entre concorrentes; *Joint ventures* para desenvolver novos negócios; Relação comprador-fornecedor para garantir suprimentos confiáveis.

Para isso é necessário responder questões como:

- Quem são nossos principais parceiros?
- Quem são nossos principais fornecedores?
- Que recursos principais estamos adquirindo dos parceiros?
- Que atividades chave os parceiros executam?

Devem ser respondidas e analisadas buscando sempre novos potenciais parceiros. Deve-se observar que para ter uma parceria ambos os agentes devem obter benefícios.

Recursos chave

O bloco dos "recursos chave" descreve os ativos mais importantes necessários para fazer um modelo de negócio funcionar. Esses recursos permitem que uma empresa crie e ofereça uma proposta de valor, alcance os mercados, mantenha um relacionamento com os segmentos de clientes e obtenha receitas. Os recursos-chave podem ser físicos, financeiros, intelectual ou humano, serem próprios ou terceirizados.

Estrutura de custo

A estrutura de custo descreve todos os custos envolvidos na operação de modelos de negócio. Criar e oferecer valor, manter o relacionamento com os clientes e gerar receitas incorrem em custos. Tais custos podem ser calculados com relativa facilidade depois de definidos os recursos, as atividades e parcerias principais. Para isso é necessário definir os seguintes:

- Quais são os custos mais importantes em nosso modelo de negócio?
- Que recursos principais são mais caros?
- Quais atividades chave são mais caras?

Naturalmente, os custos devem ser minimizados em todos os modelos de negócio. Mas ocorrem casos onde a estrutura de baixo custo é mais importante (Ex: Linhas áreas econômicas). Portanto pode ser útil distinguir entre duas grandes classes de Estrutura de Custo: direcionado pelo custo e direcionado pelo valor (muitos modelos de negócio estão entre os dois extremos).

Relacionamentos com o cliente

O bloco “Relacionamentos com o cliente” descreve os tipos de relação que uma empresa estabelece com um segmento específico de clientes. Desta forma, a organização deve ter definida a forma de relação que vai estabelecer com cada segmento específico de cliente, seja ela pessoal ou automatizada, sendo guiada pelas motivações de conquista do cliente, retenção do cliente ou ampliação das vendas.

O relacionamento com o cliente utilizado pela organização influencia profundamente a experiência geral de cada cliente. Para isso é necessário que a organização tenha definido os seguintes aspectos:

- Que tipo de relacionamento cada um dos nossos segmentos de clientes espera que estabeleçamos com eles?
- Quais já estabelecemos?
- Qual o custo de cada um?
- Como se integram ao resto do nosso modelo de negócio?

Segmentos de cliente

O componente “segmentos de clientes” define os diferentes grupos de pessoas ou organizações que uma empresa busca alcançar e servir. Os clientes são considerados o centro de qualquer modelo de negócio e devem ser rentáveis, para que a empresa possa sobreviver por muito tempo. Para satisfazê-los, os clientes podem ser agrupados em segmentos distintos, cada qual com necessidades comuns, comportamentos comuns, ou por outros atributos comuns.

Deve-se então responder:

- Para quem estamos criando valor?
- Quem são nossos consumidores mais importantes?

Assim, cabe à organização o dever de tomar uma decisão consciente sobre quais segmentos servir e quais ignorar. Uma vez tomada a decisão, um modelo de negócio pode ser melhor projetado já com a compreensão das necessidades de clientes específicos.

Proposta de valor

O componente “Proposta de Valor” descreve o pacote de produtos e serviços que criam valor para um segmento específico de clientes, devendo justificar porque um cliente compraria de nossa empresa e não dos concorrentes. A proposta de valor resolve um problema ou satisfaz uma necessidade do consumidor e é o motivo pelo qual os clientes escolhem uma empresa ou outra. Portanto, a proposta de valor é uma agregação de benefícios que uma empresa oferece aos seus clientes, devendo responder os seguintes questionamentos:

- Que objeto de valor entregamos ao cliente?
- Qual problema estamos ajudando a resolver?
- Que necessidades estamos satisfazendo?
- Que conjunto de produtos e serviços estamos oferecendo para cada segmento de cliente?
- Qual é o preço ofertado?

Canais de distribuição

O componente “Canais” descreve como uma empresa se comunica e alcança seus segmentos de clientes para entregar uma proposta de valor. Os canais são pontos de contato com o cliente e têm várias funções, como: amplia o conhecimento que os clientes têm sobre os produtos e serviços da empresa; ajuda os clientes a avaliar a proposta de valor; e permite que os clientes comprem produtos e serviços específicos.

Encontrar a mistura certa de canais para satisfazer o modo como os clientes querem ser contatados é crucial para levar uma proposta de valor ao mercado. Uma organização pode optar entre alcançar seus clientes através de canais particulares, canais em parceria ou uma mistura de ambos.

Para isso devem-se responder as seguintes questões:

- Através de quais canais nossos segmentos de cliente querem ser contatados?
- Como os alcançamos agora?
- Como nossos canais se integram?
- Qual funciona melhor?
- Quais apresentam melhor custo-benefício?

- Como estão integrados à rotina dos clientes?

Fontes de Receita

O componente “Fontes de Receita” representa o dinheiro que uma empresa gera com cada segmento de cliente. A organização deve se perguntar: que valor cada segmento de cliente está disposto a pagar? Responder com sucesso essa pergunta permite que a organização gere uma ou mais fontes de receita.

Um modelo de negócio pode envolver dois tipos diferentes de fontes de receita, as resultantes de pagamento único e as de renda recorrente, resultante do pagamento constante advindo da entrega de uma proposta de valor aos clientes ou do suporte pós-compra.

Nesse sentido, é importante no processo de definição das fontes de receita definir os seguintes fatores:

- Por quais valores nossos clientes estão realmente dispostos a pagar?
- Pelo que eles pagam atualmente? Como pagam? Como prefeririam pagar?
- O quanto cada fonte de receita contribui para o total de receita?

2.6 E³-value

Como mencionado anteriormente, a ontologia *E³-value* permite representar graficamente, de forma rigorosa e estruturada, uma ideia de negócio, mostrando que partes intercambiam objetos de valor com quem, e o que se espera de retorno. Está organizada sob três pontos de vista: o ponto de vista global dos atores, o ponto de vista dos detalhes dos atores e o ponto de vista das atividades de valor. A seguir são apresentados os detalhes associados a cada um desses pontos de vista.

2.6.1 Visão global dos atores

O principal objetivo do ponto de vista global dos atores é explicar o modelo de valor para todas as partes interessadas e envolvidas, ocultando a complexidade que é desnecessária, a qual é mostrada no ponto de vista detalhado dos atores. Conjuntos de atores podem ser agrupados de forma a ter um número limitado de atores no modelo de valor e assim reduzir a complexidade. Além disso, a pretensão das atividades de valor dos atores não é mostrada por este ponto de vista. O ponto de vista global dos atores mostra os objetos de valor trocados entre esses atores. Para isso utiliza-se dos seguintes elementos:

Atores

Um ator é percebido por seu ambiente como uma organização economicamente independente, ou seja, uma organização capaz de ser rentável depois de um período de tempo razoável. Empresas e consumidores finais são exemplos de atores.

Um ator tem um nome, por exemplo, o nome da empresa, ou um nome que representa o papel desse ator. É representado no diagrama por um retângulo com seu nome.

No caso da comercialização de energia incentivada esses atores podem ser consumidores, geradores, distribuidoras, transmissoras, entidades governamentais e pessoas envolvidas com o setor elétrico.

Objeto de valor

Atores trocar objetos de valor. Um objeto de valor é um serviço, um produto, ou até mesmo uma experiência, que é de valor econômico para, pelo menos, um dos atores envolvidos em um modelo de negócio. Atores podem valorizar um objeto diferente de acordo com suas próprias preferências de avaliação. Do ponto de vista da modelagem, estamos interessados no tipo de objetos de valor que os atores trocam.

Um objeto de valor tem um nome. Embora a escolha do nome, expressa o objeto a partir de um ponto de vista de valor econômico. No diagrama o objeto de valor é representado, mostrando o nome do objeto próximo uma troca de valor (a ser discutido abaixo), o que representa um comércio potencial de tal objeto, ou mostrando os nomes entre as portas de valor mais próximas que oferecem ou demandam objetos.

No caso da comercialização da energia incentivada esses produtos podem ser serviços, energia elétrica, produtos, dinheiro ou até mesmo experiências profissionais.

Porta de valor

Um ator usa uma porta para fornecer ou receber objetos de valor do ambiente composto por outros atores. Assim, a porta de valor é usada para interligar os agentes de modo que eles sejam capazes de trocar objetos de valor. Tal objeto de valor que flui para dentro ou fora de um ator indica uma mudança de propriedade, ou mudança de direitos.

Na metodologia *E³-value* o conceito de porta de valor permite abstrair a parte dos processos internos do negócio, e se concentrar apenas em como os atores e os outros componentes estão “ligados”.

Nesse sentido, a porta de valor tem uma direção, a qual pode ser entrando (in-port) ou saindo (out-port) indicando se o objeto de valor está fluindo para dentro ou para fora do ator. No diagrama a porta de valor é representada por um pequeno círculo preto, sendo opcional, porém muito útil, identificar o objeto oferecido ou solicitado pela porta.

Interface de Valor

Os atores têm uma ou mais interfaces de valor, porém em muitos casos essa interface de valor é aglomerada, agrupando assim sua oferta de valor individual.

A interface de valor mostra um importante conceito da ontologia *E³-value,* o conceito da reciprocidade econômica. O qual determina que os atores atuam de forma racional, de modo que só oferecem objetos de valor a alguém, se em troca receberem uma compensação adequada. Portanto, é por meio a interface de valor, que se modelam as ofertas de valor do ator, ou seja, o que o ator está disposto a oferecer para o ambiente, e o que espera em troca. Essas trocas de valor são realizadas via as portas de valor.

No diagrama a interface de valor é representada por uma caixa arredondada junto ao ator. As portas de valor são desenhadas no interior da caixa arredondada.

Troca de valor

A troca de valor é utilizada para ligar duas ou mais portas de valor e representa uma ou mais operações potenciais na troca de objetos de valor. Desta forma, as portas de valor podem conectar uma ou mais trocas de valor.

A Figura 2.6 representa essa situação, onde o ator “a” necessita do objeto de valor “z” e demanda o objeto de valor “y”. Para isso ele realiza trocas de valor com os atores “b” e “c” utilizando-se da mesma porta. Nota-se que o modelo de negócio não representa o número de ocorrências das trocas de valores e nem o seu ordenamento ao longo do tempo.

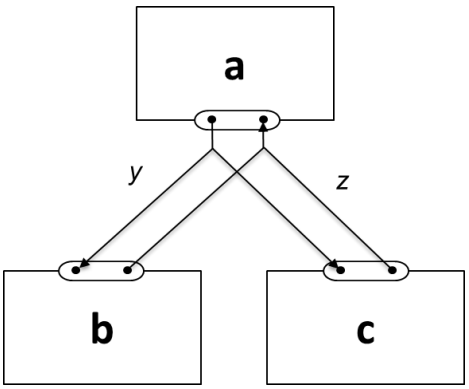

Figura 2.6 - Trocas de Valor

No diagrama a troca de valor é representada por uma flecha que liga as portas de valor e o objeto de valor tem o nome indicado nas proximidades da troca de valor.

Segmento de Mercado

O conceito de segmento de mercado significa identificar, num mercado heterogêneo, grupos homogêneos com características semelhantes (Tomanari, 2003). Os autores da metodologia *E³*-value empregam a noção de segmento de mercado para mostrar que um número de atores atribui valor econômico aos objetos de forma igual. Esta construção é muitas vezes usada para modelar um grande grupo de produtores ou consumidores finais, os quais valorizam seus objetos de valor da mesma forma. Percebe-se que, na prática, nenhum ator irá valorizar exatamente igual um objeto, mas supondo uma avaliação igual para alguns grupos de atores é possível uma simplificação necessária, para obter modelos de negócio compreensíveis.

Na maioria dos casos, atores individuais de um segmento de mercado são deixados implícitos, ou seja, são modelados individualmente. A Figura 2.7 ilustra a situação onde os atores b1, b2 e b3 com as mesmas trocas de valores são agrupados em um segmento de mercado.

Aos segmentos de mercado são atribuídos nomes que geralmente estão relacionados com as características dos atores que o compõem como, por exemplo, consumidores, geradores ou afins. O na ontologia *E³-value* o segmento de mercado é representado no

diagrama como um grupo de atores sobrepostos. A interface de valor do segmento de mercado é apresentada em uma das extremidades do conjunto de atores. O ator explicitamente modelado que também é parte de um segmento de mercado é mencionado no nome do segmento de mercado.

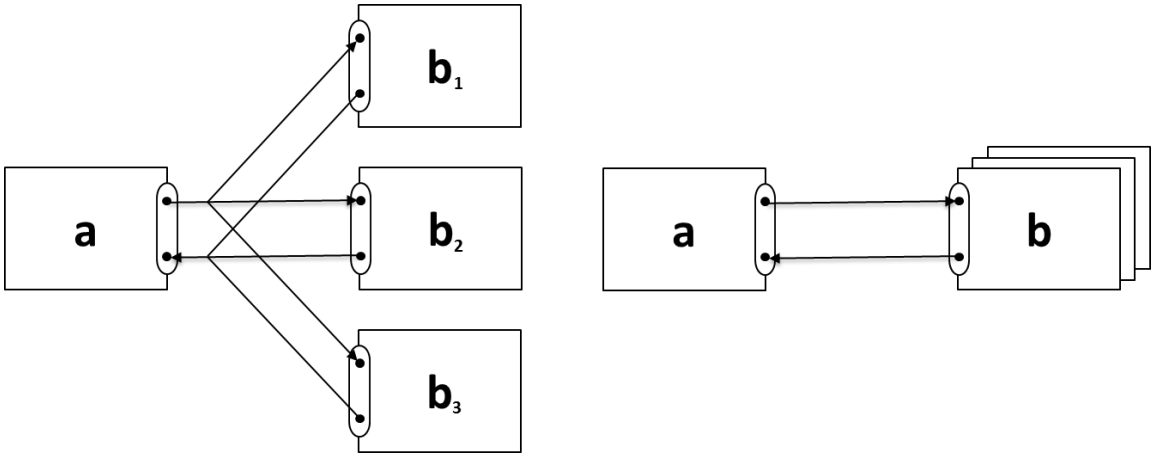

Figura 2.7 - Segmento de Mercado

Desta forma apresentado os elementos da visão global, a Figura 2.8 ilustra as formas gráficas e relações supra citadas.

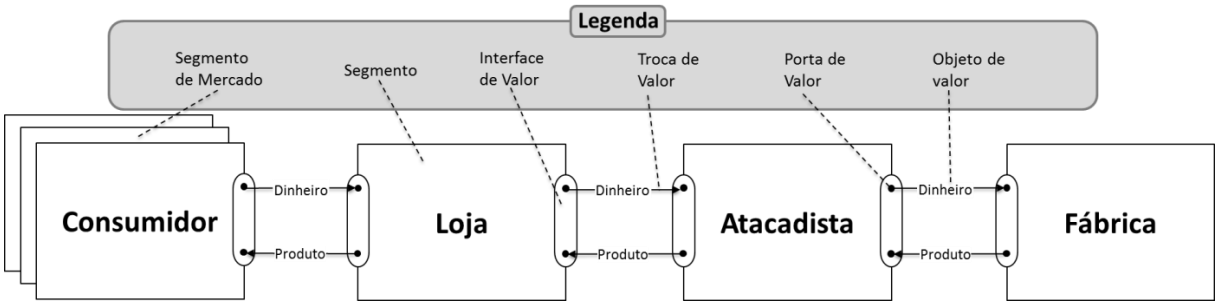

Figura 2.8 - Visão Global do Atores

2.6.2 Visão Detalhada dos Atores

A razão para introduzir um ponto de vista dos detalhes do ator pode ser de dois tipos. A primeira é para detalhar um ator identificado no ponto de vista global dos atores em mais atores, o que segundo os criadores da ontologia pode-se definir como uma constelação de valor. O Conceito de constelação de valor foi introduzido por (Normann & Ramirez, 1995), e baseia-se na ideia de que o valor é coproduzido por atores que se inter-relacionam e que distribuem a si mesmos e aos outros as tarefas que a criação de valor comporta, ou seja, a oferta fornecida ao consumidor resulta do esforço conjunto dos atores.

Uma segunda razão para introduzir um ponto de vista detalhado é a representação de parcerias entre os atores. Um número de atores pode decidir apresentar-se, como um ator de empresa virtual ao seu ambiente, como em (Davidow e Malone, 1992). Na parceria os atores decidem sobre uma interface de valor comum para o seu ambiente.

A visão detalhada dos atores revela dois conceitos: Ator composto e ator elementar. O ator composto permite resumir partes internas ou mostrar uma interface de valor comum de atores que decidem apresentar-se como uma empresa virtual. O ator elementar é a decomposição mais básica da perspectiva de ator.

É importante perceber que atores compostos são formados em razão da interface de valor e não simplesmente pela união de atores. Por exemplo, no caso de parcerias, um dos atores pode decidir oferecer objetos em conjunto com outros objetos de outros atores, mas pode também oferecer objetos por conta, portanto não é o ator que está agrupado mais sim o que ele oferece ao ambiente. A mesma coisa acontece para uma constelação de valor, em que alguma das interfaces de valor se relaciona com o grupo de atores e as outras podem se relacionar em algum outro ponto do modelo de negócio.

A representação do ator composto no diagrama se dá por meio de um retângulo ao redor dos atores cujas interfaces de valor são agrupadas. Dentro deste retângulo, as interfaces de valor dos atores devem ser mostradas. Como é ilustrado na Figura 2.9 através do exemplo da fábrica de caminhões que a Volkswagen instalou em Resende-RJ.

A fábrica trata-se de um consórcio modular, onde os próprios fornecedores fazem a montagem do caminhão e a Volkswagen é responsável pelo projeto do veículo, desenho do processo, controle de qualidade e colocação da marca. A lógica que guia o processo é diminuir custos para a montadora e para o processo como um todo, e envolver os fornecedores nos riscos e benefícios do produto final. O funcionamento do consórcio é melhor descrito em (Bueno, Vendrametto, & Alisancic, 2007). A Tabela 2.2 lista as empresas participantes do consórcio modular e suas respectivas funções.

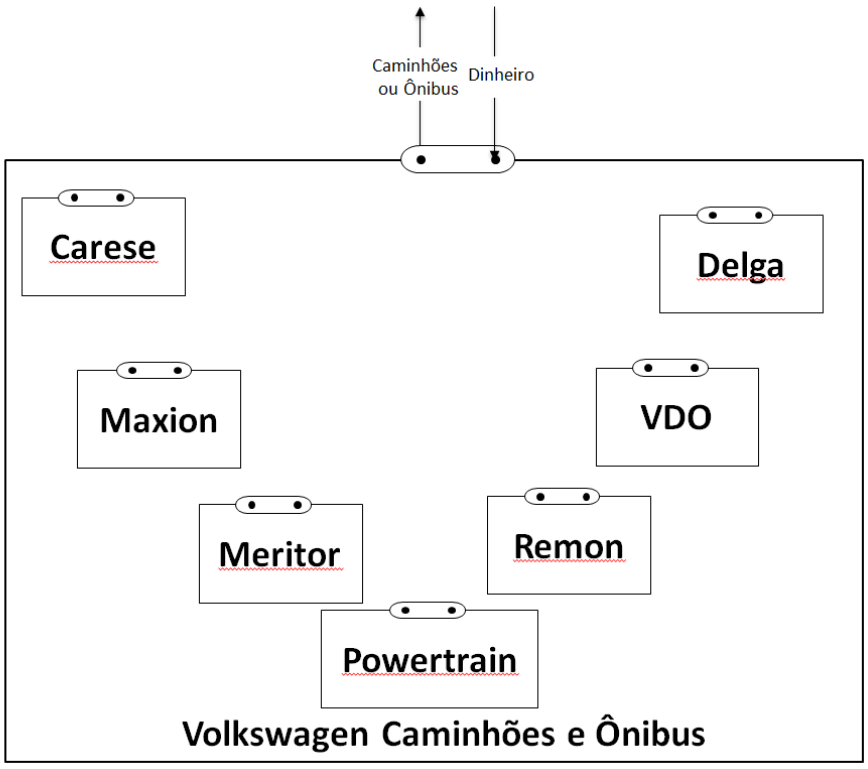

Figura 2.9 - Visão Detalhada dos Atores

Tabela 2.2 - Lista Empresas Participantes do Consórcio Modular

Função	Empresa
Chassis	Maxion
Eixo e Suspensão	Meritor
Rodas e Pneus	Remon
Motor	Powertrain
Cabine e acabamento final	VDO
Montagem da Carroceria	Delga/KG
Pintura	Carese/Eisenmann

2.6.3 Visão das atividades

Já o ponto de vista das atividades de valor mostra a atividade realizada pelos atores para criar lucro ou para aumentar o valor para si próprio. O principal objetivo do ponto de vista das atividades na elaboração de um modelo de negócio é atribuir atividades de valor para os atores. O que permite o investidor que elabora o modelo de negocio estabelecer decisões estratégicas.

Portanto, os atores executam atividades de valor e consequentemente essa atividade deve produzir lucro ou aumentar de valor econômico do ator. Entretanto para uma melhor compreensão, as atividades de valor podem ser decompostas em atividades menores, porém devem sempre respeitar a característica de produzir lucro ou aumento de valor econômico. Caso a atividade seja decomposta e não cumpra tal requisito não existe a necessidade de representa-la no modelo de negócio.

No diagrama a atividade de valor representada por uma caixa arredondada, que é desenhada dentro do ator que realiza a atividade. A Figura 2.10 representa o caso da Figura 2.9 sobre a perspectiva das atividades, baseado nas informações da Tabela 2.2.

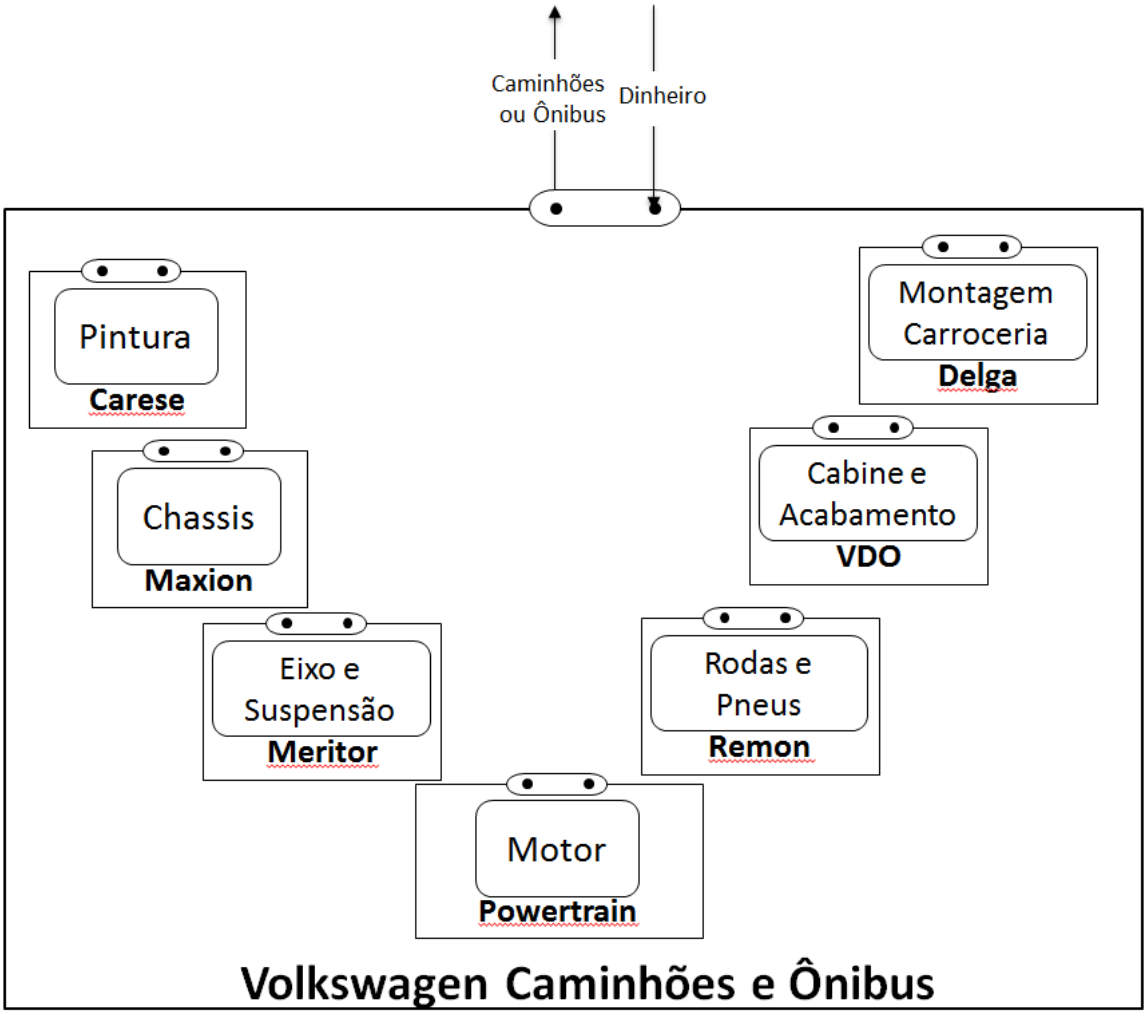

Figura 2. 10 - Visão das Atividades

2.7 A relação do *E³-value* e o *Business Model Canvas*

As ontologias *E³-value* e *Business Model Canvas* utilizam de características diferentes na elaboração de modelos de negócio. O BMC utiliza de técnicas visuais e de pensamento colaborativo tais como ideação, brainstorming, prototipagem e storytelling. Já o *E³-value* considera que as transações de valor são economicamente recíprocas, ou seja, um ator fornecendo um objeto de valor espera receber um objeto de valor recíproco em troca. Assim o modelo de negócio elaborado identifica o papel da empresa dentro de uma rede de valor, o que torna possível analisar como a mesma cria e fornece valor através da cooperação inter-organizacional.

Portanto percebe-se que o foco das ontologias é distinto, pois enquanto a BMC visa representar uma visão centrada na organização a *E³-value* focaliza em redes de empresas que se organizam para criar determinado valor para os consumidores.

No entanto, a similaridade entre as duas ontologias existe. Em (Gordijn, Osterwalder, & Pigneur, 2005) os autores, Gordijn, Osterwalder e Pigneur criadores das ontologias apresentadas, comparam suas ontologias de modo a integra-las, para melhorar a

representação, o design e a análise de modelos de negócios. Para atingir o determinado objetivo os autores utilizaram de um estudo de caso sobre direitos autorais musicais.

É importante ressaltar que no período em que o trabalho foi realizado, o BMC ainda não havia sido elaborado, entretanto a metodologia utilizada na comparação foi o *Business Model Ontology*, que tem como base também a construção do modelo de negócio através dos mesmos nove componentes básicos.

Como um dos principais resultados do documento tem-se a Tabela 2.3 que especifica a complementariedade dos aspectos e as contribuições mútuas das ontologias. Para os autores nas áreas de conceitos relacionados com a constelação de rede e ferramentas de suporte ambas as ontologias se complementam. Para as áreas oferta e clientes a *Business Model Ontology* tem muito a contribuir, enquanto na área de trocas de valor a *E³-value* fornece insumos importantes.

Tabela 2.3 – Mapeamento entre *Business Model Ontology* e *E³value*

Área	BMO	E³value
Rede de Constelação	A noção de recursos e capacidades essenciais presentes no BMO são importantes para a teoria de gestão empresarial e podem contribuir para E³value. Da mesma forma que o raciocínio por trás de acordos e parcerias.	A ontologia E³value abrange todos os atores de valor de um modelo de negócio e avalia os interesse em uma configuração particular. Este aspecto complementar poderia ser mesclado com a visão centralizada da empresa na BMO
Oferta	A natureza descritiva da BMO e a descrição da proposta de valor de uma empresa poderiam ser integradas no E³value.	
Cliente	Os canais de distribuição explicitamente modelados e mecanismos de relacionamento do BMO são complementares e poderiam ser integrados a E³value.	
Troca de Valor		A modelagem da características de valores no E³value são muito detalhadas e complementares ao BMO, podendo assim permitir a introdução do cálculo de rentabilidade na BMO.
Suporte de ferramentas e usos	A navegação no modelo de negócio e sua decomposição em diferentes níveis de detalhe são aspectos onde a BMO é complementar ao E³value.	As ferramentas de design do E³value já estão bastante avançadas e poderiam servir de base para uma ferramenta de design da BMO.

Recentemente em (Caetano et al., 2016), o autor, utilizando como referência o trabalho acima citado, comparou o BMC com o *E³-value* apresentando as relações entre os principais elementos das duas ontologias, como descrito na Tabela 2.4

Deste modo é possível observar que a complementariedade entre as duas ontologias fornece benefícios ao investidor, por permitir uma melhor análise e redução da incerteza quanto a operação.

Tabela 2.4 - Relações *BMC* e *E³value*

BMC	**E³value**	**Relação**	**Análise Racional**
Segmento de Cliente	Ator	Equivalência (1:1)	Segmentos de clientes são grupos de entidades econômicas (atores) que geram lucro
Segmento de Cliente	Segmento de Mercado	Equivalência (1:1)	Segmento de Mercado é uma espécie de ator coletivo
Parcerias Chave	Ator	Equivalência (1:1)	Parcerias Chave são fatores externos que colaboram com uma organização
Canais de Distribuição	Trocas de Valor	Agregação (1:n)	Trocas de Valor proporciona valor aos clientes através de um ou mais canais
Atividades Chave	Atividade de Valor	Equivalência (1:1)	Atividades chave são Atividades de Valor que especificam como o modelo de negócio é executado
Fluxo de Receitas	Trocas de Valor	Agregação (1:n)	Fluxo de Receitas corresponde a um conjunto de trocas Valor
Recursos Chave	Objeto de Valor	Equivalência (1:1)	Recursos Chave são os objetos que contribuem para a geração de valor
Proposta de Valor	Interface de Valor	Equivalência (1:1)	Proposta de Valor corresponde aos objetos de valor que fluem através das portas de uma interface de valor

2.8 Conclusões

Atualmente a dinâmica dos mercados exige que as organizações tenham conhecimento das características, riscos e incertezas a qual estão expostas quando optam por comercializar determinado produto. Como especificado, essas organizações são sistemas abertos, sendo caracterizadas por suas entradas, saídas e processos. Assim, para representar determinado estado ou condição assumida pela organização em dado instante, é comum a utilização de

representações, as quais consideram sempre omissões e simplificações definidas conforme o propósito a ser atingido.

Entretanto, para elaboração de uma representação eficaz, é necessária a participação de pessoas relacionadas as mais diversas áreas de conhecimento. Como exemplo, tem-se a caracterização do gerador incentivado, sujeito deste trabalho, a qual transcende o campo técnico da produção de energia elétrica e envolve princípios gerais de economia e de direito. Portanto, é necessário que as pessoas envolvidas no processo utilizem de uma linguagem comum para que o entendimento do negócio seja possível a todos.

Soma-se a essa característica a necessidade de não se analisar a organização de forma isolada, tendo em vista que essa é um sistema aberto e portanto pode ser influenciada por fatores externos.

Nesse sentido, a utilização de conceitos como o pensamento sistêmico e modelos de negócio, por parte de organizações que estão buscando se estabelecer no mercado, pode produzir resultados satisfatórios. O pensamento sistêmico considera objetivo, estrutura e a dinâmica que envolve o negócio para caracterizar o ambiente interno e externo da organização. Já o modelo de negócio unifica as informações e as representa através de uma linguagem comum, realizando para isso a descrição, compreensão, e elaboração de uma representação gráfica do negócio. Por fim, a unificação dos conceitos permite análises de sensibilidade dos parâmetros do modelo, definindo-se por consequência estratégias de atuação da organização.

Portanto, definido o conceito de modelo de negócio, apresentadas metodologias e ontologias que permitem a elaboração dos mesmos e colocado que o objetivo geral do trabalho é a elaboração de modelos de negócio para um gerador incentivado que pretende comercializar livremente sua energia no ACL. Deve-se, especificar o ambiente a qual o gerador está inserido, quais as regras e procedimentos que o mesmo deve cumprir no processo de comercialização. Para que se possa definir a visão sistêmica do mesmo e por fim elaborar o modelo de negócio pretendido.

Deste modo, o próximo capítulo descreve as características do mercado de energia elétrica brasileiro, ressaltando o ambiente de comercialização livre, suas regras e procedimentos de comercialização sob o ponto de vista do gerador incentivado.

Capítulo 3

O Gerador Incentivado no Mercado de Energia Elétrica do Brasil

A maioria dos países do mundo tem introduzido mudanças na estrutura e na arquitetura da indústria de energia elétrica, buscando ganhos de eficiência, atração de investidores, garantia de suprimento e aumento das alternativas de escolha por parte dos consumidores, resultando em mercados com diversas características e nuances próprias.

Nesse sentido, compreender como está organizado o ambiente institucional no qual ocorrem as transações de energia elétrica permite saber de que forma os agentes (estruturas de governança) irão se organizar para realizar as transações. Para isso, neste capítulo apresenta-se uma classificação das formas de funcionamento de mercados, a evolução dos mercados de eletricidade no mundo e o caso específico do Modelo Mercantil de Energia Elétrica do Brasil (MMEEB), buscando destacar os aspectos relevantes ao gerador incentivado, foco do presente trabalho.

Ao longo do capítulo também serão apresentadas as características do gerador incentivado e sua forma de atuação no mercado de energia elétrica do Brasil, especificando de forma clara os procedimentos e regras às quais o mesmo está submetido, com o qual é possível identificar as relações sob os aspectos operacionais, comerciais e institucionais. Esta é uma condição necessária para elaborar um modelo de negócio condizente com o ambiente real enfrentado pelo agente estudado.

3.1 Estruturas de Mercado

De forma geral, é possível organizar a indústria de energia elétrica de diversas formas. A seguir é apresentado um resumo das estruturas descritas por Hunt & Shuttleworth (1996), utilizando como critério a abertura do mercado e o nível de competição.

3.1.1 Monopólio

O monopólio foi a forma original de estruturação da maioria dos sistemas elétricos desde a sua concepção como indústria de rede a partir de meados do século XIX, integrando as três atividades principais (geração, transmissão e distribuição). Por muito tempo no modelo monopolista o regime tarifário utilizado foi aquele baseado no custo do serviço. Não há competição entre os geradores e tampouco os distribuidores ou os consumidores podem optar por seu fornecedor de energia.

Esse modelo possui baixíssimo grau de risco para os agentes econômicos (empresas de energia) e a eficiência econômica dificilmente é atingida. O baixo grau de risco é associado à garantia de remuneração proveniente das tarifas reguladas cobradas dos consumidores, sendo que os consumidores não possuem a opção de migração para outros fornecedores. Já a dificuldade para atingir a eficiência econômica está associada, entre outros fatores, à possibilidade de repasse, através das tarifas de energia, de decisões erradas de investimento.

3.1.2 Agência Central de Compra

Nessa estrutura de mercado surge a figura de uma Agência Central de Compra (AGCC) que pode optar por comprar energia de diversos geradores, introduzindo a competição nesse segmento, representando um monopsônio ao existir um único comprador. A AGCC vende para as empresas distribuidoras que ainda detém o monopólio sobre os consumidores.

Normalmente a comercialização de energia dos geradores com a AGCC é feita através de Contratos de Compra de Energia (CCE) que devem remunerar os custos de investimento e de operação da planta. Já a venda da energia para as empresas distribuidoras é feita pela AGCC que aplica uma tarifa que reflete os custos fixos dos CCEs, os custos marginais de curto prazo e os custos operacionais da própria AGCC.

A necessidade de competir para ter CCEs com a AGCC e a possibilidade de novos entrantes incentiva os geradores a buscar maior eficiência na construção de novas centrais, sendo a demanda suprida ao custo incremental das fontes novas e existentes no sistema de geração, revertendo o ganho de eficiência para os consumidores.

Os riscos com essa estrutura de mercado estão associados somente ao gerador, caso o mesmo não firme CCEs, porém uma vez acertada a venda para a AGCC, essa fica com a responsabilidade de repassar a energia para as empresas de distribuição. É importante nessa forma de estruturação a atuação do regulador, para fiscalizar a AGCC e evitar abusos, como repasse de ineficiências ou decisões erradas no processo de contratação.

A questão do acesso à rede de transmissão passa a ter um papel mais importante, de modo a facilitar a competição na atividade de geração. Passa a ser fundamental a divulgação de determinadas informações, como, por exemplo, as responsabilidades de conexão, operação, padrões de equipamentos para controle, medição, bem como os preços para o acesso.

3.1.3 Competição no Atacado

Nessa forma de estruturação, além da competição na atividade de geração, é introduzida a opção de escolha de fornecedor para as empresas de distribuição, ou seja, as empresas de distribuição ainda mantêm seu monopólio em suas áreas de concessão, porém agora são livres para negociar a compra de energia com qualquer produtor de energia. Para que a livre negociação ocorra é fundamental o livre acesso à rede de transmissão.

Os produtores de energia têm alternativas para vender a sua energia, seja diretamente, para as empresas distribuidoras ou grandes consumidores, ou através de comercializadoras. Porém, com o livre acesso à rede de transmissão, os geradores passam a enfrentar o risco de

ter que competir com novos entrantes. A grande maioria dos consumidores finais ainda não tem opção de escolha e a obrigação de suprimento recai, na maior parte, sobre as empresas de distribuição que continuam vendendo a energia a preços regulados.

Nessa forma de mercado, a função de operação do sistema fica mais claramente definida como independente da função comercial. Portanto, o operador do sistema é responsável pelo sistema sob o ponto de vista técnico, devendo manter as condições de atendimento dentro dos padrões de qualidade exigidos pelo agente regulador.

3.1.4 Competição no Varejo

Nesse caso é introduzida a possibilidade de escolha do fornecedor de energia para todos os níveis de consumo, inclusive os consumidores residenciais, que são livres para negociar a compra de energia de empresas de distribuição, geração ou comercialização.

Surge a necessidade de um operador de mercado, que tem a função de contabilizar e liquidar as operações comerciais que ocorrem no sistema, fazendo com que todos aqueles que tenham disposição a pagar pela energia possam efetivamente recebê-la. Pode ser necessária a total separação das atividades de operação técnica e comercial. A responsabilidade sobre a instalação de medição, seus padrões e o fluxo de informações entre geração e carga deverá ser claramente definida entre os proprietários de geração, transmissão, distribuição e o operador do mercado.

Deve-se ressaltar a elevação dos custos de transação na medida que um maior número de relações comerciais ocorre entre os diversos agentes. Essas relações são formalizadas através da celebração de contratos que necessitam ser completos. No entanto, o elevado número de agentes gera uma assimetria de informação entre eles, resultando em um custo maior na obtenção da informação.

Os custos de transação podem ser divididos em *ex-ante* e *ex-post*. Os custos *ex-ante* estão relacionados com o custo de planejar, negociar e resguardar um acordo. Já os custos *ex-post* com o custo da má adaptação, custos de barganha, custos associados com o estabelecimento e funcionamento de estrutura de governança e os custos das garantias de assumir compromissos seguros (Lotero, 1999). Portanto, o custo de transação está diretamente relacionado com a capacidade de celebrar contratos completos.

Isso provavelmente se traduzirá em uma vantagem para os agentes de grande porte, por conta do menor impacto que o custo da informação tem sobre a formação de preço e a grande escala de energia que negociam.

A Figura 3.1 ilustra as estruturas de mercado descritas e o aumento da competição conforme a abertura do mercado. O agente denominado de agregador (Ag) tem como função aproveitar uma possível economia de escala na compra e venda de energia elétrica no varejo. No Brasil esse agente foi criado recentemente, sendo denominado “Comercializador Varejista” e suas características serão tratadas mais adiante neste capítulo.

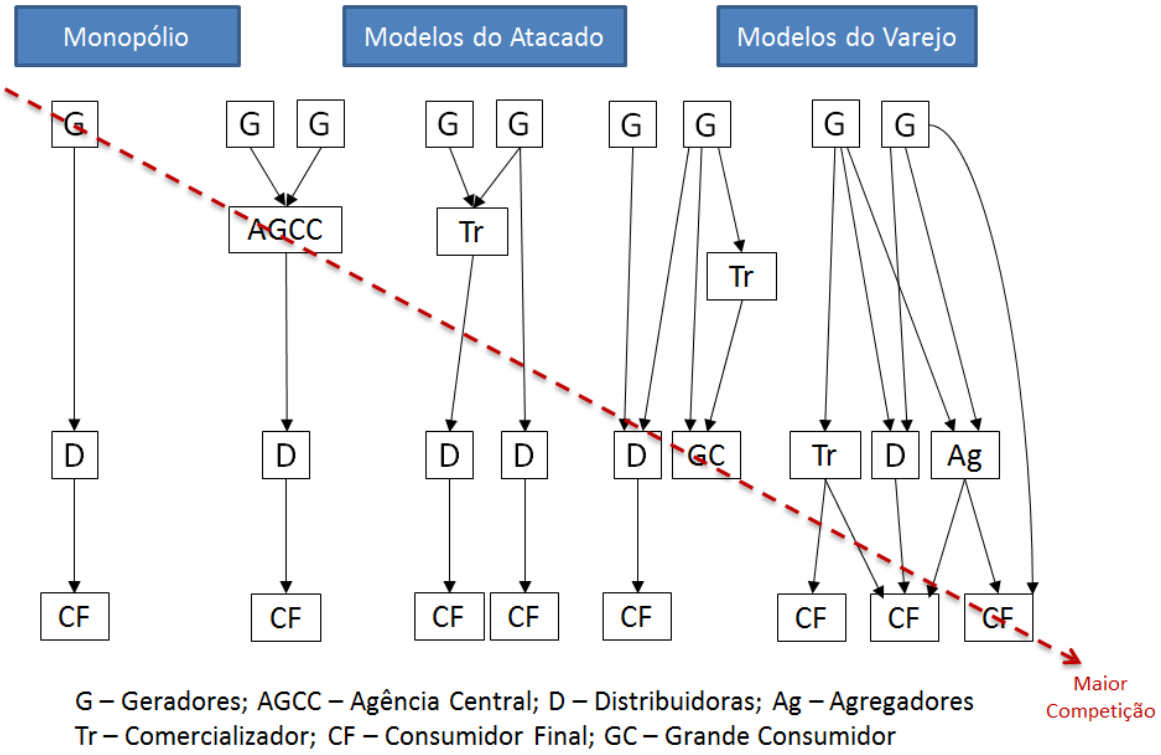

Figura 3.1 – Estruturas de Modelos de Competição. Fonte: (Mello, 2012)

Diversos países promoveram profundas mudanças em seus setores elétricos, permitindo a competição nas atividades de geração, maior liberdade para a participação do capital privado na expansão, sistema aberto na transmissão (livre acesso aos ofertantes e demandantes de energia), liberdade de escolha no segmento do consumo, com diferentes níveis de participação no atacado e no varejo, e a implantação de novas sistemáticas de operação e regulação (Mello, 2012).

Muitos países partiram de um modelo típico de monopólio em todos os níveis, migrando para uma agência central ou permitindo a competição no atacado no caso dos que realizaram mudanças mais tímidas, ou abrindo a possibilidade de competição no varejo para os que fizeram mudanças mais radicais (Mello, 2012).

O Chile, em 1982, foi o primeiro país a inserir certo grau de competição, permitindo que os grandes consumidores escolhessem seu fornecedor de energia. Nos anos seguintes, até meados de 2001, países como EUA, Alemanha, Reino Unido, Austrália, Argentina, México, Japão, França, Rússia, Brasil, Coréia do Sul e Canadá, criaram mercados atacadistas de energia, promovendo a abertura do mercado para os chamados consumidores “livres”, que em diferentes escalas foram sendo liberados para escolher seu fornecedor.

Como resultado da introdução da competição no setor elétrico houve um aumento expressivo do número de transações de energia e dos instrumentos financeiros associados, o que levou ao desenvolvimento de mercados de eletricidade organizados com a finalidade de administrar estes novos aspectos (Mello, 2012).

3.2 Modelo Mercantil de Energia Elétrica do Brasil

A reforma do setor elétrico brasileiro teve início em 1995, adotando medidas institucionais voltadas à atração de investimentos advindos da iniciativa privada e flexibilizando a forma de comercialização de energia elétrica entre os agentes participantes desta indústria, sendo criado o mercado livre de energia elétrica (Magalhães, 2009).

Em 1996, o Governo Federal contratou uma consultoria internacional que, associada com empresas brasileiras e em parceria com diversos técnicos do setor, avaliou os pontos críticos do modelo estatal prevalecente e propôs medidas para a reformulação do MMEEB. O modelo proposto foi concluído em 1998, sendo baseado fortemente no modelo inglês, resultando em:

- Separação comercial do monopólio verticalmente integrado das empresas de energia elétrica nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- Privatização de empresas estatais;
- Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável pela fiscalização e regulação das atividades de energia elétrica;
- Criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com a finalidade de operar, de forma coordenada, os recursos energéticos e o sistema de transmissão interligado;
- Criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), para o registro, contabilização e liquidação das operações de compra e venda de energia elétrica, inclusive aquelas realizadas no mercado livre.

No entanto, seja por equívocos que ocorreram na implementação, como afirma Tolmasquim (2015), ou fatores técnicos, como a crise hídrica apontada pelo governo, em 2001 foi decretada uma crise de abastecimento de energia elétrica, estabelecendo nas regiões Sudeste, Centro Oeste, Norte e Nordeste do Brasil cotas de consumo, aumento tarifário, bônus e cortes programados. A crise teve fim em fevereiro de 2002, resultando em um conjunto de propostas do Comitê de Monitoramento da Crise Energética para realizar aperfeiçoamentos no modelo.

Em 2003, após a posse do novo governo federal, o Ministério de Minas e Energia (MME) divulgou as propostas de aperfeiçoamento do modelo, inicialmente em julho de 2003 (Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico) e, após amplo debate com agentes do setor e outros interessados, o documento final em dezembro de 2003 (Modelo Institucional do Setor Elétrico). O novo modelo implicou em profundas modificações no Sistema Interligado Nacional (SIN) com a edição das Leis n° 10.847/04 e nº 10.848/04, regulamentadas pelos Decretos n° 5.081/04, n° 5.163/04, n° 5.177/04, n° 5.184/04 e n° 5.195/04 aperfeiçoando aspectos importantes quanto à comercialização de energia elétrica (Tolmasquim, 2015).

Portanto, é possível observar que o processo de reforma realizado entre os anos de 1995 e 2004, o Brasil, seguindo tendências mundiais, parte de um modelo de monopólio para a competição no atacado. Atualmente, com o incentivo à participação no mercado de fontes de pequeno porte e de consumidores especiais de menor escala, o modelo caminha na direção de competição no varejo, mesmo que ainda os consumidores residências não tenham a opção de escolher o fornecedor de energia.

A comercialização de energia elétrica no MMEEB é realizada em dois ambientes de contratação. No primeiro ambiente estão, obrigatoriamente, os consumidores com demanda menor do que 500 kW e aqueles com demandas maiores que preferem ser supridos pela empresa de distribuição local. Esse ambiente é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual as empresas distribuidoras devem adquirir energia através de leilões organizados pela ANEEL ou chamadas públicas, no caso de geração distribuída.

O segundo ambiente é denominado Ambiente de Contratação Livre (ACL) e nele podem atuar os consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW. Nesse ambiente ocorrem transações livremente negociadas entre compradores e vendedores de energia elétrica, definindo preços e condições de fornecimento da energia através da celebração de contratos bilaterais. Os consumidores com demanda entre 500 kW e 3 MW, denominados consumidores especiais, podem participar do ACL somente se celebrarem contratos com geradores incentivados, com base em fontes alternativas de energia.

Os geradores e as comercializadoras (agente que detêm autorização para exercer atividade de compra e venda de energia no SIN) podem construir sua estratégia de venda em qualquer um dos ambientes de contratação. Porém a atividade de compra de energia do segundo agente pode ocorre somente no ACL.

No ano de 2013 a ANEEL, com o objetivo de simplificar/facilitar as operações no ACL para consumidores especiais que desejam adquirir energia de geradores incentivados e mitigar possíveis riscos associados à comercialização no ACL, criou a figura do Comercializador Varejista através da Resolução Normativa nº570/2013, a qual foi posteriormente aperfeiçoada pela Resolução Normativa nº654/2015.

Dessa forma, a abertura do mercado, em conjunto com a desverticalização das empresas do setor e o livre acesso as redes de transmissão e distribuição, permitiu que um número maior de geradores e consumidores participassem de forma ativa na comercialização de energia no MMEEB. Essa maior participação pode redundar em um mercado de eletricidade mais competitivo, com consequentes ganhos de eficiência por ele promovido no curto e no longo prazo (Lotero, 1999).

No entanto, se observa na realidade uma enorme dificuldade por parte desses geradores de pequeno porte em atuar no âmbito do MMEEB e comercializar sua energia livremente através do ACL. Essa dificuldade na maioria das vezes relacionada ao desconhecimento das regras de comercialização, das obrigações operacionais, das relações interinstitucionais no processo de comercialização e até mesmo a falta de um corpo técnico especializado dentro do

empreendimento, já que em grande parte dos casos a especialidade do empreendedor não é a geração de energia.

Nesse sentido, uma caracterização do gerador incentivado sob aspectos legais e técnicos é apresentada nos próximos tópicos, proporcionando ao leitor a compreensão das regras às quais o gerador incentivado está submetido quando decide comercializar sua energia livremente.

3.3 O Agente Gerador Incentivado

As regras de comercialização, baseadas no §1º do Art. 26 da Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996, classificam os chamados geradores incentivados em dois grupos:

Agente vendedor de energia incentivada especial: Este agente atua na comercialização de energia proveniente de:

- Empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 3 MW;
- Empreendimentos hidroelétricos com potência superior a 3 MW e inferior a 30 MW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroelétrica – PCH;
- Empreendimentos com base em fonte solar, eólica, ou biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de distribuição ou transmissão seja menor ou igual a 30 MW.

É necessário esclarecer que o agente vendedor de energia incentivada especial pode ser o próprio gerador ou um comercializador que possui seus contratos de venda lastreados nas formas de empreendimentos mencionadas.

Agente vendedor de energia incentivada de cogeração qualificada: Agente que atua na comercialização de energia oriunda de empreendimentos enquadrados como cogeração qualificada, com potência injetada nos sistemas de distribuição ou transmissão menor ou igual a 30 MW. Um empreendimento de cogeração é considerado qualificado quando atende aos requisitos de racionalidade energética estabelecidos pela Resolução Normativa da ANEEL nº 235 de 14 de novembro de 2006.

A citada resolução estabelece a cogeração como um processo que ocorre numa instalação específica para fins da produção combinada e simultânea de calor e energia mecânica, esta última geralmente transformada total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária que cumpra requisitos mínimos de racionalidade energética. Estes requisitos estão identificados quando abordada as características da cogeração qualificada no decorrer deste capítulo

O termo gerador incentivado está relacionado com o desconto concedido pela ANEEL não inferior a 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD), incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia elétrica comercializada pelos empreendimentos mencionados. A forma de cálculo do desconto e as regras que

concedem o benefício serão tratadas nesse capítulo quando abordada a metodologia de cálculo do mesmo.

A energia incentivada pode ser comercializada em ambos os ambientes de contratação. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é formalizada através de chamada pública realizada, exclusivamente, pela empresa distribuidora cuja rede o respectivo empreendimento esteja conectado. Através da chamada pública a distribuidora não pode contratar uma quantidade de energia superior a 10% de sua carga total no momento da contratação. Essa carga total é baseada na média da carga total fornecida pela distribuidora aos consumidores nos últimos 12 meses. No Ambiente de Contratação Livre (ACL) a comercialização se dá através da celebração de contratos bilaterais livremente negociados. Em ambos os casos os contratos devem ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

No entanto, antes de detalhar as regras de comercialização às quais o gerador incentivado está submetido, é importante entender o funcionamento e as características de cada uma das formas de transformação de energia incentivada citadas anteriormente. Assim, será possível compreender aspectos importantes que serão necessários quando forem tratadas as incertezas associadas à produção de energia incentivada.

3.3.1 Empreendimento hidrelétrico com potência igual ou inferior a 3 MW

Os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 3 MW são denominados pela ANEEL como Centrais de Geração Hidroelétrica (CGH). O aproveitamento de potenciais hidráulicos associados a esses empreendimentos, de acordo com o art.8 da Lei nº 9.074/1995, independe de concessão ou autorização, porém devem ser comunicados ao órgão regulador e fiscalizador para fins de registro. Portanto, para entrar em operação as CGH’s precisam ser registradas na ANEEL.

O processo de registro da CGH é gratuito, o investidor interessado deve apenas informar no registro se a destinação da energia é para fins de uso exclusivo ou para fins de comercialização. As documentações necessárias para o registro e o fluxo de procedimentos de autorização estão no endereço eletrônico da ANEEL. É importante evidenciar que o registro da CGH não isenta o investidor das responsabilidades ambientais e de recursos hídricos.

A responsabilidade ambiental está associada ao processo de licenciamento ambiental, no qual a entidade responsável autoriza a localização, a instalação ou ampliação e a operação do empreendimento que na utilização de recursos naturais possa causar degradação ambiental. Para obter esse licenciamento o gerador deve apresentar estudos de impactos ambientais sobre três grandes eixos de análise: meio físico (relevo, hidrografia, solos, recursos minerais etc.), Biótico (fauna e flora) e sócio econômico (pessoas). As resoluções CONAMA nº 237 e 279, estabelecem respectivamente os tipos de licença a serem expedidas (licença prévia, licença de instalação e licença de operação) e os procedimentos e prazos para o licenciamento ambiental de empreendimentos elétricos com pequeno impacto ambiental.

Quanto aos recursos hídricos, a responsabilidade está associada ao direito de uso dos mesmos, mediante uma outorga obtida através da ANEEL, a qual obtém junto à Agência

Nacional de Águas (ANA) a declaração e reserva de disponibilidade hídrica. A outorga tem prazo determinado, com termos e condições expressas no respectivo documento, visando assegurar o controle quantitativo e qualitativo do uso da água.

Outro aspecto financeiro relevante das CGH's é, de acordo com Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL, a dispensa das CGH's pagarem compensação financeira aos municípios atingidos pelo reservatório da usina. Também estão isentas do pagamento anual de 1% da sua receita operacional líquida para pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico.

Mancebo e Brandão (2013) consideram que o arranjo de uma CGH é caracterizado pela associação de alguns componentes, sendo o princípio básico de funcionamento da central geradora parecido com o de qualquer outro tipo de usina de geração de hidroeletricidade. Eles afirmam que pelas CGH's terem características "a fio d'água", ou seja, possui baixa capacidade de armazenamento de água, utilizando todo o volume que chega ao reservatório para gerar energia, faz-se necessário a construção de uma pequena barragem, visando interromper o curso normal do rio e permitir a formação do reservatório, garantindo assim uma tomada de água e consequentemente proporcionando uma reserva mínima, que garante a operação da central geradora hidrelétrica. Além disso, esses reservatórios têm outras funções: permitir a formação do desnível necessário para a configuração da energia hidráulica, a captação da água em volume adequado e a regularização da vazão dos rios em períodos de chuva ou estiagem

Assim, inserido no contexto da produção de energia, os autores dividem o processo de transformação da seguinte forma (Figura 3.2):

(i) Captação e armazenagem da água através da construção de uma barragem que compõe o sistema de captação da usina. A barragem também garante um maior potencial energético pelo aumento da altura e pressão da água;

(ii) Condução da água com energia potencial do local de armazenamento até a entrada da casa de máquinas através do sistema de adução;

(iii) A entrada da água em velocidade e pressão faz a turbina girar, transformando o potencial hidráulico em energia cinética rotacional;

(iv) No gerador elétrico a energia cinética rotacional é transformada em energia elétrica;

(v) O transformador é responsável por estabelecer na energia gerada os padrões (de corrente, tensão e fase) aceitáveis pelo sistema de distribuição de energia.

Portanto, a seleção da estrutura de cada um desses componentes (barragem, sistema de adução, turbina, gerador, transformador, proteção e monitoramento) varia de acordo com as características da topografia, da hidrologia, do solo e dos materiais disponíveis. Sendo importante buscar alternativas que possibilitem a redução dos custos, porém sempre visando à segurança e a eficiência do sistema.

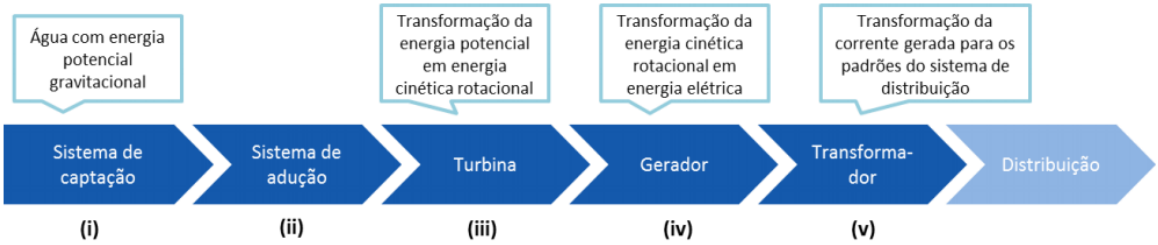

Figura 3.2 - Processo de Transformação de Energia em uma CGH. Fonte: Mancebo & Brandão (2013)

O domínio da tecnologia descrita na produção de energia em uma CGH é grande, visto a similaridade com a produção de energia de usinas hidrelétricas (forma de empreendimento de geração mais difundida no país). Até a conclusão da pesquisa, segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, existem no Brasil 550 CGH´s.

O Projeto de uma Central Geradora Hidroelétrica deve ser avaliado por um estudo de viabilidade técnico-econômica, mensurando adequadamente os riscos do aproveitamento específico. Esse estudo deve levar em conta e verificar cuidadosamente o Inventário Hidroenergético que a ANEEL possa ter aprovado para aquele rio (Queiroz, 2010).

O estudo de viabilidade mencionado deve ainda realizar estudos hidrológicos, os quais definem as vazões médias, máximas e mínimas, e definir o melhor arranjo, qual a melhor posição da tomada d'água, do canal de adução, da casa de força e por fim servir para afastar a possibilidade de que obstáculos ambientais importantes se mostrem posteriormente incontornáveis, devido aos altos investimentos que serão exigidos no estudo, na mitigação de impactos e no licenciamento ambiental do empreendimento.

3.3.2 Empreendimento com características de Pequena Central Hidrelétrica

De acordo com o Art. 2º da Resolução Normativa da ANEEL nº 673/2015, são considerados empreendimentos com características de PCH aqueles destinados à autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3 MW e igual ou inferior a 30 MW e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio.

O interesse, por parte do Estado, em incentivar essa fonte de geração está relacionado com a capacidade dela, de uma forma rápida e eficiente, de promover a expansão da oferta de energia elétrica, visando suprir a crescente demanda verificada no mercado nacional (ANEEL, 2003).

Nesse sentido, como estímulo ao investimento, o governo federal concede a essa forma de empreendimento, além dos já mencionados descontos na tarifa de fio e livre negociação no ACL, isenção da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, participação no rateio da Conta de Consumo de Combustível (CCC) quando substituir geração térmica a óleo diesel nos sistemas isolados, isenção de aplicação de um por cento da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, direito ao Mecanismo de Relocação

de Energia (MRE) para centrais hidrelétricas conectadas ao sistema interligado e não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a autorização não onerosa para exploração de potencial hídrico.

Se comparada à CGH, que necessita apenas de registro perante o órgão fiscalizador, o processo de outorga da PCH é mais complexo, tendo em vista a necessidade de estudos hidrológicos e projeto básico.

O estudo hidrológico está associado ao inventário hidroelétrico, instrumento que quantifica as potencialidades hidroenergéticas de um curso d'água, estabelecendo um conjunto de aproveitamentos hidrelétricos ordenados pela atratividade econômica e que se inserem no "aproveitamento ótimo" da bacia. Além dos aspectos energéticos, o estudo hidrológico considera também os procedimentos de minimização dos impactos ambientais observando o uso múltiplo dos recursos hídricos.

O projeto básico está relacionado ao detalhamento dos estudos de engenharia do eixo de aproveitamento integrante da alternativa de divisão de quedas selecionada nos estudos de inventário hidrelétricos fornecidos pela ANEEL. Essa etapa compreende o dimensionamento da central geradora, as obras de infraestrutura local necessárias à sua implantação, o seu reservatório, os outros usos da água e as ações ambientais correspondentes (ANEEL, 2003).

O fluxograma que determina os passos a serem seguidos para a implantação de uma PCH, desde a identificação do projeto básico, até a operação da PCH está ilustrado na Figura 3.3. Os termos LP, LI e LO estão relacionados às licenças prévia, de instalação e de operação e o termo CCVE ao Contrato de Compra e Venda de Energia. A abordagem detalhada das entradas e saídas em cada uma dessas etapas será realizada no capítulo quatro, quando discutida a função do gerador incentivado no mercado de energia.

Desse modo, define-se de forma geral como etapas até a PCH estar em operação: o estudo de inventário, projeto básico, licenças ambientais (prévia, instalação e operação), projeto executivo e implantação.

No Projeto Executivo da PCH o empreendedor busca definir, para a empresa construtora ou, todos os detalhes construtivos do seu empreendimento como por exemplo: a quantidade, formato e bitola das armaduras, as dimensões das formas, a quantidade e a localização dos furos de sondagem rotativa, a exata posição dos acessos, o projeto arquitetônico das instalações de apoio, como escritórios, paióis de explosivos, garagens, oficinas mecânicas, etc.

Uma Nota Técnica, elaborada por um grupo de estudos designado pelo Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE), indica os riscos mais prováveis na implantação de uma PCH, os métodos de controle ou minimização e quais os agentes envolvidos, o qual está na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Risco de Implantação de uma PCH e Formas de Controle. Fonte: (P. R. F. da Silva et al., 2002)

Risco a ser controlado	**Método de Controle**	**Quem corre o risco**
Aumento de custos	Contrato com preço fixo	Fornecedor de equipamentos
Atraso para conclusão	Garantia de desempenho	Empreendedores/credores
Tecnologia	Tecnologia comprovada	Empreendedores/credores
Geológico	Estudos técnicos qualificados	Empreendedores/credores
Força maior	Seguro	Companhia de seguros
Fluxo de água insuficiente	Revisão do estudo hidrológico	Empreendedores/credores
Desempenho insatisfatório	Contratação de técnico	Empreendedores/credores
Desvalorização cambial	Taxa de juros de longo prazo	Empreendedores/credores
Não pagamento da dívida	Garantias reais de liquidez	Credores

Até a conclusão da pesquisa, no Brasil, segundo o BIG existem 457 PCH’s em operação, 38 em fase de construção e 125 outorgadas porém com processo de construção ainda não iniciado.

Em última análise, a transformação de energia na PCH segue os mesmos princípios da CGH e das demais usinas hidroelétricas, sendo assim, resulta na mesma possibilidade de falta de recursos hídricos em períodos de estiagem.

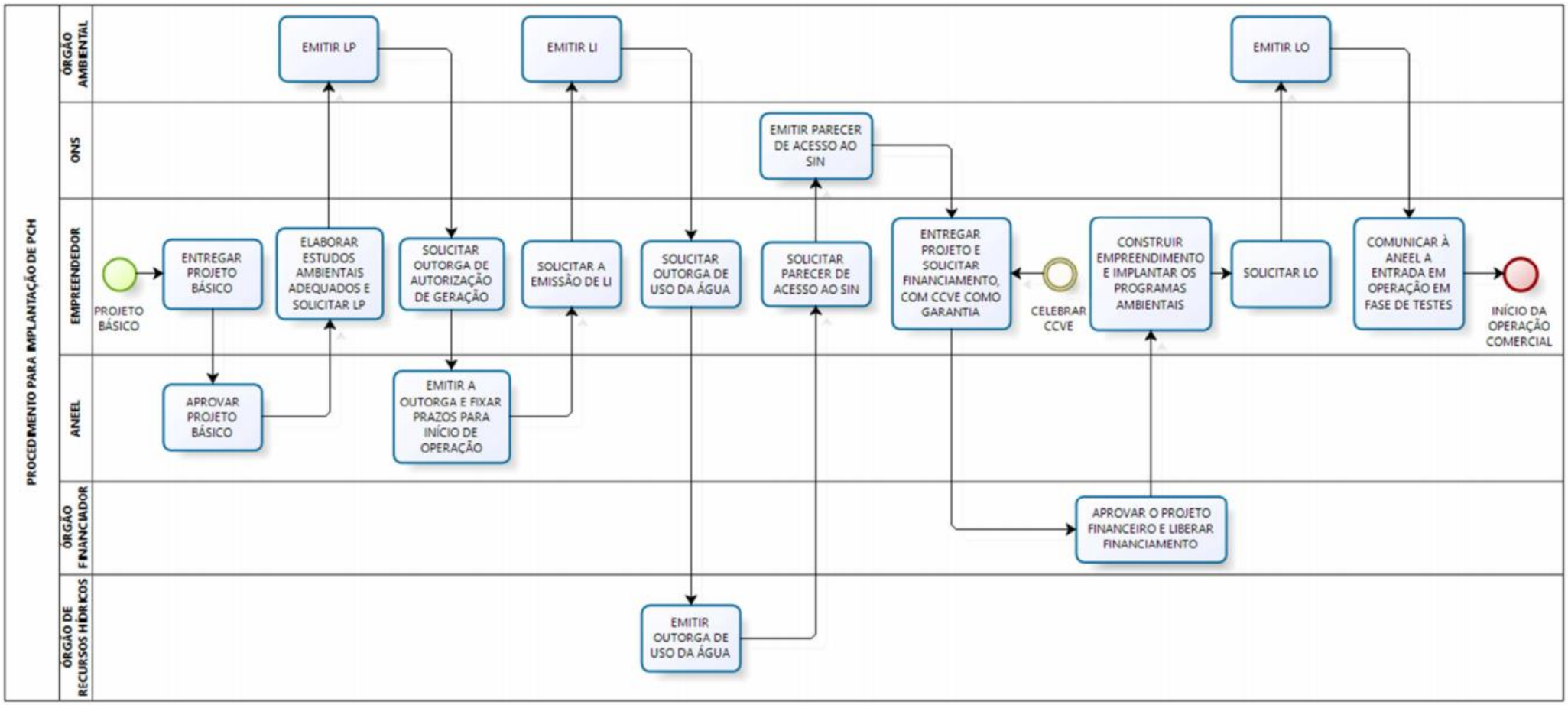

Figura 3.3 – Fluxograma de Procedimentos Para a Implantação de PCH. Fonte: (Ramos, Pugnaloni, & Amaral, 2014)

3.3.3 Empreendimento com base em fonte Eólica

A energia eólica é, basicamente, obtida da energia cinética gerada pela migração das massas de ar provocada pelas diferenças de temperatura e pressão existentes na superfície do planeta. No entanto, o aproveitamento do potencial mencionado depende de autorização da ANEEL. A Resolução Normativa nº 391/2009 estabelece os requisitos necessários para a outorga de autorização. A mesma pode ser obtida de duas formas distintas e o critério de definição é a capacidade de potência instalada da usina.

No caso de a usina eólica ter capacidade instalada superior a 5 MW o agente deve solicitar junto à ANEEL o requerimento de outorga, mediante a apresentação dos documentos listados no anexo da referida resolução normativa. Esses documentos serão recebidos por meio de Despacho de requerimento de outorga a ser emitido pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG.

Esse despacho tem como finalidade, dentre outras, permitir que o agente interessado solicite a informação de acesso às concessionárias de distribuição ou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e solicite licenças e/ou autorizações aos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental. Após a publicação do despacho de requerimento, o interessado poderá realizar as ações necessárias à implantação do empreendimento, inclusive iniciar a construção do empreendimento por sua conta e risco, visto que caso haja ausência de autorização, seja em razão de indeferimento de pedido ou qualquer outra razão, o prejuízo não é assumido pelo poder concedente. Ressalta-se ainda que a publicação do despacho não exime o interessado das obrigações ambientais.

Por fim, o interessado somente poderá conectar-se ao sistema elétrico, bem como iniciar a operação em teste e comercial do empreendimento após a publicação da resolução de autorização para a exploração da central geradora e a celebração dos contratos de conexão e uso da rede elétrica conforme regulamentação da ANEEL.

No caso de a capacidade instalada ser inferior a 5 MW, o agente interessado deverá cadastrar as informações sobre seu empreendimento, conforme determinações disponíveis no sítio oficial da ANEEL na internet. Como nos demais casos, o registro não isenta o empreendedor das obrigações ambientais, porém é direito adquirido do mesmo a comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição e de transmissão, nos termos da legislação vigente.

O processo de transformação de energia eólica pode ser descrito sucintamente da seguinte maneira. A força do vento movimenta as pás que propulsionam o rotor. Este se conecta com o eixo principal que move o gerador. Em seguida dentro da Nacele (carcaça onde estão abrigados os componentes) há uma caixa de engrenagens que realiza a multiplicação da velocidade de giro do rotor a valores próximos de 1800 rotações por minuto, permitindo assim, o gerador produzir energia elétrica. A eletricidade produzida é enviada por cabos que descem pelo interior da torre e se conectam com a rede de energia. A Figura 3.4 ilustra as etapas do processo de transformação da energia cinética do vento em energia elétrica.

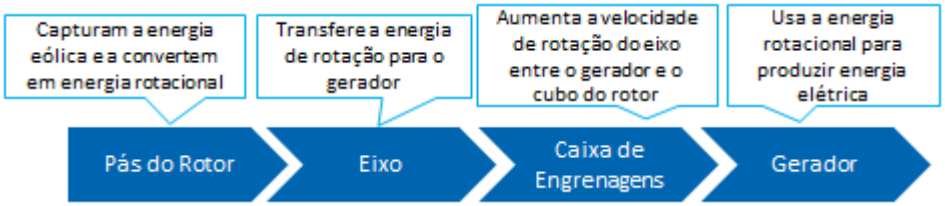

Figura 3.4 – Processo de Transformação de Energia em uma Unidade Eólica

Portanto, a avaliação técnica do potencial eólico, visando obter uma boa produção de energia elétrica, exige um conhecimento detalhado do comportamento dos ventos. Os dados relativos a esse comportamento – que auxiliam na determinação do potencial eólico de uma região – são relativos à velocidade e à direção do vento. Para obter esses dados é necessário também analisar os fatores que influenciam o regime dos ventos na localidade do empreendimento. Entre eles pode-se citar o relevo, a rugosidade do solo e outros obstáculos distribuídos ao longo da região (Junior & Rodrigues, 2015).

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m², a uma altura de 50 metros, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s (Grubb & Meyer, 1993).

No Brasil, segundo Junior e Rodrigues (2015), o desenvolvimento da energia eólica irá aumentar devido a vários pontos: existência de um potencial eólico significativo, simplicidade na sua aplicação, uma vez que são sistemas modulares com o mesmo equipamento e pequenas obras de construção civil associada, possibilidades de aprimoramento técnico, aumento da capacidade da unidade e redução significativa dos custos, baixo impacto ambiental em comparação com outras tecnologias de produção de eletricidade, e grande apoio político.

O caminho para tornar estes empreendimentos uma realidade passa por uma série de ações como: (i) criação de estratégia comercial para abordagem a clientes especiais, (ii) estabelecimento de parcerias com comercializadoras de grande porte que possibilite contratos de maior prazo, (iii) estabelecimento de parcerias com autoprodutores considerando contratos de longo prazo, (iv) inovação na busca por financiamentos alternativos além do BNDES e (v) preparação para mudanças regulatórias e melhor gestão de risco (Junior e Rodrigues, 2015).

Até a conclusão da pesquisa, segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, existem no Brasil 432 usinas eólicas, das quais aproximadamente 300 possuem características para atuarem livremente em sua comercialização de energia.

3.3.4 Empreendimento com fonte oriunda de Biomassa

Biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica que pode ser utilizada na produção de energia. No Brasil os insumos têm origem florestal (madeira, principalmente), agrícola (casca de arroz e cana-de-açúcar, entre outras) e rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo). Na produção nacional destacam-se os insumos de bagaço de cana-de-açúcar, lenha e lixivia (licor negro).

O processo da outorga de autorização para usinas termelétricas movidas a biomassa é determinado pela Resolução Normativa da ANEEL nº 390/2009 e ocorre de forma semelhante ao processo de outorga de usinas eólicas. A resolução normativa da ANEEL nº 77/2004 assegura o direito a 100% de desconto na TUST e na TUSD às usinas termelétricas que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

O processo de produção da energia elétrica oriunda de biomassa consiste na conversão da matéria-prima em um produto intermediário, o qual é utilizado pela máquina motriz para produzir energia mecânica, a qual move um gerador de energia elétrica. O aproveitamento da biomassa na máquina motriz pode ser feito por meio da combustão direta (com ou sem processos físicos de secagem, classificação, compressão, corte/quebra etc.), de processos termoquímicos (gaseificação, pirólise, liquefação e transesterificação) ou de processos biológicos (digestão anaeróbia e fermentação).

No caso do bagaço da cana-de-açúcar o aproveitamento é feito por combustão direta. A cana-de-açúcar entra nas moendas que extraem o caldo para a produção de açúcar e etanol, já o bagaço é transportado para as caldeiras onde é queimado. O vapor d´água produzido na caldeira gira a turbina acoplada ao gerador (Figura 3.5).

Embora muito prático e, às vezes, conveniente, o processo de combustão direta é normalmente muito ineficiente. Outro problema da combustão direta é a alta umidade (20% ou mais no caso da lenha) e a baixa densidade energética do combustível (lenha, palha, resíduos etc.), o que dificulta o seu armazenamento e transporte (ANEEL, 2005).

No Brasil, a quase totalidade das usinas em operação utiliza este sistema, operando com equipamentos de baixa eficiência energética e com caldeiras de baixa temperatura e baixa pressão (21 bar, 300 ºC) (P. L. D. Filho, 2009).

Inserido nesse contexto, João (2010) afirma ser necessária a utilização de caldeiras eficientes com a tecnologia que permitam o processo de condensação da água e sua reutilização, mesmo que o restante da usina não esteja em operação – caso de chuva, em que o processo de produção de açúcar e etanol para e, consequentemente, a geração de energia também, vista a relação entre os dois.

Para tal, faz-se necessário a troca das caldeiras de baixa pressão por de alta pressão (se possível com a tecnologia da condensação), uma vez que as plantas das usinas existentes não foram projetadas para a geração de energia e sim para a queima do bagaço, cuja eliminação, até o seu aproveitamento na geração, era um problema para as usinas devido à grande quantidade de bagaço gerado e seu impacto ambiental.

Em uma última análise, as unidades geradoras que utilizam como insumo o resíduo orgânico agrícola, devem considerar que esses produtos possuem períodos de produção definidos, ou seja, existe uma sazonalidade de insumos, o que por muitas vezes acaba inviabilizando contratos de prazo maior no ACL. Essa sazonalidade pode ser solucionada com

a complementariedade de fontes como as propostas em (Aguiar, 2008; Fânzeres et al., 2012; F. R. Fonseca, 2009; Street, Barroso, Flach, Pereira, & Granville, 2009; Street, Fanzeres, Lima, Garcia, & Freire, 2013).

Até a conclusão da pesquisa, segundo o BIG existem 520 usinas movidas a biomassa, das quais aproximadamente 370 possuem características para atuar como geradores incentivados, sendo que em 70% o insumo é o bagaço de cana-de-açúcar.

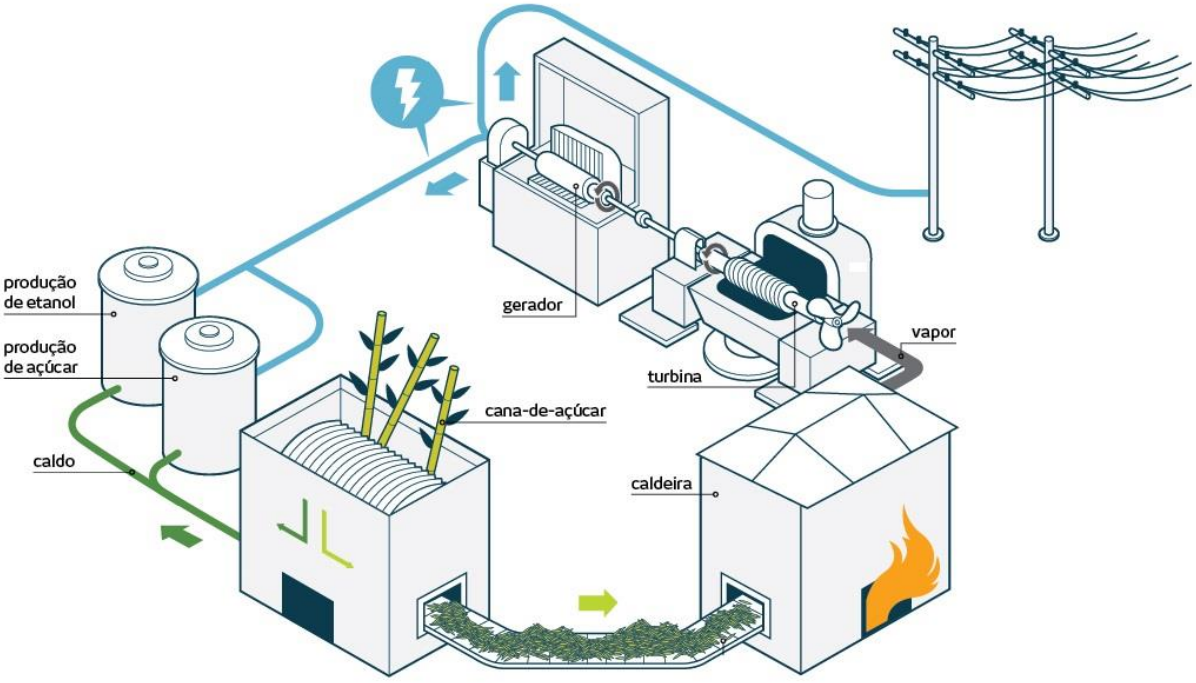

Figura 3.5 – Processo de Transformação de Energia em uma Usina Termelétrica Movida a Biomassa do Bagaço de Cana-de-açúcar. Fonte: Adaptado Revista Galileu, “Participação de usinas de cana na geração de energia do país poderia ser seis vezes maior”

3.3.5 Empreendimento enquadrado como Cogeração Qualificada

A Resolução Normativa ANEEL nº 235, de 14 de maio de 2006, define cogeração como o processo que ocorre numa instalação específica para fins da produção combinada e simultânea de calor e energia mecânica, esta última geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária. De acordo com a mesma resolução pode ser considerada como qualificada a instalação que cumprir os seguintes requisitos mínimos de racionalidade energética:

$$\frac{Et}{Ef} \geq 15\% \tag{3.1}$$

$$\left(\frac{Et}{Ef}\right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\% \tag{3.2}$$

Sendo:

Et: Energia da utilidade calor – A energia disponibilizada na forma de calor, ou seja, a energia cedida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos;

Ef: Energia da fonte – A energia da fonte primária recebida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);

Ee: Energia da utilidade eletromecânica – A energia elétrica cedida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

$Fc\%$: Fator de Cogeração definido em função da potência instalada e da fonte primária da central termelétrica cogeradora;

X: Fator de ponderação definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora. Obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica.

Segundo Barja (2006) a inequação (3.1) indica a proporção entre a produção das utilidades calor/eletromecânica, com a finalidade de caracterizar a central termelétrica como uma planta de cogeração em si. Como se trata de concessão de benefícios procurou-se, com este requisito, inibir a participação de centrais termelétricas de geração pura modificadas com a introdução de acanhadas extrações de calor, com a intenção de apenas usufruir da qualificação.

Caracterizada a central como cogeradora, parte-se então para a mensuração da racionalidade energética da planta. A inequação (3.2) utiliza o conceito de exergia (máximo trabalho que um sistema pode realizar ao evoluir do estado em que se encontra até entrar em equilíbrio termodinâmico com o meio), o qual observa o caráter qualitativo dos fluxos energéticos, valorizando o tipo da energia em função de sua maior disponibilidade em realizar trabalho. Desta forma, o aproveitamento de calor (Et) é desvalorizado em relação à produção eletromecânica (Ee), utilizando-se para isso o fator de ponderação (X).

A valorização da energia eletromecânica é notada com facilidade na inequação (3.2). Comparando duas centrais de cogeração que possuam a mesma eficiência global (eficiência energética), porém com proporções diferentes entre a produção das utilidades calor e eletromecânica, obtém o maior valor de $Fc\%$ a central de maior produção eletromecânica.

Os fatores X e $Fc\%$ devem atender aqueles estabelecidos na Tabela 3.2.

Caso ocorra queima alternada ou mesclada de diferentes fontes, os valores de X e $Fc\%$ representativos dessa situação serão obtidos por ponderação dos valores contidos na tabela, segundo a participação energética de cada fonte.

Tabela 3.4 – Tabela dos Fatores de Ponderação (X) e Cogeração (Fc%). Fonte REN nº 235/06

Fator/Potência elétrica instalada	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natutal e Carvão		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais Combustíveis		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

A qualificação da central cogeradora deverá ser solicitada à ANEEL através de requerimento acompanhado de informações como memorial descritivo simplificado da central e do processo associado, planta geral do complexo destacando onde está inserida a central, diagrama elétrico unifilar geral da central, caracterização do calendário do ciclo operativo da central, com indicação do seu regime operativo e o consequente fator de utilização média das instalações, balanço da energia elétrica em kWh/h, indicando, tanto para "carga plena" quanto "carga média", fluxograma do balanço térmico na "carga plena" e na "carga média", indicando para cada situação a vazão mássica e as variáveis de estado de todos os fluidos envolvidos, na entrada e saída dos principais equipamentos e instalações da central, demonstração da eficiência energética individual dos principais equipamentos integrantes do ciclo térmico de cogeração e a demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade.

Como obrigação, uma vez reconhecida a qualificação, o agente deve manter em arquivo o registro mensal dos montantes energéticos referentes a Et, Ef e Ee, bem como o demonstrativo da sua apuração, com base na efetiva operação da central termelétrica cogeradora.

Até a conclusão da pesquisa, segundo o BIG, no Brasil existem 89 unidades geradoras que utilizam do processo de cogeração qualificada para produzir energia. Dessas aproximadamente 60 % possuem características que as permitem comercializar livremente sua energia.

As tecnologias utilizadas pelos geradores podem ser classificadas em três classes diferentes: Fóssil (Gás Natural, Óleo Diesel e Óleo Combustível), Biomassa (Bagaço de cana-de-açúcar e licor negro) e Residual (Gás de processo, Gás de alto forno, Oxidação de Enxofre).

3.4 Regras de comercialização sob a perspectiva dos Geradores Incentivados

As regras para a comercialização de energia elétrica são definidas pela CCEE com base em leis, decretos, resoluções normativas e demais documentos legais. Sendo assim, o pacote de regras determina a forma de atuação dos agentes no mercado de energia elétrica brasileiro. Este pacote está dividido em 23 módulos e disponível no sítio da própria CCEE.

Entretanto, o gerador incentivado que busca comercializar livremente sua energia não necessita compreender todos os módulos. Sendo assim, está seção apresenta as regras que influenciam diretamente as ações do gerador incentivado na comercialização de energia.

Caso o gerador incentivado decida por utilizar um comercializador varejista, este é integralmente responsável por todos os efeitos da representação dos ativos de geração no âmbito das regras de comercialização. Desta forma, toda a contabilização e liquidação dos ativos representados, assim como todas as obrigações e diretos, são atribuídas ao comercializador varejista na CCEE. Portanto, processos como ajuste de medição, sazonalização de garantia física, efeitos do MRE, compra e venda (Balanço Energético), encargos (Energia de Reserva, ESS de Segurança Energética e de Restrição de Operação), aporte de garantias financeiras, liquidação, penalidades (Insuficiência de Lastro de Energia e de Potência), desconto aplicada à TUSD/TUST, votos e contribuição associativa, multas e inadimplências que são abordados nesse tópico serão de responsabilidade do comercializador.

3.4.1 Adesão do Gerador Incentivado a CCEE

O processo de adesão inicia com o envio de documentos que constam nos Procedimentos de Comercialização (PdC), especificamente no módulo “Agentes”, submódulo “1.1 – Adesão à CCEE”. No caso do gerador incentivado, os documentos necessários para a adesão são apresentados na Tabela 3.3. É através desses documentos que se comprova que o candidato atende a todos os requisitos técnicos, regulamentares e econômicos para a sua adesão.

A CCEE analisa essa documentação e caso necessite de complementação de documentos informa o futuro agente através de seu “Canal Exclusivo”. Recebendo essas informações adicionais a análise é realizada e fica por conta do Conselho Administrativo (CAd) deliberar e aprovar ou não a adesão do agente na CCEE. Caso o CAd indefira o pedido de adesão o agente pode realizar um pedido de reconsideração. Concluído esse processo o gerador incentivado se torna um agente da CCEE.

Entretanto, a atuação no âmbito da CCEE está condicionada à operacionalização do agente. Para o gerador incentivado essa operacionalização depende de manifestação expressa do agente, com modelo disponível no site da CCEE, sendo possível ocorrer, no mínimo, no mês seguinte ao mês de aprovação da adesão. A partir do momento em que é realizada a operacionalização, o gerador passa a ter a o encargo de contribuição associativa, conforme os termos estipulados no PdC 1.3 – Votos e Contribuições.

Tabela 3.5 - Documentos Necessários para Adesão do Gerador Incentivado na CCEE. Fonte: Procedimentos de Comercialização – Submódulo 1.1 – Adesão à CCEE.

Documentos Necessários para Adesão do Gerador Incentivado			
Descrição	Forma de Entrega		Firma Reconhecida
	Física	Digital	
Termo de Adesão	✔		✔
Termo de Adesão à Convenção Arbitral	✔		✔
Carta/Ofício de Encaminhamento à CCEE	✔		
Ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor e alterações supervenientes ou o documento societário consolidado, protocolado e com a chancela da Junta Comercial ou cartório de registro de pessoa jurídica		✔	
Ata de eleição dos administradores protocolada e com a chancela de Junta Comercial ou cartório de registro de pessoa jurídica *Caso Aplícavel*		✔	
Procuração outorgada na forma da documentação societária *Caso Aplícavel*		✔	
Certidão negativa de falência e recuperação judicial expedida pelo Poder Judiciário da sede do candidato a agente com data de emissão não anterior a 60 dias contados da data de adesão pretendida		✔	
Instrumento de outorga de concessão, permissão, autorização e/ou registro		✔	
Quadro Societário - Deve constar composição acionária das empresas que são sócias acionistas do candidato a agente		✔	
Copia do CNPJ - Obtido diretamente pelo site da Receita Federal		✔	
Última fatura/conta de fornecimento e planilha com histórico dos últimos 12 meses imediatamente anteriores à migração para o ACL		✔	
Termo de responsabilidade da matriz - adesão de filial *Caso Aplícavel*		✔	✔
Termo de Opção por Conta Corrente Específica Única *Caso Aplícavel*		✔	✔
Ato regulatório comprobatóroio da atuação como vendedor de energia especial incentivada.		✔	
Ato regulatório comprobatóroio da concessão de desconto, na forma do § 1° do art. 26 da Lei n°9.427, de 26 de dezembro de 1996.		✔	

Mesmo que o gerador incentivado já seja considerado um agente da CCEE, seus ativos ainda não são reconhecidos pela entidade. Nesse sentido, é necessário que o gerador cumpra

os procedimentos de cadastro do agente, estipulados no PdC 1.2 – Cadastro de Agentes. É baseado nesses procedimentos que o gerador incentivado se cadastra no Sistema de Gestão de Processos (SGP) e cadastra os pontos de medição no Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) e os ativos no SCL.

Em paralelo ao envio da documentação de adesão e o cadastro do agente, o gerador incentivado deve adequar seu Sistema de Medição e Faturamento (SMF) e realizar a modelagem dos ativos de medição conforme consta também no PdC 1.2 – Cadastro de Agentes, através do Sistema Integrado de Gerenciamento de Ativos, o "SigaCCEE".

A implantação do SMF deve compreender as seguintes etapas: solicitação do parecer de localização na CCEE, elaboração de projeto de medição em conformidade Submódulo 12.2 - Anexo 1 dos Procedimentos de Rede, pré-aprovação do projeto pelo agente conectado e posteriormente pelo ONS, especificações do projeto, montagem dos equipamentos, estabelecimento de link de comunicação com a CCEE para acesso aos medidores, comissionamento e cadastro dos pontos de medição no SCDE.

É através da modelagem que a CCEE passa a "enxergar" o gerador incentivado. O agente deve preencher as principais informações (CUSD/CUST, Instalação Compartilhada, Classe de Atendimento). A informação de CUSD/CUST deve ser confirmada pelo Agente Conectado, assim como a vigência deste. O Agente de medição deve preencher as informações dos medidores e realizar o cadastro dos pontos de medição no SCDE. Ao fim do processo de modelagem, as informações dos ativos estarão disponíveis ao agente no SigaCCEE, sistema que permite ao responsável pela unidade geradora, indicado no inicio do processo de adesão, modificar informações da mesma.

3.4.2 Garantia Física e Lastro

De acordo com o art. 7º da Resolução da ANEEL nº109/04, denominada Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, os contratos registrados na CCEE não implicam, necessariamente, compromisso de entrega física de energia elétrica por parte dos agentes vendedores, podendo a energia ser entregue por outro agente da CCEE, ressalvando-se, para todos os efeitos, que a responsabilidade contratual pela entrega da energia continua sendo do agente vendedor referido no contrato.

De forma análoga e simplória seria como se o SIN fosse uma enorme caixa d'água, sendo função dos geradores encher e dos consumidores esvaziar. Nesse contexto, o gerador negocia com o consumidor a quantidade de água que o mesmo deve retirar, mas a partir do momento em que os geradores colocam água na caixa se torna impossível identificar se a água que o consumidor está retirando é a mesma que o gerador, com o qual ele tem contrato, forneceu. Assim, não existe o compromisso físico de entrega, mas existe o compromisso de abastecimento por parte do gerador, tendo em vista que a capacidade de armazenamento da caixa d'água é nula.

Portanto, a comercialização de energia elétrica no SIN é concretizada de forma puramente contratual e contábil. E para compatibilizar o processo de geração (físico) com o de comercialização (contratual) utiliza-se o conceito de garantia física e lastro de energia.

O conceito de garantia física, também denominado na literatura como energia assegurada, representa a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que constantemente pelas usinas, admitindo-se um risco predeterminado de não atendimento da carga. No caso de um sistema hidrotérmico, como o brasileiro, não há, mesmo que exista uma extensa base de dados históricos, como garantir as vazões de afluência, o que não permite garantir a produção de energia (E. L. da Silva, 2001).

Para contornar esse problema faz-se uso das séries sintéticas, as quais são geradas por um modelo estocástico, permitindo uma amostra mais representativa das possíveis vazões afluentes futuras. Essas séries sintéticas são apoiadas nas séries históricas (sequência de valores mensais de vazão natural afluente, no Brasil tem-se um histórico da ordem de 70 anos). O Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) define como critério de suprimento um déficit de energia não superior a 5%, ou seja, para o conjunto de 2000 séries aceita-se que em 100 delas ocorram déficits, independente da magnitude (E. L. da Silva, 2001).

Nesse sentido a Lei nº 10.848/04, regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163/04, estabelece que “Garantia Física” é a quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento, que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos. Segundo o mesmo decreto, a definição da forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do MME, sendo a execução do cálculo realizada pela EPE, e o seu valor estabelecido no contrato de concessão ou ato de autorização.

O lastro de energia é a quantidade de energia comercializada através dos contratos, ou seja, o lastro é formado pela garantia física das unidades geradoras do agente vendedor, acrescido de eventuais contratos de compra de energia proveniente de outros geradores. Assim, caso o gerador incentivado não possua lastro suficiente para atender seus contratos de venda, o mesmo pode contratar garantia física junto a outras usinas para honrar as obrigações assumidas. Essa complementação deve estar associada à energia proveniente de usinas caracterizadas como incentivada ou, até no máximo 49% da sua garantia física, proveniente de usinas caracterizadas como convencional, estando sujeito à aplicação de penalidades, a serem tratadas mais adiante. De forma resumida, pode-se dizer que o lastro é a face comercial e a garantia física é o respaldo do sistema.

A garantia física para composição de lastro de energia é determinada de diferentes formas, em função dos diferentes tipos de usinas existentes: hidráulicas e não hidráulicas. O fluxograma da Figura 3.6 ilustra o processo para definição da garantia física de uma usina.

No caso de a usina ser hidráulica o primeiro critério de avaliação é a participação no MRE. As PCHs e CGHs podem optar pela participação no MRE, mesmo que não possuam o

despacho centralizado, no entanto devem respeitar critérios e procedimentos estipulados pela Resolução Normativa da ANEEL nº 409 de 10 de agosto de 2010.

Caso opte por participar do MRE, a garantia física do gerador incentivado é definida a partir da capacidade de produção anual, a qual é sazonalizada pelo ONS em meses, sendo as quantidades mensais moduladas por semana e patamar de carga (pesada, média e leve). A capacidade de produção anual é definida pelo MME através de estudos realizados pela EPE.

Se a opção for por não participar do MRE, a garantia física pode ser definida pelo MME e sazonalizada pelo agente, ou seja, o gerador define a quantidade de energia mensal que ele poderá comprometer em seus contratos, respeitando sempre o limite máximo mensal. Caso a garantia física não seja definida pelo poder concedente, a mesma é igual a sua geração final definida pela medição contábil, ou seja, é a quantidade de energia produzida pelo gerador medida pelo sistema de medição e faturamento, descontadas as perdas da rede básica do ponto de conexão do gerador até o centro de gravidade do sistema. Nessa condição a garantia física é definida com base no histórico dos últimos 12 meses de geração. No caso de a unidade geradora ser nova, a garantia física será determinada a partir do decimo quarto mês, antes disso a mesma é definida de acordo com sua capacidade instalada

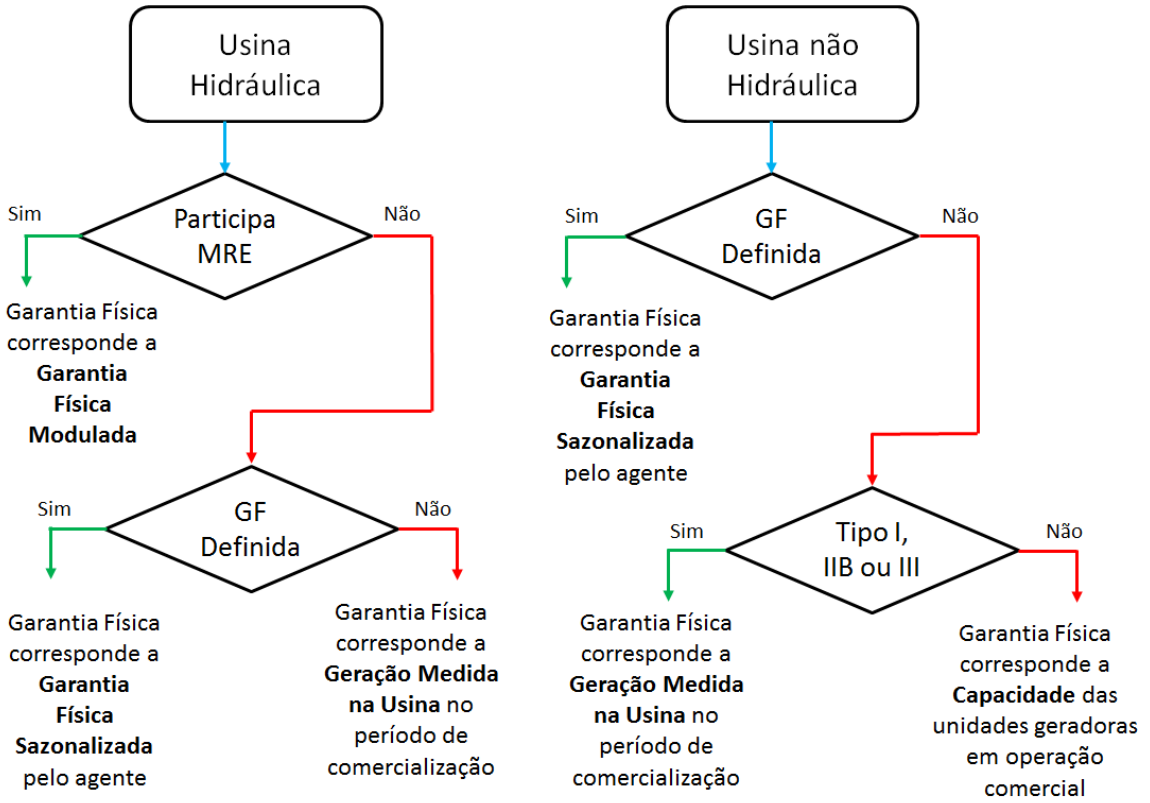

Figura 3.6 – Fluxograma de Determinação da Garantia Física. Fonte: Adaptado Regras de Comercialização

As usinas não hidráulicas podem ter a sua garantia física definida pelo poder concedente, a qual será sazonalizada pelo agente. No entanto, se a garantia física não for estabelecida pelo MME, então deve ser observada a modalidade de operação das usinas,

determinada pelo ONS nos procedimentos de rede (elaborados pelo ONS e aprovados pela ANEEL). O módulo 26 dos procedimentos de rede estabelece os três tipos de modalidade de operação das usinas:

- **Tipo I:** São usinas conectadas à rede básica (Instalações de transmissão do SIN); ou usinas cuja operação possa afetar a operação de usinas de Tipo I já existentes; ou usinas conectadas fora da rede básica cuja potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação. Essas usinas têm programação e despacho centralizado pelo ONS.
- **Tipo II:** São usinas não classificadas como tipo I, mas que afetam os processos de planejamento, programação da operação, operação em tempo real, normatização, pré-operação e pós-operação. As usinas desse grupo são classificadas em dois subgrupos Tipo IIA e Tipo IIB. As do tipo A são usinas termelétricas que tem Custo Unitário Variável (CVU) declarado, sua programação e despacho são centralizados. As usinas do tipo B são usinas nas quais se identifica a necessidade de informações ao ONS, para possibilitar sua representação individualizada nos processos de planejamento, programação da operação, normatização, pré-operação e pós-operação. Assim, sua programação é centralizada e o despacho é descentralizado, porém o mesmo deve informar o ONS seu despacho programado e possíveis reprogramações em tempo real.
- **Tipo III:** São as usinas que não se enquadram nas modalidades anteriores e não têm impacto na segurança elétrica da rede de operação. As usinas classificadas nessa modalidade não terão relacionamento operacional com o ONS.

Assim, caso o gerador incentivado seja classificado na modalidade de operação I, IIB ou III a sua garantia física corresponderá à geração medida na usina no período de comercialização, no entanto caso o agente seja classificado como IIA a garantia física corresponderá à capacidade das unidades geradoras em operação comercial.

Portanto, definida a garantia física, ou a forma com a qual ela será considerada no processo de comercialização, estipula-se o lastro de energia que o gerador incentivado pretende negociar, elaborar e celebrar seus contratos de comercialização de energia, baseando-se sempre em seu lastro de energia.

No entanto, além de garantir lastro de energia o gerador incentivado deve também comprovar um lastro de potência. O lastro de potência dos agentes vendedores é constituído pela potência de referência associada a cada usina modelada em seu nome, acrescido de contratos de compra realizados pelo agente. A potência de referência no caso de usinas despachadas centralizadamente é a potência das unidades geradoras em operação comercial, abatida a taxa de referência de indisponibilidade forçada e programada. Para as usinas não despachadas centralizadamente, a potência de referência corresponde à média da geração da usina dos últimos cinco anos no período de ponta. Nesse caso, para as usinas que não possuem histórico de 5 anos de geração, os dados faltantes serão completados com valores

correspondentes à potência instalada multiplicado por 0,9. Sendo que para as usinas à biomassa, a média deverá considerar apenas os períodos de safra.

A eventual insuficiência para lastro de potência será o valor positivo calculado considerando, no patamar de carga pesado, a potência associada aos contratos de venda acrescida da potência associada ao consumo, deduzido o lastro de potência do agente. A apuração da insuficiência ocorre mensalmente com base nas exposições verificadas no patamar de carga pesada de cada dia. A forma com a qual é realizada essa apuração é apresentada de forma mais detalhada no tópico que trata das penalidades por insuficiência de lastro de potência.

Agentes da categoria geração ou da classe dos comercializadores, que possuam superávit de potência, podem, a seu critério, vender este excedente de potência de forma livre e direta para os agentes com déficit de potência.

3.4.3 Contratos

Os contratos realizados por um gerador incentivado que comercializa livremente sua energia podem ser divididos em dois grupos, contratos de comercialização e contratos de conexão e uso das redes de transmissão e distribuição.

Contratos de Comercialização

Os contratos celebrados entre agentes no ACL são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre – CCEALs. Como mencionado, as condições de atendimento, preço e demais cláusulas estabelecidas nesses contratos são livremente negociadas entre as partes. Entre os CCEALs estão os contratos firmados entre as partes na Comercialização de Energia Incentivada, sendo denominados de:

- **Contrato de Comercialização de Energia Incentivada de Cogeração Qualificada – CCEICOGQ:** neste contrato a parte vendedora é um agente com perfil de geração ou de comercialização associado à energia oriunda de usinas de cogeração qualificada**;**
- **Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial – CCEIE:** neste contrato a parte vendedora é um agente com perfil associado à modalidade de geração com características de CGH, PCH, empreendimentos com base em fonte solar, eólica, ou biomassa e a cogeração qualificada.

Os contratos e as respectivas alterações devem ser registrados e validados na CCEE. O registro é realizado pelo agente vendedor através do Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL para todo o período de vigência do contrato, independente da duração. Para isso, deve-se informar o montante anual e os montantes mensais.

Caso seja informado somente o valor anual, os valores mensais serão distribuídos de forma “flat”, ou seja, serão estipulados pela média aritmética da quantidade total de energia e o número de meses. Sendo informados somente os valores mensais, o valor anual será a soma dos mesmos. Os critérios para realizar a modulação podem ser os seguintes:

- **Declarada:** Livremente acordada entre as partes, sendo necessária a indicação da modulação hora/hora para o mês a ser contabilizado;
- **Flat;**
- **Carga:** De acordo com o perfil de carga do agente comprador, no mês a ser contabilizado, sendo necessária a indicação de, ao menos, uma de suas cargas para o mês a ser contabilizado, ou seja, essa funcionalidade processa a modulação conforme o perfil da medição apurada de uma carga específica ou um conjunto de cargas modeladas na CCEE.
- **Geração:** De acordo com o perfil de geração do agente vendedor, no mês a ser contabilizado, sendo necessária a indicação de, ao menos, uma de suas usinas para o mês a ser contabilizado, ou seja, de modo análogo à funcionalidade para modulação de uma carga ou conjunto de cargas, a modulação conforme geração vincula o processo de modulação ao perfil da medição apurada de uma usina ou um conjunto de usinas modeladas na CCEE.
- **MRE:** De acordo com a curva de geração verificada no portfólio de todas as usinas pertencentes ao MRE no mês a ser contabilizado.

O ajuste dos montantes de energia para os CCEALs, por parte do agente vendedor, pode ser realizado mais de uma vez, desde que respeite os prazos estipulados no submódulo 3.1 dos procedimentos de comercialização, disponível no sitio da CCEE.

Registrados os dados, é função do agente comprador validar os mesmo para fins de contabilização por parte de CCEE, caso o mesmo não seja validado este não será considerado no processo de contabilização, resultando ao comprador a penalidade por falta de lastro de cobertura de consumo. Na contabilização, havendo diferenças entre as quantidades de energia contratadas e as quantidades efetivamente geradas e consumidas pelos agentes, as mesmas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação (CMO), ou seja, quanto custa ou custou produzir cada MWh a mais de energia para atender determinada carga. O PLD é limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado (CCEE, 2015b). Embora limitado por piso e teto regulatórios, o PLD é muito variável, em linha com a volatilidade do CMO no qual é baseado (Tolmasquim, 2015).

O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, desenvolvidos pelo CEPEL, os quais produzem como resultado o CMO de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal. A Figura 3.7 apresenta, de forma esquemática e simplificada, o processo de determinação do PLD (Neves e Pazzini, 2012).

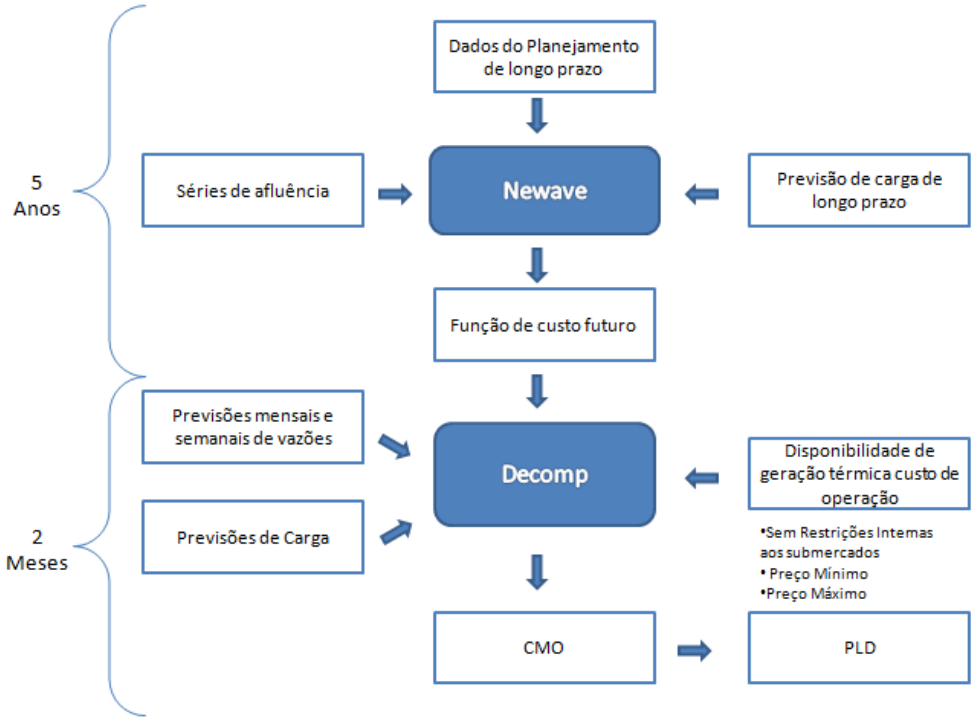

Figura 3.7 – Processo de Determinação do PLD. Fonte: adaptado de (Neves e Pazzini, 2012)

Contratos de conexão e uso das redes

No caso da transmissão são dois contratos, o Contrato do Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e o Contrato de Conexão do Sistema de Transmissão (CCT). Para a distribuição tem-se o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e o Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD).

O CUST é celebrado entre o ONS e os usuários da Rede Básica, neste caso os geradores conectados diretamente à Rede Básica ou os centralmente despachados pelo ONS, mesmo não conectados à Rede Básica. O CCT é celebrado entre as concessionárias de transmissão e os agentes contratantes, tendo o ONS como interveniente.

É atribuição do ONS realizar as avaliações de viabilidade sistêmica das solicitações de acesso quando envolverem instalações de transmissão. Por sua vez, o gerador que pretende realizar acesso deve encaminhar as suas solicitações ao ONS acompanhadas dos dados e informações, assim como dos correspondentes estudos de integração, necessários para a avaliação do Operador. Com o objetivo de auxiliá-lo, de forma simples e direta, nas etapas básicas para a formalização de sua solicitação de acesso, o ONS fornece em seu sítio eletrônico um guia que disponibiliza atalhos para formulários, anexos e modelos.

O CUSD e o CCD são celebrados entre o acessante, no caso o gerador incentivado e a distribuidora local. As condições de acesso, os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão estão descritos no módulo três dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, além disso, a ANEEL elaborou uma cartilha que apresenta conceitos básicos

relativos ao processo de acesso ao sistema de distribuição, a qual se encontra disponível em seu endereço eletrônico.

3.4.4 Desconto na TUSD e na TUST

Como já mencionado, o termo gerador incentivado está relacionado com o desconto concedido pela ANEEL não inferior a 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST e distribuição – TUSD, incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia elétrica comercializada pelos empreendimentos descritos neste trabalho.

O desconto nas tarifas de fio baseia-se no conceito econômico de subsídio. Pindyck e Rubinfeld (2002) definem subsídio como um pagamento que reduz o preço pago pelo comprador a um valor menor do que o preço recebido pelo vendedor. A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE (2005), define subsídio como o resultado de uma ação governamental que confere vantagem a consumidores ou produtores para complementar renda ou reduzir custos. Entretanto, ambas as definições tratam o subsídio como um imposto negativo, quando o mesmo tem por objetivo reduzir o custo de produção de um bem ou serviço.

Montalvão e Silva (2015) salientam que os subsídios concedidos a uma atividade podem ser justificados desde que busquem:

- **A correção de uma falha de mercado:** Situação em que o mercado, sem regulação estatal, gera resultado econômico não eficiente ou indesejável socialmente;
- **Compensar uma atividade por benefícios não quantificados pelo mercado:** No caso de uma determinada atividade gerar externalidades em que o benefício social gerado pela atividade (o ganho da sociedade) é maior do que o benefício privado (o preço recebido pelo agente gerador da externalidade) denominadas de externalidades positivas.

Os autores defendem que os subsídios devem ser em montante suficiente para corrigir ou atenuar a falha de mercado que justificou a sua concessão, durar enquanto a falha de mercado persistir, ou seja, devem ser temporários ou serem submetidos a procedimentos de revisões periódicas, além de não serem subsídios cruzados, classificação dada a subsídios em que a diferença entre o preço recebido pelo agente subsidiado e o preço praticado no mercado é arcada por outros agentes que atuam nesse mesmo mercado.

Ao analisar a aplicação de subsídios nas tarifas de fio no MMEEB, Montalvão e Silva (2015) ressaltam somente como externalidade positiva o baixo impacto ambiental das fontes incentivadas, quando comparadas à energia produzida por fontes fósseis e até mesmo pela energia renovável oriunda de grandes empreendimentos hidrelétricos, que em seu processo de construção causam grandes impactos sociais e ambientais, ocasionando uma elevada resistência a sua implantação. Entretanto, deve-se somar a essa externalidade positiva um novo ramo no mercado de trabalho, seja pela necessidade de profissionais com conhecimentos

de comercialização de energia elétrica ou instalação e manutenção de equipamentos geradores, resultando em benefícios econômicos à sociedade como um todo.

Portanto, é desejável e justificável que o Estado intervenha no mercado de energia elétrica brasileiro para corrigir possíveis falhas de mercado e compensar a geração incentivada por benefícios não quantificados pelo mercado.

Para isso, a resolução normativa da ANEEL nº 77/04, estipula a metodologia utilizada para definir o percentual final de redução a ser aplicada pelas distribuidoras e transmissoras nas tarifas de fio. Conforme a resolução, os empreendimentos de geração de energia incentivada farão jus a percentual de 50%, 80% ou 100% de redução, cabendo à ANEEL emitir ato autorizativo quanto ao percentual de desconto a que a usina terá direito.

Fica assegurado o direito a 100% de desconto aos empreendimentos:

- que já possuíam o referido percentual de redução, para produção, estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003;
- caracterizados como PCH, com potência maior do que 1 MW e menor ou igual a 30 MW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003;
- a partir de fonte eólica, biomassa, assim como os de cogeração qualificada que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003; e
- aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

O percentual de 80% de desconto é assegurado para empreendimentos de fonte solar que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, sendo aplicado nos dez primeiros anos de operação da usina, a partir do décimo ano o desconto é reduzido para 50%. Nos demais casos ficam estipulados o desconto de 50% nas tarifas de fio.

Se é ultrapassado o limite permitido de 30 MW para injeção de potência nos sistemas de distribuição e transmissão, ou utilizada uma quantidade de energia convencional superior a 49% da sua garantia física, o agente vendedor de energia incentivada perderá o direito ao desconto concedido.

A verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada é aferida no ponto de medição de faturamento e indicada por um sinalizador durante o processo de contabilização. O sinalizador é determinado para cada mês de apuração a partir da verificação de ultrapassagem horária do limite de potência. Portanto, a verificação da violação dos limites de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição ocorre em cada período de comercialização, e para cada hora em que for observada a violação do limite

imposto de 30 MW, o sinalizador horário de ultrapassagem receberá valor unitário. Sendo verificadas três violações no período mensal, o desconto concedido é retirado. Caso haja reincidência na violação mensal nos últimos 12 meses, o gerador é penalizado com a transferência da modelagem da usina para o tipo geração convencional especial.

Para as usinas, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUST e TUSD será o valor conferido pela ANEEL no ato de outorga da usina. O valor do desconto a ser repassado por um agente vendedor corresponderá a uma média dos descontos das usinas do agente (ponderados por suas respectivas garantias físicas) e dos descontos provenientes de seus contratos de compra (ponderados pelos montantes contratados). Assim, uma eventual redução do desconto associado à energia incentivada vendida por um gerador será refletida em toda a cadeia de comercialização em que este gerador estiver envolvido.

O cálculo do desconto a ser repassado pelos agentes vendedores (geradores ou comercializadoras) é realizado mensalmente, utilizando-se para isso os recursos incentivados, dados pelos empreendimentos de geração que fornecem garantia física e os contratos de compra (o quanto tem), e os requisitos incentivados, dado pelo consumo e/ou contratos de venda (o quanto vendeu), considerando a particularidade dos perfis dos agentes, por exemplo, o consumidor especial que só pode contratar energia de geradores incentivados.

É adotada uma técnica de solução de sistemas de equação lineares via abordagem matricial para representar as partes envolvidas na comercialização de energia. Esta abordagem matricial é estabelecida da seguinte maneira:

$$A * D = B \therefore \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1j} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2j} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ a_{i1} & a_{i2} & \cdots & a_{nn} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} d_1 \\ d_2 \\ \cdots \\ d_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \cdots \\ b_i \end{pmatrix} \therefore D = A^{-1} * B \qquad (3.1)$$

Em que:

A: matriz de comercialização de energia incentivada;

D: vetor de descontos finais;

B: vetor de disponibilidade de descontos.

Na construção da matriz de comercialização de energia incentivada cada agente ocupa uma posição especifica. A montagem dessa matriz segue basicamente duas regras:

- **Diagonal principal:** Considera-se o maior valor entre os recursos e os requisitos. No caso do gerador incentivado, considera-se o maior valor entre a garantia física acrescida dos contratos de compra (recursos), e os contratos de venda (requisitos).
- **Diagonal secundária:** Considera-se o montante contratado entre o agente vendedor representado na coluna *j* e o agente comprador representado na linha *i*, ou seja, os elementos fora da diagonal principal refletem o quanto de energia incentivada o agente comprador *i* adquire por intermédio de contratos celebrados com o agente vendedor *j*.

O caderno de regras de comercialização elaborado pela CCEE apresenta um exemplo de montagem da matriz simplificada com três agentes: um gerador, um consumidor especial e um comercializador, conforme mostra a Figura 3.8.

O vetor disponibilidade de desconto retrata o desconto ajustado de cada agente de geração que comercializa energia incentivada, já considerando eventuais perdas de desconto das usinas. Cada elemento desse vetor assume um valor:

– Se o elemento da linha *i* não for um gerador seu valor será igual a zero;

– Se o elemento da linha *i* for um gerador o valor do elemento será igual ao valor correspondente ao desconto ajustado de todas as usinas do gerador.

A Figura 3.9 utiliza o mesmo exemplo da Figura 3.8 para ilustrar a determinação do vetor de disponibilidade de desconto.

Portanto, o valor efetivo de desconto de cada agente – vetor de descontos finais, é obtido através do produto da inversa da matriz de desconto de energia incentivada (Matriz *A*) pelo vetor de disponibilidade de desconto (Matriz *B*).

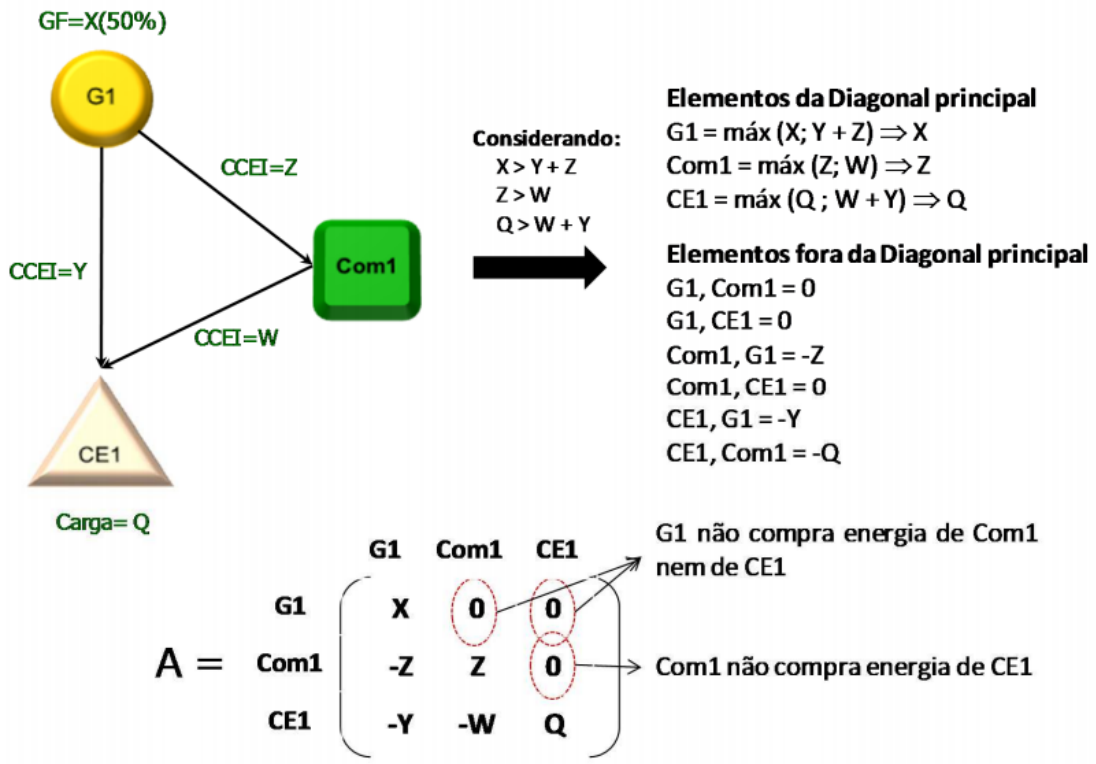

Figura 3.8 – Exemplo de Montagem Matriz de Comercialização de Energia Incentivada.
Fonte: Regras de Comercialização 2015

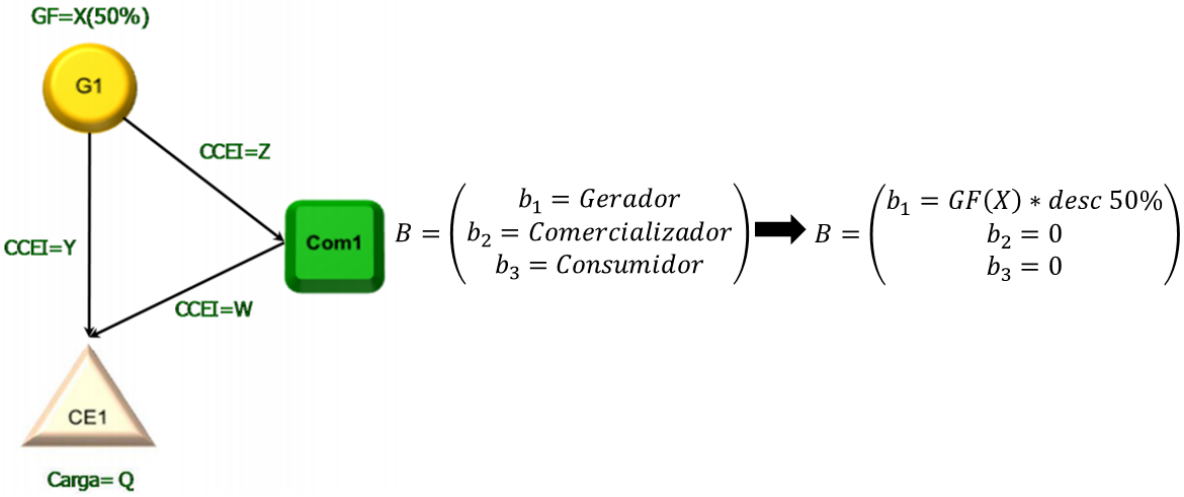

Figura 3.9 – Exemplo de Montagem do Vetor Disponibilidade de Desconto

Como é permitido ao agente gerador utilizar o lastro para venda num horizonte de doze meses, se faz necessário considerar os recursos incentivados para fins de cálculo de desconto no intervalo de doze meses. Logo, além do recurso no mês contabilizado, são utilizados, em caso de déficit, sobras de recursos incentivados dos onze meses anteriores ao de contabilização. São utilizados, prioritariamente, saldos incentivados dos meses mais antigos da janela de apuração. A Figura 3.10 ilustra a cobertura de uma situação de déficit com sobras de recursos incentivados.

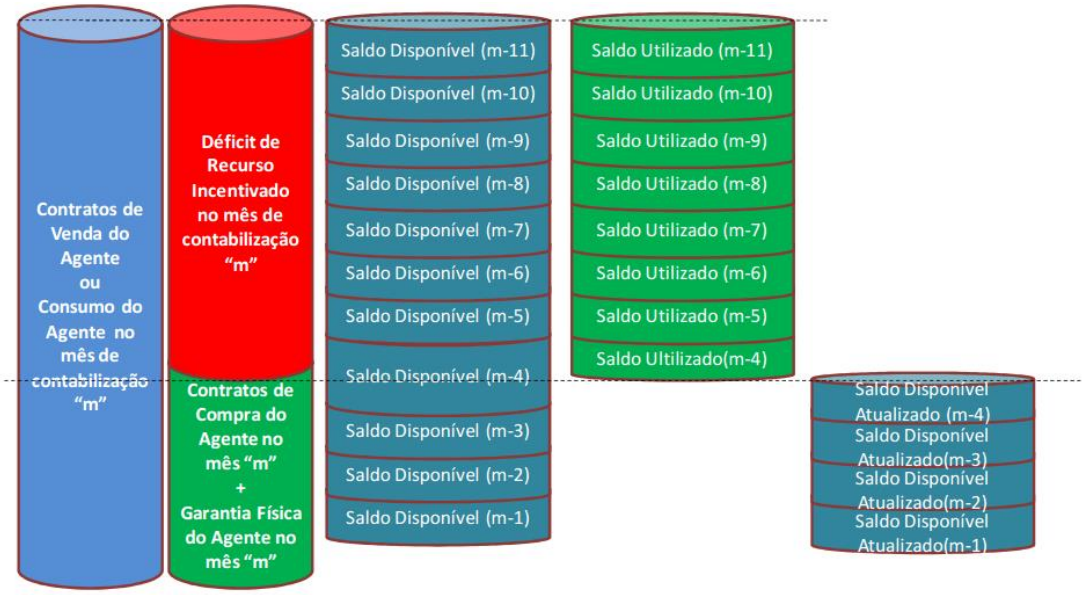

Figura 3.10 – Utilização de Saldos de Energia Incentivada para Abater Situações de Déficits.
Fonte: Regras de Comercialização 2015

3.4.5 Processo de Medição

O processo de medição na comercialização de energia elétrica é composto de duas etapas. A primeira, denominada de "Medição Física", está relacionada ao processo físico de medição da energia elétrica, em que são coletados dados de consumo e geração pelo Sistema

de Medição e Faturamento (SMF) e enviados à CCEE através do SCDE, considerando os valores brutos adquiridos e a localização física dos pontos de medição. A segunda etapa está relacionada à “Medição Contábil”, um processo contábil em que a CCEE trata das especificidades de cada agente, aplicando-lhes as normas e regulamentações vigentes, tendo como resultado as perdas associadas a cada ponto de medição de geração e consumo do sistema. A seguir são apresentados de forma mais detalhada cada uma das etapas.

Medição Física

O processo de medição física realiza a aquisição e o processamento das informações de geração e consumo. Desse modo, a medição física é definida como a preparação dos dados coletados por canal, a partir do SMF dos agentes, transformando-os em informações válidas para o processamento da contabilização.

O SMF é composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores de instrumentos (TI) (transformadores de potencial e de corrente), pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento. O anexo I do submódulo 12.2, “Instalação do sistema de medição para faturamento”, fornece os requisitos técnicos para o SMF, os quais todos os agentes devem atender. Assim, a instalação, adequação e manutenção do SMF é de responsabilidade do agente que se conecta.

O SMF deve ser instalado no ponto de conexão das usinas que comercializam energia nos âmbitos da CCEE com a rede básica ou rede de distribuição local, para a medição da geração líquida. São fornecidos pelo sistema de medição:

- Dados de demanda para a apuração dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão — EUST, no âmbito do ONS;
- Dados para a contabilização e liquidação da energia elétrica no âmbito da CCEE;
- Dados de geração para a apuração dos encargos dos serviços ancilares no âmbito da CCEE;
- Dados das medições instaladas nas unidades geradoras utilizados para verificação do cumprimento das instruções de despacho, da apuração dos serviços ancilares e das capacidades declaradas dessas unidades;
- Dados para cálculo de fator de potência no ponto de conexão com a rede básica;
- Dados para cálculo dos fatores de perda de transformação; e
- Dados de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) nos pontos de conexão com a rede básica.

Esses dados são coletados pelo SCDE da CCEE, remota e automaticamente, por meio de acesso direto aos medidores do agente, ou por intermédio da Unidade de Coleta de Medição (UCM) do agente. Os dados coletados pelo SCDE são tratados por dois canais,

geração e consumo, o que permite obter a geração líquida, ou seja, o gerado menos o consumido.

Tendo os dados de medição, é realizada a integralização das grandezas. Para fins de contabilização, os dados obtidos em intervalos de cinco minutos (períodos de coleta) são integralizados por hora e convertidos de kWh em MWh.

Diante desses dados integralizados pode-se iniciar o processo de medição contábil, para que a CCEE trate as especificidades de cada agente, aplicando-lhe as normas para o cálculo das perdas da rede básica associadas a cada ponto de medição de geração. As perdas da rede básica indicam a diferença entre a energia efetivamente entregue ao sistema e a energia efetivamente consumida.

Porém, nem todos os empreendimentos de geração e consumo estão conectados à rede básica. É comum os agentes utilizarem de redes secundárias para a transmissão de energia, essas redes são de uso exclusivo dos agentes a elas conectados, e as perdas associadas a elas são assumidas pelos mesmos. Essas redes são denominadas na regulamentação como “Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas – DITCs”.

Assim, faz-se necessário estipular as perdas na rede compartilhada para que, enfim, seja determinado o volume de energia participante no rateio das perdas da rede básica, durante o processo de medição contábil.

As perdas na rede compartilhada são determinadas da mesma forma que na rede básica, diferença entre a medição integralizada da geração total e do consumo total dentro da própria rede. Entretanto, como na rede básica, essas perdas não podem ser responsabilizadas a somente um agente, resultando na necessidade do rateio das perdas da rede compartilhada.

Para que o rateio seja feito de forma equânime, as perdas em uma rede compartilhada são alocadas por canal, na proporção dos valores medidos em cada ponto de medição, em cada nível hierárquico (n, n+1, n+2, ...). Conforme ilustrado na Figura 3.11, a perda associada ao ponto de medição M6 corresponde a uma parcela da perda apurada na rede compartilhada Y_1, somada a uma parcela da perda apurada na rede compartilhada Y_2, uma vez que a energia medida no ponto M6 percorreu todo o caminho, desde a Rede Básica até o ponto de consumo, passando pelas redes Y_1 e Y_2.

Os postos de medição são cadastrados pela CCEE pelo seguinte critério:

- Ponto de medição de monitoração (Mm): quando esse for o ponto de medição de conexão de uma rede compartilhada com a rede básica (raiz) ou de conexão de uma subárvore com a rede principal.
- Ponto de medição participante de uma rede compartilhada (M): todo ponto de medição que estiver ligado diretamente a um ponto de monitoração na condição de descendente.

Deste modo, após o cálculo das perdas, a medição é ajustada pela diferença entre a medição integralizada e as perdas associadas aos canais de geração e consumo.

Contudo, a participação de uma informação de consumo/geração no rateio das perdas da rede básica refere-se apenas ao montante intercambiado entre a rede compartilhada em que o agente está localizado e a rede básica, ou seja, caso a rede secundária possua consumo maior que geração, os agentes de geração ficam isentos do rateio das perdas na rede básica, mas caso a geração seja maior que o consumo são os agentes de consumo que possuem a isenção.

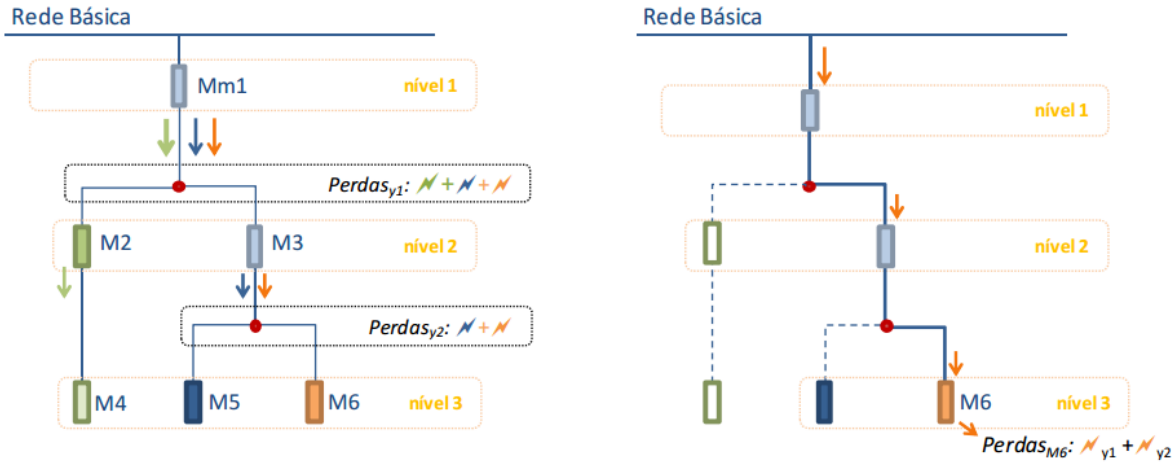

Figura 3.11 – Representação da determinação de perda por rede compartilhada (esquerda) e o caminho em que o ponto de medição está associado para obtenção da perda por ponto de medição (direita). Fonte: Regras de Comercialização 2015

Nesse sentido, o percentual com o qual o agente vai participar no rateio das perdas da rede básica é a razão da diferença entre consumo e geração da rede secundária pelo consumo ou geração do medidor do próprio agente. Caso o agente não participe da rede secundária o percentual de participação do mesmo no rateio das perdas da rede básica é integral.

No entanto, para finalmente definir o percentual de participação do agente nas perdas da rede básica, a CCEE leva em consideração a topologia elétrica da rede secundária, no qual agentes terminais (menor nível hierárquico e/ou sem descendentes) têm participação no percentual das perdas com índice igual ao calculado na etapa anterior e agentes com descendentes tem percentual definido pela diferença entre o percentual definido na etapa anterior e o percentual de seus descendentes diretos.

Assim, definido o percentual de participação de cada agente, multiplica-se o mesmo pela medição ajustada e parte-se para o processo de medição contábil, definir as perdas associadas à rede básica.

Medição Contábil

A medição contábil é o processo de apuração e ajuste das quantidades de geração e consumo de energia elétrica, possibilitando a contabilização da energia comercializada pelos agentes. Ajustes são necessários, pois, como mencionado, existe uma diferença real entre a energia efetivamente medida na geração e no consumo. Essa energia é perdida em processos de condução e transformação dos níveis de tensão e corrente durante o processo de transmissão, grande parte na forma de calor. Inserida nesse contexto, a regulamentação define essa diferença como perdas na rede básica.

Para que as perdas sejam rateadas de forma equânime faz-se necessário elaborar um ponto virtual que seja equidistante do gerador e consumidor. Essa definição de ponto virtual não tem nenhum sentido no aspecto físico, tem como função simplesmente dividir em partes iguais as perdas da rede básica para o gerador e o consumidor no processo de contabilização da energia elétrica.

Esse ponto virtual é denominado pela regulamentação como "Centro de Gravidade" e é neste ponto que são consideradas todas as compras e vendas de energia na CCEE. A existência deste ponto virtual torna possível a comercialização de energia desconsiderando a localização entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Portanto, pode-se dizer que os agentes de geração devem entregar sua energia no "Centro de Gravidade", "pagando" as perdas oriundas do transporte via rede básica para chegar a esse ponto, e os agentes de consumo recebem a energia nesse ponto e devem levá-las até seu local de consumo, também "pagando" as perdas oriundas da rede básica. Esse "pagamento" das perdas consolida-se com uma redução dos valores individuas de geração e com a elevação dos valores individuais de consumo, sendo o total de geração no Centro de Gravidade do Sistema igual ao consumo total nesse ponto (Neves e Pazzini, 2012). A Figura 3.12 ilustra esse processo.

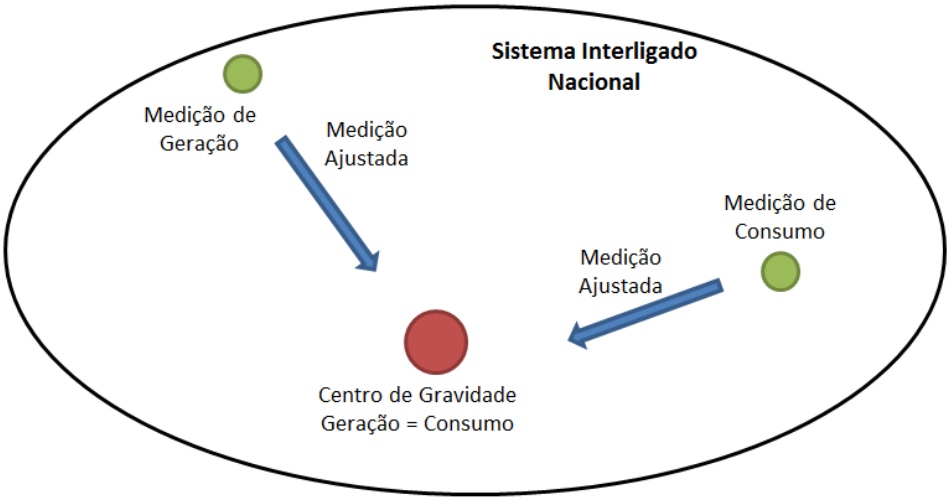

Figura 3.12 – Tratamento das Perdas na Rede Básica. Fonte: (Neves e Pazzini, 2012)

O início do processo de medição contábil, como já descrito, pode ocorrer após a integralização dos dados obtidos pelo SMF, para os geradores conectados diretamente à rede básica ou a partir do momento em que estão definidos o percentual de participação e a medição ajustada, para o caso do agente estar conectado à rede secundária.

O processo tem início com a agregação dos dados do ponto de medição. Destaca-se que a consolidação dos valores obtidos por ponto de medição em informações por ativo depende de um tratamento particular, conforme a configuração elétrica de cada instalação. O módulo

“Medição Contábil” das regras de comercialização apresenta exemplos de agregação desses dados.

Após o processo particular de agregação de dados de pontos de medição, as informações são segregadas em geração, consumo e seus respectivos volumes participantes do rateio de perdas da Rede Básica, por ativo.

O processo de medição contábil tem continuidade com a determinação dos fatores de perda e as próprias perdas, respeitando formulações algébricas descritas no módulo de medição contábil. No entanto, antes da consolidação dos resultados para os agentes geradores, é realizado o processo de determinação das quantidades de geração de teste e reconciliada, o qual consiste na análise e no tratamento das informações de medição da geração das unidades geradoras em operação que estão em período de teste, e da geração das unidades geradoras em operação comercial, respectivamente. Para isso considera-se a motorização da usina (motorizada ou submotorizada), a participação da usina hidráulica no MRE para definição da sua garantia física modulada, o fator de disponibilidade para usinas que tem garantia física definida pelo MME, e as perdas internas instantâneas das usinas que tem a garantia física igual à medição contábil.

Portanto, como resultado da etapa obtém-se a garantia física modulada para as usinas hidráulicas participantes do MRE, a sinalização da motorização da usina, a geração reconciliada e de teste e as perdas da rede básica associadas à geração reconciliada e de teste.

Identificadas essas informações estabelece-se o total de geração de todas as usinas do agente por submercado, semana e patamar, o qual será utilizado pela CCEE no processo de contabilização para apuração das diferenças pelos volumes físicos e contratados no centro de gravidade.

3.4.6 Balanço Energético

O conceito abordado na regulamentação como balanço energético está baseado na teoria da conservação das potências no sistema elétrico, ou seja, a potência líquida injetada em um nó deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm esse nó como um dos seus terminais (Monticelli, 1983). Isso equivale à Primeira Lei de Kirchhoff.

Nesse sentido, o balanço energético é o núcleo do processo de contabilização realizado pela CCEE, em que o cálculo corresponde à diferença entre os volumes de energia verificada e energia contratada, reunindo informações procedentes dos contratos, da medição contábil e do MRE (CCEE, 2015).

No caso do gerador incentivado, o volume de energia verificada é composto pela geração consolidada de cada ativo do agente, determinada pela medição contábil e também pela eventual alocação de energia do MRE para agentes que possuem usinas participantes. Já o volume de energia contratada é associado à posição contratual líquida do agente, determinada pelos contratos, e corresponde à diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE.

Importante ressaltar que esse cálculo é realizado para cada agente, por submercado, semana e patamar de carga, com o objetivo de valorar as diferenças apuradas no MCP ao PLD.

3.4.7 Tratamento das exposições

Em um sistema elétrico de grande porte e elevada integração, como o SEB, é natural a existência de contratos de compra e venda de energia cujas fontes de geração estejam localizadas em outros submercados.

Porém, como já mencionado, o balanço energético de cada agente da CCEE é apurado por patamar de carga, semana e submercado do SIN e é valorado sempre ao PLD correspondente. Assim, os contratos com entrega no submercado do comprador podem causar ao vendedor exposições financeiras, em função das diferenças entre os PLDs dos submercados de origem e destino. Veja o caso de um gerador que tem a geração no submercado A e seus contratos de venda registrados no submercado B, como ilustrado na Figura 3.13. No submercado de origem, onde o vendedor tem suas usinas, a CCEE irá contabilizar a energia vendida ao preço do submercado A. No submercado destino, o vendedor terá seu contrato contabilizado pela CCEE ao preço do submercado B. Se os preços dos submercados são iguais não há problema, porém, se os preços são diferentes haverá ganho ou perda e o agente ficará exposto ao montante contratado multiplicado pela diferença de preços entre os submercados.

A regulamentação trata esse volume de energia multiplicado pela diferença entre os PLDs como "exposição financeira". Essa exposição pode ser tanto positiva (lucro) quanto negativa (prejuízo):

$$Se\ PLD_A > PLD_B \rightarrow\ Receita_{Sub\ A} > Despesa_{Sub\ B} \rightarrow Lucro \tag{3.3}$$

$$Se\ PLD_A < PLD_B \rightarrow\ Receita_{Sub\ A} < Despesa_{Sub\ B} \rightarrow Prejuízo \tag{3.4}$$

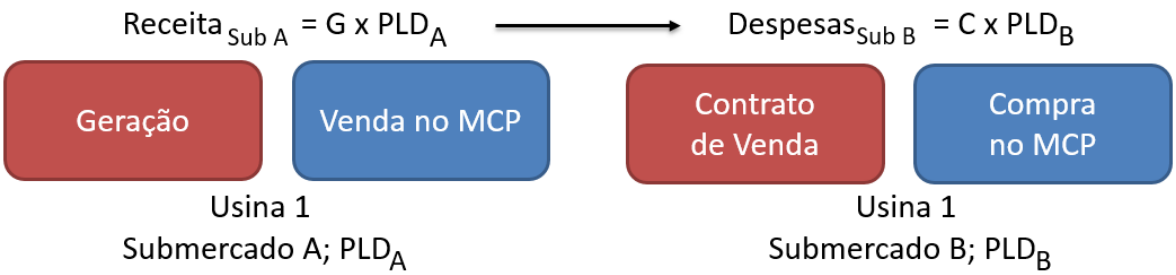

Figura 3.13 – Submercados com Diferenças de Preços. Fonte: (Neves e Pazzini, 2012)

No caso do gerador incentivado, como o contrato que originou a situação da Figura 3.13 é celebrado no ACL, o eventual lucro ou prejuízo é assumido pelo próprio gerador incentivado, diferentemente de outros agentes com os quais, caso haja exposição negativa ou positiva, a CCEE realiza um tratamento específico na contabilização.

Importante ressaltar que situação semelhante à ilustrada ocorre com montantes de garantia física alocados em outro submercados pela aplicação do MRE. Nesses casos, esses montantes também podem gerar exposições negativas ou positivas, entretanto o agente receberá tratamento específico na contabilização da CCEE.

3.4.8 Consolidação dos resultados

No processamento final da contabilização são calculados os valores de receitas e despesas na CCEE dos perfis de Geração e Consumo de todos os agentes. Os resultados dos diversos perfis de um agente são, então, somados, resultando em um valor final a receber ou a pagar por CNPJ, a ser efetivado na Liquidação Financeira.

Assim, a consolidação dos resultados incorpora, para o agente gerador incentivado, no mês de apuração, os seguintes pagamentos e recebimentos, visando o processo de liquidação financeira:

- **Resultado do Mercado de Curto Prazo:** Retrata o valor financeiro dos montantes de energia liquidados no MCP, podendo ser um valor positivo ou negativo, resultado que depende da combinação entre a posição do agente em cada semana (sobra ou déficit de energia), e o PLD, que pode variar nos diferentes patamares de carga, semana e submercados. Isso significa que um agente pode estar 100% contratado dentro do mês, porém apresentar diferenças nas semanas ou patamares de carga, o que resulta num valor a pagar ou receber no final do mês.
- **Compensação do Mecanismo de Realocação de Energia:** Mostra os valores a pagar ou receber dos agentes proprietários de usinas hidráulicas que participam desse mecanismo, refletindo cessões e recebimentos ocorridos ao longo do mês contabilizado.
- **Ajuste de Exposições:** Mostra os valores a pagar ou receber devido a exposições negativas ou positivas.
- **Pagamento de Penalidades:** Reflete o valor de penalidades efetivamente pagas pelo agente gerador incentivado.

3.4.9 Liquidação Financeira

No processo de Liquidação Financeira ocorrem todos os pagamentos e recebimentos dos débitos e créditos referentes à compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo, apurados no processo de contabilização, sendo regulamentado pelas Resoluções da ANEEL nº 552/02, nº 610/02, nº 635/02, nº 763/02, nº 23/03, nº 84/03 e nº 336/08.

As operações realizadas no âmbito da CCEE são contabilizadas e liquidadas de forma multilateral, ou seja, as transações são realizadas sem que haja indicação de parte e contraparte. Ao final de um determinado período de operações em base mensal, o SCL calcula qual a posição, devedora ou credora, de cada agente com relação ao mercado de curto prazo.

Dessa forma, a CCEE optou pela adoção de uma liquidação financeira centralizada através de um Agente Financeiro (um banco comercial) para realizar essas operações. Em linhas gerais, os valores apurados no processo de contabilização da CCEE são informados aos agentes e à instituição responsável pela liquidação financeira. Em data determinada, os agentes devedores realizam depósitos em suas contas-correntes abertas na instituição financeira, contas essas exclusivas para essa finalidade. O agente financeiro recolhe o montante depositado pelos agentes devedores e, no dia seguinte, realiza a transferência desses valores aos agentes credores.

Se todos os agentes devedores realizarem seu pagamento na íntegra, todos os credores receberão o total de seus direitos. No entanto, caso algum agente devedor não realize o pagamento de toda, ou parte, de sua dívida, estará caracterizada uma inadimplência, que será rateada proporcionalmente entre todos os agentes credores, na proporção do crédito de cada agente credor. Para reduzir o risco de inadimplência no mercado, os agentes devem realizar aporte de garantias financeiras.

3.4.10 Garantias Financeiras

Como o processo de liquidação financeira resulta em quantias a pagar pelos agentes devedores e a receber pelos agentes credores, possíveis inadimplências por parte dos agentes devedores podem comprometer a segurança das operações de compra e venda de energia elétrica no MCP. Dessa forma, com o objetivo de mitigar esses efeitos, foi criado o mecanismo de cálculo de Garantias Financeiras, a serem aportadas pelos agentes com operações realizadas na CCEE, que pudesse ser utilizado para cobrir eventuais inadimplências no processo de liquidação financeira.

A Resolução Normativa da ANEEL nº 622/14, que estabelece a forma com a qual deve ser elaborada a garantia financeira, em seu art. 3º determina que a constituição de garantias financeiras é condição necessária à adesão e à operação do agente de mercado no âmbito da CCEE, tendo por finalidade assegurar aos agentes da CCEE a efetivação dos registros validados de contratos de compra e venda por eles realizados, assim como a preservação do MCP.

As garantias financeiras podem ser tratadas de duas formas:

- **Limite Operacional:** valor, em reais, de garantia financeira contratada pelo agente junto à instituição financeira credenciada na CCEE, destinado ao adimplemento das obrigações contraídas pelo agente no âmbito da liquidação financeira.
- **Garantias Avulsas:** valor, em reais, de garantia financeira a ser adicionada ao limite operacional.

As instituições financeiras credenciadas na CCEE contratadas pelos agentes, responsáveis pelo pagamento das obrigações do agente contratante desde o processo de

liquidação financeira, até o montante do limite de crédito concedido, são denominadas pela regulamentação como “agente garantidor”.

As garantias financeiras devem ser constituídas pelo agente da CCEE mediante a contratação de operação de crédito junto ao agente garantidor. A metodologia estabelece que o cálculo das Garantias Financeiras deve ser efetuado mensalmente, com base na análise da exposição de cada agente no MCP, considerando a projeção de operações do agente nas próximas 6 liquidações financeiras. No cálculo são considerados: o resultado do agente no MCP do mês anterior contabilizado (M-1), as exposições do agente no mês em curso (M) e as exposições de quatro meses à frente (M+1 a M+4)

Para efeito de cálculo das garantias, todos os montantes de contratos de venda registrados e validados no SCL, não cobertos por geração/contratos de compra, são considerados como exposições ao MCP e, portanto, compõem o montante final de garantias financeiras a serem aportadas pelo agente no mês. A Figura 3.14 ilustra a forma de cálculo da garantia financeira.

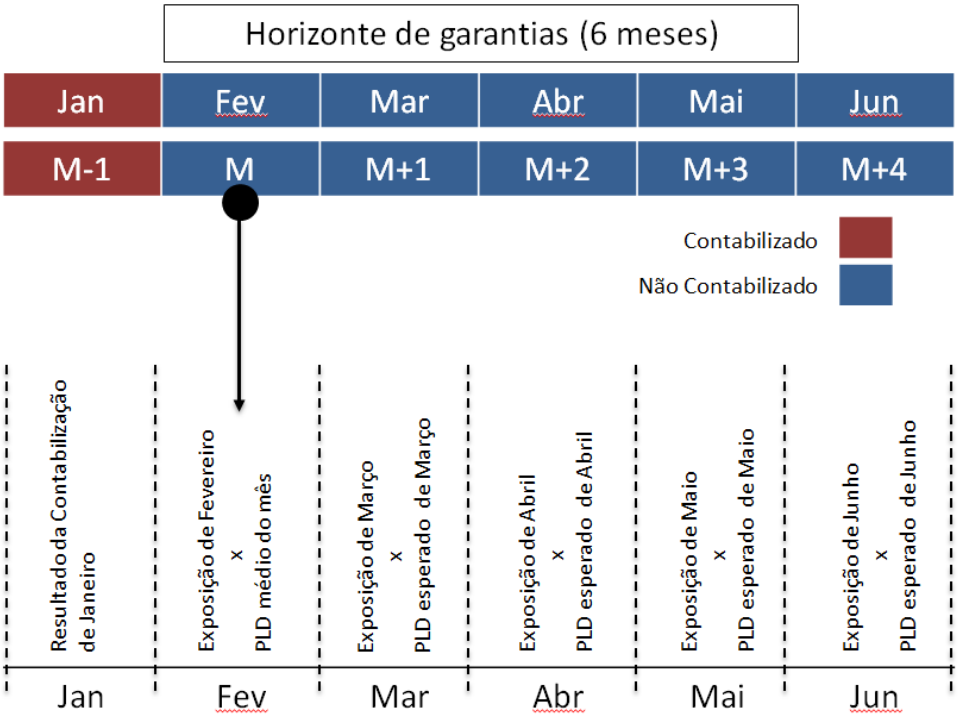

Figura 3.14 – Metodologia de Cálculo da Garantia Financeira. Fonte: (Neves e Pazzini, 2012)

As exposições do agente são valoradas pelo seguinte método:

- **M-1:** PLD verificado, calculado pela CCEE;
- **M:** PLD médio;
- **M+1 a M+4:** PLD esperado, considerado uma média de 2000 séries do modelo computacional NEWAVE.

As informações de geração utilizadas no cálculo do aporte das garantias financeiras dos geradores incentivados consideram o seguinte tratamento:

- **Para o mês m-1:** Considera-se os valores efetivamente gerados pelas usinas
- **Para os demais meses:** O tratamento varia conforme a usina
  - Para hidrelétricas com garantia física estabelecida pelo poder concedente, considera-se para os meses *m* a *m*+4 a garantia física sazonalizada, aplicando-se um fator de perdas médio para referenciar as informações ao centro de gravidade do sistema.
  - Para as demais usinas considera-se o valor declarado pelo agente, sendo que se não ocorrer essa declaração, adota-se o menor valor de geração nos últimos 12 meses ou zero, caso a usina não tenha histórico de geração na CCEE. Seja qual for o valor utilizado, será aplicado um fator de perdas médio para referenciar as informações ao centro de gravidade do sistema.

3.4.11 Penalidades

Os agentes que atuam no processo de comercialização de energia elétrica estão sujeitos a uma série de penalidades, cujo objetivo é restringir práticas e atividades julgadas contrárias ao bom funcionamento do mercado de energia elétrica (Neves & Pazzini, 2012).

As penalidades podem ser por insuficiência de lastro de venda de energia, insuficiência de lastro de potência, por medição, por não aporte de garantias financeiras, por falta de combustível e insuficiência de cobertura de consumo. Para o gerador incentivados as duas últimas modalidades de penalidade não são cabíveis.

Quando os agentes estão sujeitos à aplicação de penalidades, os mesmos são notificados pela Gerência de Monitoramento, Gestão de Penalidade e Informações da CCEE e, conforme procedimentos de comercialização específicos, estes podem apresentar contestação, a qual é objeto de análise pelo Conselho de Administração da CCEE, que delibera pela aplicação ou cancelamento da penalidade. Entretanto, não cabe contestação ao caso de multa por não aporte de garantias financeiras.

Para compreender o custo das penalidades são necessárias algumas definições como: Valor de Referência (VR) e PLD Médio.

O VR é o valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica, definido no art. 34 do Decreto nº 5.163/04. Esses valores são obtidos através da seguinte equação:

$$VR = \frac{[VL5\ .\ Q5 + VL3\ .Q3]}{Q5 + Q3} \qquad (3.3)$$

Em que:

VL5 e VL3 são os valores médios de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A-5" e “A-3” respectivamente, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5 e Q3 são as quantidades totais, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A-5" e “A-3” respectivamente.

Considerando que a apuração das penalidades não é feita por submercado, mas sim por agente, é necessário definir um PLD médio do Sistema Interligado Nacional, válido para a apuração de penalidades de qualquer agente, independente dos submercado da geração ou dos contratos registrados. O preço médio calculado pela regra de comercialização de penalidades é proporcional à carga de cada submercado e é determinado mensalmente.

Os recursos oriundos das penalidades são alocados para duas finalidades:

- Os recursos das penalidades referentes à insuficiência de contratação (lastro de energia e potência, cobertura de consumo) são destinados ao alívio de exposições dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR´s)
- Os recursos das penalidades de medição, falta de combustível e as multas de não aporte de garantias financeiras são destinados ao pagamento de Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

Penalidade de Insuficiência de Lastro de Energia

O Decreto n° 5.163/04 estabelece que os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia de modo a garantir 100% de seus contratos através da garantia física proporcionada por empreendimento de geração própria ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia.

Nesse sentido, mensalmente a CCEE apura a insuficiência de lastro para venda de energia, com base na média das exposições dos 12 meses precedentes ao mês de referência. Se nesse período de 12 meses for apurado que houve uma insuficiência de lastro de venda, ou seja, se os requisitos (Consumo + contratos de venda) forem maiores que os recursos (GF + contratos de compra) o agente estará sujeito a penalidade equivalente à multiplicação pelo maior valor entre o PLD médio e o VR e um doze avos da diferença entre o Montante de Vendas de Energia (MVE) e o Montante de Energia dos Contratos (MEC).

$$Penalidade = \frac{MVE - MEC}{12} * Máx\{VR; PLD\ médio\} \tag{3.4}$$

A apuração do nível de insuficiência de lastro de energia é feita por segmento de comercialização (especial e não especial), sendo que, na determinação da penalidade por insuficiência de lastro de energia, déficits de energia especial não poderão ser atendidos por sobras de energia não especial, mas sobras de energia especial poderão atender déficits de energia não especial. Portanto, o lastro dos Geradores Incentivados deve estar associado à energia proveniente de usinas caracterizadas para o mercado de energia incentivada.

O processo para se apurar a penalidade por insuficiência de lastro de energia consiste em preparar as informações utilizadas em tal apuração como o consumo, a garantia física e os

contratos de compra e venda de cada perfil de agente. Na etapa seguinte apura-se o nível de insuficiência de lastro, a partir das grandezas preparatórias obtidas na etapa anterior. Realiza-se ajustes nos níveis de insuficiência devido a ajuste decorrente de deliberação do CAd, ou decisões judiciais ou administrativas. Para enfim, na última etapa, valorar a insuficiência de lastro de energia apurada na seção anterior, conforme equação descrita acima.

Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência

Além da exigência de lastro de energia, para os vendedores, e de cobertura contratual, para os consumidores, o Decreto n° 5.163/04 também estabelece a necessidade dos agentes apresentarem lastro de potência para sua venda ou consumo, estando sujeitos a penalidades no caso de descumprimento desse requisito.

Para calcular o lastro de potência de um agente, é necessário somar a potência de todos os empreendimentos modelados sob este agente. Para aqueles que não possuem potência assegurada definida em legislação específica, é necessário efetuar o cálculo da respectiva potência assegurada de acordo com o tipo do empreendimento. O método de cálculo para cada forma de empreendimento é apresentado no Anexo V do módulo de Medição Contábil das Regras de Comercialização, o qual utiliza sinalizadores de utilização e a geração média dos últimos 60 meses. No caso de não existir esse histórico os dados são completados com 90% do valor da potência instalada relativa às unidades geradoras em operação comercial.

Já os empreendimentos que possuem a potência assegurada definida pelo MME, utiliza-se a própria potência assegurada. O modo de cálculo do lastro de potência está definido nas regras de comercialização no módulo “Penalidades de Potência”.

Assim, o lastro de potência dos agentes vendedores é constituído pela potência de referência associada a cada usina modelada em seu nome, acrescida dos contratos de compra realizados pelo Agente. Tal exigência de lastro é aplicável para cada dia, dentro do patamar de carga pesada.

O agente apresentará insuficiência de lastro de potência quando o seu total de requisitos (Consumo + Contratos de venda (Potência Equivalente)) for superior ao total de recursos (Potência da Referência + Contratos de Compra (Potência Equivalente)). Como na penalidade por insuficiência de energia, a apuração do nível de insuficiência de lastro de potência é feita por segmento de comercialização (especial e não especial), para possibilitar a obtenção de dados importantes para o trabalho de monitoramento do mercado. Entretanto, na fase de negociação de potência, tal segregação deixa de existir.

Com o objetivo de possibilitar aos agentes com déficits de lastro de potência a redução, ou mesmo eliminação, de sua penalidade, foi estabelecido um mecanismo que possibilita aos agentes com déficits de potência em um dia específico, negociar sobras de potência com agentes superavitários no mesmo dia, sob condições livres de negociação de preços (Neves & Pazzini, 2012).

Após o término de tal prazo, a CCEE efetua novo cálculo e determina os novos valores de penalidades. Caso um agente continue a não apresentar lastro de potência, após o período

de negociação, o mesmo é notificado pela CCEE e estará sujeito a uma penalidade valorada pelo produto da insuficiência de potência por um preço de penalização, chamado de Preço de Referência para Pagamento da Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência.

Esse preço é calculado com base no preço determinado pela ANEEL na Resolução Normativa nº 168/06, atualizado pelo IPCA, e corrigido por um fator de ajuste, obtido através da folga de potência que o sistema apresenta. Quanto mais folga, mais unitário será o fator de ajuste.

Penalidade por Medição

Os agentes da CCEE estão sujeitos ao pagamento de penalidades por não adequação de seu sistema de medição às exigências do SCDE, contemplando:

- **Não instalação ou falta de adequação do sistema de medição:** Onde é observada a situação de cada ponto de medição quanto a não instalação ou não adequação aos requisitos técnicos. A penalidade é para cada ponto não instalado ou adequado, sendo definido o valor em Procedimentos de Comercialização multiplicado por um fator de penalidade, variável de acordo com o nível de tensão.
- **Infração na inspeção lógica:** Sendo observada a situação de cada Ponto de Medição após a programação de coleta da Inspeção Lógica de dados de medição realizada automaticamente pelo Módulo de Coleta do SCDE, de acordo com os critérios estabelecidos no cadastro do sistema. A penalidade é calculada da mesma forma que a infração acima.
- **Ausência de coleta de dados de medição para o processo de contabilização:** É analisado o total de horas com medições faltantes no SCDE em um mês de apuração de cada Ponto de Medição. O Agente está sujeito à aplicação da penalidade se possuir períodos faltantes maiores ou iguais a 120 horas ininterruptas ou 240 horas alternadas. O valor da penalidade a ser aplicada ao Ponto de Medição com dados faltantes é o resultado da multiplicação de três itens, o Valor de Referência (VR) vigente, a quantidade de horas faltantes e o Fator de Penalidade, variável de acordo com o nível de tensão ao qual o ponto de medição está conectado

Multa por não aporte de Garantias Financeiras

Em caso de não aporte garantia financeira, o agente está sujeito a multa de 2% em relação ao montante não aportado, além de abertura de procedimento de desligamento do agente nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 545/13.

3.5 Conclusões

Com o objetivo de aumentar a eficiência e a garantia de suprimento do mercado de energia, diversos países, incluindo o Brasil, abriram seus mercados a investidores privados. Os benefícios são possíveis com a inserção da competição na geração e na comercialização,

visto que, neste caso, somente organizações que ofereçam serviços ou produtos de qualidade a um preço justo conseguirão permanecer no mercado.

Assim, o modelo mercantil brasileiro deixa a configuração monopolista e assume uma configuração atacadista, em que agentes com capacidade de consumo elevada possuem direito a escolha do fornecedor de energia através do livre acesso ao sistema. Ainda na configuração atacadista, os geradores também possuem o livre acesso à rede.

Entretanto, apesar do livre acesso e a livre concorrência entre os agentes, um conjunto de regras e procedimentos deve ser cumprido durante a atuação dos mesmos no mercado de energia, independentemente do porte. Essas regras definem características de segurança no suprimento, confiabilidade do sistema, apuração, contabilização e liquidação de energia, além de comportamentos e relações entre organizações.

Os geradores incentivados, objeto do presente estudo, são geralmente caracterizados pelo seu pequeno porte, quando comparado a outros geradores. Assim o conjunto de regras e procedimentos se torna complexo, podendo inviabilizar a entrada de novos atores e, consequentemente, reduzindo a capacidade de atingir um mercado mais eficiente.

Portanto, o próximo capítulo utiliza do referencial apresentado sobre regras e procedimentos para elaborar a visão sistêmica do gerador incentivado identificando, sua função, as relações e a operacionalização do mesmo no ACL.

Capítulo 4

Abordagem Sistêmica do Gerador Incentivado

Não há como elaborar um modelo de negócio considerando a organização de forma isolada, haja vista que toda organização faz parte de um conjunto de elementos interdependentes, o qual constitui um sistema. Nesse sentido, para que o modelo de negócio mostre ao gerador incentivado a forma de criar, fornecer e receber valor em ambientes de extrema complexidade como a indústria de energia elétrica, faz-se necessário o conhecimento do sistema como um todo. Determinada característica pode ser concebida a partir de uma abordagem sistêmica.

Uma das coisas que se pretende com o presente trabalho, sendo o foco deste capítulo, é a caracterização do ambiente no qual está inserido e que descreve o gerador incentivado, baseado no pensamento sistêmico. Para tal, é necessário compreender o funcionamento da indústria de energia elétrica do Brasil e o modelo mercantil, com suas regras e procedimentos, e conhecer as características das tecnologias envolvidas na produção de energia incentivada, o qual foi apresentado no capítulo anterior. Com isto é possível identificar os diversos atores e as relações entre os mesmos, permitindo ter a desejada visão sistêmica.

O capítulo inicia com a identificação das entradas e saídas do bloco principal da análise, denominado Gerador Incentivado (GI), com o objetivo de definir a função deste agente. Em sequência são identificados os demais blocos, que representam os diversos agentes setoriais, e as interações desses agentes com o GI. A seguir são avaliadas as relações causa-efeito, identificando os objetos de valor, a forma com que ocorrem as trocas e as incertezas associadas a cada transação. Por fim apresenta-se a necessidade de ações de controle que auxiliam o gerador na tomada de decisões estratégicas e na solução de problemas.

4.1 Função do Gerador Incentivado

A declaração da função desempenhada pelo GI na indústria de energia elétrica demanda o conhecimento de características como os possíveis produtos e serviços que podem ser comercializados, os mercados criados para que essa comercialização ocorra e a tecnologia de conversão que pode ser utilizada.

Apesar de a indústria de energia elétrica carregar em seu nome o principal objeto comercializado, diferentes serviços e produtos são necessários para a manutenção da estabilidade e integridade do sistema, o que resulta na existência de outros mercados. Esses

mercados são os de suporte de reativos, de controle de frequência, reserva de potência, auto restabelecimento de unidades geradoras e sistemas especiais de proteção. Esses serviços estão denominados na regulamentação como serviços ancilares e a forma de remuneração é definida pela ANEEL.

Atualmente os serviços ancilares são prestados por grandes geradores através da conexão direta com a rede básica sob a coordenação do operador do sistema para um aproveitamento ótimo do recurso. Nesse sentido, a comunidade cientifica vem discutindo a criação de um operador da rede de distribuição, o que possibilitaria a opção de fornecimento dos referidos serviços à rede de distribuição.

A tecnologia de conversão, na definição da função do gerador incentivado, determina a possibilidade de despacho e a disponibilidade em função da fonte primária de energia, fatores estes que interferem diretamente na atuação do gerador incentivado. Desta forma, a função do gerador difere de modo significativo conforme a tecnologia escolhida. Por exemplo, no caso de um gerador utilizar potenciais hídricos para a produção de energia elétrica, ele, dependendo de sua capacidade instalada, pode ser despachado de forma centralizada pelo ONS, o que não é permitido a geradores que utilizam como fonte primária vento, sol, biomassa ou cogeração qualificada.

A disponibilidade de energia elétrica, como abordado no capítulo três, depende da tecnologia escolhida e da fonte primária. No caso das usinas termelétricas movidas a biomassa em que o insumo é a cana-de-açúcar, a época de colheita é entre os meses de abril e novembro, para a Região Centro-Sul, e entre novembro e abril, para a Região Nordeste. Algo similar ocorre com usinas que utilizam o potencial hídrico e eólico, visto os períodos seco e úmido e de vento nas diferentes regiões do país.

Assim, com o conhecimento das características mencionadas é possível definir a função do gerador incentivado no mercado de energia antes mesmo da entrada em operação. Para o caso de geradores que se encontram em processo de operação, a função pode ser definida através das entradas e saídas já conhecidas, ou, até mesmo, com a descoberta de novas oportunidades para criar e receber valor.

A função do gerador incentivado é vender energia elétrica tendo como contrapartida uma remuneração. Entretanto, para atingir tal objetivo, mudanças ocorrem nas entradas e saídas ao longo do tempo. É importante destacar que com o presente trabalho busca-se expor toda a complexidade que envolve o negócio da geração incentivada, utilizando como estrutura analítica a abordagem sistêmica. Nesse sentido, para facilitar a compreensão das entradas e saídas, foram considerados dois momentos característicos em um empreendimento desse tipo: momento em que a usina se encontra em processo de estudo e implantação e o momento em que o empreendimento está instalado e comercializando energia.

O primeiro período se estende até o momento em que a unidade de geração está em condições de fornecer energia, ou seja, o principal objetivo do agente gerador incentivado é ter a potência instalada da usina, com a qual poderá criar e capturar valor no ambiente no qual

está inserido. As variáveis de entrada e saída relacionadas com o GI ao longo desse período podem ser observadas na Figura 4.1, relacionada com o processo de estudo e implantação de uma PCH. Essa opção foi escolhida devido a sua complexidade. É importante ressaltar que na implantação de uma PCH esse processo pode levar, segundo especialistas, oito anos entre a etapa de concepção e sua entrada em operação.

Como já afirmado, as entradas e saídas variam no decorrer do tempo, de modo que entradas e saídas realizadas em determinado período não ocorrem novamente em períodos subsequentes. As especificidades de cada entrada e saída serão apresentadas no decorrer desse capítulo, quando abordada a operação de todo o processo.

Nesse momento o interesse é tratar as diferenças entre etapas e variáveis de entrada e saída conforme a tecnologia selecionada para a transformação de energia. A primeira comparação pode ser feita com a implantação de uma usina eólica. Como descrito no capítulo três, a produção de energia eólica se baseia na utilização da energia cinética gerada pela migração das massas de ar provocada pelas diferenças de temperatura e pressão existentes na superfície do planeta. Quando comparada ao processo de estudo e implantação apresentado na Figura 4.1, etapas como “Registro para elaboração do projeto básico” e “Aprovação de projeto básico” deixam de existir, outras etapas como “Estudos prévios” e “Licença de instalação” se unificam. Assim é possível afirmar que a implantação de um parque eólico é mais simples que a de uma PCH.

Para as usinas termelétricas movidas a biomassa, que convertem a matéria-prima em um produto intermediário, o qual é utilizado pela máquina motriz para produzir energia mecânica, que move um gerador e produz energia elétrica, a simplificação no processo é similar ao caso das eólicas, com a inexistência de etapas como “Registro para elaboração do projeto básico” e “Aprovação de projeto básico” e unificação de etapas como “Estudos prévios” e “Licença de instalação”.

A cogeração consiste em um processo que ocorre numa instalação específica para fins da produção combinada e simultânea de calor e energia mecânica, sendo a última geralmente convertida em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por qualquer fonte primária. Para que a cogeração seja considerada qualificada, índices de racionalidade energética devem ser cumpridos, como explanados no capítulo três. O estudo e implantação ocorre de forma similar ao da termelétrica movida a biomassa, se diferenciando somente na necessidade de requisição de qualificação junto à etapa de solicitação de outorga.

Uma simplificação ainda maior ocorre em usinas denominadas pela regulamentação como de capacidade instalada reduzida. Para elas o processo baseia-se somente no registro da usina perante ANEEL, o cumprimento de obrigações ambientais e exigências requeridas pelos órgãos públicos federais, estaduais ou municipais. Esse caso ocorre para usinas hidrelétricas com capacidade instalada menor que 3 MW, as CGH, e usinas eólicas, térmicas movidas a biomassa e de cogeração qualificada com capacidade instalada até 5 MW.

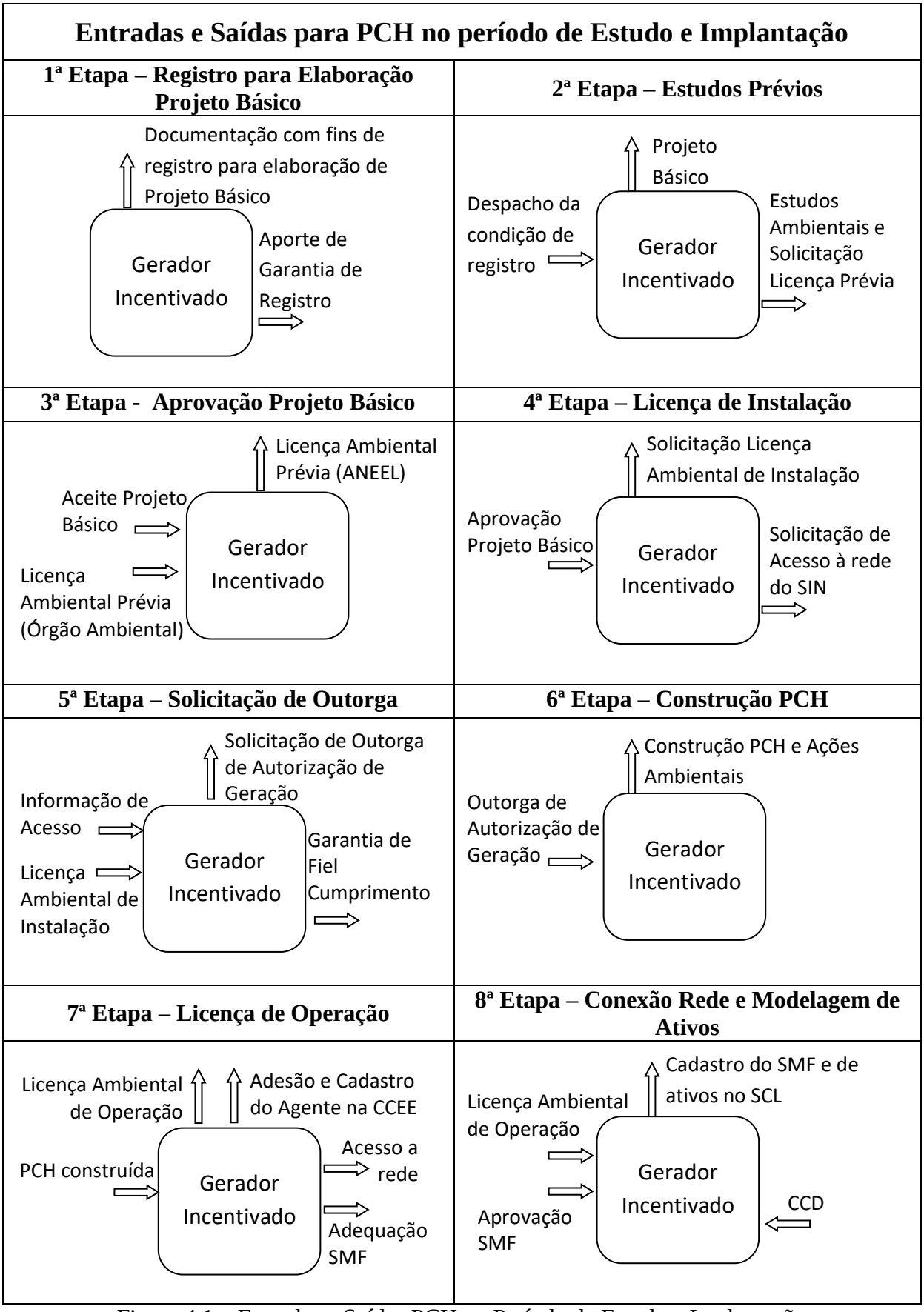

Figura 4.1 – Entradas e Saídas PCH no Período de Estudo e Implantação

Todas as entradas e saídas no processo de estudo e implantação de usina geradora com características incentivadas estão identificas na Figura 4.2.

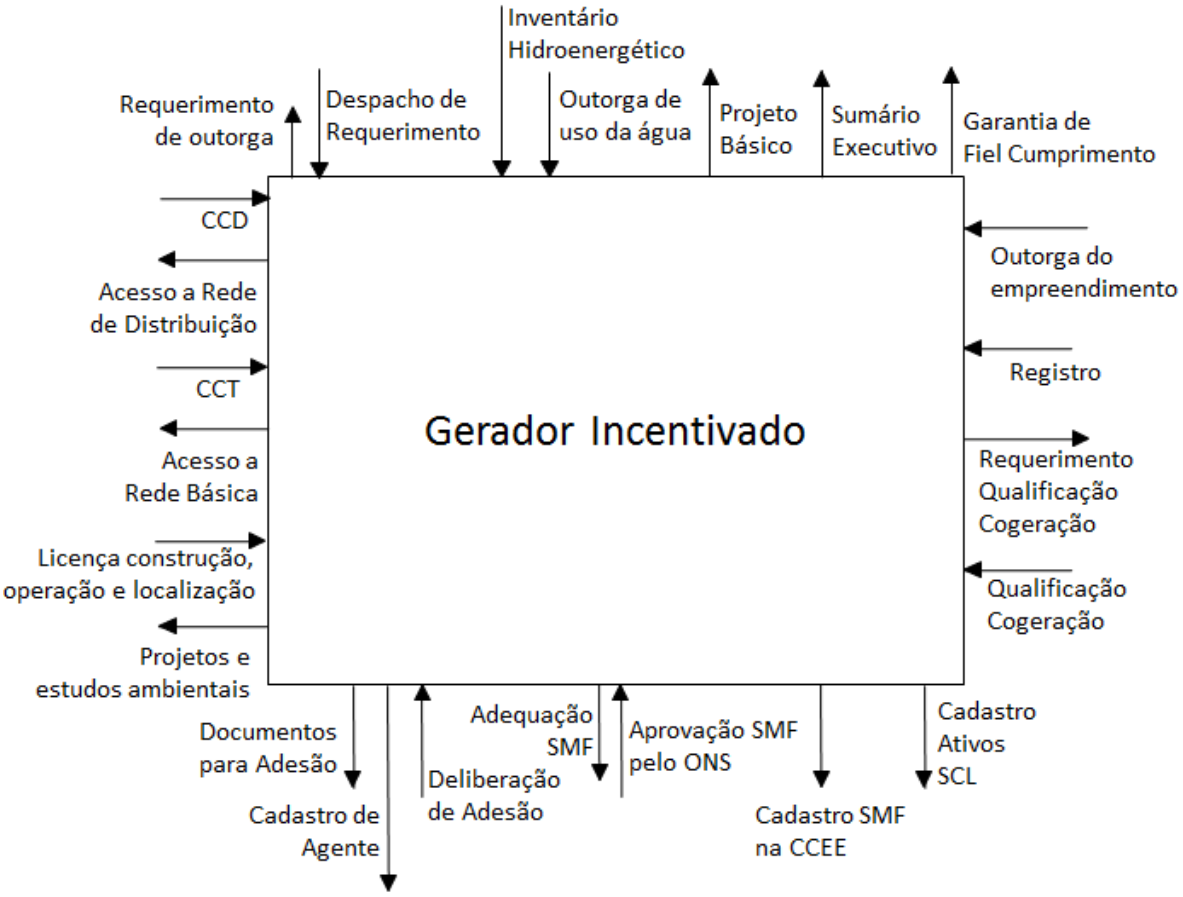

Figura 4.2 – Entradas e Saídas do Gerador Incentivado no Período de Estudo e Implantação

No segundo período se considera que a unidade de geração já está operando, ou seja, criando, fornecendo e recebendo valor. O principal objeto de valor é a energia produzida a partir de determinada fonte primária. Entretanto, como no primeiro período, para realizar a entrega de seu objeto de valor, outros objetos de valor são fornecidos e recebidos do ambiente. Essas entradas e saídas são ilustradas na Figura 4.3, utilizando como exemplo também uma PCH.

As etapas consideram de que forma ocorrem alterações nas entradas e saídas no decorrer do tempo, seja pela celebração e registro dos contratos de energia, pela entrega física da energia ao sistema, a contabilização dessa energia fornecida e a liquidação dos produtos recebidos e fornecidos. Destaca-se a divisão do processo de liquidação, na qual o gerador em determinado dia útil paga pelos serviços recebidos e somente no dia útil subsequente recebe pelo produto fornecido. Esse detalhe e a caracterização das entradas e saídas são explicitados também quando apresentada a operação do gerador incentivado no ACL.

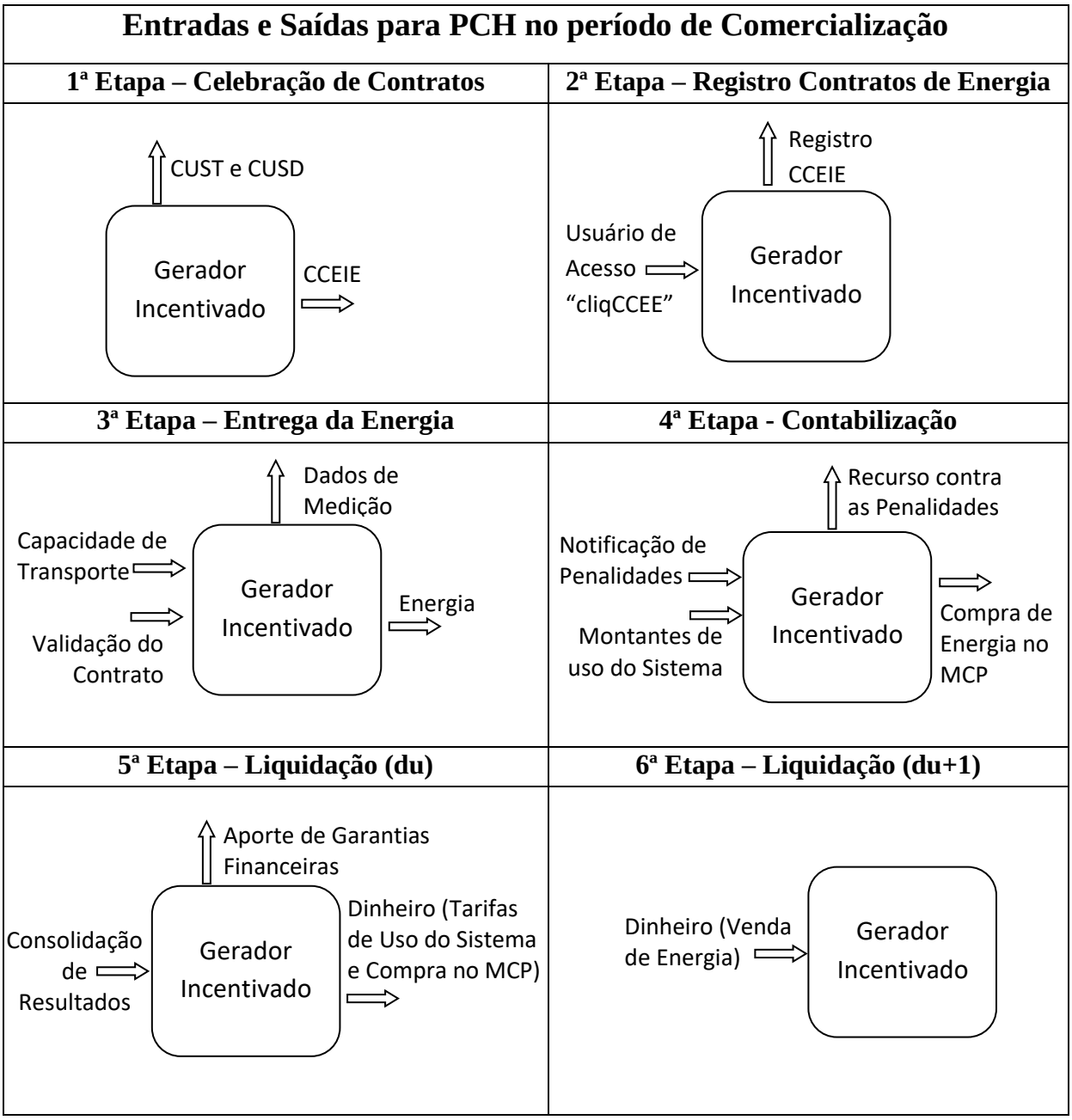

Figura 4.3 – Entradas e Saídas PCH Período de Comercialização. Obs.: Dia útil (du).

Contudo, diferente do período de estudo e implantação, no período de comercialização a maioria das relações e dos objetos de valor trocados independe da tecnologia utilizada para a conversão da fonte primária em energia elétrica. A Figura 4.4 ilustra todas as entradas e saídas durante esse período.

Portanto, a definição da função identifica o caminho a ser seguido no momento de propor ações e tomar decisões, contribuindo assim para a captura de valor por parte do gerador no mercado de energia elétrica.

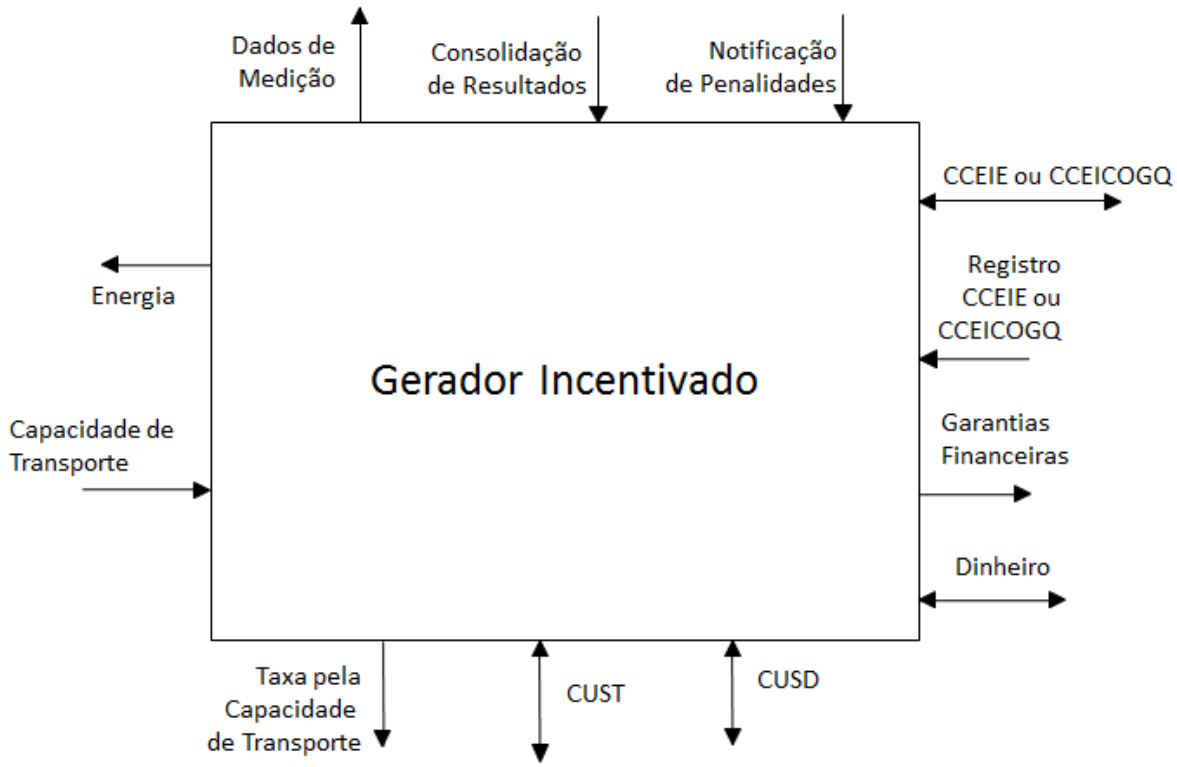

Figura 4.4 – Entradas e Saídas do Gerador Incentivado no Período de Comercialização.

4.2 As interdependências

As interdependências do gerador incentivado podem ser descritas de diversas formas. Posto que o objetivo é permitir que os geradores incentivados consigam identificar as variáveis dependentes e independentes e as relações causa-efeito, mostrado toda a complexidade do ambiente através da abordagem sistêmica, optou-se por iniciar a análise das interdependências sob uma visão de macrointerações. Neste nível o gerador incentivado é agrupado junto com outros agentes, formando o bloco designado como “agentes econômicos setoriais” e determina-se as principais interações com os demais blocos, elementos ou agentes que fazem parte da indústria de energia elétrica.

Posteriormente, a figura do gerador incentivado é colocada como elemento central e suas relações com os demais agentes setoriais são definidas, resultando em uma perspectiva de microinterações. Por fim, observam-se as relações entre os elementos internos à organização “gerador incentivado”, elementos esses também denominados setores, e que representam uma atividade exercida dentro da firma, como por exemplo, os setores administrativo e comercial.

Neste momento, busca-se identificar, a partir da definição da função do gerador, as organizações ou instituições que operam no mercado de energia elétrica, o que sob a perspectiva sistêmica significa definir a estrutura do mercado no qual o gerador incentivado pretende atuar.

Fazendo uma analogia, é como se o gerador incentivado fosse a capital de um estado denominada “CidadeGI” e fosse feito um levantamento sobre as interligações que permitem o acesso à mesma. O primeiro levantamento a ser realizado seria quais estradas interligam os estados da federação com o estado do qual a CidadeGI é capital, ou seja, foca-se em relações maiores, interestaduais. A segunda análise verifica as estradas que interligam a capital com as demais cidades do estado, ou seja, o interesse é especificar claramente quais são as relações mais próximas com a capital mencionada. Por fim, podem ser caracterizados os bairros da referida capital e determinar as ruas que os interligam.

As macrointerações que ocorrem no ambiente no qual está inserido o gerador incentivado, entre os principais órgãos e agentes setoriais do modelo de mercado elétrico brasileiro, são ilustradas na Figura 4.5.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República responsável por formular políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros, o aproveitamento natural dos recursos energéticos do país. O Ministério de Minas e Energia (MME) é encarregado de formular o planejamento e a implantação de ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. O Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE) tem a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem por finalidade definir regras e procedimentos, fiscalizar concessões, permissões e serviços de energia elétrica e implementar políticas e diretrizes do governo federal relativas a à exploração da energia elétrica. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem por objetivo executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão, no âmbito do SIN. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) viabiliza a comercialização de energia elétrica no SIN, através da administração dos contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação. Por fim, os agentes econômicos setoriais, dentre os quais está o gerador incentivado, possuem concessão, permissão ou autorização para explorar atividades econômicas de geração, transmissão, distribuição, comercialização ou consumo de energia elétrica.

Em uma visão ampla as quatro primeiras instituições são responsáveis em definir, planejar e monitorar as políticas energéticas do país, independente do insumo energético. Essas relações resultam em uma intervenção regulatória sobre o GI. Tal intervenção ocorre também por parte da ANEEL através de resoluções normativas, despachos e portarias destinadas a regulamentar as políticas relacionadas à produção, transporte e consumo de energia elétrica. Outras formas de intervenção da ANEEL sobre o GI são a fiscalização e a autorização para produção de energia elétrica.

Por sua vez, os agentes econômicos se relacionam através da CCEE seguindo as regras e procedimentos para comercialização de energia e através das redes de transporte que

constituem o SIN, cuja operação é coordenada pelo ONS. As regras e procedimentos que determinam tanto a forma de comercialização quanto da operação são aprovadas pela ANEEL.

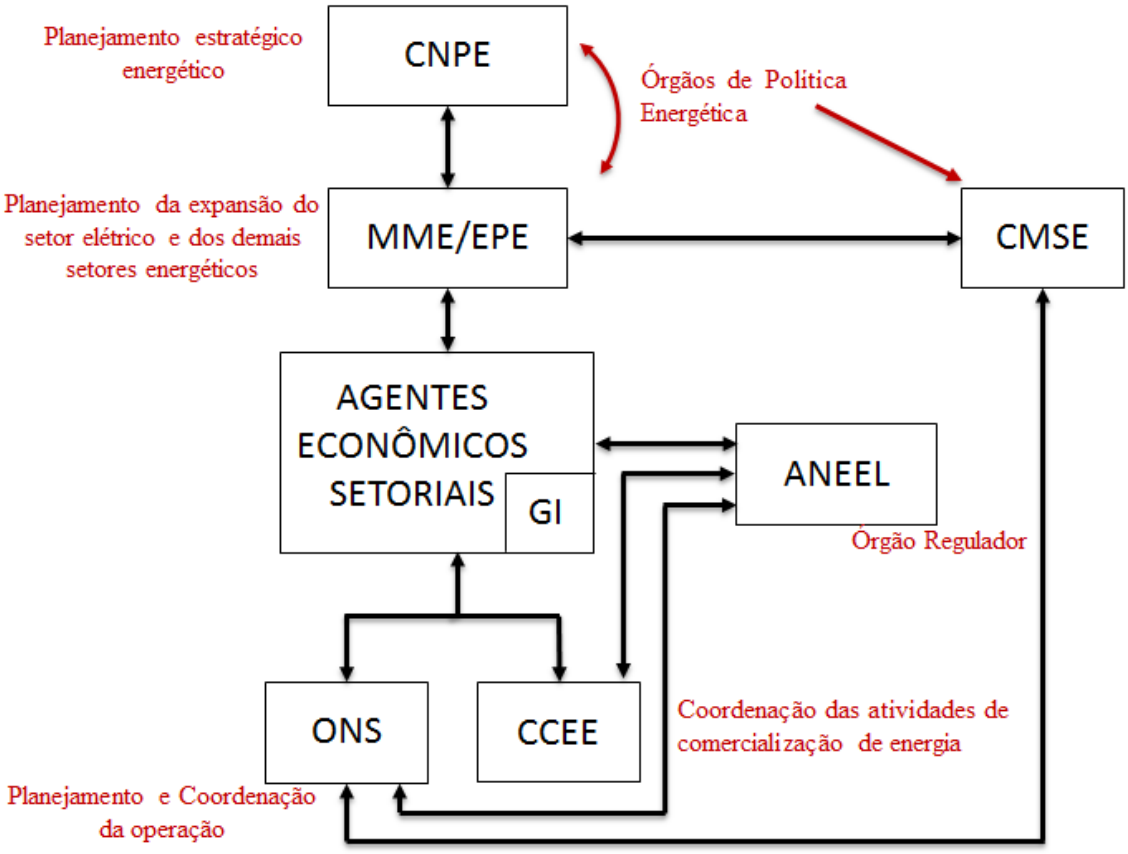

Figura 4.5 – Macrointerações entre os Agentes no Setor Elétrico. Fonte: (X. V. Filho, 2012).

Ao analisar a Figura 4.5 identificam-se relações diretas do gerador incentivado, representado de forma agregada no elemento "Agentes Econômicos Setoriais", com outros "elementos" do sistema MEEB. Entretanto, a Figura 4.5 não mostra as relações do gerador incentivado com os demais agentes econômicos, sendo necessário definir as microinterações do gerador incentivado, conforme mostrado na Figura 4.6. Essas interações ocorrem com agentes de transmissão, distribuição, comercializadores e consumidores finais.

Percebe-se que além das relações com agentes econômicos do setor elétrico, surgem interações com agentes econômicos do setor financeiro e com agentes institucionais do setor ambiental, geralmente relacionadas à liberação ambiental para construção e operação das usinas.

Por fim, as interações internas do elemento Gerador Incentivado dependem da estrutura organizacional, a qual é dependente da complexidade, tamanho e tecnologia da central geradora e da estratégia adotada para comercializar os produtos e serviços. Porém, com o objetivo de simplificar a compreensão dessas interações, utilizou-se a proposta de Chiavenato (2003) dividindo os elementos internos em três principais funções: técnico-operacional,

responsável pela produção de energia e manutenção dos equipamentos; administrativa, relacionada com o gerenciamento de insumos e recursos e; comercial, responsável pela comercialização da energia elétrica. A Figura 4.7 ilustra esses elementos e suas interações.

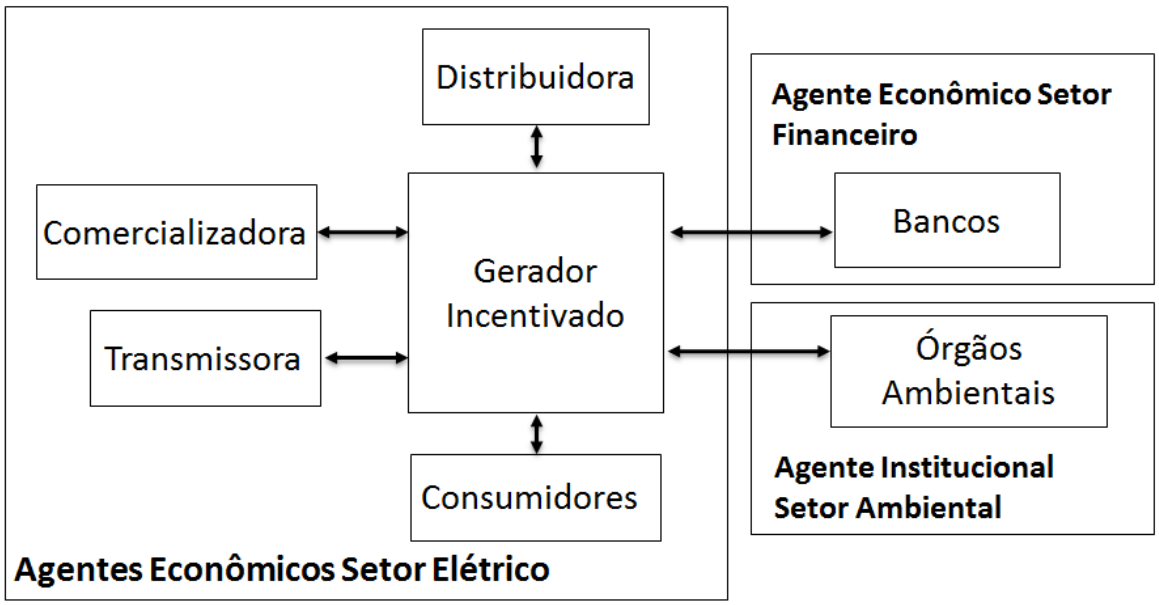

Figura 4.6 – Microinterações do Gerador Incentivado

Tem-se que as relações internas em um gerador incentivado interligam os elementos de uma forma geral, de modo que ações realizadas em determinada atividade geram efeitos nas demais. Assim, fatores internos da organização devem ser levados em conta, porém fogem ao escopo do presente trabalho e não serão abordados.

A Figura 4.8 mostra os principais elementos e as interdependências de um gerador incentivado atuando no ACL. Essas relações podem ocorrer de forma diferente dependendo da tecnologia utilizada pelo gerador no processo de transformação de energia. A seguir é apresentado o fluxo de informações e as atividades envolvidas em cada uma dessas relações.

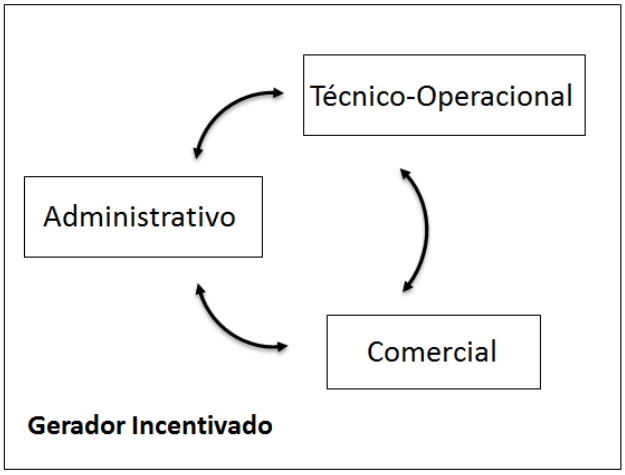

Figura 4.7 – Interações Internas ao Gerador Incentivado

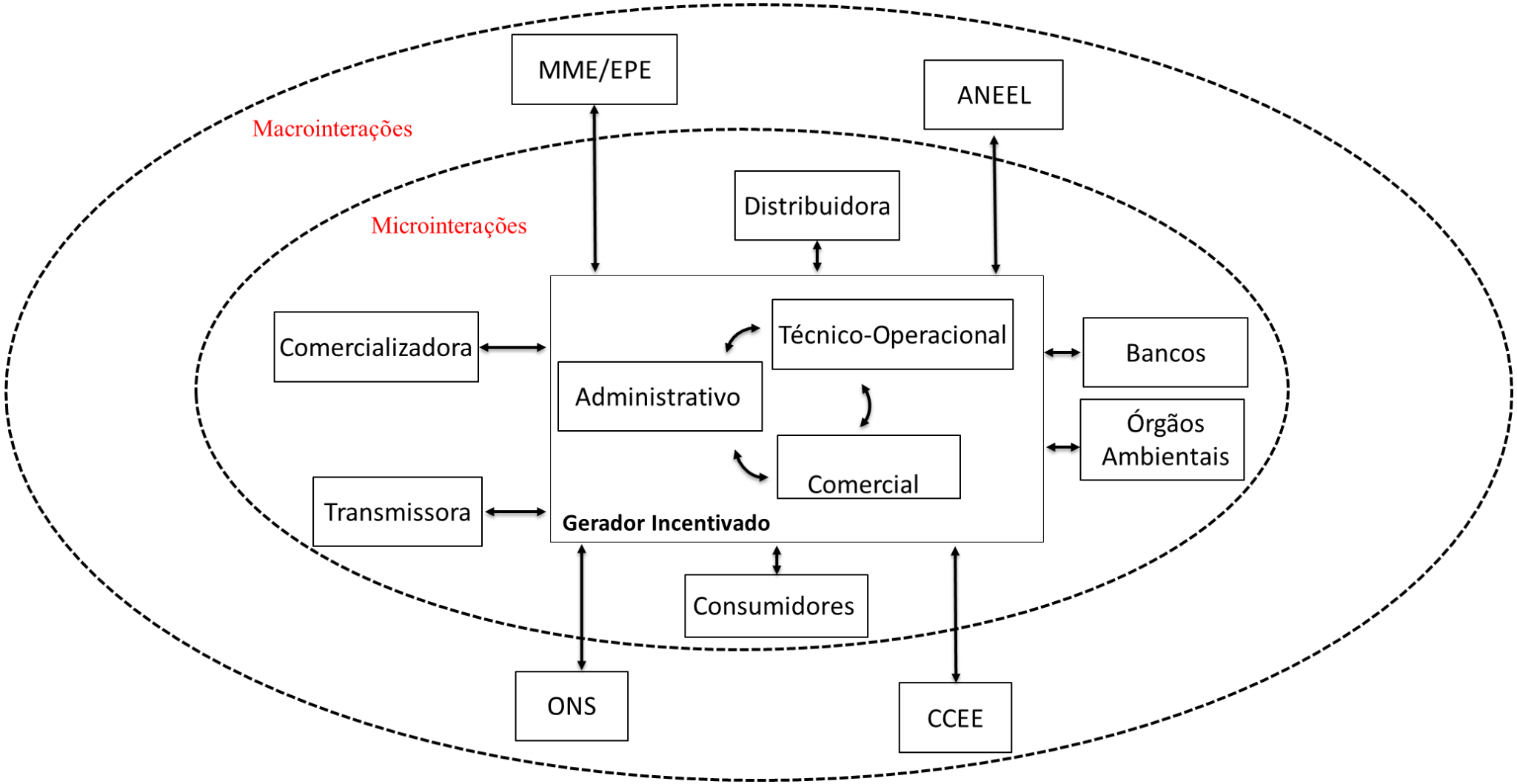

Figura 4.8 – Interdependências do Gerador Incentivado Atuando no ACL.

4.3 A Operação do Gerador Incentivado.

A operação de um gerador incentivado que pretende atuar no ACL requer, por parte do mesmo, um grande conhecimento das regras e procedimentos às quais está sujeito e dos agentes com os quais deve se relacionar.

Dada a complexidade do problema tratado, este trabalho contribui com o entendimento do mesmo propondo a classificação das relações identificadas em três grandes grupos: Relações institucionais, Relações Financeiras e Relações Físicas.

Segundo Lotero (1999), as relações físicas e financeiras, na indústria de energia elétrica, se referem, respectivamente, aos termos do contrato que especificam quais agentes têm o controle físico sobre a operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, e que descrevem os compromissos de prestação do serviço, e às medidas dos contratos que determinam a quantidade e os termos sob os quais uma das partes contratantes transfere dinheiro para outra parte como pagamento pelo bem ou serviço.

Por sua vez, as relações institucionais podem ser definidas como aquelas que surgem das regras e procedimentos de comercialização e de operação que devem ser atendidas nas trocas de produtos e serviços.

A seguir são apresentadas as relações de modo que ao final do processo seja possível obter a desejada visão sistêmica da atuação do gerador incentivado no ACL. Cabe colocar que para uma mesma interdependência identificada na Figura 4.8 há uma ou mais relações físicas, financeiras ou institucionais.

4.3.1 Relações Físicas

As relações físicas não representam necessariamente uma conexão física entre os agentes, conforme pode ser percebido, por exemplo, na relação entre o gerador incentivado e o consumidor especial. Normalmente, para a entrega da energia comercializada, a conexão entre esses dois agentes não ocorre de forma direta, e sim através das redes de transmissão e distribuição, sendo que a energia injetada no sistema pelo gerador não é a mesma retirada pelo consumidor que a comprou.

As relações físicas estão contidas nos termos dos contratos que especificam quais são os agentes que estão se relacionando, quais os produtos ou serviços que motivaram o relacionamento entre esses agentes e quais as condições do relacionamento. Como se depreende das interdependências reveladas na seção anterior e da caracterização do gerador incentivado feita no capítulo anterior, existe uma rede de contratos que permitem o relacionamento físico entre os agentes.

A conexão da usina com a rede permite que o gerador injete a quantidade de energia com a qual se comprometeu nos contratos de compra e venda, gerando um conjunto de contratos.

O ponto de conexão é determinado a partir de um estudo de viabilidade econômica realizado pela concessionária de transmissão ou distribuição, originando interações que permitirão consolidar a relação física entre o gerador e as empresas de transmissão e distribuição.

Segundo a portaria do MME nº 311/13 o critério utilizado para determinar o ponto de conexão é o de mínimo custo global de interligação e reforço nas redes, o qual indica a alternativa de menor custo, entre um conjunto de alternativas tecnicamente equivalentes, considerando: (i) os investimentos das instalações de conexão e responsabilidade do acessante, (ii) os reforços nas redes de transmissão ou distribuição, (iii) as ampliações nas redes de transmissão ou distribuição e (iv) os custos das perdas elétricas.

Caso o menor custo global ocorra na subestação de uma empresa de transmissão, o gerador incentivado deve celebrar com a mesma, tendo o ONS como interveniente, o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e cumprir com os requisitos de conexão estipulados no módulo 3 dos Procedimentos de Rede. O ONS atua como interveniente devido ao Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST) celebrado entre a concessionária de transmissão o e ONS, o qual estipula os termos e as condições que irão regular as condições de administração e coordenação, por parte do ONS, da prestação de serviços de transmissão pela transmissora aos usuários.

Para a conexão na subestação da empresa que detém a concessão das redes de distribuição, o gerador celebra com a mesma o Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD), o qual atende os requisitos mínimos para conexão descritas no módulo três do PRODIST.

O processo de conexão à rede de distribuição está dividido em quatro etapas que, em ordem cronológica, são: consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso. As duas primeiras são opcionais caso o gerador necessite apenas de registro junto à ANEEL.

A consulta de acesso é formalizada pelo gerador junto à distribuidora de forma a obter a correspondente informação de acesso, documento em que a distribuidora apresenta a alternativa de conexão selecionada de acordo com o critério de mínimo custo global e esclarece os procedimentos a serem seguidos pelo gerador para a posterior formalização da solicitação de acesso. Portanto, o gerador, por meio de formulário específico, fornece informações sobre o empreendimento, e a distribuidora, com base nessas informações, verifica os impactos do acesso sobre o sistema de distribuição e de transmissão (neste último através de parecer técnico do ONS), definindo a alternativa de conexão ao sistema elétrico. O prazo para a elaboração da informação de acesso, não existindo pendências impeditivas por parte do gerador, é de 60 dias contados a partir da data de recebimento da consulta de acesso.

Com a informação de acesso em mãos, o gerador tem um ano para solicitar o acesso através de formulário especifico junto à distribuidora. Nele o gerador fornece a documentação necessária estabelecida por cada distribuidora, o ato de outorga e o parecer do ONS contendo

a modalidade de operação da usina. Com base nessas informações, e no estudo sistêmico que avalia o impacto da solicitação de acesso sobre o desempenho do sistema elétrico, a distribuidora elabora o parecer de acesso, o qual consolida a avaliação sobre a viabilidade técnica do acesso solicitado, de forma que o sistema elétrico contemple os requisitos para atendimento do gerador e mantenha o atendimento aos demais acessantes dentro dos requisitos definidos no PRODIST. Esse parecer deve ser referenciado no Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e no Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD.

Para fornecer o parecer de acesso a distribuidora tem até 30 (trinta) dias quando não houver necessidade de realização de obras no sistema de distribuição acessado, e até 120 (cento e vinte) dias quando houver necessidade de realização de obras no sistema de distribuição acessado ou houver necessidade de solicitação de parecer técnico ao ONS ou a outras distribuidoras. A partir do recebimento do parecer de acesso o gerador têm 90 (noventa) dias para celebrar os contratos de uso do sistema e conexão com o sistema, sendo que a execução de obras necessárias ao acesso e a própria conexão do acessante devem ser realizadas somente após a celebração dos mesmos.

A Figura 4.9 ilustra o fluxograma simplificado das etapas necessárias ao acesso no caso de geradores que utilizam potenciais hídricos para a produção de energia. As siglas APB, ASE e DRO significam, respectivamente, despacho de aprovação do projeto básico, despacho de adequabilidade do sumário executivo, e despacho de recebimento de requerimento de outorga. Essas características serão abordadas quando apresentadas as relações institucionais.

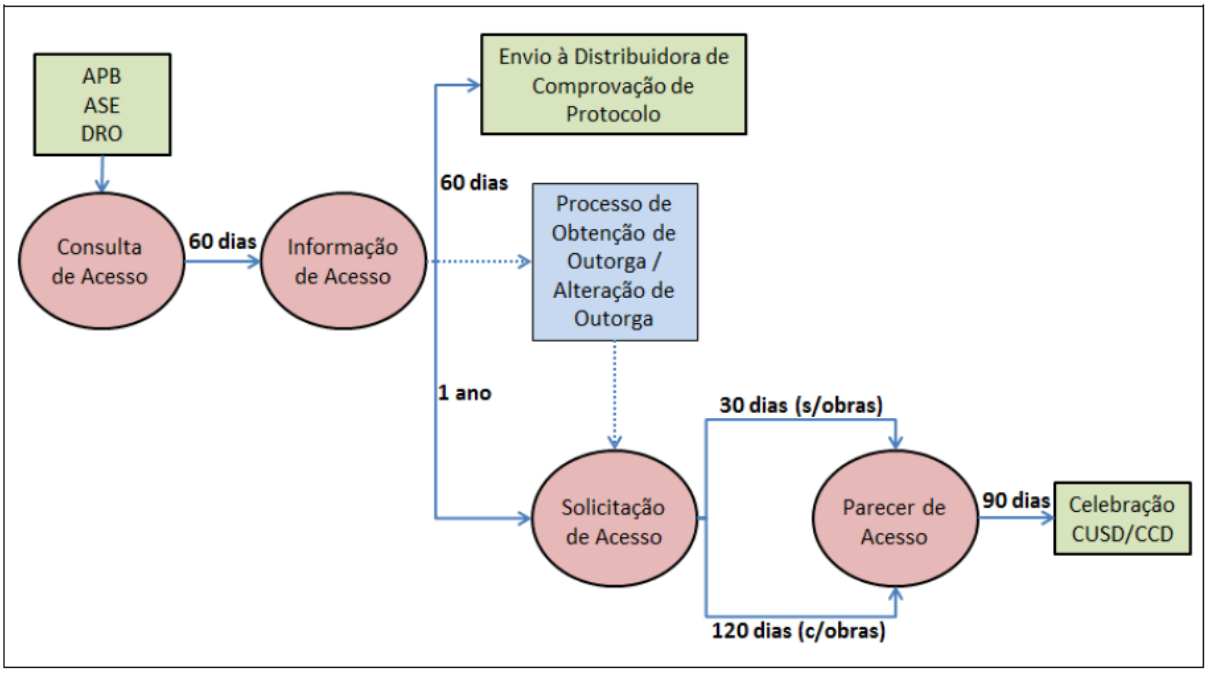

Figura 4.9 – Etapas para viabilização do acesso para centrais geradoras que utilizam de recursos hídricos. Fonte: PRODIST

Através da conexão com a rede, as distribuidoras fornecem ao gerador incentivado e ao consumidor capacidade de transporte, tornando possível que o gerador injete energia em

determinado ponto do sistema (ponto de conexão) e o consumidor a retire em um ponto diferente, sendo necessário o pagamento da tarifa pelo uso do sistema de transporte, aspecto este abordado posteriormente nas relações financeiras.

A quantidade de energia injetada e retirada pelo gerador e consumidor, respectivamente, está contida nos termos dos Contratos de Compra de Energia Incentivada Especial (CCEIE) ou dos Contratos de Compra de Energia Incentivada de Cogeração Qualificada (CCEICOGQ), que também estabelecem as condições de atendimento, preço e demais cláusulas, as quais são livremente negociadas entre as partes.

Uma característica importante desta relação está na frequência com a qual cada agente prefere estabelecer a transação, haja vista que o gerador busca uma transação de baixa frequência baseada em contratos de logo prazo, de forma a garantir um fluxo de caixa estável e previsível que facilite o acesso às fontes de financiamento. Por outro lado, o consumidor busca contratos de curto prazo de forma tal a aproveitar possíveis reduções nos preços. Esses dois objetivos podem ser atendidos com a intervenção de uma empresa comercializadora, o qual gera um novo conjunto de relacionamentos físicos concretizados através de contratos.

Transações de baixa frequência podem implicar em maiores custos de transação associados a negociar e escrever os contratos, porém reduzem os custos de transação devidos ao comportamento oportunista de alguns agentes.

Os contratos celebrados entre o gerador e o consumidor ou comercializador, e suas respectivas alterações, devem ser registrados e validados na CCEE, os quais serão abordados nas relações financeiras.

Outra relação a ser considerada no grupo de relações físicas é a do gerador incentivado com a CCEE para envio de dados de medição. Essa relação representa uma conexão física entre os dois agentes. Os dados de medição são adquiridos pelo SMF e coletados por meio de um canal de comunicação da CCEE, como descrito no tópico de processo de medição do capítulo anterior. Deve-se levar em conta que por se tratar de um mecanismo físico podem ocorrer falhas no processo de medição, seja por infração na inspeção lógica ou infração na coleta de dados.

A inspeção lógica é a coleta dos parâmetros e dados de medição diretamente dos medidores principal e de retaguarda. Nesse sentido, para que o gerador seja penalizado por infração lógica é necessário que dentro de um mesmo mês sejam constatadas três tentativas fracassadas e consecutivas de acesso a cada um dos medidores. Considera-se infração pelo fato de ser responsabilidade do gerador o monitoramento do link de comunicação para acesso aos medidores pelo SCDE. A CCEE comunica o gerador na primeira tentativa fracassada através de um termo de notificação, a segunda tentativa ocorre três dias uteis depois e a última tentativa é realizada com o intervalo mínimo de um dia útil após a segunda. A multa corresponde ao valor de R$ 1500,00 (mil e quinhentos reais) multiplicado por um fator de penalidade, definido conforme o nível de tensão. Tais fatores de penalidade estão descritos no módulo de penalidades dos procedimentos de comercialização.

A infração na coleta de dados ocorre pela ausência de dados por períodos maiores que setenta e duas horas, ininterruptas, ou cento e vinte horas alternadas para o mês de apuração. Neste caso o valor da penalidade é obtido através da equação determinada no módulo de penalidades dos procedimentos de comercialização, a qual considera o total da energia do ponto de medição no processo de contabilização, o número de horas no mês, o número de horas com falta de medição, e a média dos PLD médios dos submercados. O valor mínimo da multa a ser aplicada é de R$ 5000,00 (cinco mil) reais.

Como última análise tem-se as relações físicas da CCEE com a instituição financeira comercial. A relação representa o compromisso da prestação do serviço de liquidação efetuado pelo banco, o que decorre em relações financeiras com os demais agentes. Sendo assim, a compreensão dessa relação e a identificação das incertezas incorporadas a ela se tornam mais simples quando abordadas em conjunto com o processo de consolidação de resultados, enquadrado nas relações financeiras do gerador incentivado.

As relações físicas do gerador incentivado estão representadas na Figura 4.10.

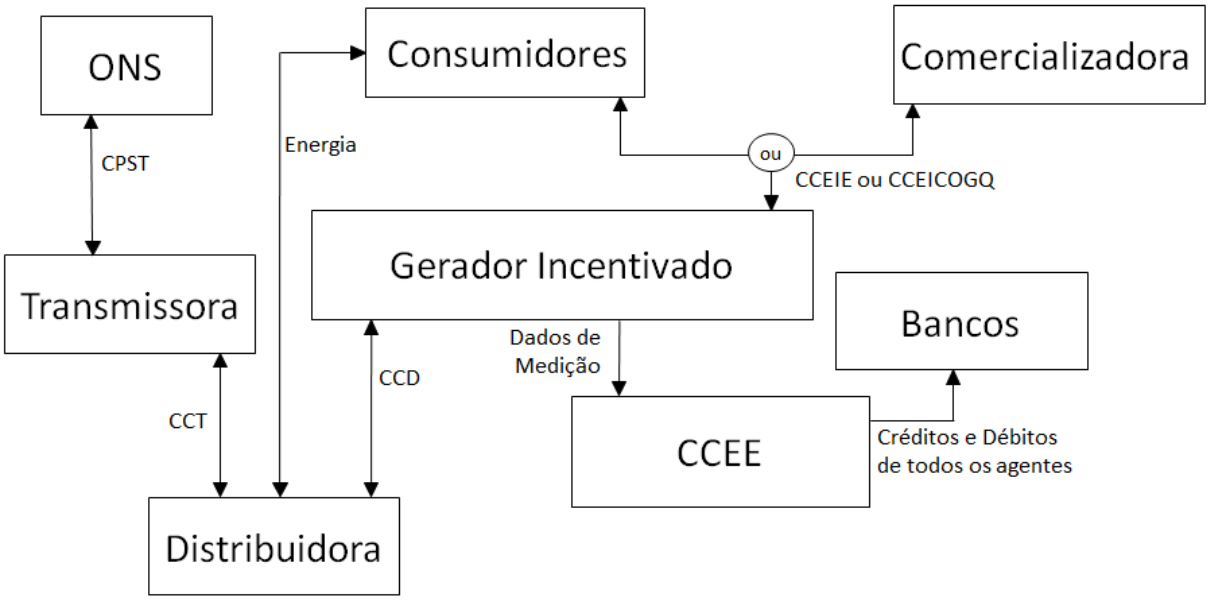

Figura 4.10 – Relações Físicas do Gerador Incentivado atuando no ACL.

4.3.2 Relações Financeiras

As relações financeiras se referem às medidas dos contratos que determinam a quantidade e os termos sob os quais uma das partes contratantes transfere dinheiro para outra parte como pagamento pela entrega de um bem ou pela prestação de um serviço. Como apresentado nas Figuras 4.1 e 4.3, as relações ocorrem de forma sequencial, conforme o gerador constrói a usina e comercializa sua energia. Nesse sentido, se utilizará da mesma sequência apresentada para detalhar as relações financeiras representadas na Figura 4.11.

Para as pequenas centrais hidrelétricas, cuja implantação ocorre em rios sem inventário hidrelétrico definido, a primeira relação financeira é o aporte da “Garantia de Registro para a

Elaboração de Estudos de Inventário Hidrelétrico", ele garante somente a continuidade no processo de elaboração de estudos de inventário hidrelétrico. Esses estudos definem o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, mediante o estudo de divisão de quedas e a definição prévia do aproveitamento ótimo da água. O valor a ser aportado é definido conforme a Tabela 2, que tem como critério de classificação a área de drenagem. Esses valores são atualizados em janeiro de cada ano pelo Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, e publicados pela ANEEL por meio de despacho a ser emitido pela SCG.

Tabela 4.4 – Aporte Garantia de Registro para a Elaboração de Inventário Hidrelétrico. Fonte: Anexo II, REN nº 672/15.

Área de Drenagem (km²)	Até 1.000	De 1.001 a 5.000	De 5.001 a 50.000	De 50.001 a 100.000	Acima de 100.000
Valor (R$)	103.371,14	258.427,84	516.855,68	723.597,95	826.969,08

Para o caso de usinas cuja implantação ocorre em rios com inventário hidrelétrico definido, a primeira relação financeira é o aporte da "Garantia Financeira de Registro de Intenção à Outorga de Autorização". O valor a ser aportado nessa garantia é definido a partir do valor da potência de referência definida para a PCH nos estudos de inventário, conforme consta na Tabela 3. Os valores também são atualizados em janeiro de cada ano pelo IPCA, e publicados pela ANEEL por meio de despacho a ser emitido pela SCG.

Tabela 4.5 – Aporte da Garantia de Registro de Intenção à Outorga de Autorização. Fonte: Anexo I, REN nº 673/15.

Potência de Referência (kW)	Até 10.000	De 10.001 a 15.000	De 15.001 a 20.000	De 20.001 a 25.000	De 25.001 a 30.000
Valor (R$)	258.427,84	361.798,97	465.170,11	620.226,81	775.283,52

Na Figura 4.11 é retratada a relação do aporte das garantias de registro através da interligação direta dos blocos "Gerador Incentivado" e "ANEEL". Porém, na prática essa relação ocorre de forma indireta porque a ANEEL utiliza a Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA) no recebimento, manutenção, devolução e execução das garantias financeiras. Assim, o gerador aporta garantias, através de carta fiança, caução em dinheiro ou títulos da dívida pública, na BM&FBOVESPA, sendo a ANEEL beneficiária e ele tomador, o que fornece à ANEEL a prerrogativa de execução da garantia financeira em caso de não cumprimento das diretrizes estabelecidas nas resoluções normativas nº 672 e 673, e possibilita ao gerador, caso cumpra com os requisitos, receber o valor integral aportado ao final do processo.

Cabe ressaltar que o aporte da garantia de registro do inventário hidrelétrico não isenta o gerador do aporte da garantia de Registro de Intenção à Outorga de Autorização, ou seja, até esse momento o gerador já realizou o aporte de duas garantias financeiras.

Pela operação financeira, a BM&FBOVESPA cobra do gerador o valor referente a 0,3% do total da garantia financeira aportada. Os procedimentos necessários para o aporte da

garantia financeira estão descritos em um manual específico, disponível no endereço eletrônico da agência reguladora.

Por fim, para o processo de requerimento de outorga, geradores com características hidrelétricas e eólicas devem aportar a garantia de fiel cumprimento. As usinas térmicas movidas a biomassa e enquadradas como cogeração qualificada não necessitam desse aporte porque a finalidade é garantir que usinas que utilizam de recursos naturais, como insumo na produção de energia, de fato realizem o aproveitamento ótimo desses recursos.

Assim, a ANEEL poderá executar a garantia caso o gerador: (i) descumpra com o cronograma de implantação; (ii) descumpra com as condições previstas no ato autorizativo quanto à potência instalada, ao número de máquinas e a disposição espacial dos aerogeradores no parque no caso de geradores eólicos; (iii) altere o Projeto Básico aprovado pela ANEEL, sem anuência prévia da agência, resultando em redução da energia gerada ou interferindo na partição de quedas aprovada no caso de pequenas centrais hidrelétricas; ou (iv) tenha revogada a outorga de autorização.

O valor aportado como garantia financeira é de 5% (cinco por cento) do investimento, equivalente a R$ 6.202,27 (seis mil duzentos e dois reais e vinte e sete centavos) por kW instalado, também atualizado em janeiro de cada ano pelo IPCA. No caso das usinas hidráulicas tem-se como referência a potência do projeto básico aprovado. Essa relação também não ocorre de forma direta, como representado na Figura 4.11, pois tem a BM&FBOVESPA como intermediadora e segue as mesmas características da relação no aporte de garantia de registro. A devolução integral da garantia de fiel cumprimento, caso o gerador cumpra com os requisitos estabelecidos nas normativas nº 673 (PCH) e 390 (Eólica) da ANEEL, ocorre 30 dias após a entrada em operação comercial da última unidade geradora.

Para que uma central geradora seja efetivamente implantada é necessário um volume considerável de recursos financeiros. O investimento normalmente é financiado através de duas fontes de capital: o próprio (*equity*) e o de terceiros (*debt*). Segundo agentes do mercado de energia, atualmente busca-se, junto a bancos de desenvolvimento, o financiamento de até 80 % dos recursos necessários para a implantação do empreendimento.

Segundo Prandini (2013), no caso dos geradores incentivados que pretendem atuar no ACL, o desafio está relacionado com o fato de que o nível de risco é superior ao enfrentado por geradores que decidem atuar no ACR.

As estruturas de financiamento, baseiam-se em fundamentos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que adota como base de garantia os direitos creditórios dos contratos de venda de energia. No ACR esses contratos são de 15 a 30 anos e no ACL os contratos chegam no máximo a 10-15 anos. Porém, segundo o autor citado, a segurança exigida pelas entidades financiadoras não está associada somente ao longo prazo dos contratos, mas sim ao fato de os contratos do ACR serem celebrados entre concessionárias e possuírem como garantia o próprio contrato de concessão.

Assim, o autor propõe como soluções para a necessidade de financiamento: (i) garantias rotativas (ii) direitos creditórios dos contratos, (iii) contratos de compra do valor mínimo (iv) certificados de energia elétrica e (v) ações conversíveis em energia.

Com o financiamento em mão o gerador inicia o processo de construção da usina, resultando em uma relação financeira com a empreiteira, de modo a estabelecer em comum acordo prazos e valores pela prestação do serviço. Cabe ressaltar a importância dessa relação, pelo grande fluxo financeiro envolvido, porém, por se tratar de uma relação muito particular para cada empreendimento, a compreensão sistêmica se torna complexa e será desconsiderada por fugir do escopo do trabalho.

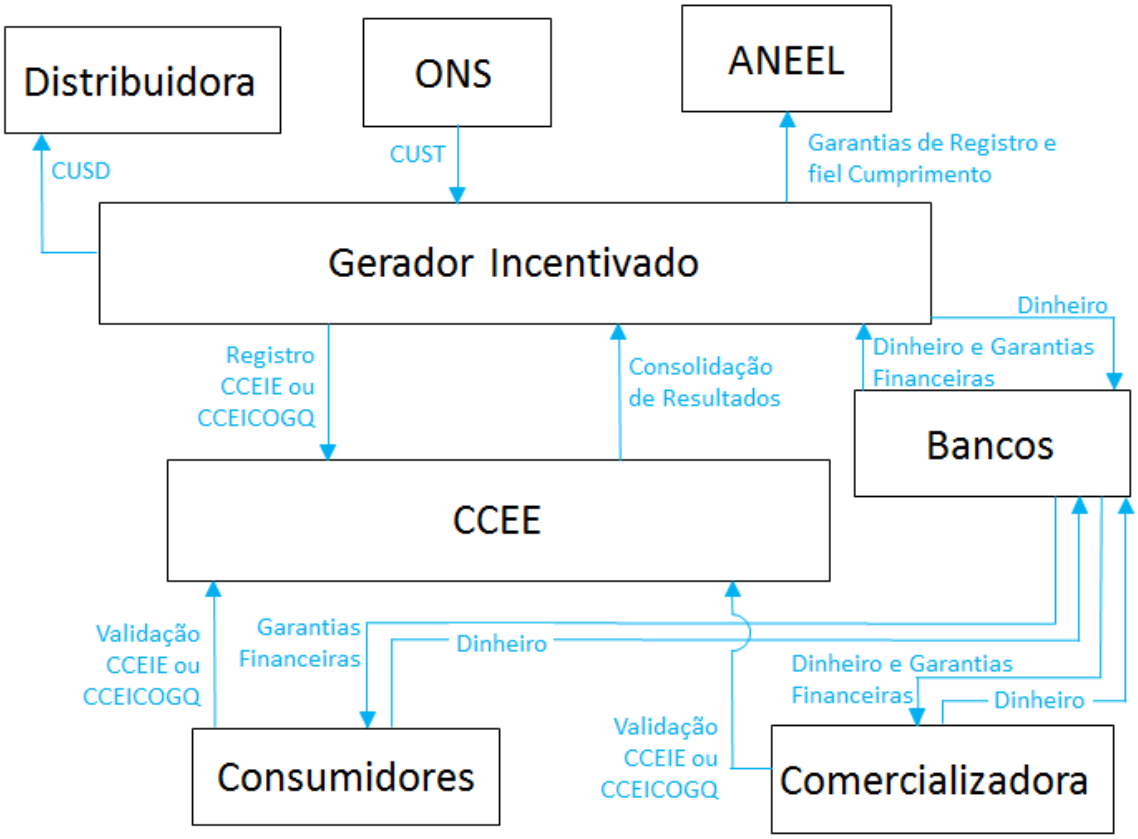

Figura 4.11 – Relações Econômicas do Gerador Incentivado atuando no ACL

Como já mencionado, para fornecer capacidade de transporte de energia, as distribuidoras e transmissoras cobram uma tarifa de uso dos seus sistemas, denominadas, respectivamente, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Geradores, consumidores e distribuidoras contratam junto ao ONS, por meio do CUST, a injeção ou a retirada de um montante de potência (MW), denominado Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), do sistema de transmissão, pagando um valor, em R$/MW, a título de TUST. É importante compreender que a contratação do MUST é feita junto ao ONS, pois é o responsável pela operação do sistema de transmissão. A transmissora somente presta o serviço de transmissão, como bem colocado nas relações físicas.

A contratação de um montante de injeção e retirada de potência ocorre também junto às distribuidoras para os geradores e consumidores conectados à rede de distribuição; nesse caso, a potência contratada recebe a designação de Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) e é estabelecida por meio do CUSD. Nota-se que o CUSD é celebrado diretamente com a distribuidora, isso porque é a distribuída quem opera o seu sistema.

A TUST e a TUSD são pagas mensalmente, independentemente de o gerador ter injetado energia ou não, ou de o consumidor ter utilizado a energia comprada ou não. Importante considerar novamente que geradores incentivados possuem um percentual de desconto não inferior a 50% na TUST e TUSD, as regras que definem o percentual de desconto estão descritas no capítulo anterior.

Para os geradores, conforme a Resolução Normativa nº 559 da ANEEL, a TUST é estabelecida de acordo com o cálculo da tarifa realizado pela ANEEL para cada ciclo tarifário (1 de julho até 30 de junho do ano subsequente) em um horizonte de dez anos, utilizando como base os dados que representam a configuração do SIN e os investimentos previstos na expansão da Rede Básica. Assim, a TUST para cada central geradora será a média aritmética das tarifas obtidas, desconsiderando as calculadas para ciclos posteriores ao da vigência da sua outorga.

O cálculo da TUST ocorre por meio do software "NODAL – Simulação de Tarifas de Uso no Sistema Elétrico", que se baseia, entre outros elementos, na metodologia nodal com sinal locacional. Tanto geradores quanto consumidores pagam um valor que depende de quanto a geração e o consumo sobrecarregarão a rede (nesse caso, paga-se mais caro) ou aliviarão a rede (nesse caso, paga-se mais barato).

No caso de geradores conectados ao sistema de distribuição, característica prévia abordada nesse trabalho, a tarifa de uso do sistema é denominada como TUSDg e observa as condições definidas nos procedimentos de regulação tarifária, no Módulo 7 – Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, submódulo 7.4 – Tarifas para Centrais Geradoras. Segundo o referido procedimento, o critério geral para definição da tarifa de uso para centrais geradoras é o nível de tensão, definido através do parecer de acesso fornecido pela distribuidora, de acordo com o menor custo global de conexão.

Para as centrais geradoras conectadas em alta tensão (tensão igual a 138 kV ou 88 kV) as tarifas são nominais e obtidas conforme o disposto na Resolução Normativa da ANEEL nº 349, a qual estabelece uma metodologia locacional, similar à utilizada na definição da TUST. Neste caso a TUSDg será formada por três componentes tarifárias: (i) TUSDg-D/DIT, relativa à receita da Rede Unificada - RU; (ii) TUSDg – T, relativa ao fluxo de exportação para a rede básica; e (iii) TUSDg – ONS, relativa ao custeio do ONS. A TUSDg homologada terá seu valor limitado ao maior valor de TUST apurado para o segmento geração nas barras de Rede Básica às quais as respectivas redes unificadas se conectam.

Para as centrais geradoras conectadas em média tensão (de 2,3 kV a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 2,3 kV) as tarifas, denominadas de tarifas de aplicação, são o

somatório da TUSDg de base econômica e TUSDg de base financeira. A TUSD de base econômica corresponde ao custo regulatório econômico da distribuidora - Receita Anual e a TUSD de base financeira corresponde à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA. Em linhas gerais a TUSDg aplicada aos geradores de média e baixa tensão possui o mesmo valor da TUSD aplicada aos consumidores do mesmo subgrupo de tensão. A liquidação da TUSDg é realizada pela distribuidora por meio de fatura emitida mensalmente.

Com os contratos de conexão e uso do sistema celebrados e as tarifas referentes aos montantes contratos definidas, os geradores negociam seus contratos de compra e venda de energia. Como colocado no tópico anterior, esses contratos estabelecem relações físicas, através de clausulas que descrevem os compromissos de prestação do serviço, e financeiras, através do registro e validação das quantidades e condições sob os quais o consumidor irá transferir dinheiro ao gerador. Essas informações são fornecidas à CCEE pela plataforma online *CliqCCEE*, e são referência para o processo de contabilização e liquidação.

O registro é realizado pelo agente vendedor através do Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) para todo o período de vigência do contrato, independente da duração. Para isso, deve-se informar o montante anual e os montantes mensais. A validação é função do comprador (comercializador ou consumidor) que deve acessar o SCL e confirmar as condições apresentadas pelo gerador para que esse contrato possa ser considerado no processo de contabilização, caso contrário o consumidor ou comercializador ficará exposto ao mercado de curto prazo. A forma com a qual deve ser realizada a sazonalização e a modulação estão descritas no capítulo anterior no tópico de contratos de comercialização.

O processo de sazonalização e modulação, durante o registro do contrato, é fundamental para a gestão da produção de energia porque, ao comercializar energia no ACL, assume todo o risco de entrega da energia contratada, podendo sofrer perdas quando o gerador apresentar déficit de produção com relação ao montante contratado e o preço de curto prazo resulta superior ao preço do seu contrato (Street, 2013).

O autor define esse risco como “risco de preço e quantidade”, o qual está intimamente relacionado com a incerteza de geração, devido à sazonalidade ou intermitência das fontes renováveis e à forma de contratos realizados no ACL, que geralmente são por quantidade, ou seja, em comum acordo, gerador e comprador definem a quantidade que o vendedor deverá entregar ao comprador em MW médios (MWmed), com uma data de início e fim do suprimento e o preço referente a cada MW.

Se considerar as três principais formas de produção de energia elétrica incentivada apresentadas neste trabalho (Hidráulica, Eólica e Biomassa), é possível afirmar que estas possuem perfis de geração diferentes e sazonalidades diferentes.

No caso de uma usina termelétrica de biomassa, como a que utiliza bagaço de cana de açúcar, a geração de energia elétrica se dá, em geral, apenas nos meses de safra, resultando em uma incerteza associada ao insumo necessário para a produção, exigindo do gerador a

compra de energia no mercado de curto prazo. No caso da unidade geradora eólica, em que o insumo é o vento, é difícil determinar um modelo estatístico para a geração de cenários de vento, assim a incerteza associada a esse tipo de empreendimento fica por conta da quantidade de energia que o produtor pode assegurar em seus contratos. Para as pequenas centrais hidrelétricas, a incerteza decorre das vazões hidrológicas nos períodos de seca, as quais podem gerar cenários extremamente desfavoráveis devido à característica das usinas serem fio d'água.

Os trabalhos de Fonseca (2009) e Fânzeres (2012) apresentam propostas de mitigação de risco com estratégias ótimas para a comercialização de energia elétrica através da complementariedade de fontes alternativas.

Fonseca (2009) propõe três estratégias de sazonalização da garantia física através da complementariedade de fontes incentivadas (PCH e Biomassa de Cana-de-açúcar) e afirma que a combinação destas usinas pode resultar em um perfil de sazonalização ótimo, bem diferente daquele mais usual no mercado. Essas duas modalidades de geração, como mencionado anteriormente, possuem períodos de escassez de insumos, porém esses períodos de sazonalidade são complementares. Desta forma, ao compor esse portfólio, o gerador reduz o risco de exposição ao PLD.

Já em Fânzeres (2012) a proposta é a criação de uma estratégia de venda conjunta através da complementariedade entre um gerador eólico e uma PCH, utilizando-se de um modelo estatístico multivariado para geração de cenários de vento e vazão coerentes com os cenários de preço de curto prazo fornecidos pelo modelo de despacho vigente no Brasil. Somente com o casamento dos cenários dos três fatores de risco dessas fontes (vento, vazão e preço de curto prazo) pode-se quantificar de maneira consistente o risco de preço e quantidade em contratos lastreados em geração intermitente.

O Produtor de Energia Eólica (PEE) fornece uma quota do fluxo de caixa do portfólio para a PCH, de forma tal que essa receba um excedente em comparação ao que obteria se comercializar sua energia sozinha, restando ao PEE a sobra deste fluxo de caixa. Desta forma, a complementariedade do portfólio minimizaria o risco e maximizaria o valor do produto, criando um ambiente mais favorável no mercado livre.

Em ambos os trabalhos a proposta de utilizar a complementaridade de fontes em mecanismos de redução de riscos apresenta resultados positivos. Portanto, conclui-se que essa técnica produz resultados interessantes para os geradores participantes, mas é necessário que a forma com que esse mecanismo vai ser conduzido esteja muito clara, de modo que os geradores saibam qual a garantia física do grupo, como cada unidade geradora vai contribuir com o mecanismo e o que vai pagar ou receber por usar ou injetar a energia no bloco, respectivamente.

Vale ressaltar que a união de dois ou mais geradores com a mesma característica ou sazonalidades similares, não permite a redução da incerteza, visto que em casos de déficit a exposição do grupo ocorre de forma mais significativa.

Uma terceira possibilidade de mitigação de riscos é sugerida em Street (2013), a qual consiste em um Mecanismo de Realocação de Excedentes financeiros para fontes renováveis (MRE-Renovável). Esses excedentes financeiros estão relacionados com a forma com a qual é realizada a contabilização financeira dos contratos por quantidade, podendo ser dividida em duas parcelas: um pagamento fixo – referente ao preço e a quantidade negociada no contrato; e uma parcela variável conhecida como parcela da CCEE – referente à liquidação do excedente/déficit de geração ao PLD.

A ideia da proposta é que cada usina comercialize seus contratos por quantidade livremente no ACL e entregue a parcela da CCEE para um pool que se denomina de MRE-Renovável. Este mecanismo agrega todas as parcelas individuais de excedentes financeiros na CCEE (excesso e déficit) e as redistribui para os participantes em forma de cota ou participação percentual. A estratégia de repartição tem como principal objetivo tirar proveito do efeito portfólio das fontes participantes, diluindo a incerteza da geração individual e mitigando, assim, o risco de preço e quantidade.

Cabe colocar que uma opção para a viabilização da proposta seria a contratação de uma consultoria especializada em formação e administração de pool, sendo os serviços remunerados em percentual dos lucros ou contribuição mensal dos associados. Outra opção seria expandir a função da CCEE para a manutenção do mecanismo e cobrar uma tarifa junto a contribuição associativa cobrada mensalmente.

Somado ao risco de preço e quantidade colocado por Street (2013), está a possível perda nos descontos nas tarifas de fios (TUST e TUSD), caso o gerador utilize para complementação de produção, um limite superior a 49% da sua garantia física, de energia oriunda de fontes convencionais ou injete no sistema uma potência superior a 30 MW. Ressalta-se que a perda desse desconto também é repassada aos consumidores que possuem contratos de compra de energia com determinado gerador.

A característica da complementação de produção pode ser utilizada como variável de negócio pelo gerador incentivado, isso porque em situações energéticas desfavoráveis, pode ser mais rentável o gerador optar por comprar energia convencional e arcar com a penalidade, do que utilizar o insumo com um preço elevado para produzir energia. Entretanto, caso haja um número significativo de reincidências, ao realizar o processo de fiscalização, a ANEEL pode reduzir a garantia física determinada no ato de outorga.

Em Tatemoto (2013) é analisado o risco para os consumidores que compram energia de geradores incentivados. A análise se baseia em três cenários, com três geradores incentivados, duas comercializadoras e quatro consumidores especiais. No primeiro cenário todos os geradores possuem o desconto de 50%, todos os agentes possuem energia suficiente para suprir o seu lastro e os consumidores são considerados especiais. Para esse cenário são aplicadas duas situações, a primeira é a insuficiência de lastro de um consumidor, a segunda é a perda do desconto por um dos geradores. Para ambas as situações é analisado o impacto da perda do desconto sobre os demais agentes. Para o segundo e terceiro cenário são determinadas diferentes relações de compra de energia entre os geradores e

comercializadores, porém considera-se as mesmas situações e realizam-se as mesmas análises.

Os resultados obtidos são de extrema relevância. Em determinadas situações alguns dos consumidores especiais tiveram perdas significativas do desconto, atingindo condições inferiores a 10%, sem mesmo ter relação direta com o gerador que perdeu o incentivo. Assim, a autora afirma ser necessário criar formas de sanções aos vendedores que propiciam a perda do desconto, tendo em vista que no âmbito da CCEE não há nenhuma penalidade referente a este comportamento, embora o mercado seja capaz de se autorregular através da escolha dos melhores fornecedores ou por meio de acordos de ressarcimento caso haja perda de desconto.

Caso o gerador possua em seus contratos cláusulas que o façam arcar com os custos das tarifas de fio quando perder o desconto, o mesmo necessita remunerar os agentes consumidores que tiverem aumento de despesas por conta do percentual de desconto que perderam.

Portanto, o que se percebe é um interesse cada vez maior dos geradores em definir estratégias que permitam o aumento da competitividade e a redução dos riscos no mercado de energia elétrica. O que ressalta as importantes contribuições fornecidas por esse trabalho.

Por fim, com as informações de contrato registradas e validadas e a medição física, a CCEE realiza a contabilização, caso haja, notifica penalidades, avalia possíveis recursos as mesmas e finalmente consolida os resultados, determinando os débitos e créditos a serem liquidados pelo gerador.

Para explicar o funcionamento do processo de liquidação, a CCEE junto com o Bradesco S/A, entidade financeira responsável pelo processo de liquidação, elaborou um regulamento operacional, o qual está disponível em seu endereço eletrônico.

Através do referido documento é possível afirmar que o processo ocorre da seguinte maneira. A CCEE, elabora e envia ao Bradesco, com 3 (três) dias úteis de antecedência da data da Liquidação, por meio eletrônico, o Mapa de Liquidação Financeira, no qual constam os débitos e créditos de cada agente para o mês de referência, com base nos resultados da contabilização, junto com a razão social do agente, nº. do CNPJ, conta corrente, e percentual de participação no Rateio da Inadimplência. O Bradesco, por sua vez, valida os dados constantes no arquivo magnético, no que tange ao número de conta, nome, CNPJ etc. identificando possíveis inconsistências. A partir daí liquida o limite do saldo existente na conta corrente dos agentes devedores até as 11:00 (onze) horas da data programada para os débitos da liquidação financeira.

Ainda na mesma data o Bradesco informa à CCEE o montante total depositado pelos agentes devedores e aporta os recursos financeiros necessários em lugar do agente, até o limite das garantias calculadas pela CCEE e por ele constituída e aportada, quando necessário. No dia útil subsequente o Bradesco credita os respectivos valores aos agentes credores, conforme Mapa de Liquidação informado pela CCEE, respeitado os percentuais de rateio de eventuais inadimplências. Ao final desse processo o Bradesco envia à CCEE o arquivo

eletrônico com o resultado final da liquidação financeira, identificando os agentes inadimplentes, os montantes inadimplidos, bem como os recursos financeiros eventualmente aportados pelo Bradesco e aos agentes a Nota de Liquidação da Contabilização (NLC) que reflete os valores efetivamente liquidados. Portanto, ao se analisar o processo de liquidação percebem-se duas importantes situações, o aporte de garantias financeiras e o rateio das inadimplências.

Com o objetivo de garantir a proteção contra a inadimplência e a efetivação dos contratos de compra e venda de energia registrados e validados, a CCEE cobra de seus agentes o aporte de garantias financeiras, sendo essa uma condição necessária para a adesão e a operação de mercado no âmbito da CCEE. Como resultado tem-se uma nova relação financeira, que ocorre entre o gerador incentivado e uma instituição financeira comercial, a qual pode ser o próprio Bradesco ou qualquer outra instituição financeira comercial.

Segundo a Resolução Normativa da ANEEL nº 622, os agentes devem constituir garantias financeiras por meio da contratação de operação de crédito (limite operacional) com até duas instituições financeiras, credenciadas junto à CCEE, além de garantias avulsas complementares. Porém em agosto de 2015, essa resolução foi alterada por meio do Despacho 2.718/2015, suspendendo a exigibilidade dos limites operacionais até nova deliberação da ANEEL, fato esse não ocorrido até a data final de elaboração deste trabalho. Nesse período os agentes têm apresentado suas garantias financeiras avulsas em montantes ilimitados, conforme sua posição no MCP.

Caso o aporte não seja suficiente para cobrir o saldo devedor do agente, é realizado o rateio de inadimplência, afetando os demais agentes na proporção de seus créditos líquidos de operações efetuadas no MCP em um mesmo mês de apuração, resultando na possibilidade de o gerador incentivado não receber o crédito correspondente.

Alzuguir (2014) apresenta uma metodologia para a incorporação do risco de inadimplência no modelo de contratação de geradores renováveis no mercado brasileiro de energia. Segundo a autora, o aumento dos índices de inadimplência que surgem na liquidação no MCP tem se tornado um fator relevante nos últimos anos, pois agentes com exposição negativa não tem conseguido cumprir com seus compromissos financeiros.

Para a autora esse risco pode ser classificado como “risco de crédito”, e mesmo que ele exista nos dois ambientes, é no ACL que possui maior destaque porque, diferente do mercado regulado, no ACL a escolha da contraparte é livre. Logo, o perfil de pagamento da contraparte em questão pode ser feito a partir de informações públicas ou mesmo disponibilizadas, por exemplo, pelas agências de classificação de crédito como a Moody’s, Standard & Poor’s e Fitch Ratings. Além disso, fatores exógenos como a situação do ambiente macroeconômico, o cenário climático, PLD, a regulação, dentre outros, também devem ser considerados.

Por fim, a autora menciona que da análise das informações públicas ou disponibilizada pelas agências de classificação de crédito e dos fatores exógenos tem-se duas principais informações: a primeira é a probabilidade da contraparte do contrato incorrer em *default* e a

segunda seria qual o tamanho da perda financeira caso este evento ocorra. Portanto, é de extrema relevância que o gerador incentivado considere a inadimplência como um fator importante em seus resultados.

Cabe ressaltar também que o não aporte de garantias financeiras suficiente para permitir a efetivação dos registros implicará no ajuste dos montantes de energia registrados na CCEE, no período e na proporção das garantias apresentadas, além de multa de 2% sobre o montante inadimplido e abertura de procedimento de desligamento do agente nos termos da Resolução Normativa da ANEEL nº 545.

4.3.3 Relações Institucionais

Assim como as relações físicas e financeiras, as relações institucionais seguem a ordem cronológica de construção e operação do empreendimento gerador de energia, definindo regras e procedimentos que devem ser atendidos durante o processo. A Figura 4.12 ilustra essas relações.

As primeiras regras atendidas pelo gerador incentivado estão descritas nas resoluções normativas que determinam o processo de outorga. São elas a REN nº 673 para PCH's, REN nº 676 para centrais geradoras fotovoltaicas, REN nº 390 para usinas termelétricas movidas à biomassa, a REN nº 391 para os parques eólicos.

Como apresentado no capítulo três, o processo de outorga depende da capacidade de produção da central geradora. Aproveitamentos de potenciais hidráulicos iguais ou inferiores a 3MW, construído em rio sem inventário aprovado pela ANEEL, e usinas de potência igual ou inferior a 5 MW necessitam realizar o registro da central geradora e atender a regulamentação ambiental e de recursos hídricos para obter a autorização de produção de energia, seja para autoprodução ou comercialização. Esse registro é realizado através do site da ANEEL, no *Portal da Geração*, junto à Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCG).

Para os geradores incentivados que não se enquadram nas características anteriores, é necessária a emissão, por parte da agência reguladora, de uma autorização para exploração do serviço de produção de energia elétrica. Essa autorização deve ser requerida à ANEEL mediante a apresentação dos documentos e estudos que estão descritos nos anexos das resoluções normativas supracitadas.

Para a compreensão da complexidade envolvida no processo de outorga será utilizado o caso de uma pequena central hidrelétrica que pretende se instalar em um rio sem inventário hidrelétrico definido.

Neste caso o processo de outorga tem início com uma prévia concessão de registro para elaboração de estudo de inventário e o aporte da Garantia de Registro para a Elaboração de Inventário Hidrelétrico. Nessa etapa o objetivo do estudo de inventário é identificar o aproveitamento, ou o conjunto de aproveitamentos hidrelétricos da bacia hidrográfica, que apresente a melhor relação custo-produção de energia, considerando o contexto

socioeconômico e ambiental do momento, conforme as diretrizes estabelecidas pela Resolução Normativa da ANEEL nº 672. Para o referido estudo o gerador incentivado terá um prazo definido de acordo com a área de drenagem do rio, conforme mostrado na Tabela 4.3 Caso o gerador não cumpra com os prazos, o mesmo será penalizado com a execução de um percentual da garantia aportada, esse percentual depende do número de dias posteriores ao prazo máximo estabelecido.

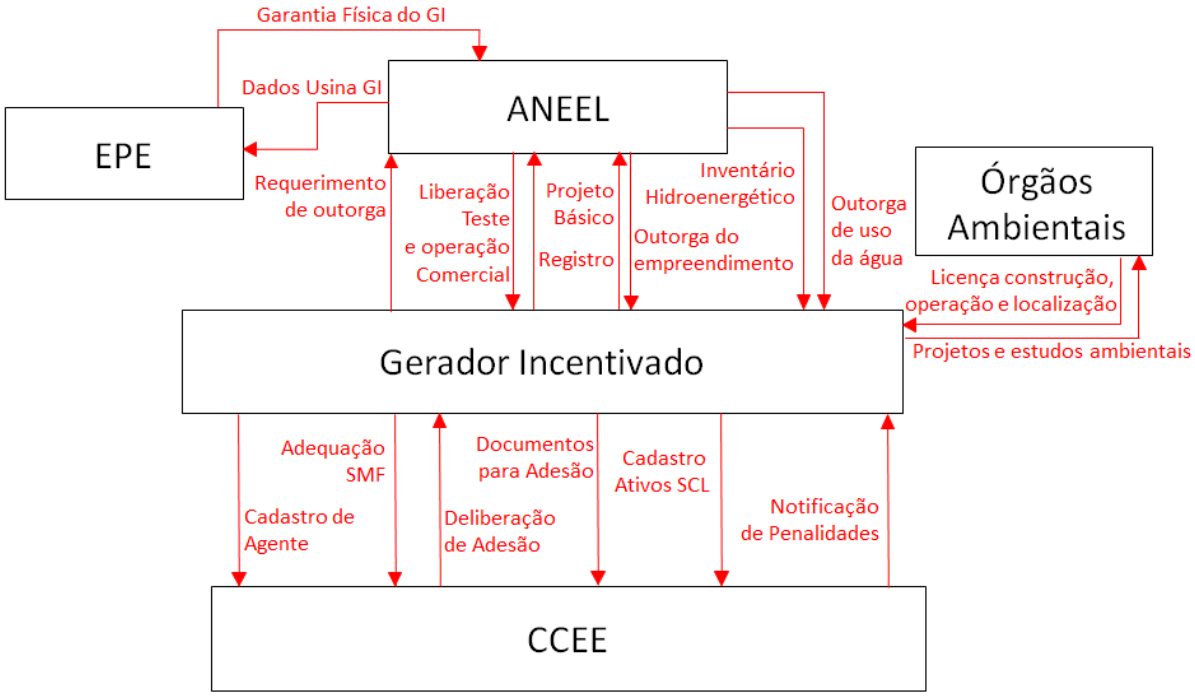

Figura 4.12 – Relações Institucionais do Gerador Incentivado atuando no ACL

Tabela 4.6 – Aporte da Garantia de Registro para a Elaboração de Inventário Hidrelétrico. Fonte: Anexo II, REN nº 672/15.

Área de Drenagem (km²)	Até 1.000	De 1.001 a 5.000	De 5.001 a 50.000	De 50.001 a 100.000	Acima de 100.000
Prazo (Dias)	540	630	780	960	1.140

De posse do inventário hidrelétrico aprovado pela ANEEL, o gerador incentivado pode solicitar o registro da intenção à outorga de autorização por meio do requerimento que segue um modelo padrão e que está disponível no *Portal da Geração*. O requerimento pode ser enviado, junto com os outros documentos listados na resolução normativa que regulamenta o processo, pelo correio ou ser entregue pessoalmente ao Protocolo-Geral localizado em Brasília - DF, na SGAN 603, térreo, módulo I.

Nessa etapa do processo a ANEEL observará a conformidade dos documentos e a existência do estudo de inventário aprovado. O requerimento de intenção à outorga será conferido por meio de despacho (DRI-PCH) emitido pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG. A partir da data de recebimento do DRI-PCH o interessado terá quatorze meses para a elaboração do projeto básico. Entretanto, visto que a ANEEL pode fornecer mais de um DRI-PCH para um mesmo inventário hidroenergético, há uma incerteza

associada a esta etapa do processo, pois será selecionado o interessado que primeiro protocolar na ANEEL o sumário executivo acompanhado das correspondentes Anotações de Responsabilidade Técnica e do projeto básico desenvolvido.

O projeto básico deverá ser elaborado tendo como referência os parâmetros definidos no inventário, devendo o mesmo ser compilado em um sumário executivo. A ANEEL analisará o sumário executivo observando os aspectos definidores do potencial hidráulico, principalmente queda, potência e fator de capacidade. A compatibilidade do sumário executivo com os estudos de inventário e com o uso do potencial hidráulico será atestada por meio da emissão de Despacho de Registro da Adequabilidade do Sumário Executivo (DRS-PCH), a ser emitido pela própria SCG.

Esse despacho tem como finalidades permitir que a ANEEL solicite a declaração de reserva de disponibilidade hídrica, junto à Agência Nacional de Águas (ANA), e o gerador solicite o licenciamento ambiental necessário. Junto a esses dois documentos são apresentados os documentos solicitados no anexo II da REN nº 673. Com todos os requisitos atendidos e o aporte da garantia de fiel cumprimento realizada, a agência reguladora, com o auxílio da Empresa de Pesquisa Energética, analisa aspectos definidores da capacidade de geração e das condições de operação da central geradora e determina a garantia física da usina, com base na metodologia descrita na Portaria do MME nº 303/04. Assim, ao final do processo a ANEEL emite a outorga de autorização para a PCH em questão, possibilitando ao gerador iniciar a construção e solicitar o acesso à rede.

No caso das usinas térmicas e dos parques eólicos o processo é simplificado ao eliminar etapas relacionadas à elaboração do projeto básico e do sumário executivo. No caso das térmicas, para outorgar a garantia física da usina, a ANEEL analisa a disponibilidade do insumo e a capacidade instalada da usina. Para os parques eólicos somente o estudo de potencial eólico e a capacidade instalada da usina.

Portanto, podem existir grandes incertezas associadas a ambos os processos de outorga das centrais geradoras, produto do desconhecimento de todas as regras, falha na interpretação ou ainda alterações ou ausência de regulamentação no processo de liberação de outorga, o qual pode redundar em resultados indesejados para o empreendedor, como a não liberação da construção da unidade geradora

Depois de autorizados, os geradores deverão manter em seus arquivos, a disposição da ANEEL: (i) o Estudo de Impacto Ambiental (EIA), Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) ou estudo ambiental formalmente requerido pelo órgão ambiental, conforme legislação específica de meio ambiente; (ii) o projeto básico; e (iii) os resultados dos ensaios de comissionamento. Para o eólico soma-se o histórico atualizado das medições anemométricas e climatológicas. A análise para usinas eólicas só ocorre para projetos que tenham previsão de data de entrada em operação comercial igual ou inferior a três anos.

Em paralelo ao processo de obtenção da outorga do empreendimento o gerador incentivado estabelece relações, dependendo de sua localização, com determinado órgão

ambiental de esfera federal, estadual ou municipal, para a obtenção das licenças prévia, de instalação e de operação. A resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) nº 01/86 determina quais órgãos ambientais competentes e setoriais do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA) deverão compatibilizar os processos de licenciamento com as etapas de planejamento e implantação das atividades que modificam o meio ambiente, respeitados os critérios e diretrizes estabelecidos na resolução, considerando a natureza, o porte e as peculiaridades de cada gerador.

Ainda, segundo a citada resolução, geradores de energia elétrica com potência instalada superior a 10 MW necessitam que o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) sejam submetidos à aprovação do órgão estadual competente. No caso dos geradores com potência instalada inferior a 10 MW é necessário somente realizar um Relatório Ambiental Simplificado (RAS).

Desta forma, o processo ambiental para os geradores incentivados é determinado por duas resoluções. Para usinas maiores que 10 MW, estabelece-se a resolução do CONAMA nº 01, a qual determina os procedimentos para elaboração do EIA e do RIMA. No caso de usinas menores que 10 MW a resolução que norteia as ações realizadas no processo de licenciamento ambiental é a resolução do CONAMA nº 279, nela estão dispostos especificadamente os procedimentos para o licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental.

Cabe ressaltar o relatório síntese elaborado pelo Banco Mundial, que analisa o licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos no Brasil. O país é um dos poucos, senão o único, a ter um processo trifásico (Licença Prévia, Licença de Instalação e Licença de Operação), com procedimentos separados para a concessão das licenças em diferentes estágios. Esse fato ocorre por conta de o marco regulatório estar, de certa forma, inalterado desde a década de 80, contribuindo para transferir, repetir ou reintroduzir conflitos que resultam em um alto grau de incertezas, longos atrasos e custos de transação igualmente altos (Mundial, n.d.).

Para obter o licenciamento ambiental das etapas de licenciamento prévio, de instalação e de operação, como apresentado no capítulo anterior, o gerador deve apresentar estudos de impactos ambientais sobre três grandes eixos de análise: meio físico (relevo, hidrografia, solos, recursos minerais etc.), biótico (fauna e flora) e sócio econômico (pessoas).

No caso de usinas com capacidade de potência instalada superior a 10 MW, o processo ambiental ocorre da seguinte maneira. O gerador deve contratar uma equipe multidisciplinar habilitada, geralmente empresas de consultoria ambiental, para realizar o estudo de impacto ambiental. Essa equipe será responsável tecnicamente pelos resultados apresentados. Na primeira etapa do processo deve-se realizar uma inspeção técnica para identificar o empreendimento e as áreas de Influência Indireta (AII), de Influência Direta (AID) e a Área Diretamente Afetada (ADA). A ADA é onde se localiza o empreendimento propriamente dito, muitas vezes chamada de área de intervenção. A Figura 4.13 ilustra a relação entre essas áreas.

Com base nessas informações, o órgão ambiental competente fixa as diretrizes adicionais que, pelas peculiaridades do projeto e características ambientais da área, forem julgadas necessárias. Estabelecidas as diretrizes adicionais a equipe multidisciplinar contratada realiza o EIA e elabora o correspondente RIMA, que deve ser apresentado de forma objetiva e adequada a sua compreensão. As informações devem ser traduzidas em linguagem acessível, ilustradas por mapas, cartas, quadros, gráficos e demais técnicas de comunicação visual, de modo que se possam entender as vantagens e desvantagens do projeto, bem como todas as consequências ambientais de sua implementação. A partir do recebimento do RIMA, o órgão ambiental competente tem, segundo a regulamentação, seis meses para se manifestar de forma conclusiva sobre o relatório através de parecer técnico. Porém, segundo alguns agentes envolvidos no processo ambiental, esse prazo não tem sido cumprido e a justificativa apresentada pelos órgãos ambientais, de forma geral, tem sido a falta de corpo técnico. Esse parecer técnico é encaminhado pelo órgão ambiental competente ao conselho estadual do meio ambiente, para deferimento da licença de localização, também conhecida como licença prévia.

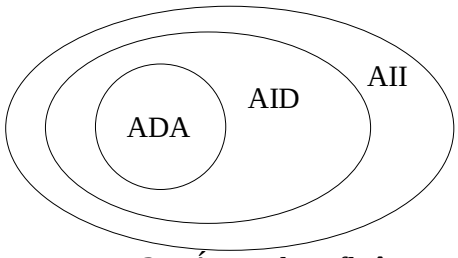

Figura 4.13 – Áreas de Influência

A licença prévia é concedida na fase preliminar de planejamento do empreendimento por um prazo máximo de 5 anos. Ela aprova a localização e concepção, além de atestar a viabilidade ambiental e estabelecer os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas fases seguintes da implantação.

Após a licença prévia e do cumprimento de suas condições, realiza-se a solicitação da licença de instalação. A licença de instalação autoriza a instalação do empreendimento de acordo com as especificações dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes. Cumprida também as condições da licença de instalação é solicitada a licença de operação, a qual permite que o gerador inicie a produção de energia. A licença de operação do empreendimento deverá ser renovada dentro do prazo legal estabelecido pelo órgão ambiental competente, podendo variar de 4 a 10 anos.

É importante considerar que todas as despesas e custos referentes à realização do estudo de impacto ambiental, tais como coleta e aquisição dos dados e informações, trabalhos e inspeções de campo, análises de laboratório, estudos técnicos e científicos e acompanhamento e monitoramento dos impactos, elaboração do RIMA e fornecimento de pelo menos 5 (cinco) cópias, serão de responsabilidade do gerador incentivado. E no caso de o empreendedor da central geradora utilizar de financiamento oriundo de recursos federais, como exemplo o BNDES, para instalação, ele deverá prever a inclusão de no mínimo um por cento (1%) do

valor total da obra destinado à prevenção e correção dos impactos ambientais negativos, conforme disposto no Decreto nº. 95.733/88.

No caso dos geradores com capacidade instalada inferior a 10 MW o procedimento ocorre de forma simplificada porque para a solicitação da licença prévia é necessário somente um RAS, com informações relativas ao diagnóstico ambiental da região de inserção do empreendimento, sua caracterização, a identificação dos impactos ambientais e das medidas de controle, de mitigação e de compensação. A partir dessas informações o órgão ambiental competente analisa o enquadramento do empreendimento elétrico no procedimento de licenciamento ambiental simplificado e, mediante decisão fundamentada em parecer técnico, concede a licença prévia.

Para o requerimento da licença de instalação, o gerador deverá apresentar a comprovação do atendimento das condicionantes da Licença Prévia e o Relatório de Detalhamento dos Programas Ambientais, o qual apresenta, detalhadamente, todas as medidas mitigatórias e compensatórias e os programas ambientais propostos no RAS.

Para obter a licença de operação basta simplesmente o gerador cumprir com todas as condicionantes da Licença de Instalação, antes da entrada em operação do empreendimento, verificando-se, quando for o caso, por meio da realização de testes pré-operacionais necessários, previamente autorizados.

Segundo a resolução do CONAMA nº 279, o prazo máximo para a emissão de cada uma das três licenças é de 60 dias a partir da data de protocolização do requerimento. Entretanto, quando necessário, a critério do órgão ambiental competente, mediante justificativa técnica, que solicite a realização de estudos complementares, a contagem do prazo é suspensa até que os estudos estejam prontos. Essa suspensão será também de no máximo 60 dias, mas pode ser prorrogada pelo órgão ambiental mediante solicitação fundamentada do empreendedor.

Portanto, o processo de licenciamento ambiental é um fator de extrema importância a ser considerado pelo gerador incentivado, tendo em vista que é oneroso, de complexidade elevada e necessário para a obtenção de outorga.

Para a determinação da garantia física da usina o processo de outorga observará o registro da potência instalada e da potência líquida da central geradora, conforme valores declarados pelo agente outorgado, devendo os mesmos ser confirmados pelo agente de geração após a entrada em operação comercial da usina. Essa confirmação se dá por meio do envio de relatório técnico com os resultados de ensaio de empenho em até dois anos após a entrada em operação da usina. Os procedimentos para a realização do ensaio de empenho estão descritos no anexo I da Resolução Normativa da ANEEL nº 583/13.

É importante ressaltar que estão dispensadas da determinação da potência líquida as centrais geradoras com potência instalada de até 3 MW para fonte hidráulica e de até 5 MW para outras fontes, sendo que, nesses casos, a potência instalada será definida com base no menor valor entre a potência nominal do equipamento motriz (kW) e a do gerador elétrico (kW), esta definida pelo produto da potência elétrica aparente (kVA) e o fator de potência

nominal (f.p.), ambos tomados diretamente da placa aprovada pelo fabricante para operação em regime contínuo, conforme indica a referida resolução normativa.

Cumpridos os diversos requisitos supramencionados, é fornecida ao gerador a outorga de autorização que permite operar comercialmente a unidade geradora, contudo, ainda é necessário que o gerador solicite a liberação para o início da operação em teste ou a apta operação comercial. Para isso o mesmo deve apresentar documentos que comprovem a situação regular das conexões com a transmissora ou distribuidora local, conforme procedimentos de rede ou o PRODIST respectivamente, a liberação ambiental de operação e, por fim, a declaração emitida pela CCEE atestando equacionamento de dívidas com a CCEE ou com o agente de distribuição ao qual está conectado.

Nesta etapa, algumas das relações institucionais do gerador incentivado com a CCEE, ilustradas na Figura 4.12, já devem ter sido realizadas, como o envio dos documentos para a adesão, o cadastro do gerador incentivado como agente e a adequação do SMF.

A implantação do SMF possui um custo de instalação e adequação que, para pequenos geradores, pode ser considerado elevado e de extrema complexidade, pelo fato de exigir a compra de diversos equipamentos e o cumprimento de diversas diretrizes descritas no módulo 12 dos procedimentos de rede. Essa relação possui um caráter técnico e é de suma importância para o gerador incentivado porque a falta de adequação do sistema de medição e faturamento impossibilita a comercialização de energia e gera penalidades.

Como última relação institucional do gerador incentivado tem-se a notificação das penalidades, que ocorre quando o mesmo já está operando no ACL. Por meio dessa notificação o gerador incentivado toma conhecimento do descumprimento de alguma regra, podendo adequar o fator que gerou a penalidade ou até mesmo contestar a notificação. Caso o gerador não se adeque ou sua contestação não seja validada, a penalidade será cobrada via o processo de liquidação financeira.

Estabelecidas as relações físicas, econômicas e institucionais é possível sobrepor as Figuras 4.10, 4.11 e 4.12 resultando na Figura 4.14, a qual indica a operação do gerador incentivado atuando no ACL. Nota-se, ao analisar a mencionada figura, o elevado grau de complexidade que deve enfrentar o agente que deseja comercializar a energia no ACL, além da grande quantidade de relações.

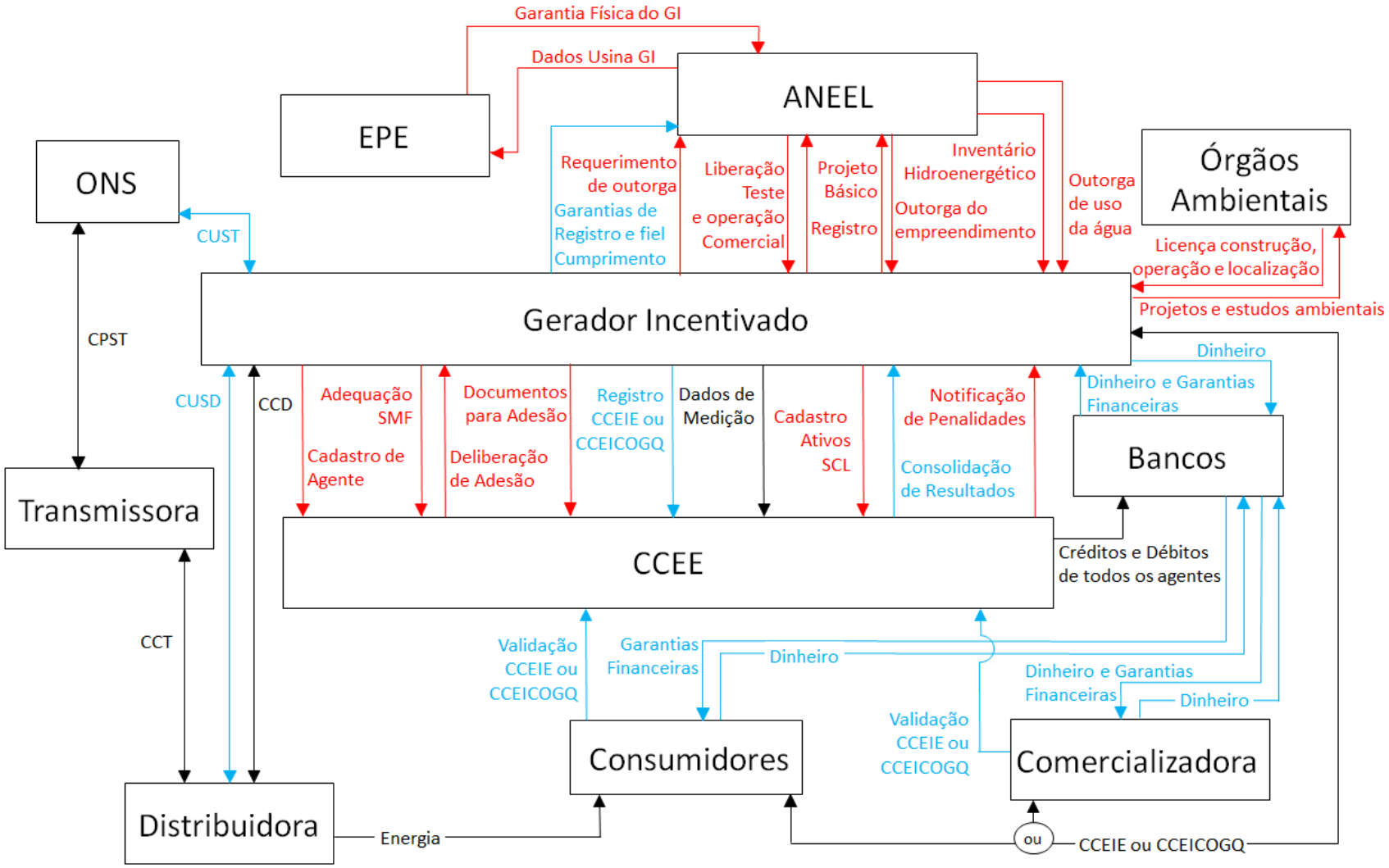

Figura 4.14 – Operação do Gerador Incentivado atuando no ACL.

Nesse sentido, buscando introduzir uma simplificação no processo de comercialização para pequenos agentes, como os consumidores especiais e os geradores incentivados, a ANEEL criou a figura do comercializador varejista através da Resolução Normativa nº 570/13.

Segundo a resolução, o comercializador varejista poderá representar consumidores livres e especiais e geradores com capacidade instalada de até 50 MW junto à CCEE, excluindo relações institucionais e financeiras com a operadora do mercado de energia elétrica do Brasil.

O relacionamento do gerador incentivado com o comercializador varejista ocorre da seguinte maneira: o comercializador varejista e o gerador incentivado celebram um contrato para a comercialização varejista, a partir desse momento o comercializador assume toda a operação na CCEE e, consequentemente, os riscos, devendo apenas o gerador entregar a documentação simplificada para a realização de um cadastro. Assim, o comercializador varejista assume funções como a celebração de contratos de uso do sistema (CUSD e CUST), o cadastro de pontos de medição no SCDE e a representação de ativos no SCL. Portanto, todo o processo de contabilização e liquidação dos ativos representados, assim como as obrigações e direitos, é atribuído ao comercializador varejista na CCEE (CCEE, 2015a). Até a conclusão dessa pesquisa não havia ainda nenhum agente habilitado como Comercializador Varejista. A Figura 4.15 ilustra como seriam as relações do gerador incentivado ao optar por utilizar um comercializador varejista. Quando comparada a Figura 4.14 observa-se uma simplificação das relações.

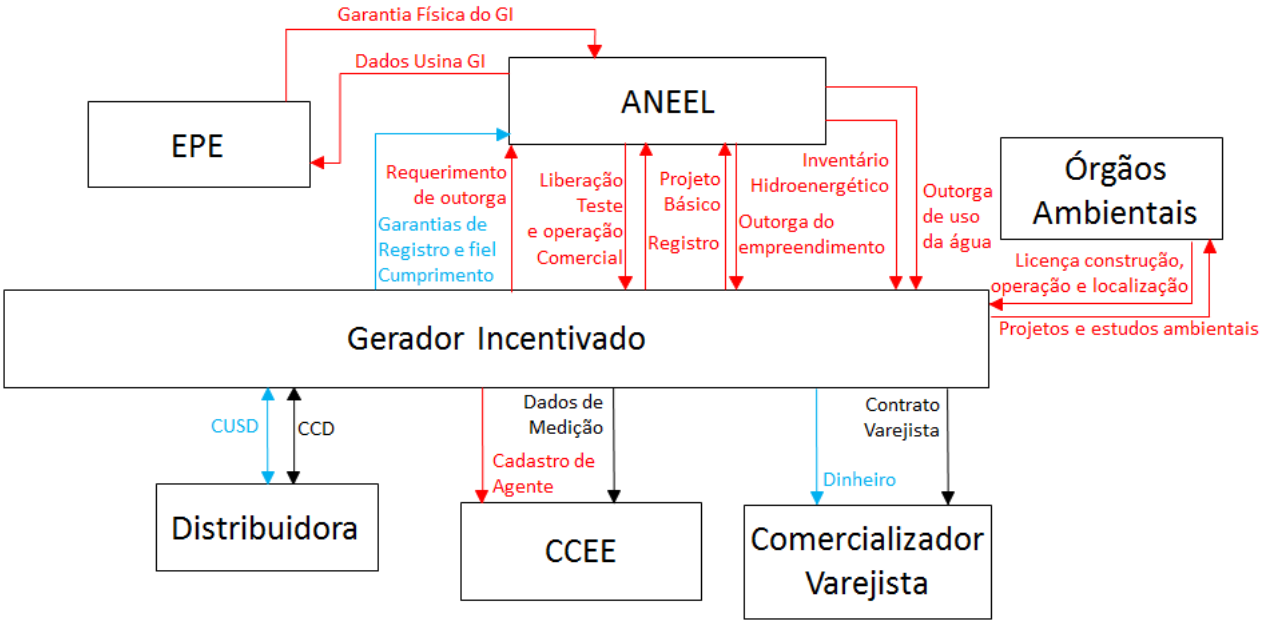

Figura 4.15 - Operação do Gerador Incentivado com Contrato Varejista

4.4 Controle

A etapa de controle da elaboração do modelo de negócio está relacionada com as estratégias de atuação do gerador incentivado e como o mesmo está preparado para resolver situações adversas de forma rápida e segura.

Nesta etapa o gerador incentivado já tem definida sua tecnologia e forma de atuação no ACL. Também tem conhecimento das micro e macrointerações que terá com os demais agentes setoriais e quais as principais incertezas e riscos em cada uma delas. Portanto, nesse momento é necessário que o gerador defina suas estratégias para a comercialização e para o gerenciamento dos riscos envolvidos, tendo sempre em mente que, atividades como gerenciar a venda de contratos, verificar a idoneidade dos clientes, criar a melhor metodologia de vendas e desenvolver relações para compor as disponibilidades, são desafios inerentes do processo de geração de energia elétrica.

Tamarozi (2002) argumenta que a consideração dos riscos nas atividades econômicas pode ser dívida em dois processos distintos:

- A consideração – identificação, modelagem, aceitação e mitigação – dos riscos nos estudos de viabilidade econômica de modelos de negócio, ainda não iniciados; e
- O gerenciamento de riscos, propriamente dito, onde o processo de consideração dos riscos se dá quando o projeto ou negócio já está em andamento.

Para o autor, um modelo de negócio bem conduzido deve, desde o início, considerar ambos os processos citados. O primeiro tem uma característica mais estática, de previsão de condições no longo prazo, e o segundo uma característica mais dinâmica, de adequação de condições para curto e médio prazo.

Como este aspecto foge do escopo do presente trabalho ele não será abordado.

4.5 Conclusões

De fato, a utilização de uma estrutura analítica clara e consistente como a abordagem sistêmica, auxilia na compreensão da complexa e dinâmica indústria de energia elétrica do Brasil, principalmente no ambiente de atuação do gerador incentivado, em que os interesses dos demais agentes participantes são, na maioria das vezes, conflitantes. Tal contribuição ocorre porque a abordagem sistêmica fornece a visão da estrutura e principalmente da operação do ambiente de atuação, através das relações causa-efeito.

Desta maneira, foi possível mostrar a complexidade, os benefícios, os custos, as incertezas e os riscos envolvidos no processo de comercialização de energia de um gerador incentivado. O que permite afirmar que para o gerador cumprir sua função de venda de energia no mercado de eletricidade brasileiro, diversas relações, regras, procedimentos, estudos e contratos devem ser realizados, tanto na etapa de estudo e implantação da usina

quanto na de comercialização. Somam-se a esses aspectos as especificidades de cada tecnologia de transformação de energia, que determinam diferentes processos e decisões.

Assim, os resultados obtidos nessa etapa do trabalho, concedem informações importantes para a elaboração de um modelo de negócio, determinando formas de criar, fornecer e capturar valor do meio.

Capítulo 5

Modelo de Negócio para um Gerador Incentivado

Um modelo de negócio tem como função analisar, compreender, se necessário desenhar e, finalmente, desenvolver a representação de um sistema complexo, de modo a determinar como a organização deve se comportar para criar, fornecer e receber valor do meio. Para isso são utilizadas abstrações do funcionamento do próprio negócio através de elementos pré-definidos, como: atores, atividades e objetos de valor.

Ao analisar a complexidade que envolve a atuação de um gerador incentivado no ACL, percebe-se que utilizar o modelo de negócio pode contribuir para expor as relações fundamentais que deve estabelecer para criar e receber valor e compreender a forma de atuação desse agente no setor elétrico brasileiro. Portanto, no presente capítulo é aplicado o processo de elaboração do modelo de negócio a uma Pequena Central Hidrelétrica, localizada no estado de Santa Catarina. A opção pela PCH surge do fato de existir um número relevante de trabalhos, como os de Polizel (2007), Makaron (2012), Candido e Santos (2012), Nahas (2010) e Schweitzer (2010) que abordam o processo de implantação e os estudos de viabilidade técnica-econômica e impacto ambiental desse tipo de empreendimento. Assim, a partir das informações extraídas destes trabalhos é possível construir um caso hipotético capaz de representar um caso real.

Já a escolha pelo estado de Santa Catarina ocorre devido ao potencial hidrelétrico do mesmo, que de acordo com Ivo Pugnaloni, presidente da Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidrelétricas (ABRAPCH), é o terceiro maior do país (Lenzi, 2015).

Fazem parte do estado de Santa Catarina as regiões hidrográficas do Uruguai e Atlântico Sul. Segundo informações obtidas através do programa catarinense de energias limpas, as PCH’s contribuem com aproximadamente 12% da energia elétrica produzida por fontes hidráulicas no estado, com perspectiva de viabilizar aproximadamente outros 200 MW.

Para a elaboração do modelo de negócio utiliza-se a metodologia *BusMod.* Nela, a realização de atividades, como declaração concisa da ideia de negócio, identificação dos objetivos, construção gráfica do modelo de valor, construção do modelo financeiro e análise de sensibilidade, fornece ao final do processo modelos de negócio, suas representações gráficas e planilhas de rentabilidade financeira. Dessa maneira, a metodologia *BusMod* funciona como guia para o gerador incentivado desenvolver um modelo de negócio específico. Contudo, a metodologia foi desenvolvida a partir das características do modelo mercantil espanhol de energia elétrica, o que implica na necessidade de realizar ajustes

adaptações sua aplicação no caso brasileiro, as quais podem ser realizadas com a utilização da metodologia *Business Model Generation*. Na referida metodologia, atividades como mobilização, compreensão, representação, projeto, implantação e gerenciamento permitem desenvolver modelos de negócio próprios.

Como apresentado no capítulo dois, essas metodologias são complementares e aportam contribuições mútuas. Assim, a utilização do *BusMod* com o *Business Model Generation* permite que qualquer gerador incentivado, inserido no contexto brasileiro de energia elétrica, possa elaborar seu próprio modelo de negócio.

Porém, é necessário colocar algumas limitações da aplicabilidade dessas metodologias na elaboração deste trabalho. Para ambas as metodologias é condição necessária a participação de diversos agentes, das mais diferentes áreas, envolvidos com o processo de produção e comercialização de energia, pois isso contribui com o sucesso do modelo de negócio. Para a elaboração do modelo de negócio apresentado neste trabalho foram realizadas consultas com diversas pessoas envolvidas na instalação e operação de centrais geradoras incentivadas e na comercialização de energia incentivada, as quais não são identificadas porque solicitaram que fosse mantido o sigilo quanto à procedência das informações. Também foi necessário enfrentar a barreira imposta pela falta de conhecimento jurídico, administrativo e comercial, resultando em um processo de elaboração lento e incompleto.

Portanto, pode-se afirmar que o modelo de negócio proposto neste trabalho pode não refletir de forma exata as relações do gerador incentivado, mesmo com as informações obtidas junto a diferentes agentes participantes do mercado. Logo, é necessário que o interessado em elaborar o modelo de negócio busque outras fontes de conhecimento, métodos de elaboração de modelos de negócio, estabeleça um bom *networking*, defina uma equipe multidisciplinar e determine o propósito a ser atingido ao final do processo (Orofino, 2011).

O processo de elaboração do modelo de negócio proposto neste capítulo consiste em idealizar o negócio, compreender como o mesmo funciona através da identificação dos interesses dos atores e seus objetos de valor e determinar sua arquitetura. Ao final do processo, analisam-se variáveis dependentes e independentes e determinam-se as relações causa-efeito. Assim, é possível o gerador estabelecer ações de controle que melhorem a gestão da organização e contribuam com a elaboração de estratégias. Cabe relembrar que o escopo do trabalho está limitado a análises qualitativas, assim as planilhas de rentabilidade que são resultado da aplicação da metodologia *BusMod* não serão consideradas na análise das relações.

5.1 Descrição do Caso de Estudo

Optou-se por utilizar como caso hipotético um gerador que depende de recursos hídricos para a produção de energia elétrica. A área de inundação do seu reservatório não ultrapassa os 13 km² excluindo a calha do rio, e a garantia física outorgada pela ANEEL é de 3 MW. Tais características, segundo o art. 26 da Lei nº 9.427, fazem com que a usina seja considerada

uma PCH, possibilitando um percentual de desconto de 50 % nas tarifas de fio. Considera-se que o gerador entrou em operação comercial em agosto de 2016.

A usina está instalada na região hidrográfica da bacia do Uruguai, conhecida nacionalmente pelo seu potencial elétrico, mais precisamente na cidade de Alto da Bela Vista, sobre o Rio do Peixe. Para a ANEEL essa região tem definido como período seco os meses entre maio e novembro e período úmido, os meses entre dezembro e abril.

A usina está dentro do submercado Sul e o ponto de conexão com rede é em alta tensão (Subgrupo A2) na subestação de 138 kV de Concórdia, a qual está sob concessão da Celesc Distribuição. Desta forma, a tarifa de uso do sistema será a TUSDg com valor definido em R$ 2,46 por kW, conforme indica a tabela de tarifas disponível no endereço eletrônico da própria companhia de distribuição.

Sobre a tarifa de uso do sistema são impostas as seguintes tributações: o PIS (Programa de Integração Social) e o COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social). Esses tributos são de esfera federal e suas alíquotas são 0,96% e 4,42% respectivamente. Sobre o consumidor tributa-se ainda o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), que é de cunho estadual e o valor depende do estado em que a energia for consumida, visto que esse é um tributo de consumo. As alíquotas do ICMS variam entre 12,96% (Bahia) e 29% (Paraná, Rio de Janeiro e Goiás). Para o caso de Santa Catarina a alíquota é de 25%. Os tributos referentes ao gerador incentivado são recolhidos pela Celesc junto à fatura disponibilizada mensalmente.

Cabe ainda colocar que a fiscalização sobre a geração será realizada pela Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina (ARESC) e a fiscalização ambiental pela Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina (FATMA).

5.2 Ideia do Negócio

Como principal tarefa desta etapa tem-se a descrição do modelo de negócio de forma concisa e clara, utilizando um texto que defina o ambiente imediato e geral, as fronteiras do sistema, as entradas e saídas e os atores envolvidos. Com o intuito de facilitar o processo de descrição, a metodologia *BusMod* propõe diversas perguntas a serem respondidas durante a etapa (Kartseva, 2004). As perguntas são apresentadas no Apêndice A.

A ideia do negócio pode ser colocada como a comercialização de energia incentivada no ambiente de contratação livre proveniente de um gerador de pequeno porte que utiliza recursos hídricos e está conectado à rede de distribuição. Para comercializar a energia o gerador estabelece uma relação direta com o consumidor final, enquadrado, segundo a Resolução Normativa da ANEEL nº 247, como consumidor especial.

A regulamentação permite que o consumidor esteja conectado em qualquer submercado do SIN, no entanto com o objetivo de definir melhor o escopo, define-se que o consumidor final em questão também está alocado no submercado Sul. Fatores como a tarifa correspondente ao uso do sistema de transmissão ser custeada única e exclusivamente pelo

consumidor e o risco de exposição por falta de lastro no processo de contabilização, caso o limite de intercâmbio entre os submercados seja atingido, são inibidores de contratação entre submercados.

O gerador deve celebrar contratos bilaterais de venda de energia com o consumidor final com prazos, condições de fornecimento e preço livremente negociados. Em sequência, o gerador deve registrar, por meio eletrônico através da plataforma online, as informações do contrato junto ao operador do mercado de energia e solicitar ao consumidor a validação dessas informações, também pela plataforma. Com a etapa de validação concluída o operador do mercado efetiva as informações, restando ao gerador somente cumprir com as condições de fornecimento de energia estabelecidas no contrato e os compromissos financeiros assumidos. Caso o gerador não cumpra com suas obrigações o mesmo estará susceptível à aplicação de penalidades impostas pelo operador do mercado.

É importante colocar que para que o processo acima descrito ocorra é necessário que o gerador tenha uma outorga de geração fornecida pela ANEEL, que haja uma conexão e um contrato de uso da rede com a concessionária responsável pela rede de distribuição, que seja um agente registrado e modelado na CCEE e que possua no Bradesco uma conta corrente exclusiva para liquidar seus compromissos financeiros. O processo necessário para realizar cada uma dessas relações está descrito no capítulo anterior.

Para a manutenção dos equipamentos necessários para produção de energia, conexão da usina com a rede de distribuição e medição das grandezas elétricas para fins de contabilização o gerador contrata uma empresa específica para o serviço.

Portanto os atores envolvidos no processo de comercialização são: a PCH, uma rede de supermercados na região central do estado (Consumidor Especial) com características de consumo que permitem que seja atendida pela potência injetada pela PCH, a CCEE, a Celesc Distribuição, o Bradesco S/A e a empresa responsável pela manutenção dos equipamentos, denominada “Serviços S.A.”.

5.3 Compreensão do Negócio

Para a compreensão do negócio é necessário que todos os atores sejam identificados junto com suas funções, interesses e objetos de valor. A metodologia *BusMod* propõe a utilização de tabelas disponíveis no apêndice A de Kartseva (2004) para a definição dos objetivos estratégicos e operacionais de cada um dos atores. Essas tabelas representam as características do modelo mercantil espanhol, tendo sido adaptadas para o caso brasileiro.

O processo de compreensão constante na metodologia *Business Model Generation* estabelece que é necessário coletar informações, discutir com expertos e identificar potenciais clientes, suas necessidades e problemas. Assim, foram realizadas as modificações necessárias nas tabelas do *BusMod* com base no conhecimento de especialistas. Com as tabelas adaptadas foi possível compreender o modelo de negócio e definir as funções e objetos de valor de cada ator.

A compreensão do modelo de negócio, também ocorre através da visão sistêmica apresentada no capítulo anterior, visto que são identificadas as relações e suas principais trocas de valor.

O primeiro ator a ser tratado é a empresa de distribuição, que tem como função operar o sistema de distribuição de modo a manter a qualidade do serviço público prestado dentro de indicadores de continuidade coletiva e individual. Por realizar tal função a distribuidora é remunerada por meio de tarifa cobrada dos usurários pelo uso da rede. Essa tarifa é denominada TUSD, e no caso específico do gerador incentivado TUSDg.

Portanto, o objeto de valor oferecido pela distribuidora é a capacidade de transporte e para que o gerador possa usufruir desse serviço é necessário que o mesmo celebre o contrato de conexão com a rede de distribuição (CCD) e o contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD). O primeiro tem por objeto regular as condições, procedimentos, direitos e obrigações das partes em relação à conexão das instalações do gerador ao sistema de distribuição por meio do ponto de conexão. O segundo estabelece as condições, procedimentos, direitos e obrigações das partes em relação ao uso do sistema de distribuição observando, o MUSD contratado e o pagamento dos encargos de uso.

Para o caso em estudo, as características técnicas que o gerador deve cumprir estão especificadas na Instrução Normativa I-432.003 da própria Celesc Distribuição. Dentre os requisitos técnicos tem-se: (i) a proteção dos equipamentos da própria usina quanto a defeitos, sequências negativas excessivas, surtos atmosféricos e outras perturbações, (ii) as manutenções corretiva e preventiva periódica de todas as instalações e equipamentos de sua propriedade no ponto de interligação e (iii) o custeio de equipamentos necessários para a conexão. Do ponto de vista da operação é necessário que: (i) o ponto de conexão seja no barramento da subestação distribuidora da Celesc mais próxima da usina, (ii) a soma das potências nominais das máquinas da usina acessante ser no máximo 10% do valor da potência de curto-circuito trifásico no ponto de conexão, (iii) os reativos da usina não poderão prejudicar a qualidade do mercado da Celesc, devendo então contribuir positivamente no desempenho do sistema, (iv) requisitos voltados a variações do tap do transformador, (v) proteções e (vi) capacidade de detecção da desconexão do sistema da Celesc.

O próximo ator analisado é a entidade financeira comercial. Como já explicitado no decorrer deste trabalho, a CCEE utiliza o Bradesco como entidade financeira para realizar o processo de liquidação dos contratos de energia. O Bradesco S/A realiza as operações de débito e crédito sobre contas correntes abertas pelos agentes especificamente para esse fim, ao mesmo tempo realiza, caso necessário, o aporte de garantias financeiras. Essas garantias são aportadas por todos os agentes, sendo o valor do aporte determinado pela CCEE, de acordo com a metodologia descrita no “Guia Explicativo da Metodologia de Cálculo das Garantias Financeiras no Mercado de Curto Prazo”, disponível no endereço eletrônico da própria entidade.

Nesse sentido, o segundo objeto de valor oferecido pelo Bradesco ao mercado de energia é a aquisição da garantia financeira. Porém, esse objeto de valor não é oferecido única

e exclusivamente pelo Bradesco, sendo possível que o gerador utilize outra entidade financeira comercial para a aquisição da referida garantia, entretanto a garantia deverá estar aportada no Bradesco.

A entidade financeira é remunerada pelo processo de liquidação e a aquisição de garantias financeiras pelos agentes. Para explicar o funcionamento do processo de liquidação e aporte de garantia financeira a CCEE, em conjunto com o Bradesco, elaborou um regulamento operacional, o qual está disponível no endereço eletrônico da própria câmara de comercialização.

No documento estão especificadas claramente as obrigações de cada organização. Para o gerador essas obrigações são: abertura de conta, celebrar o "Contrato de Prestação de Serviços de Depositário Qualificado e Outras Avenças", constituir garantias junto ao Bradesco e mantê-las alocadas dentro do prazo de vigência. Essas garantias podem ser na forma de moeda corrente nacional, títulos públicos federais, carta fiança e quotas de fundo de investimento extra mercado. Para a CCEE as obrigações são: informar ao Bradesco do resultado do cálculo de garantias para cada agente, fornecer o mapa de liquidação financeira, no qual constam os débitos e créditos de cada agente e, por fim, informar à entidade financeira todos os dados necessários ao processamento dos valores a serem lançados a crédito ou débito dos agentes, como a razão social do Agente da CCEE, nº do CNPJ, conta corrente, valor a ser liquidado e percentual de participação no Rateio da Inadimplência. Quanto ao Bradesco as obrigações são: garantir o acesso dos agentes da CCEE para abertura de contas-correntes, manter em custódia os títulos dados em garantia pelos agentes, liquidar os débitos das contas-corrente dos agentes devedores e creditar os valores nas contas-corrente dos agentes credores, deve ainda ser a contraparte perante os agentes credores aportando de imediato os recursos financeiros não depositados, sempre até o limite das garantias calculadas pela CCEE, e encaminhar à CCEE os arquivos consolidados de Custódia de Garantias e de Liquidação Financeira das operações realizadas, contendo, no mínimo, as seguintes informações: i) Agentes depositantes de Garantias e respectivos valores; ii) garantias executadas e respectivos Agentes; iii) montantes depositados e liquidados; iv) montantes eventualmente inadimplidos e as partes envolvidas. O registro dessas informações deve ficar armazenado pelo prazo mínimo de 18 (dezoito) meses, para fim de auditoria.

A função da CCEE na indústria de energia elétrica é operar o mercado. Para que sua função seja realizada de forma eficiente a CCEE determina regras e procedimentos, além de oferecer a seus associados um aperfeiçoamento contínuo do mercado através de cursos e treinamentos que permitem a compreensão geral do complexo mercado de energia elétrica do Brasil.

Portanto, durante a operação do mercado a CCEE contabiliza a energia dos agentes, utilizando como referência os dados fornecidos pelo gerador e validados pelo comprador em conjunto com os dados obtidos por meio da medição física através do SMF. A partir dessas informações determina: possíveis penalidades, o mapa de liquidação enviado ao Bradesco, e realiza também o cálculo da garantia financeira a ser aportada pelos agentes.

Por esses serviços a CCEE é remunerada mensalmente através de uma contribuição associativa, paga pelos agentes. Essa contribuição começa a ser cobrada assim que o agente adere à CCEE e tem o valor definido de acordo com as características físicas de produção ou consumo.

A função exercida pelo consumidor no mercado de energia é simples, comprar e consumir a energia com certo nível de potência, ao menor custo possível, com a garantia de entrega, correndo o menor risco possível.

A empresa de manutenção tem por função realizar manutenções preventivas e, caso necessário, corretivas sobre os equipamentos eletromecânicos e eletroeletrônicos, fundamentais para o processo de geração e transmissão de energia. Pela prestação do serviço a empresa é remunerada com moeda corrente nacional, sendo o preço definido antes da realização do serviço.

Finalmente tem-se a função do gerador incentivado no mercado de energia, que é vender energia tendo como contraparte uma remuneração financeira. Portanto, o objeto de valor oferecido ao mercado é a própria energia, entretanto a energia oferecida por ele tem o incentivo do desconto nas tarifas de fio, o que resulta em um aumento de competitividade quando comparada com as fontes convencionais.

É necessário compreender também que durante o processo de comercialização o gerador incentivado é fiscalizado periodicamente pela a ANEEL e o FATMA. A ANEEL procura instruir os agentes do mercado quanto ao cumprimento de suas obrigações contratuais e regulamentares. Nesse sentido, ao final do processo de fiscalização, os técnicos resumem o que constataram em um relatório, sendo que algumas situações aparecem como recomendações (sugestões) e outras como determinações de caráter mais grave (sansões). Tal função é desempenhada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG, que, com o auxílio das agências reguladoras estaduais, acompanha a expansão de oferta da geração de energia elétrica e a evolução da capacidade instalada no parque gerador nacional, no caso da PCH em questão a agência reguladora estadual é a ARESC.

O FATMA por sua vez fiscaliza se os planos, programas e projetos ambientais aprovados, durante o processo de liberação ambiental estão sendo cumpridos, com o interesse de garantir a preservação dos recursos naturais, de modo que não sejam degradados ou explorados irracionalmente até a extinção.

Por fim, ressalta-se que a definição do modelo de negócio realizado pelo gerador incentivado auxilia na fase de implementação, haja vista a necessidade de obter financiamento para a construção da usina junto às instituições financeiras, as quais exigem garantias do fluxo de caixa no longo prazo, que no modelo de negócio significa criar e receber valor (Balbinotti, 2015; Mota, 2015; Prandini et al., 2013).

5.4 Representação do Modelo de Negócio

Para representar de forma gráfica o modelo de negócio optou-se por utilizar a ontologia do *E³-value*. A opção pela ontologia deve-se à relação da mesma com alguns dos objetivos propostos no trabalho, como mostrar a complexidade do ambiente no qual atua um gerador incentivado e a uma visão da constelação de valor do processo de comercialização, ou seja, como as organizações se posicionam no ambiente para produzir e trocar determinado valor. O processo que a ontologia utiliza para a elaboração da forma gráfica é apresentado de forma resumida no capítulo 2, e pode ser encontrado de forma detalhada nos trabalhos de Kartseva (2004) e Akkermans and Gordijn (2003).

A Figura 5.1 ilustra o modelo de negócio da PCH e foi elaborada através da ferramenta *E³editor*. Os atores são representados pelos retângulos em cinza, sendo suas principais atividades, sob a perspectiva da PCH, descritas internamente através das caixas arredondadas. As linhas em azul indicam a troca de valor e em vermelho representam o estímulo. O estímulo inicial é identificado pela circunferência de cor verde e o estímulo final pela de cor vermelha. O símbolo formado por pontos e uma reta, representa a função “e”, que ilustra a necessidade de obter outros objetos de valor para fornecer o objeto de valor identificado pelo estímulo inicial. Já o símbolo formado por pontos e um triângulo representa a função “ou”, que ilustra a condição de escolha.

Para cada uma das relações da Figura 5.1 há uma interface de valor, portas de valor e objetos de valor. A interface de valor, representada pelo balão branco na fronteira do ator, identifica a idéia da reciprocidade econômica. As portas de valor, ilustradas pelos triângulos dentro das interfaces de valor, indicam o fluxo do objeto de valor, ou seja, se o objeto é fornecido ou recebido. O objeto de valor está identificado pelo nome ao lado de cada relação.

A idéia do negócio foi defnida como a comercialização de energia incentivada no ACL entre uma PCH, alocada no submercado Sul e conectada à rede de distribuição, e um Consumidor Especial, também alocado no submercado Sul e conectado à rede de distribuição. Tanto o gerador quanto o consumidor estão conectados à rede de distribuição da mesma concessionária, a Celesc.

Ao analisar a Figura 5.1 percebe-se a relação direta entre o gerador incentivado e o consumidor especial, em que a troca de valor ocorre pela venda da energia e a remuneração em dinheiro. Como já apresentado em diversas etapas do trabalho, o gerador e o consumidor especial, não possuem ligação física para a entrega de energia, embora exista um relacionamento físico através do contrato de compra e venda, resultando na necessidade de contratar junto à distribuidora o objeto de valor *capacidade de transporte*, pela qual a mesma será remunerada. Portanto, não existe o compromisso da entrega física de energia na relação do gerador e consumidor especial, mas há o compromisso de injeção de energia na rede de distribuição.

As relações comerciais estão ancoradas em uma ampla rede de contratos, o que especificam a troca de valor contida no modelo de negócio, porém o gerador incentivado

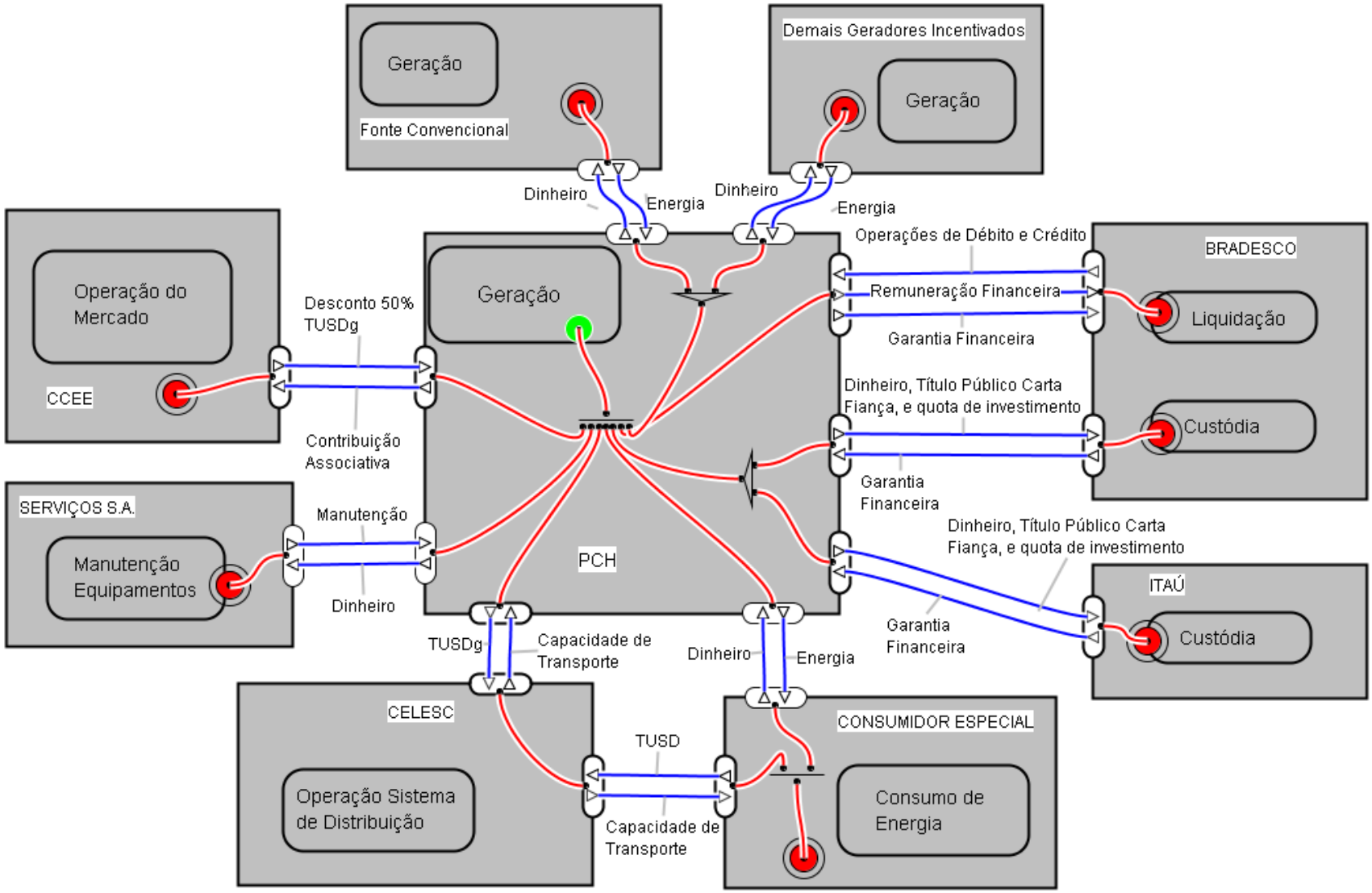

Figura 5.1 – Modelo de Negócio para uma PCH

também deve saber que existe a troca de grande quantidade de informações, a qual influencia na forma de criar, fornecer e receber valor do meio. Propoe-se então, utilizar a ontologia *E³-value* em conjunto com a ferramenta *E³editor* para representar as trocas de informação. A Figura 5.2 ilustra a representação gráfica obtida. Assim, com base nas duas ilustrações, é possível estabelecer as relações entre os atores e suas principais variáveis, além do fluxo das transações. É importante frisar que o modelo de negócio descreve somente trocas de valor, logo a Figura 5.2 não representa um modelo de negócio, mas auxilia na compreensão do mesmo.

Voltando à relação do gerador incentivado com o consumidor especial, pode-se afirmar, com base na Figura 5.1, que caso o gerador não cumpra com seu compromisso de injeção de energia no sistema, o consumidor não deixará de ser atendido, pois outros geradores do sistema, sejam de fonte convencional, ou fonte incentivada, injetarão a energia necessária na rede, sendo remunerados no mercado de curto prazo.

Por sua vez, a CCEE, ao realizar o processo de contabilização, notifica à PCH da falta de lastro de energia e potência, por meio da troca de informação *consolidação de resultados*, ilustrada na Figura 5.2.

A exigência de lastro de energia e potência decorre das caracteristicas particulares do sistema elétrico brasilero, eminentemente hidrelétrico, com grandes centrais que requerem investimentos intensivos em capital e com vários reservatórios que precisam ser regularizados em um horizonte de cinco anos. De fato, o que se exige é que a totalidade da demanda esteja contratada com cálculo realista dos lastros de geração, daí que os agentes vendedores e compradores se relacionem por contratos de compra e venda de energia, devidamente registrados na CCEE. Na essência destes contratos, o vendedor tem a obrigação de comprovar o seu lastro de potência e energia. O lastro pode ser definido como um teto máximo de energia com o qual cada gerador pode se comprometer a entregar nos contratos de compra e venda de energia. Esses contratos são de muito longo prazo, e têm o papel de criar os incentivos corretos para investimentos com as características mencionadas.

Por outro lado, a diferença entre o montante de energia no contrato e o montante produzido é liquidada no mercado de curto prazo. Como não há um preço fixado para essa diferença surge o PLD, o qual é calculado semanalmente pela CCEE, levando em conta cada nível de carga e cada submercado e a disponibilidade de energia. Por se tratar da diferença de energia produzida e medida, o mercado de curto prazo também é denominado mercado de liquidação das diferenças.

Os geradores estão sujeitos, por diversos motivos, a produzir mais ou menos energia do que está fixado em contrato. Assim, se uma quantidade acima da necessária for gerada, a diferença será vendida no mercado de curto prazo, da mesma maneira que se for gerada uma quantidade insuficiente para arcar com as obrigações contratuais, a geradora comprará a diferença no mercado de curto prazo. Vale a pena ressaltar que essa transação é estritamente financeira, não havendo troca física de energia. Todo gerador injeta a energia produzida no sistema, cabendo ao ONS administrar o atendimento de toda a carga. Em outras palavras, se

um gerador não conseguir cumprir com seu montante de energia, a diferença será suprida por outro gerado que produziu uma quantidade acima de seus compromissos e desta maneira, haverá uma transação financeira entre eles valorada pela CCEE através do PLD. A quantidade de energia comercializada no mercado de curto prazo é menore, quando comparada ao montante comercializado através dos contratos bilaterias de longo prazo, entretanto o fluxo financeiro pode ser relevante.

Fica evidente que há trocas de valor que estão especificadas em instrumentos de longo prazo e trocas de valor que ocorrem no curto prazo. Portanto, o que se observa é a existência de dois mecanismos que se complementam na hora em que o gerador pode criar, fornecer e receber valor do meio.

A partir dos modelos apresentados nas Figuras 5.1 e 5.2, é possivel afirmar que as trocas de valor de longo prazo estão associadas ao processo de celebração dos contratos bilaterais, assim como o processo de fiscalização realizado pela Aresc e pela FATMA, a contribuição associativa paga pelo gerador a CCEE e a defninição da TUSDg pela Celesc.

No mercado de curto prazo algumas estratégias são possívies para o gerador incentivado, como o caso em que o mesmo injeta no sistema uma quantidade de energia superior à quantidade comprometida em contratos, e o PLD é maior que o preço praticado no contrato de venda de energia. Nessa condição uma opção interessante seria o gerador liquidar no curto prazo toda essa quantidade de energia. Entretanto, considerando que no próximo mês será necessária uma manutenção preventida que interrompe seu processo de produção, provocando uma exposição negativa, e há previsão de aumento no valor do PLD, uma opção alternativa seria realizar um acordo com outro gerador incentivado em situação de exposição negativa, de modo que no referido mês de contabilização o gerador utiliza as sobras da PCH e no mês subsequente, em que a situação de exposição da PCH é negativa, o gerador incentivado forneça lastro de energia e potência.

Outra importante váriavel no mercado de curto prazo é a *desconto 50% na TUSDg*, importante quando se toma a decisão de utilizar como complementação de lastro, em situações de exposição negativa, a energia orinuda de fontes convencionais. Como já apresentado no decorrer do trabalho, se a complementação ultrapassar o limite de 49% da garantia física é aplicada a penalidade da perda do desconto. Porém, há situações em que o a perda do desconto será melhor do que a compra de energia com caracteristicas incentivadas, o que de fato permite o gerador elaborar estratégias de modo a criar valor para diferentes situações.

Definido o modelo de negócio, e suas variáveis, deve-se realizar uma análise de sensibilidade sobre o mesmo. Na metodologia *BusMod* utiliza-se as folhas de rentabilidade criadas para cada ator envolvido no modelo de negócio, do valor econômico dos objetos fornecidos e recebidos por cada ator e dos cenários evolutivos – cenários que descrevem eventos que podem eventualmente ocorrer no futuro – para estimar a viabilidade de um modelo de negócio. Porém, como foge ao escopo do presente trabalho, a análise será realizada de forma qualitativa.

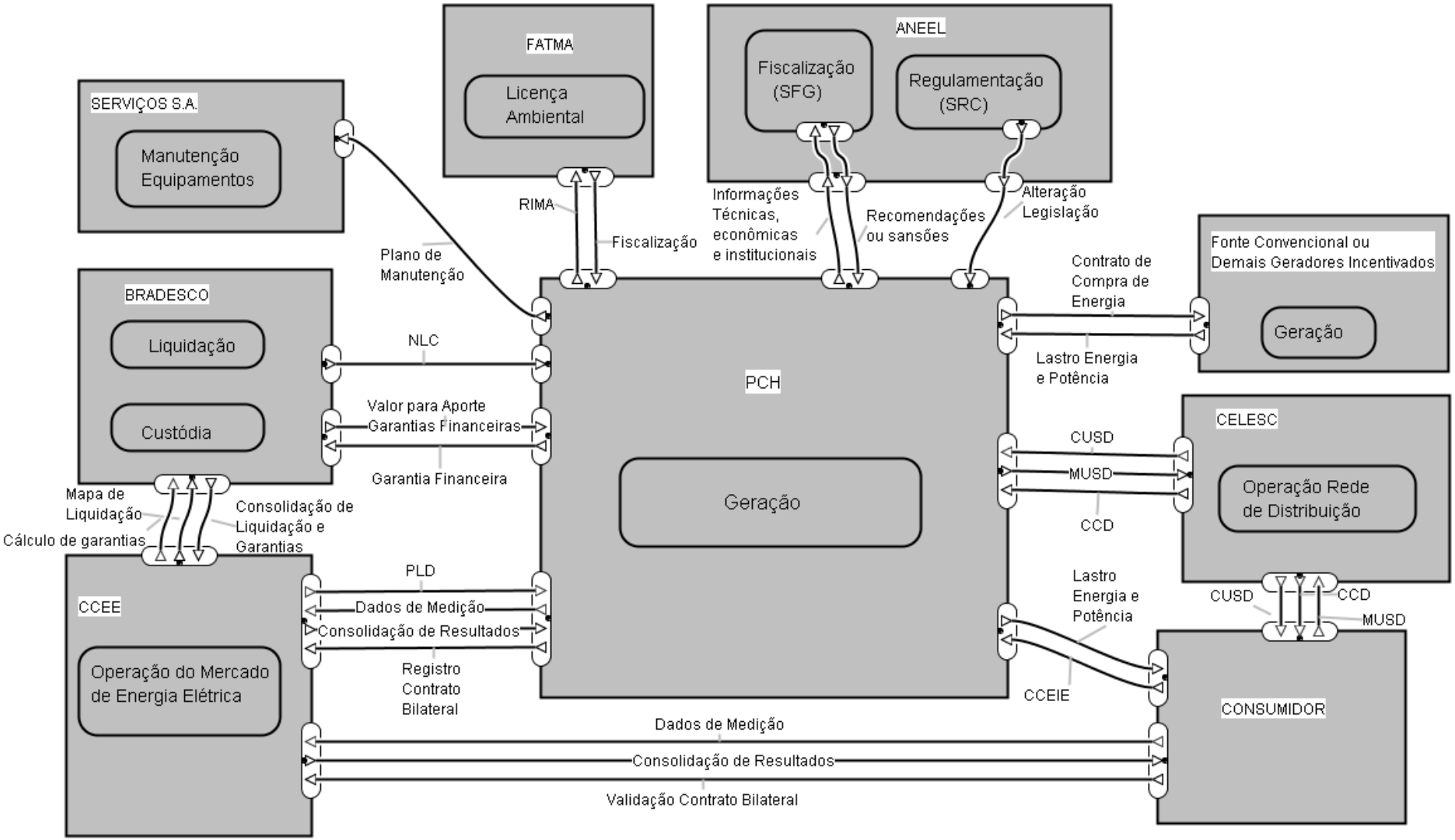

Figura 5.2 – Troca de Informação na Comercialização de Energia da PCH

5.5 Análise de sensibilidade

Ao analisar a Figura 5.1 em conjunto com a Figura 5.2, é possível identificar as relações da variável *energia* com as variáveis *capacidade de transporte*, *manutenção* e *dinheiro.* A relação entre as variáveis *energia* e *capacidade de transporte* reflete o montante de uso do sistema. Esse montante é capaz de alterar de forma significativa o preço da *TUSDg* definida em contrato, visto que a ultrapassagem do valor do montante gera como penalidade a elevação do preço da tarifa e consequentemente redução dos ganhos por parte do gerador. Na relação *energia* e *manutenção* a influência ocorre por possíveis paralizações na produção para a realização de manutenções preventivas ou corretivas, assim o gerador pode ficar exposto, após o processo de contabilização, a uma insuficiência de lastro de energia. Quando programada a manutenção não exerce efeitos significativos a produção de energia, porém para o caso de manutenções corretivas a influência é maior.

Porém, como já abordado, essa falta de lastro não é atingida somente pela realização de manutenção, há outros fatores internos e externos da organização que podem gerar a referida situação. Nessa condição surgem importantes relações entre as variáveis do modelo de negócio. Entre essas variáveis tem-se a contratação de energia no curto prazo, o aporte de garantia financeira e as penalidades.

A aplicação das penalidades ocorre, caso a CCEE, ao final do processo de contabilização, identifique um mau comportamento do agente. Essa variável atua sobre as variáveis *garantia financeira*, *operações de débito e crédito* e *desconto 50% TUSDg.*

O maior efeito da aplicação das penalidades ocorre sobre as operações de débito do gerador ao reduzir as receitas do gerador incentivado. Um efeito secundário, e com menor interferência ocorre sobre a *garantia financeira* a ser aportada pelo gerador no período de liquidação. A metodologia estabelece que o cálculo das Garantias Financeiras deva ser efetuado mensalmente, com base na análise da exposição de cada agente no MCP e para efeito de cálculo das garantias, todos os montantes de contratos de venda registrados e validados no SCL, não cobertos por geração/contratos de compra, são considerados como exposições ao MCP e, portanto, compõem o montante final de garantias financeiras a serem aportadas pelo agente no mês subsequente.

Por fim há duas variáveis importantes a serem consideradas na análise de sensibilidade. Essas variáveis são as trocas de informação *alteração legislação* e *fiscalização* ilustradas na Figura 5.2.

A primeira é de difícil análise porque ao mudar a legislação o governo deve buscar sempre produzir ganhos a todos os agentes. Contudo é difícil indicar, mesmo que qualitativamente, o impacto de tal variável sobre o gerador, essa variação impacta a todos os agentes em um mesmo período. Dentre as principais preocupações dos geradores incentivados, está à possibilidade do encerramento do subsidio sobre as tarifas de fio, o que de fato pode diminuir a competitividade da energia, resultando em situações econômicas adversas.

A segunda tem seu efeito associado à perda da autorização ambiental de operação, impossibilitando a PCH produzir energia. Caso haja sobra de energia no mercado, o resultado econômico pode não ser catastrófico, pois o gerador terá condições de celebrar contratos a preços e condições de fornecimento favoráveis, o que permitiria cumprir com os compromissos assumidos antes da perda da autorização. Para a condição de falta de energia no mercado, o gerador pode ficar completamente exposto, sendo submetido a compre de energia a um PLD com preço superiores ao negociado em contrato resultado em uma condição econômica adversa.

5.6 Conclusões

Pode-se concluir que a elaboração do modelo de negócio de um gerador incentivado é um processo complexo. A necessidade do conhecimento em diversas áreas da ciência resulta na participação de diversas pessoas, exigindo dos profissionais envolvidos na elaboração a utilização de uma linguagem comum a todos.

Os resultados obtidos a partir da utilização das metodologias *BusMod* e *Business Model Generation* são satisfatórios, ainda mais quando as mesmas são utilizadas de forma complementar. De fato o produto obtido fornece ao gerador a capacidade de definir como criar, fornecer e receber valor do meio.

Portanto, a partir da elaboração do modelo de negócio pode-se definir o comportamento do negócio antes mesmo do início das operações. Assim, será possível atuar antecipadamente durante a fase operacional caso sejam identificadas melhorias na organização de processos e atividades, com intuito de evitar problemas futuros ou mesmo aumentar a eficiência dos processos. Além disso, caso ocorram problemas pontuais na execução de processos e atividades, estes poderão ser identificados, localizados e corrigidos de forma mais simples e rápida diante das visões fornecidas pelo modelo.

Capítulo 6

Conclusões

Para operar no ambiente de contratação livre do mercado de energia elétrica o gerador incentivado deve conhecer o ambiente, as regras, os procedimento e os atores envolvidos, de forma clara e consciente. A indústria de energia elétrica é conhecida pela sua complexidade e dinamismo. Essas características exigem do gerador um comportamento seguro, de modo que o mesmo saiba se posicionar para obter valor do meio. Assim a contribuição desse trabalho está em caracterizar as nuances do ambiente de atuação do gerador incentivado.

É fato que o gerador incentivado, como organização, pode ser representado por um sistema, o qual está inserido em um sistema maior, a indústria de energia elétrica. Nesse sistema maior, ações realizadas por outros agentes causam efeitos na operação do gerador incentivado. Assim, utilizando-se de uma abordagem sistêmica, foram explicitadas todas as relações durante o processo de comercialização. O que permitiu concluir que o processo de comercialização de energia de um gerador incentivado, operando no ambiente de contratação livre do Brasil, é extremamente complexo, devido à característica do produto oferecido, à grande quantidade de atores operando no ambiente, ao interesse conflitante desses atores e ao grande número de regras e procedimentos que devem ser atendidas.

As relações identificadas foram classificadas em três grandes grupos: Relações Físicas, que descrevem o compromisso de prestação de serviço ou ainda o controle físico sobre a operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição; as Relações Econômicas, que determinam a quantidade e os termos sob os quais uma das partes contratantes transfere dinheiro para outra parte como pagamento pelo bem ou serviço; e as Relações Institucionais, que são aquelas que surgem das regras e procedimentos de comercialização e de operação que devem ser atendidas nas trocas de produtos e serviços. Em conjunto, na abordagem sistêmica, foram identificados os produtos, serviços, benefícios, custos e riscos envolvidos no processo de comercialização de energia

Definiu-se também, de forma prática, a divisão do processo de comercialização em dois períodos. O primeiro período é o processo de estudo e instalação da usina e o segundo é o momento em que a usina se encontra em condições de operação. Essa divisão poderia ser feita em até três períodos: estudo, instalação e operação.

Com base nas informações obtidas através da abordagem sistêmica, foi elaborado o modelo de negócio de uma pequena central hidrelétrica localizada no estado de Santa Catarina. O modelo de negócio foi elaborado por meio da utilização de duas metodologias, a *BusMod* e a *Business Model Generation*. O processo teve como principais atividades a descrição da ideia do negócio, a compreensão do negócio, a representação gráfica do modelo e por fim uma análise de sensibilidade. Contudo como apresentado no decorrer do trabalho, o

processo de elaboração de um modelo de negócio, exige a participação de pessoas de diversas áreas do conhecimento, assim o resultando foi um modelo de negócio incompleto.

Mesmo assim, foi possível identificar algumas das principais variáveis do modelo de negócio de um gerador incentivado como quantidades de energia comprometida em contratos, manutenção, desconto na TUSDg e penalidades. Outra importante característica identificada com o processo de elaboração do modelo de negócio é a divisão do período de comercialização em outros dois subperíodos. Esses subperíodos são caracterizados pelas trocas de valor no curto e longo prazo, relacionados a características do processo contratual de contabilização e liquidação de energia. No processo de longo prazo são comercializadas as grandes quantidades de energia a preços livremente negociados entre os agentes. Já no curto prazo as quantidades de energia negociadas são menores, porém o processo financeiro é relevante, principalmente pela energia ser valorada, na maioria das vezes, pelo preço de liquidação das diferenças, que tem como principal característica a volatilidade.

Sendo assim, as características exploratórias do trabalho, contribuíram para a grande área, por utilizar da abordagem sistêmica para compreender o processo de comercialização do gerador incentivado, mas acima de tudo por aplicar o conceito de modelo de negócio, no processo de comercialização de energia. O que na prática é pouco realizado por muitos dos geradores que optam em comercializar livremente sua energia no ACL.

Porém alguns aspectos não foram aprofundados e servem de entusiasmo aos próximos pesquisadores. Entre esses aspectos estão:

- A elaboração de uma metodologia específica para a criação de modelos de negócio do mercado de energia, similar a *BusMod*, porém especificado ao caso do modelo mercantil brasileiro.
- A representação matemática das variáveis definidas na abordagem sistêmica, de modo que possam ser realizadas análises quantitativas das relações causa-efeito entre os diversos atores.
- A representação dos modelos de negócio, como o MRE-Renovável, abordados no decorrer do trabalho, propondo a criação de um *poll* administrado pelos próprios geradores ou pela CCEE.
- Analisar as condições do gerador incentivado criar, fornecer e receber valor, com a entrada dos consumidores varejistas no ACL.
- E por fim, verificar através da criação de modelos de negócio, as principais possibilidades de capturar valor no ambientes regulado e livre.

Referências Bibliográficas

Aguiar, A. S. de. (2008). *Equivalente Certo e Medidas de Risco em Decisões de Comercialização de Energia Elétrica*, Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Akkermans, J. M., & Gordijn, J. (2003). Value-based requirements engineering: exploring innovative e-commerce ideas. *Requirements Engineering*, *8*(2), 114–134. http://doi.org/10.1007/s00766-003-0169-x

Albano, M. T., & Lotero, R. C. (2014). Barreiras Encontradas pelo Consumidor Especial no Ambiente de Contratação Livre de Energia Elétrica. *V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos* (p. 6). Foz do Iguaçu. Retrieved from http://www.sbse.org.br/anais/PDF/SBSE2014-0377.pdf

Almeida, M. B., & Bax, M. P. (2003). Uma visão geral sobre ontologias: pesquisa sobre definições, tipos, aplicações, métodos de avaliação e de construção. *Ciência Da Informação*, *32*(3), 7–20. http://doi.org/10.1590/S0100-19652003000300002

Alzuguir, A. M. (2014). *Metodologia para a incorporação do risco de inadimplência no modelo de contratação de geradores renováveis no mercado brasileiro de energia* ,Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

ANEEL. (2003). *Guia do Empreendedor De Pequenas Centrais Hidrelétricas*. Brasília.

ANEEL. (2005). Biomassa. *Atlas de energia elétrica no Brasil* (2ª, pp. 77–92).

ANEEL. (2006). Resolução Normativa Nº 247. Brasil.

Balbinotti, F. (2015). Os Riscos e Oportunidades da Aplicação do Modelo de Project Finance na Implatação de Usinas Hidrelétricas no Brasil. *XVIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro Do Setor Elétrico*, p. 34. Rio de Janeiro.

Barja, G. D. J. A. (2006). *A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico*, Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília.

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. (2015). *Plano decenal de expansão de energia 2024*. Brasília.

Bueno, M. J. C., Vendrametto, O., & Alisancic, A. (2007). O consórcio modular como fator de competitividade : um estudo de caso na Volkswagen Resende e São Bernardo do Campo. *IV Simpósio de Excelência Em Gestão E Tecnologia - SEGeT*, p. 13.

Caetano, A., Antunes, G., Pombinho, J., Bakhshandeh, M., Granjo, J., Borbinha, J., & da Silva, M. M. (2016). Representation and analysis of enterprise models with semantic techniques: an application to ArchiMate, e3value and business model canvas. *Knowledge and Information Systems*, 1–32. http://doi.org/10.1007/s10115-016-0933-0

Candido, B. S. L., & Santos, F. de A. (2012). Estudo De Viabilidade Econômico-Financeira De Uma Central Geradora Hidrelétrica (Cgh). *Revista Metropolitana de Sustentabilidade*, *2*, 3–27.

Carvalho, P. F. de. (2008). *Modelagem de negócios: uma aplicação na implantação de um sistema voip para fornecimento de serviços de felefonia ip por uma empresa da região de Campos dos Goytacazes*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Campo dos Goytacazes, Brasil.

CCEE. (2015a). *Procedimento de Comercialização - 1.6 - Comercialização Varejista*.

CCEE. (2015b). *Regras de Comercialização*. Retrieved from http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afrLoop=66187257187038#@?_afrLoop=66187257187038&_adf.ctrl-state=bwd8y7cvz_4

CCEE. (2016a). *Adesões de Consumidores ao Mercado Livre Crescem 395% em 2016*. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_378843&_afrLoop=627842760074033#%40%3Fcontentid%3DCCEE_378843%26_afrLoop%3D627842760074033%26_adf.ctrl-state%3Dwz3gdpami_4

CCEE. (2016b). *Em três meses, consumidores livres e especiais crescem 9%*. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticiasopiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_374834&_afrLoop=627921218024130#%40%3Fcontentid%3DCCEE_374834%26_afrLoop%3D627921218024130%26_adf.ctrl-state%3Dwz3gdpami_17

Chiavenato, I. (2003). *Introdução à teoria geral da administração: uma visão abrangente da moderna administração das organizações* (7. ed.). Rio de Janeiro: Elsevier.

Davidow, W. H., & Malone, M. S. (1992). *The virtual corporation: Structuring and revitalising the corporation for the 21st century*. New York: HarperCollings.

Eriksson, H., & Penker, M. (2000). *Business Modeling With UML: Business Patterns at Work*. *Open Training*. http://doi.org/978-0471295518

Fânzeres, B., Street, A., Lima, D., Veiga, Á., Amaral, B., & Freire, L. (2012). Comercialização de Energia Eólica no Ambiente Livre: Desafios e Soluções Inovadoras. *XII Simpósio de especialistas em planejamento da operação e expansão elétrica*. Rio de Janeiro.

Filho, P. L. D. (2009). *Análise de custos na geração de energia com bagaço de cana-de-açúcar: um estudo de caso em quatro usinas de São Paulo*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. Disponível em http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:An?lise+de+Custos+na+Gera??o+de+Energia+com+Baga?o+de+Cana-de-A??car:+um+Estudo+de+Caso+em+Quatro+Usinas+de+S?o+Paulo#0%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:An?lise+de

Filho, X. V. (2012). A Regulação e a Comercialização de Energia. In Interciência (Ed.), *Mercados e Regulação da Energia Elétrica* (p. 694). Rio de Janeiro.

Fonseca, F. R. (2009). *Estratégias de sazonalização da garantia física de PCHs em portifólios PCH e Biomassa*,Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Galesne, A., Fensterseifer, J. E., & Lamb, R. (1995). *Decisões de Investimentos da Empresa*. (Atlas, Ed.). São Paulo.

Gharajedaghi, J. (2007). *Systems Thinking: Managing Chaos and Complexity: A Platform for Designing Business Architecture*. Elsevier.

Gordijn, Jaap; Akkermans, J. M. (2002). Value-based Requirements Engineering. *Requirements Engenieering Journal*, 114–134. http://doi.org/s00766-003-0169

Gordijn, J., Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2005). Comparing two Business Model Ontologies for Designing e-Business Models and Value Constellations. *18th Bled eConference - eIntegration in Action* (pp. 1–17). Bled.

Grubb, M. J., & Meyer, N. I. (1993). Wind Energy: resources, systems and regional strategies. In *Renewable energy: sources for fuels and electricity* (pp. 157–212). Elsevier Science.

Halecker, B., & Hartmann, M. (2013). Contribution of systems thinking to business model research and business model innovation. *International Journal of Technology Intelligence and Planning*, *9*(4), 251. http://doi.org/10.1504/IJTIP.2013.060756

Heideier, R. B., Prado, F. A. A., & Saidel, M. A. (2009). Avaliação da Volatilidade do Preço de Curto Prazo no Brasil e sua Relação com a Geração Térmica. *8º Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CLAGTEE* (pp. 1–5). Ubatuba. Disponivel em: http://www.sinerconsult.com.br/livros/Microsoft Word - Volatilidade PLD final - IEEE.pdf

Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York.: John Wiley & Sons.

Hunt, S., & Shuttleworth, G. (1996). *Competition and Choice in Electricity*. Wiley.

Iarozinski Neto, A., & Leite, M. S. (2010). A abordagem sistêmica na pesquisa em Engenharia de Produção. *Produção*, *20*(1), 1–14. http://doi.org/10.1590/S0103-65132010005000011

João, I. de S. (2010). *Comercialização de bioeletricidade no ambiente de contratação livre (ACL) pelas usinas do setor sucroenergético da região de Ribeirão Preto: panorama e análise das ameaças e oportunidades*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.

Joskow, P., & Schmalensee, R. L. (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge: MIT Press.

Junior, J. C. G. F., & Rodrigues, M. G. (2015). Um Estudo Sobre a Energia Eólica No Brasil. *Ciência Atual*, *5*(1), 02–13. Retrieved from inseer.ibict.br/cafsj

Kartseva, V., Soetendal, J., Gordijn, J., Akkermans, H., & Schildwacht, J. (2004). *Distributed Generation Business Modelling*. *Business*.

Köhler, W. (1967). Gestalt psychology. *Psychologische Forschung*, *31*(1), 18–30. http://doi.org/10.1037/h0042492

Lenzi, A. (2015). *Em debate com empresários, programa SC+Energia é destacado como medida anticrise*. Florianópolis. Disponível em: http://www.sc.gov.br/mais-sobre-energia/15145-em-debate-com-empresarios-programa-sc-energia-e-destacado-como-medida-anticrise

Lieber, R. R. (2001). Teoria de Sistemas. São Paulo.

Lotero, R. C. (1999). *A Eficiência Econômica na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Abordagem através da Economia dos Custos de Transação*, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina.

Magalhães, G. de S. C. (2009). *Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.

Makaron, P. M. (2012). *Análise de Viabilidade de Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétrica: Pontos Críticos de Sucesso a partir de Estudos de Caso no Estado de Santa Catarina* , Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.

Mancebo, E. W., & Brandão, P. da C. (2013). *Avaliação da viabilidade econômica de reativação de uma central geradora hidrelétrica: um estudo de caso*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Mello, J. C. de O. (2012). Mercados Primeira Geração: Descrição e Panorama Internacional. In *Mercados e Regulação da Energia Elétrica* (pp. 191–332). Rio de Janeiro: Interciência.

MME. (2013). Anuário estatístico de energia elétrica 2013. *Anuário Estatístico de Energia Eletrica 2013*, 253.

Montalvão, E., & Silva, R. M. da. (2015). Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: uma avaliação. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa. Disponível em: www.senado.leg.br/estudos

Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher.

Mota, A. H. G. S. (2015). *Caracterização do Agente Gerador Incentivado e sua Atuação no Mercado Livre de Energia*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

Mundial, B. (2008). *Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate*.

Nahas, R. L. de L. (2010). *PCHs – Viabilidade e Inventário Hidrelétrico*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.

Neves, E., & Pazzini, L. H. A. (2012). Fundamentos da Comercialização de Energia Elétrica no Brasil. In *Mercados e Regulação da Energia Elétrica* (pp. 50–152). Rio de Janeiro: Interciência.

Normann, R., & Ramirez, R. (1995). Designing interactive strategy: From value chain to value constellation. *Long Range Planning*, *28*(5), 119. http://doi.org/10.1016/0024-6301(95)90236-8

OCDE. (2005). *Environmentally Harmful Subsidies*. OECD Publishing. http://doi.org/10.1787/9789264012059-en

Orofino, M. A. R. (2011). *Técnicas de criação do conhecimento no desenvolvimento de modelos de negócio*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina.

Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2011). *Busniess Model Generation: Inovação em modelos de negócio*. (A. Books, Ed.) (1st ed.).

Pfeiffer, W. (1971). *Allgemeine Theorie der technischen Entwicklung als Grundlage einer Planung und Prognose des technischen Fortschritts*. Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht.

Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2002). *Microeconomia* (5ª). São Paulo: Prentice Hall.

Polizel, L. H. (2007). *Metodologia de Prospecção e Avaliação de Pré-Viabilidade Expedita de Geração Distribuída (GD): Caso Eólico e Hidráulico*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.

Prandini, T. M., Coassin, R. Le, Grynwald, S., & Mello, J. C. de O. (2013, October). O Financiamento de Fontes Incentivadas - Evoluções Esperadas. *XXII Seminário Nacional de Produção E Transmissão de Energia Elétrica*, p. 8. Brasília.

Queiroz, G. B. R. de. (2010). *Análise de viabilidade econômica de centrais geradoras hidrelétricas*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade de Brasília.

Ramos, D., Pugnaloni, F. A. B. de A., & Amaral, P. R. M. (2014). *Análise da conjuntura do setor energético brasileiro para viabilização e implantação de PCHs*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Schweitzer, D. de S. (2010). *Pequenas Centrais Hidrelétricas: Regras para implantação e potencial desperdiçado*. Dissertação de Mestrado, Universidade do Estado de Santa Catarina.

Silva, E. L. da. (2001). *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*, SagraLuzzatto, Porto Alegre.

Silva, P. R. F. da, Junqueira, A. de A., Bercht, M., & Bremer, O. A. (2002). *Informe sobre as PCH´s*. Porto Alegre.

Stoft, S. (2002). Power system economics. *System*, 468. http://doi.org/10.1109/9780470545584

Street, A., Barroso, L. A., Flach, B., Pereira, M. V., & Granville, S. (2009). Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, *24*(3), 1136–1144. http://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2022981

Street, A., Fanzeres, B., Lima, D., Garcia, J., & Freire, L. (2013). Mecanismo de Realocação de Energia Renovável : Uma Nova Proposta para Fontes Alternativas. *XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica* (p. 9). Brasília.

Tamarozi, R. (2002). *Identificação, modelagem e mitigação de risco em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro*. Universidade Federal do Paraná.

Tatemoto, A. K. (2013). *Energia Incentivada: Uma Análise Integrada dos Aspectos Regulatórios, de Comercialização e de Sustentabilidade*. Dissertação de Mestrado, Univdersidade de São Paulo.

Tolmasquim, M. T. (2015). *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, Synergia, 2 Ed, Rio de Janeiro.

Tomanari, S. A. do A. (2003). *Segmentação de mercado com enfoque em valores e estilo de vida (segmentação psicográfica) - um estudo exploratório*. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.

Viana, A. G. (2010). A experiência brasileira de incentivo a expansão das fontes renováveis por meio de leilões de energia elétrica. *Revista Brasileira de Energia*, *16*(1), 21–36.

Williamson, O. (1996). *The Mechanisms of Governance.* Oxford: Oxford University.

Zott, C., & Amit, R. (2010). Business Model Design : An Activity System Perspective. *Long Range Planning*, *43*(2–3), 216–226. http://doi.org/10.1016/j.lrp.2009.07.004

Apêndice A

Perguntas para a elaboração do modelo de negócio de acordo com a metodologia *BusMod.*

Perguntas

1) Descrição do Modelo de Negócio

Pergunta 1.1 Quais são os principais objetivos a serem alcançados por esta ideia específica?
Pergunta 1.2 Quais são as ofertas comerciais?
Pergunta 1.3 Quem você espera para comprar o seu serviço? Qual região é seu alvo?
Pergunta 1.4 Quem são os atores de condução e quem são os clientes mais importantes?
Pergunta 1.5 Quais são as principais atividades dos atores?
Pergunta 1.6 Que tecnologia pode ser útil para desenvolver a ideia?
Pergunta 1.7 Que incentivos (subsídios) podem ser pensados?

2) Determinação das metas

Estratégicas
Pergunta 2.1 Quem é o principal iniciador do processo de negócio? Qual é o seu objetivo?
Pergunta 2.2 Quem são os clientes? Quais são seus objetivos?
Pergunta 2.3 Quais são os objetivos de longo prazo do modelo de negócio?
Pergunta 2.4 Quais partes interessadas têm essas metas? Quais contribuem para o modelo de negócio e quem potencialmente pode perder?
Pergunta 2.5: Qual é o tipo de objetivo?
Operacionais
Pergunta 2.6: Quais são as principais metas de curto prazo?
Pergunta 2.7: Quais são as principais metas de curto prazo / atividades de regulação esperados do governo? Que incentivos (subsídios) pode ser esperados?
Pergunta 2.8: Quais são as principais metas de curto prazo de cada parte interessada, incluindo clientes?
Pergunta 2.9: Qual é o tipo da meta?
Pergunta 2.10: Será que algum objetivo contribui para pelo menos um objetivo estratégico?

3) Determinação da tecnologia

Pergunta 3.1 Que tecnologia pode ser útil para perceber a ideia?
Pergunta 3.2 Quais são as características da tecnologia são essenciais para o modelo de negócio, especialmente para o cumprimento das metas?

4) Descrição das atividades de valor

Pergunta 4.1 Quais atividades devem ser realizadas para alcançar objetivos selecionados na etapa 2?
Pergunta 4.2 Que atividades são necessárias para mostrar o modelo de valor?

5) Seleção da interface de valor

Pergunta 5.1 Existem interfaces de valor, que deve ser considerado por causa da regulação, requisitos ou condições?
Pergunta 5.2 Será uma atividade de valor realmente render lucro ou aumentar o valor econômico por pelo menos um ator realizando?

6) Portas de conexão

Pergunta 6.1 Quais interfaces se conectam, em outras palavras, o que tem interfaces de objetos de valor semelhantes?
Pergunta 6.2 Todas as interfaces de valor podem ser conectadas?

7) Seleção atores

Pergunta 7.1 Quais atores executam a atividade neste caso?
Pergunta 7.2 O ator realmente receber o objeto de valor de entrada?
Pergunta 7.3 O ator realmente oferece o objeto de valor de saída?
Pergunta 7.4 Ambas as partes cientes dessa troca?
Pergunta 7.5 São todas as atividades do ator agrupadas?
Pergunta 7.6 Existem atores faltando?

8) Caminhos de cenário

Pergunta 8.1 Quais as necessidades (de consumo) podem ser identificados?
Pergunta 8.2 Quais os intercâmbios de valor precisam ser realizadas para atender a essa necessidade (do consumidor)?
Pergunta 8.3 são todos os caminhos cenários identificados? Existem (consumidor) precisa ainda não apresentado em um caminho de cenário!