

ALEX BUENO DA CRUZ

Project Finance no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso da Pequena Central Hidrelétrica Ado Popinhak

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, da FGV/IDE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

Orientador: Andriei José Beber, Dr.

**CURITIBA – PARANÁ
2019**

ALEX BUENO DA CRUZ

Project Finance no Setor Elétrico Brasileiro:
Um Estudo de Caso da Pequena Central Hidrelétrica Ado Popinhak

Andriei José Beber, Dr.

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA Executivo em Administração: Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista TURMA (pela qual o TCC está sendo entregue)

Curitiba – Paraná
2019

O Trabalho de Conclusão de Curso

PROJECT FINANCE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO
Um Estudo de Caso da Pequena Central Hidrelétrica Ado Popinhak

Elaborado por Alex Bueno da Cruz e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico

Data da aprovação: ____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Professor orientador
Prof. Andriei José Beber, Ph.D.

Dedicatória

Dedico esse curso a minha esposa amada Maria Angélica Guerra da Cruz que sempre me apoiou e não poupou esforços para que eu pudesse me dedicar a essa especialização, muitas vezes abrindo mão da minha companhia para que eu pudesse estudar, bem como das minhas duas filhas Catarina Guerra da Cruz e Cecília Guerra da Cruz, entretanto não poderia esquecer nesse momento dos meus pais e irmãos que sempre me apoiaram ao longo da minha vida.

DECLARAÇÃO

A Empresa Ritmo Energia S.A, representada neste documento pelo Sr (a) Mauro Fantin, Diretor, autoriza a divulgação de informações e dados coletados em sua organização, na elaboração do Trabalho de Conclusão de Curso, intitulado: Project Finance no Setor Elétrico Brasileiro, um estudo de caso da Pequena Central Hidrelétrica Ado Popinhak realizado pelo aluno Alex Bueno da Cruz, do Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, *Nível de Especialização*, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, com objetivos de publicação e / ou divulgação em veículos acadêmicos.

Curitiba, 13 de março de 2019

Mauro Fantin

Diretor

Ritmo Energia S.A.

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Alex Bueno da Cruz, abaixo-assinado, Curso de Pós-Graduação lato sensu, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE – Instituto Superior de Administração e Economia, no período de 21 de Outubro de 2016 a 02 de Agosto de 2018, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: **PROJECT FINANCE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, Um Estudo de Caso da Pequena Central Hidrelétrica Ado Popinhak**, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 13 de março de 2019.

Alex Bueno da cruz

Sumário

1	INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS	13
1.1	Objetivo dos Estudos.	14
1.2	Relevância do estudo.	15
1.3	Área de Estudo – Delimitação.	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	16
2.1	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.....	16
2.1.1	Constituição de 1988 – Setor Elétrico – Marco Zero.....	16
2.1.2	Privatizações no Setor Elétrico:	16
2.1.3	1º (Primeiro) Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.	18
2.1.4	Crise Energética de 2001 – Crise do Apagão.	21
2.1.5	2º Modelo do Setor Elétrico Brasileiro (vigente).....	22
2.2	Características Técnicas do Setor Elétrico Brasileiro.	23
2.2.1	Fontes de Geração.....	25
2.2.2	Transmissão.	30
2.2.3	Distribuição.....	30
2.3	Project Finance	31
2.3.1	História.....	31
2.3.2	Definições.	33
2.3.3	Classificação.	34
2.3.4	Principais Stakeholders no Project Finance do Setor Elétrico:	35
2.3.5	Estrutura Legal do Project Finance no Brasil.	37
2.3.6	Estrutura básica de operação do Project Finance no Setor Elétrico.....	38
2.3.7	Aspectos Contratuais	38
2.3.8	Estrutura Contratual Típica do Setor Elétrico.....	38
2.3.9	Pacote de Garantias (Security Package).	41
2.3.10	Seguros.....	43
2.3.11	Identificação dos Riscos e Medidas Mitigadoras.....	44
2.3.12	Vantagens e Desvantagens do Project Finance comparado ao Financiamento Corporativo.	49

3	ESTUDO DE CASO.....	52
3.1	Estudo de Caso PCH Ado Popinhak.....	52
3.1.1	Projeto.....	52
3.1.2	Histórico.....	52
3.1.3	Sponsors (Patrocinadores).....	57
3.1.4	Desafios Iniciais.....	59
3.1.5	Processo regulatório de alteração das Características Técnicas.....	65
3.1.6	Principais Stakeholders do Projeto - Diretos.....	75
3.1.7	Fluxo de Caixa do Project Finance:.....	77
3.1.8	Estrutura de Capital.....	79
3.1.9	Pacote de Garantias (Security Package).....	85
3.1.10	Seguros:.....	86
3.1.11	Avaliação de Riscos.....	86
4	CONCLUSÃO.....	93
5	BIBLIOGRAFIA.....	95

Índice de tabelas

Tabela 1 – Privatizações no setor elétrico no Brasil	17
Tabela 2 – Dados das fontes de geração no setor elétrico brasileiro.	26
Tabela 3 – Fontes de geração hidráulicas no setor elétrico brasileiro.	27
Tabela 4 – Os 10 maiores geradores de energia elétrica do país.	28
Tabela 5 – As dez (10) maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil são:	31
Tabela 6 – Características básicas aprovadas pela ANEEL.....	53
Tabela 7 – Resultado do leilão A-5.....	54
Tabela 8 – Cronograma de implantação ANEEL	55
Tabela 9 – Datas e dados de geração da PCH.....	62
Tabela 10 – Alteração do cronograma de implantação.....	65
Tabela 11 – 2º Alteração do cronograma de implantação	68
Tabela 12 – 3º Alteração no cronograma de construção.....	70
Tabela 13 – Antecipação de datas de geração.	71
Tabela 14 – Novas características técnicas aprovadas pela ANEEL.	72
Tabela 15 – Novas características técnicas aprovadas pelo MME.	73
Tabela 16 – Características aprovadas no despacho N° 2.749.....	73
Tabela 17 – Dados de venda do leilão A-5 de 2013.	77
Tabela 18 – Tributação vigente no Brasil.	78
Tabela 19 – Despesas operacionais.....	78
Tabela 20 – Quadro de Usos – Fevereiro/2016	79
Tabela 22 - Quadro de Usos – Outubro/2017	80
Tabela 23 – Dados do financiamento a longo prazo.....	81
Tabela 23 – Estrutura do financiamento nas datas dos indicadores.....	84
Tabela 24 – Indicadores Econômicos	84
Tabela 25 – Variações.....	85

Índice de Figuras

Figura 1 – Gráfico de Complementação entre as Fontes de Geração.	24
Figura 2 – Diagrama Esquemático das UTEs a Gás Natural e gasodutos associados.	25
Figura 3 – Gráfico das fontes de geração presentes no setor elétrico brasileiro.	26
Figura 4 – Gráfico das fontes de geração hidráulicas presentes no setor elétrico brasileiro. ...	27
Figura 5 – Mapa do sistema interligado nacional de transmissão.	30
Figura 6 – Estrutura Legal Aplicável a Project Finance no Brasil	37
Figura 7 – Estrutura Básica do Project Finance no Setor Elétrico.	38
Figura 8 – Estrutura Típica de Contrato.	39
Figura 9 – Estrutura Típica de uma conta escrow.	43
Figura 10 – Estrutura Analítica de Riscos do Setor Elétrico.	45
Figura 11 – Organograma da Companhia Energética Canoas.	57
Figura 12 – Estrutura da Escrow Account aprovada no BNDES.	83
Figura 13 – Indicadores – Fluxo de caixa descontados dividendo.	84
Figura 14 – Indicadores – Fluxo de caixa descontado capital próprio.	85
Figura 15 – Garantias nas diversas fases do projeto.	86

Índice de Fotografias

Fotografia 1 – PCH Ado Popinhak – Vista de jusante para montante.....	62
Fotografia 2 – PCH Ado Popinhak – Vista de montante para jusante.....	63
Fotografia 3 – PCH Ado Popinhak – Vista de montante para jusante.....	63
Fotografia 4 – PCH Ado Popinhak – Turbinas e Geradores.....	64

RESUMO

O Presente trabalho destina estudar o modelo de estruturação financeira conhecido como Project Finance por meio do estudo de caso da PCH - Pequena Central Hidrelétrica Ado Popinhak em Curitiba, Santa Catarina. No presente estudo serão contextualizados a História, a abertura do Setor Elétrico Brasileiro para iniciativa privada dando condições para a entrada desse modelo de Financiamento. Serão analisadas as principais características, vantagens, desvantagens, riscos e medidas mitigadoras inerentes ao processo de estruturação financeira via Project Finance, comparação com o Corporate Finance, e, finalizando com o estudo de caso da PCH Ado Popinhak.

1 INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS

O “Project Finance” é referência mundial para estruturação de financiamentos na área de infraestrutura. No Brasil não poderia ser diferente visto que o setor de infraestrutura ainda necessita de grandes investimentos. A aplicação dos conceitos do Project Finance merece destaque em relação a construção do fluxo de caixa, que deverá garantir o retorno ao acionista do investimento realizado; garantir o pagamento do serviço da dívida; garantir todo custo de manutenção e operação durante o prazo de financiamento. Outra característica quando comparado ao corporate finance, é não alienar os ativos dos sócios como garantia para liberação do financiamento.

Entre os principais empreendimentos viabilizados pelo modelo de estruturação Project Finance segundo, (Galassi 2003), (Firnerty, 2015, p. 347-431), (Lempke, T. 2008, p.10), (Bonomi e Malvessi, 2018, p. 141-425) estão:

Internacional:

1. Trans Alaska Pipeline System – TAPS (Sistema de Oleodutos Transalasca) (Estados Unidos da América).
2. Geração de Energia a Carvão Indiantown (Estados Unidos das Américas);
3. Estrada Pedagiáda Tribasa (México);
4. Eurotunnel (França e Inglaterra);
5. Euro Disney (França);
6. Aeroporto Internacional de Berlim - Brandemburgo (Alemanha);
7. Refinaria de Petróleo e gás SINCOR (Venezuela);
8. Sistema de satélites globais Iridium;
9. North-Soth Expressway (Malásia);

Nacional

10. Itasa – Usina Hidrelétrica de Itá (Santa Catarina/Rio Grande do Sul)
11. Maesa – Usina Hidrelétrica de Machadinho (Santa Catarina);

12. Semesa – Usina Hidrelétrica Serra da Mesa (Goiás);
13. UHE Porto Primavera – Cesp (Mato Grosso do sul/São Paulo);
14. Ponte Rio-Niterói – Ponte S.A (São Paulo)
15. Nova Dutra (Rio de Janeiro/São Paulo);
16. Rodovia dos Lagos (Rio de Janeiro);
17. Rodovia Rodonorte (Paraná);
18. Shopping Páteo Higienópolis (São Paulo);
19. Hospital da Criança (São Paulo);
20. Autoban (Autopistas Bandeirantes e Anhanguera) (São Paulo)

Interessante observar que somente na década de 90 ele realmente começou a ser utilizado no Brasil, pois toda nossa infraestrutura, incluindo estradas, portos usinas hidrelétricas, ferrovias, aeroportos entre outros eram praticamente estatizadas.

O governo não conseguia mais atender às necessidades do país, o setor elétrico brasileiro estava estagnado e a maioria das estatais dava prejuízos. Privatizar e abrir o mercado para a iniciativa privada era o único caminho para modernizar e alavancar os investimentos.

No presente trabalho detalharemos os motivos que levaram o modelo de estruturação financeira conhecido como Project Finance a ser utilizado na estruturação do financiamento da PCH Adu Popinhak, bem como detalhar as principais características desse financiamento.

1.1 Objetivos dos Estudos.

O estudo do modelo de estruturação financeira utilizado no financiamento da PCH Adu Popinhak tem como objetivos principais discutir:

- O Project Finance e o setor elétrico brasileiro.
- A implementação do Project Finance em uma Pequena Central Hidrelétrica por meio do estudo de caso.

Anterior a discussão acima, haverá o detalhamento dos seguintes tópicos abaixo:

- História do Project Finance;
-

- Definições e Classificação
- Aspectos contratuais
- Características dos Projeto Finance;
- Riscos do Project Finance;
- Principais Medidas Mitigadores;
- Vantagens e Desvantagens.
- Comparação com o Financiamento Corporativo;

1.2 Relevância do estudo.

O setor elétrico brasileiro adotou como principal veículo de estruturação financeira para seus projetos o modelo Project Finance e tem no seu principal banco de fomento o BNDES o parceiro para esses processos, assim sendo é amplamente utilizado no Brasil atualmente.

Outro fator relevante é que os principais bancos, grandes empresas do setor de infraestrutura, empresas do setor elétrico, seguradoras, assessorias financeiras e jurídicas do país mantêm em seus quadros especialistas em análise e estruturação via Project Finance. abe salientar que em 2016 segundo a AMBIMA 11,30 bilhões de reais financiados via Project Finance.

1.3 Área de Estudo – Delimitação.

A estruturação de financiamento via Project Finance possui inúmeras áreas de interesse, tais como, jurídicas, financeiras, contábeis, seguros, regulatórias e outras. Mundialmente há várias adaptações. Assim em virtude dessa pluralidade, o estudo foi delimitado conforme descrito abaixo:

1. Área Principal: Project Finance.
-

2 REFERENCIAL TEÓRICO.

2.1 Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

A reestruturação do setor elétrico tem como marco a constituição de 1988. As privatizações e a implantação do 1º Modelo do Setor Elétrico Brasileiro nos anos de 1994 e 1995.

2.1.1 Constituição de 1988 – Setor Elétrico – Marco Zero.

Conforme descrito no Art. 21 da constituição de 1988, compete a união:

XII – explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Cabe destacar que, nos meados dos anos 90 o setor elétrico brasileiro era totalmente estatizado e o governo por meio da Eletrobrás, sua principal empresa e suas quatro subsidiárias, Furnas Chesf, Eletronorte e Eletrosul eram responsáveis pelo planejamento, expansão, operação e manutenção do sistema.

2.1.2 Privatizações no Setor Elétrico:

O Brasil e os estados da União passaram por uma grande crise fiscal/econômica que perdurou entre os anos 80 e 90. A maioria das empresas estatais dava prejuízo e o governo não conseguia mais investir em nenhum setor de infraestrutura, assim sendo, em 12/04/1990 foi promulgada a Lei Nº 8.031 que criava o Programa Nacional de Desestatização e o Fundo Nacional de Desestatização, fundo contábil que receberia todas as ações das empresas estatais a serem desestatizadas, bem como a promulgação da Lei 8.631/93 que promoveu o “encontro de contas” entre todas as concessionárias do Brasil e a União. Assim, no ano de 1995 as privatizações do setor se iniciaram e as principais empresas privatizadas foram:

Tabela 1 – Privatizações no setor elétrico no Brasil

Empresa	Data de Venda	Receita Leilão US\$ milhões	Dívidas Transf. US\$ milhões	Resultado Total US\$ milhões	Grupo que Adquiriu o Controle
Escelsa	07/95	385,70	2,00	387,70	<ul style="list-style-type: none"> • 50,00 % GTD Participações (11 Fundos de Pensão); • 50,00% Iven S.A (Bancos Pactual, Nacional, Bozano Simonsen e Icatu)
Light	05/96	2.270,90	585,90	2.856,80	<ul style="list-style-type: none"> • 23,00% (AES) • 20,30% (Houston Industries) • 23,00% EDF • 16,40% (DNDESPAR) • 16,40 % (CSN) • 9,70% Outros.
Cerj	11/96	587,52	360,00	947,52	<ul style="list-style-type: none"> • 30,00% (EDP Portugal) • 30,60% (EEP Pananá) • 10,00% (Endesa Desarrollo) • 29,40% (Sociedade Panamena de Eletricidade)
Coelba	07/97	1.597,66	213,00	1.810,66	<ul style="list-style-type: none"> • 39,00% (Iberdrola) • 48,00% (Brasil Cap) • 13,00% (Outros Fundos de Pensão)
CCEE Centro-Oeste	07/97	1.372,35	64,00	1.436,35	<ul style="list-style-type: none"> • 100,00% (AES Corporation)
CCEE Norte-Nordeste	10/97	1.485,26	149,00	1.634,96	<ul style="list-style-type: none"> • 33,33% (Consórcio VBC) • 33,33% (Fundos Previ) • 33,33% (Community Energy Alternatives)
CPFL	11/97	2.730,73	102,00	2.832,73	<ul style="list-style-type: none"> • 33,30% (Consórcio VBC) • 54,68% (Fundos Previ)
Enersul	11/97	565,29	218,00	783,29	<ul style="list-style-type: none"> • 100,00% (Magistra Participações)
Cemat	11/97	352,57	461,00	813,57	<ul style="list-style-type: none"> • 65,00% (Vale Paranapanema) • 35,00% (Inepar)
Energipe	12/97	520,09	40,00	560,09	<ul style="list-style-type: none"> • 65,00% (CFCL) • 35,00% (Uptick Participações)
Cosern	12/98	606,58	112,00	718,58	<ul style="list-style-type: none"> • 62,70% (Coelba) • 31,40% (Iberdrola, Brasilcap e outras) • 5,90% (Uptick Participações)
Coelce	04/98	867,69	378,00	1.245,69	<ul style="list-style-type: none"> • 26,00% (Energis Chilectra) • 37,50% (Endersa) • 36,50% % (Cerj)
Eletropaulo Metropolitana	04/98	1.776,56	1.241,00	3.017,56	<ul style="list-style-type: none"> • 100% (Light)
Celipa	07/98	387,82	116,00	503,82	<ul style="list-style-type: none"> • 65% (Grupo Rede) • 35% (Inepar)
Elektro	07/98	1.273,57	428,00	1.701,57	<ul style="list-style-type: none"> • 100% (Enron International)
Eletropaulo Bandeira	09/98	859,61	375,00	1.234,61	<ul style="list-style-type: none"> • 44% (CFCL) • 56% (EDP)

Celpe	02/00	1.004,00	131,00	1.234,61	<ul style="list-style-type: none"> • 680,00% (Iberdrola) • 20,00 % (Previ) • 12,00% (Banco de Investimento)
Cemar	06/00	288,70	158,00	446,70	<ul style="list-style-type: none"> • 100% (Pensylvania Power & Light) •
Saelpa	11/00	185,00	0,00	185,00	<ul style="list-style-type: none"> • 100,00% (CFCL) •
Cachoeira Dourada	09/97	713,74	140,00	853,74	<ul style="list-style-type: none"> • 60,00% (Endersa) • 20,00% (Endegel) • 20,00% % (Fundos de Investimento)
Gerasul	09/98	800,40	1.082,00	1.882,40	<ul style="list-style-type: none"> • 100,00% (Tracktebel)
Cespe Paranapanema	07/99	681,86	482,00	1.163,86	<ul style="list-style-type: none"> • 100,00% (Duke Energy Corporation)
Cesp Tietê	10/99	472,12	668,00	1.140,12	<ul style="list-style-type: none"> • 100,00% (AES Corporation)
Total		21.786,42	7.505,90	29.292,32	

Fonte: Chagas/2006

2.1.3 1º (Primeiro) Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.

As privatizações se iniciaram em 1995, mas o novo modelo do setor elétrico só foi totalmente implementado nos anos 2.000. As primeiras leis foram a 8.987/95 e 9.074/95, que estabeleceram e criaram as seguintes regras para o setor:

- Regulamentação das concessões, permissões e autorizações criadas na constituição de 1988.
- Criação do PIE - Produtor Independente de Energia Elétrica.
- Expansão do setor elétrico – por meio das licitações, a União licitaria os novos empreendimentos de geração e a iniciativa privada, estatais recém privatizadas e estatais governamentais deveriam implantá-los.
- Os grandes consumidores de energia elétrica poderiam escolher os seus fornecedores de energia.

Essas leis precisavam ser regulamentadas e em 1996 a União, por meio do Ministério de Minas e Energia, contrata um consórcio de empresas especializadas e multidisciplinares para regulamentar as leis recém promulgadas e reestruturar o setor elétrico brasileiro, que mais tarde

ficaria conhecido como o 1º modelo do setor elétrico brasileiro. O consórcio de empresas contratadas para a regulamentação foram:

1. Líderes do Consórcio: Coopers & Lybrand e Lathan & Watkins consultorias de renome internacional.
2. Engenharia e gerenciamento de projetos: Main e Engevix.
3. Assessorias Jurídicas: Os escritórios jurídicos Ulhôa Canto e “Rezende e Guerra”.

As premissas básicas definidas foram:

1. Garantir a continuidade de investimentos no setor de energia elétrica assegurando assim a sua expansão.
2. Garantir a segurança de suprimento em todo o país, não mais em regiões isoladas.
3. Integrar e harmonizar os papéis dos mais diferentes agentes do setor.
4. A aquisição de energia elétrica dos novos investimentos e dos recém privatizados seriam mediante o mecanismo conhecido como *pool*, assegurando ao consumidor o menor custo.
5. Implementação de planejamento a longo prazo no setor elétrico visando a redução do custo da energia para país.
6. Incentivo à competição no setor elétrico com a criação do mercado livre de energia para o segmento de geração e comercialização.
7. Regulamentação dos preços nos setores de transmissão e distribuição, visto que os mesmos não seriam estatizados.

Entre anos 1996 e 1998 foram promulgadas as 9.427/96 e 9.648/98 e o 1º Modelo do Setor Elétrico Brasileiro já tinha as seguintes características:

1. Criação da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – Criada em 6 de outubro de 1997.
 2. Divisão do setor elétrico em quatro segmentos:
-

-
- a. Geração;
 - b. Transmissão;
 - c. Distribuição
 - d. Comercialização.
3. Criação da ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico em 26 de Agosto de 1998.
 4. Criação o MAE – Mercado Atacadista de Energia que estabeleceria as regras primárias para comercialização de energia elétrica no país, com a criação do MAE também foram criados:
 - a. O Asmae: Administradora do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.
 - b. Os consumidores livres.
 - c. Os consumidores cativos.
 - d. O Mercado Spot – Mercado de curto prazo.
 - e. O MRE – Mecanismo de relocação de energia.
 5. Definição do BNDES como agente Financiador do setor elétrico
 6. Processos licitatórios para concessão das outorgas para construção das futuras usinas e linhas de transmissão necessárias ao desenvolvimento do país.
 7. Os Agentes produtores de energia estariam classificados em:
 - a. Concessionárias de serviço público;
 - b. Autoprodutores.
 - c. Produtor independente de energia que estariam subclassificações em:
 - i. Autorização;
 - ii. Concessão;
 - iii. Permissão.

E finalmente, entre os anos de 1999 a 2000, o 1º Modelo do Setor Elétrico Brasileiro foi totalmente implementado com a criação do:

1. Contrato de longo prazo que estabelecia os valores normativos, condições e prazos dos contratos que seriam celebrados entres os geradores e as distribuidoras, comumente conhecidos como PPA (Power Purchase Agreement).

E a regulamentação:

2. Do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição para os agentes de geração e consumidores livres.
3. Regras de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia – MAE.
 - A primeira empresa de comercialização foi a Tradener, fundada em 1999, e o primeiro contrato de comercialização registrado na Asmae foi feito entre a COPEL – Companhia Paranaense de Energia (Representada pela Tradener) e a Carbocloro Industrias Químicas S.A de São Paulo.

2.1.4 Crise Energética de 2001 – Crise do Apagão.

A maior crise de racionamento energético do país aconteceria entre os anos de 2001 a 2002 mostrando que a velocidade de desestatização do setor elétrico não foi suficiente para garantir a continuidade do suprimento de energia, e que as medidas tomadas até aquele momento não foram suficientes para compensar os anos sem investimento no setor, principalmente nas áreas de geração e transmissão que aliadas as poucas chuvas daquele período culminaram com a maior crise energética do país. O racionamento decretado em 01 de julho de 2001 a 19 de fevereiro de 2002 deu prejuízos na ordem de 45,2 bilhões, segundo auditoria do Tribunal de Contas da União, publicada em 15 de julho de 2009

Segundo Pires (2000), os riscos de déficit do setor, culminando no racionamento, se agravaram porque “não houve uma resposta adequada, por parte da iniciativa privada, no que diz respeito aos novos investimentos necessários para a expansão do setor”, uma vez que a “sequência ideal de primeiro definir o marco regulatório, e, em seguida, privatizar e abrir o mercado”.

Outro fator importante, segundo os especialistas, foi a frustração com o gás natural, visto que as térmicas planejadas não aconteceram. Isso deu-se por consequência do cálculo das tarifas que era feito em dólar e com a desvalorização do real as tarifas ficaram impraticáveis atrasando ou mesmo inviabilizando os investimentos.

Assim, entre os anos de 1995 a 2000 havia no Brasil:

1. 23 obras paralisadas, 10.000,00 MW – Aproximadamente U\$ 10 bilhões;
2. 33 concessões de usinas não iniciadas – concessões cassadas.
3. Concessões de distribuição vencidas; Contratos de concessões inexistentes;
4. Inadimplências setorial.
5. Contribuinte onerado em U\$ 25 bilhões.

Diante disso, ficava claro que o modelo implantado era ineficiente, havendo necessidade urgente de mudança.

2.1.5 2º Modelo do Setor Elétrico Brasileiro (vigente).

Em 16 de março de 2004 foi publicada a lei Nº 10.848, decorrente da conversão da MP Nº 144, que definia as bases atuais do que conhecemos como “Novo Modelo do Setor de Energia Elétrica” com os seguintes objetivos principais:

- Assegurar o suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Universalização do uso da Energia Elétrica.

A lei também definia:

1. Criação de novos agentes institucionais:
 - EPE – Empresa de Pesquisa Energética responsável pelo planejamento do setor.
 - CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico que seria responsável por cuidar da segurança energética do país e evitar futuros apagões como aconteceu em 2001.
 - CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica incorpora o Asmae e o MAE – Ficando responsável pelos registro de contratos dos mercados ACR e ACL, bem como pela realização dos leilões.
 2. Criação de dois novos ambientes de contratação:
-

- ACR – Ambiente de Comercialização Regulado.
- ACL – Ambiente de Comercialização Livre.

3. Criação dos Leilões de energia para as distribuidoras.

O ACR atenderia exclusivamente o pool de distribuidoras do país que, a partir daquele momento, deveria ter 100% da sua demanda de energia contratada e, em 07 de dezembro de 2004 aconteceria o primeiro leilão de energia elétrica do país, que ficou conhecido como “Mega Leilão”, pois comercializou 77% de toda a energia existente no país até aquele momento e contratou 17 mil MW médios.

Outra mudança foi a metodologia utilizada para expansão do setor elétrico. No modelo anterior era pelo maior valor da outorga leiloada, o que não garantiu a segurança de suprimento e no novo modelo, a expansão da geração e transmissão passaram a ser mediante Leilões de Energia, o primeiro pelo menor custo da energia e o segundo pela menor tarifa.

2.2 Características Técnicas do Setor Elétrico Brasileiro.

O Tamanho do setor elétrico brasileiro é intercontinental. Atualmente é constituído por 7.143 usinas, cujas capacidades instaladas são de 168.476 MW. As principais fontes de geração são hidráulicas, eólicas, fóssil, nuclear, solar, biomassa e undi-elétricas. Seu crescimento está estimado nos próximos anos em mais 20.284,754 MW, provenientes de 609 empreendimentos planejados, dos quais 209 já em construção.

Atualmente temos uma carga de aproximadamente 75.000,00 MWh.

Os agentes são divididos em três classes principais:, geração, transmissão e distribuição.

Há 04 grandes regiões de geração, Norte, Nordeste, Sudeste/Centro Oeste e Sul, interligadas por mais de 100.000 Km de linhas.

São 08 bacias de geração, Amazônica, Tocantins, Norte/Nordeste, São Francisco, Atlântico Leste, Paraná, Uruguai e Atlântico Sudeste. As bacias da Amazônia, Tocantins, São

Francisco e Norte/Nordeste possuem grandes aflúências nos meses de janeiro a abril e baixa aflúência entre maio a novembro.

Em todas as bacias temos grandes reservatórios de acumulação de água.

A geração eólica está presente principalmente no nordeste e sul do país, e os meses de melhor desempenho são entre maio a novembro.

A geração de biomassa está concentrada entres os meses maio a novembro período da safra agrícola, proporcionando uma complementação entre estas fontes no país, conforme Figura 1 abaixo:

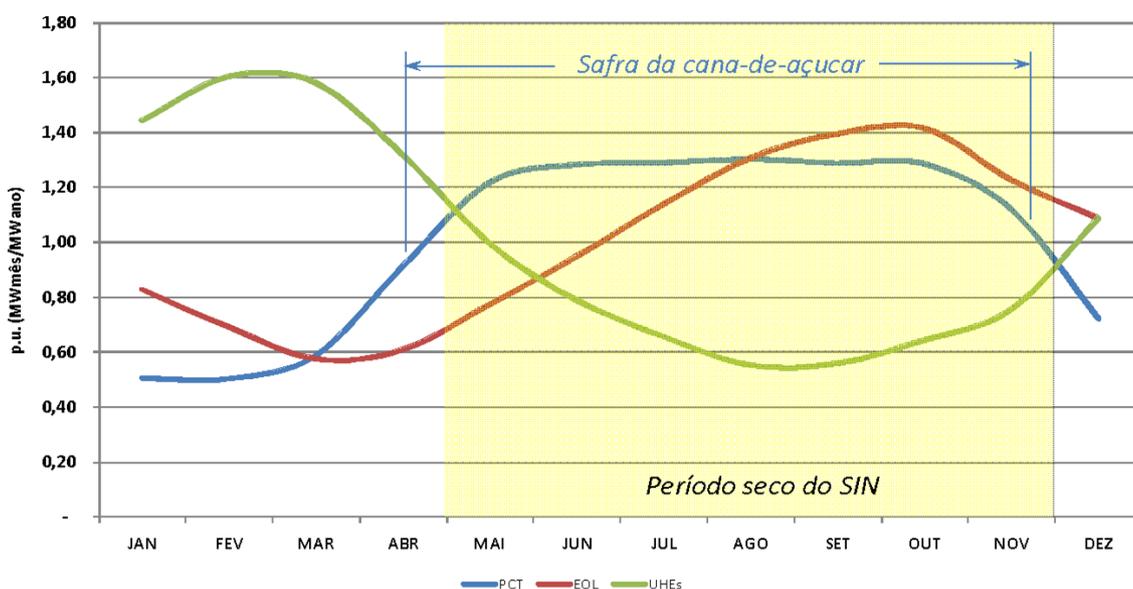


Figura 1 – Gráfico de Complementação entre as Fontes de Geração.

Fonte: ONS(2018)

As usinas térmicas estão dispostas principalmente ao longo do litoral brasileiro, conforme gráfico abaixo:

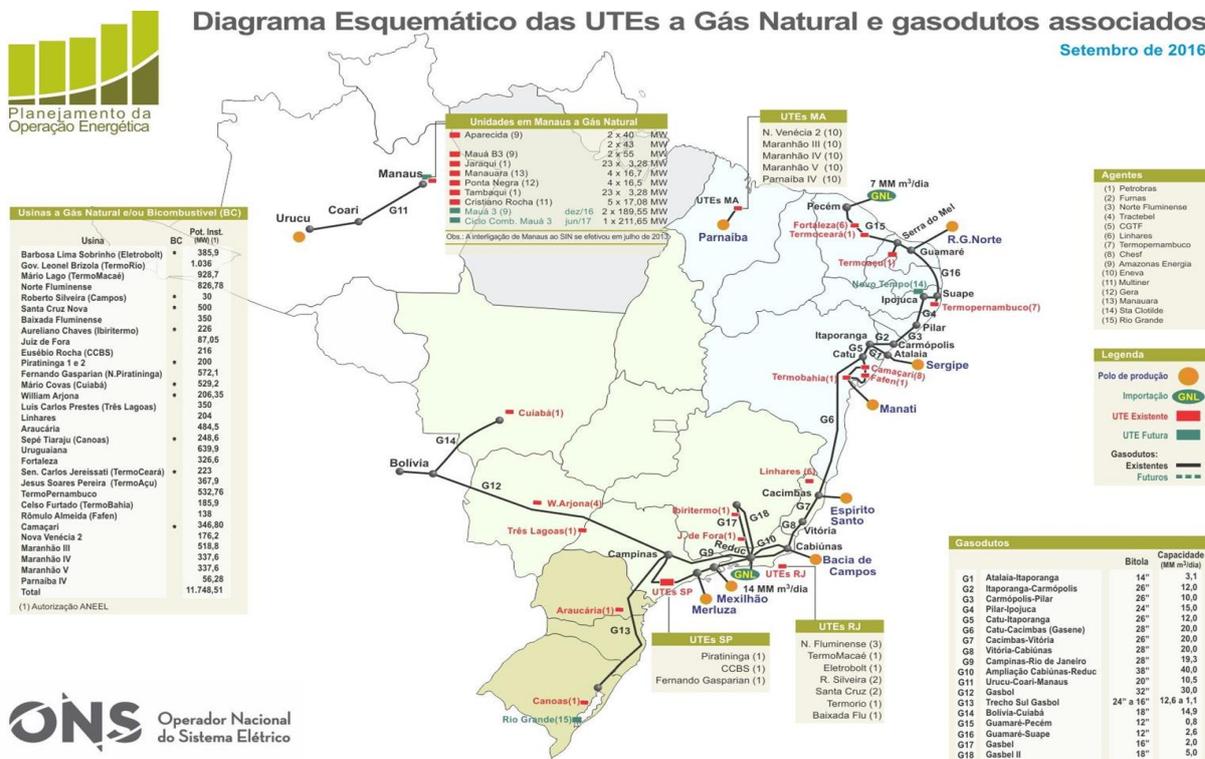


Figura 2 – Diagrama Esquemático das UTEs a Gás Natural e gasodutos associados.

Fonte: ONS (2018)

O sistema elétrico brasileiro é operado pela ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), criada em 26 de Agosto de 1998 e com 04 sedes de operação: Recife, Brasília, Rio de Janeiro e Florianópolis. Dentre seus membros estão os agentes geração, agentes de distribuição, importadores e exportadores de energia.

2.2.1 Fontes de Geração.

O sistema brasileiro é hidrotérmico eólico e as fontes de geração estão distribuídas, conforme tabela abaixo:

Tabela 2 – Dados das fontes de geração no setor elétrico brasileiro.

Nº	Fonte	Nº de Usinas	(MW)	%
1	Biomassa	559	14.674,736	8,7103
2	Eólica	544	13.370.643	7,9362
3	Fóssil	2.442	26.665,480	15,8256
4	Hídrica	1.339	102.229,165	60,6786
5	Nuclear	2	1.990	1,1830
6	Solar	2.256	1.379,373	0,8803
7	Undi-Elétrica	1	0,05	0,000
8	Importação	0	8.170	4,8500 %
	Total	7.143	168.476,447	100%

Fonte: ANEEL/2018

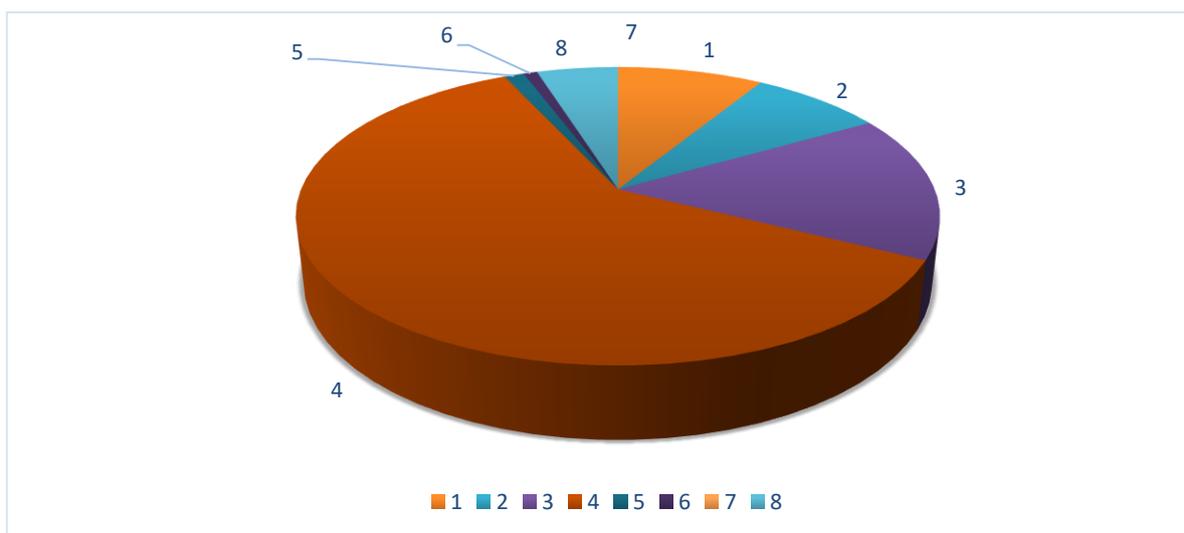


Figura 3 – Gráfico das fontes de geração presentes no setor elétrico brasileiro.

Fonte: ANEEL(2018)

A geração hídrica é a que possui maior percentual entre as fontes, representando 60,68% da capacidade instalada do país, sendo dividida entre UHE, PCH e CGH, conforme tabela abaixo:

Tabela 3 – Fontes de geração hidráulicas no setor elétrico brasileiro.

Nº	Hídrica	Nº de Usinas	(MW)	%
1	CGH	693	689,829	0,64
2	PCH	428	5.124,517	4,79
3	UHE	218	96.414,820	94,57
	Total	1.339	102.229,165	100%

Fonte: ANEEL/2018

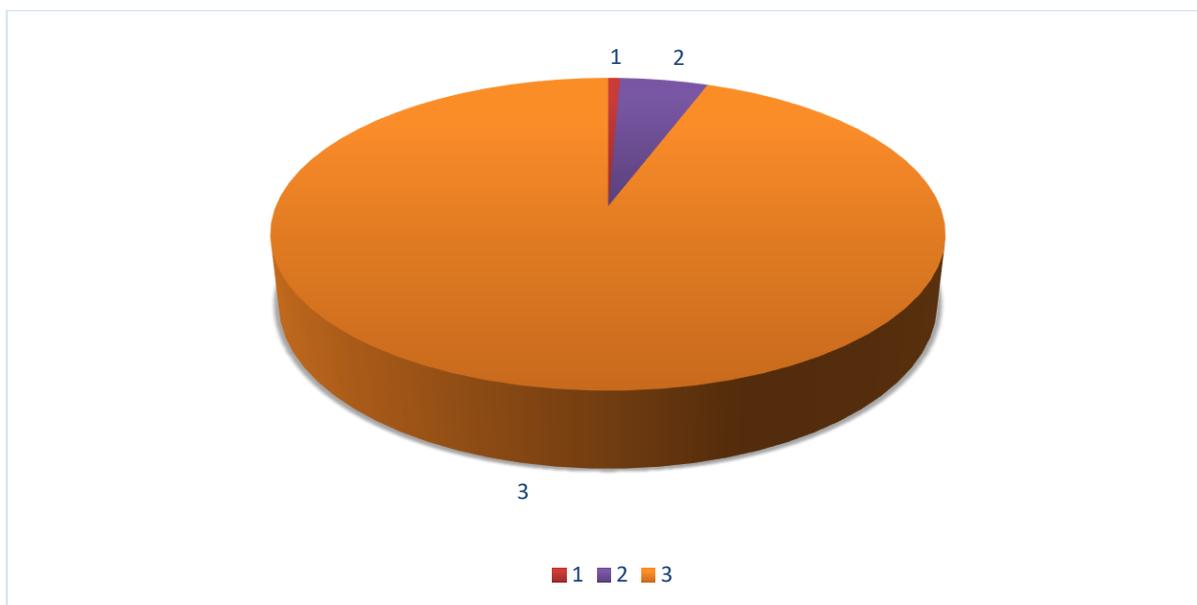


Figura 4 – Gráfico das fontes de geração hidráulicas presentes no setor elétrico brasileiro.

Fonte: ANEEL/2017

Os maiores geradores do país, segundo ANEEL, estão demonstrados na tabela abaixo evidenciando a forte presença hidráulica e térmica na base energética do país. Vale salientar que a Petrobras aparece como 5º maior empresa de geração de energia do país.

Tabela 4 – Os 10 maiores geradores de energia elétrica do país.

Nº	Empresa	MWh
01	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	10.670,23
02	Furnas Centrais Elétricas S.A Furnas	9.425,00
03	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A Eletronorte	8.906,10
04	Itaipu Binacional - ITAIPU	7.000,00
05	Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras	6.283,43
06	Engie Brasil Energia S.A - Engie	6.188,47
07	Norte Energia S/A	5.771,90
08	Rio Paraná Energia S.A	4.995,20
09	Copel Geração e Transmissão S.A Copel - GT	4.924,29
10	Energia Sustentável do Brasil S.A – UHE Jirau	3.750,00

Fonte: ANEEL/2017

2.2.1.1 PCH's e CGH'S para o Setor Elétrico.

As PCH's e CGH's são responsáveis por 5,43 % dos 60,68 % da geração hidráulica do país. Todavia, as 1.121 PCH's e CGH's instaladas correspondem a 83,72 % das usinas hídras instaladas no país que trazem grandes benefícios para o setor elétrico brasileiro:

1. Por estarem pulverizadas no país e próximas dos centros de consumo elas ajudam na estabilidade do sistema auxiliando na regulagem da tensão.
2. Normalmente as extensões das linhas de transmissões são pequenas quando comparadas às extensões das linhas das UHE's.
3. Mantêm o suprimento local, mesmo nas ocorrências de desligamentos.
4. Diminuem das perdas no sistema elétrico.

Mas existem outras vantagens e desvantagens para a sociedade:

Vantagens:

1. Aumento de geração de empregos para as comunidades locais durante a construção.

2. Menor custo de implantação, tornando o investimento mais atrativo para os pequenos e médios investidores.
3. Geram menor impacto ambiental durante a construção, pois normalmente os lagos devem ser inferiores a 3,0 Km².
4. Retiram grande quantidade de lixo urbano dos rios, pois as grades presentes nas estruturas chamadas tomadas d'águas, que levam água para as turbinas, retém-no diariamente.
5. Favorecem o turismo regional em função dos lagos.
6. Recompõem as matas ciliares, que muitas vezes foram eliminadas dos rios, agora presente nos lagos.
7. Manutenção da Fauna e Flora na região do empreendimento.
8. Resgatam a história local via estudos arqueológicos realizados na região do projeto.
9. Aumentam o valor do ICMS ecológico em função da criação de novas áreas de APPs.
10. Aproximadamente de 3 a 5 % do investimento ficam nos municípios por meio do ISSQN (Imposto sobre o serviço de qualquer natureza).

Desvantagens:

1. Vazão reduzida nas cachoeiras existentes.
2. Geração limitada de energia.
3. Custo por KW maior quando comparadas com as UHE's.

Assim sendo, vemos que as PCH's e CGH's prestam um grande serviço ao sistema brasileiro de energia elétrica.

As maiores distribuidoras do país são:

Tabela 5 – As dez (10) maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil são:

Nº	Empresa	GWh
01	AES Eletropaulo	34.412
02	Cemig-D	25.933
03	Copel Dis	22.290
04	CPFL - Paulista	21.086
05	Light	20.645
06	Coelba	17.333
07	Celesc-D	14.891
08	Celg-D	11.813
09	Eletro-D	11.490
10	Celpe	11.213

Fonte: ANEEL/2017

2.3 Project Finance

2.3.1 História

O primeiro Project Finance da história aconteceu no ano de 1299, quando a Coroa Britânica foi financiada por um banqueiro da região da Gasconha de nome Frescobaldi (Ancestral da família mundialmente conhecida pela produção do vinho Bordeaux), que financiou o desenvolvimento das minas de prata da região de Devon para a Coroa Britânica na Inglaterra. O contrato dava ao banqueiro o direito de ficar com todo minério extraído das minas durante o período de 02 anos, entretanto os custos de operação e manutenção seriam por sua conta e não haveria por conta da Coroa Britânica qualquer garantia sobre a qualidade da prata ou de sua quantidade existente nas minas.

Mas somente após o fim da segunda guerra mundial, concomitantemente com a estruturação de entidades como o BIRD, Banco Mundial, FMI e acordos como o **Acordo Geral de Tarifas e Comércio** que a estruturação de financiamento via Project Finance realmente começou a ser utilizada. Os países atingidos pelo conflito precisavam ser reconstruídos e o

Banco Mundial, como fomentador dessa reconstrução, estimulava a entrada do setor privado nas áreas que até aquele momento eram de exclusividade do estado. O setor público não tinha condições e crédito para alavancar as áreas de infraestruturas destruídas com o conflito, o Banco Mundial sabia que empreendimentos como estradas, portos, ferrovias, geração de energia elétrica, além de reduzirem os custos de produção, ainda alavancariam os outros setores da sociedade, impulsionando a economia em escala.

Assim sendo, aquele modelo tradicional em que o governo **Empreende, Financia e Administra** não parecia ser a melhor opção para as dificuldades existentes pós-guerra. No Brasil, apesar de não termos tido conflito em nosso território, as dificuldades não eram diferentes, pois o nosso setor de infraestrutura era totalmente estatizado, petróleo, gás, energia, comunicações, mineração estavam na mão do governo.

O estado brasileiro não conseguia mais cumprir o seu papel e as primeiras privatizações começaram com José Sarney, empresas como Aracruz Celulose e a Riocell foram privatizadas, mas elas só tomariam força com o governo de Fernando Collor de Melo que instituiu o PND – Plano Nacional de Desestatização pela Lei Nº 8.031 de 1990.

Collor privatizou a Usiminas, Vasp e outras, Itamar Franco privatizou empresas como a CSN – Companhia Nacional de Siderurgia, Aço Minas Gerais, Cosipa – Companhia Siderúrgica Paulista, Embraer e outras, Fernando Henrique Cardozo privatizou um ícone nacional na área de mineração a Companhia Vale do Rio Doce, Eletropaulo e outras, nos governos petistas de Lula e Dilma as atenções foram dadas para as concessões.

Foi nesse contexto que o Project Finance entrou no Brasil, pois muitas das privatizações foram financiadas pelo BNDES e os seus respectivos fluxos de caixas serviram como garantia para liberação dos recursos.

O Project Finance entrou no mercado brasileiro para viabilizar as privatizações e depois para impulsionar a iniciativa privada no setor de infraestrutura, retirando do governo a responsabilidade de investir em todos os setores da economia, pois o governo acreditava que, em função de uma taxa de retorno acima das aplicações financeiras usuais, a iniciativa privada aceitaria os riscos de implantar, operar e manter um projeto de infraestrutura.

2.3.2 Definições.

A definição do Project Finance está baseada em vários pilares, dentre eles fluxo de caixa, garantias, avaliação dos riscos e mitigação e retorno dos acionistas, que devem ser avaliados em conjunto. Cada autor maximaliza ou minimiza determinado pilar em sua definição conforme detalhado abaixo:

Esty, B. (2003) citado por Chagas, E. (2006) define: Project Finance envolve a criação de uma empresa independente, financiada com dívida sem solidariedade dos sócios com o propósito de investir num ativo de capital, geralmente com um propósito específico e uma vida finita.

Farrell, L.M (2002) - Define Project Finance: como um projeto por uma entidade patrocinadora, no qual os fluxos de caixa gerados pelo projeto servem como fonte de recursos de que o empréstimo será reembolsado e onde os ativos do projeto servem de garantia para o empréstimo.

Bonomi e Malvessi (2018 p.22) – Define: “O Project Finance é, acima de tudo, uma técnica de estruturação contratual que quebra ou segmenta os diversos padrões de risco-retorno de um empreendimento entre seus participantes, possibilitando um financiamento com base nos recebíveis, motivo pelo qual é necessário levantar, no mínimo, duas informações tão importantes quanto o próprio fluxo de caixa:

1. Se os riscos estão sendo apropriadamente identificados e mensurados para que possam ser mitigados ou, se for o caso, conscientemente assumidos por um ou mais dos participantes do empreendimento, em troca de uma remuneração adequada ao risco assumido;
2. Se cada participante está sendo remunerado dentro de suas expectativas. Para isso, faz-se necessária a projeção das demonstrações financeiras e os respectivos resultados econômicos que considerem a abordagem no foco da criação de valor ao acionista.”

Finnerty, 1999, p2 descreve que: “O Project Finance é uma forma de captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, no qual os provedores de recursos veem o fluxo de caixa vindo do projeto, com fonte primária de

recursos para atender ao serviço de seu empréstimos e fornecer o retorno sobre seu capital investido no projeto” (Finnerty, 1999, p.2)

Outras definições:

“Project Finance é um instrumento que permite a gestão de risco de uma empresa. Através desta estrutura de financiamento, os riscos podem ser compartilhados com bancos e outros participantes de forma mais clara” (De acordo com Pollio, 1998, citado por Blank, F., 2000, pp. 21).

“Financiamento de uma unidade econômica no qual o financiador, inicialmente, limita-se ao fluxo de caixa da unidade econômica com gerador de recursos para servir à dívida, e aos ativos da unidade” econômica como garantia do principal” (Nevitt & Fabozzi).

2.3.3 Classificação.

Como vimos acima, a estruturação de financiamento via Project Finance para a maioria dos autores baseia-se no fluxo de caixa do projeto servindo como garantia dos recursos financiados. Esse padrão não é o que normalmente acontece e os agentes financiadores solicitam outras garantias em função delas a estruturação via project finance é classificado em três modalidades: 1) Sem garantia ou Project Finance puro (Non Recourse), 2) Recurso Limitado (Limited Recourse) e 3) Garantias Limitadas (Full Recourse).

A **Sem Garantia** ou **Project Finance Puro (Non Recourse)** tem como principal característica não ter qualquer aval ou fiança durante o período de construção. As garantias são todas fundamentadas unicamente no fluxo de caixa do projeto, muito pouco utilizado no Brasil.

A **Recurso Limitado (Limited Recourse)** tem como principal característica a liberação de algumas garantias após a fase de construção ou 100% das obrigações financeiras (Finance Completion) do empreendimento, normalmente dois anos após a finalização da construção. Modalidade mais utilizada no Brasil.

A **Garantia Limitadas (Full Recourse)** tem como principal característica a não liberação de qualquer garantia, elas são solicitadas na etapa construtiva e serão mantidas durante todo o período de financiamento.

2.3.4 Principais Stakeholders no Project Finance do Setor Elétrico:

Listam-se os principais inúmeros stakeholders do processo de financiamento:

Regulatório:

- Poder Concedente.
- Poder Fiscalizador.

Sponsor - Patrocinadores: Provedores de Capital:

- Acionistas: Responsáveis pelo Equity – capital próprio.

Financiadores:

- Bancos: Development Banks.
- Agências de Fomento. Development Agencies.

Garantias:

- Seguradoras: Seguro garantia:
- Bancos: Carta fiança:

Jurídicas:

- SPE – Sociedade de propósito específico.

Assessores:

- Financeiros: Financial Advisors
- Jurídicos: Legal Advisors.
- Engenharia Independente: Independent Engineers.

Seguradoras:

- Financeiros: Insurance Companies.
- Jurídicos: Legal Advisors.

Agentes:

- Fiduciários
 - Administrador de conta (Escrow Account)
-

Debenturistas:

- Financeiros: Insurance Companies.
- Jurídicos: Legal Advisors.

Compradores de Energia.

- Distribuidores de energia.
- Consumidores livres de energia.

Insumos (Suppliers):

- Empresas de fornecimento de insumos.

Projetistas:

- Obras civis.
- Linha de transmissão.
- Fornecedores de equipamentos.

Equipamentos.

- Empresas de fornecimento de turbinas e geradores.
- Empresas de fornecimento de equipamento de içamento, hidromecânicos e elétricos.

Construtores.

- Obras civis e linha de transmissão.

Operação e Manutenção.

- Empresas de operação e manutenção de empreendimentos hidrelétricos.
 - Empresas de segurança.
-

2.3.5 Estrutura Legal do Project Finance no Brasil.

Abaixo, o organograma com a legislação brasileira aplicável a estruturação via Project Finance nas diversas áreas de infraestruturas, energia elétrica, petróleo e gás, telecomunicações e transportes por Bonomi e Malvessi (2018).

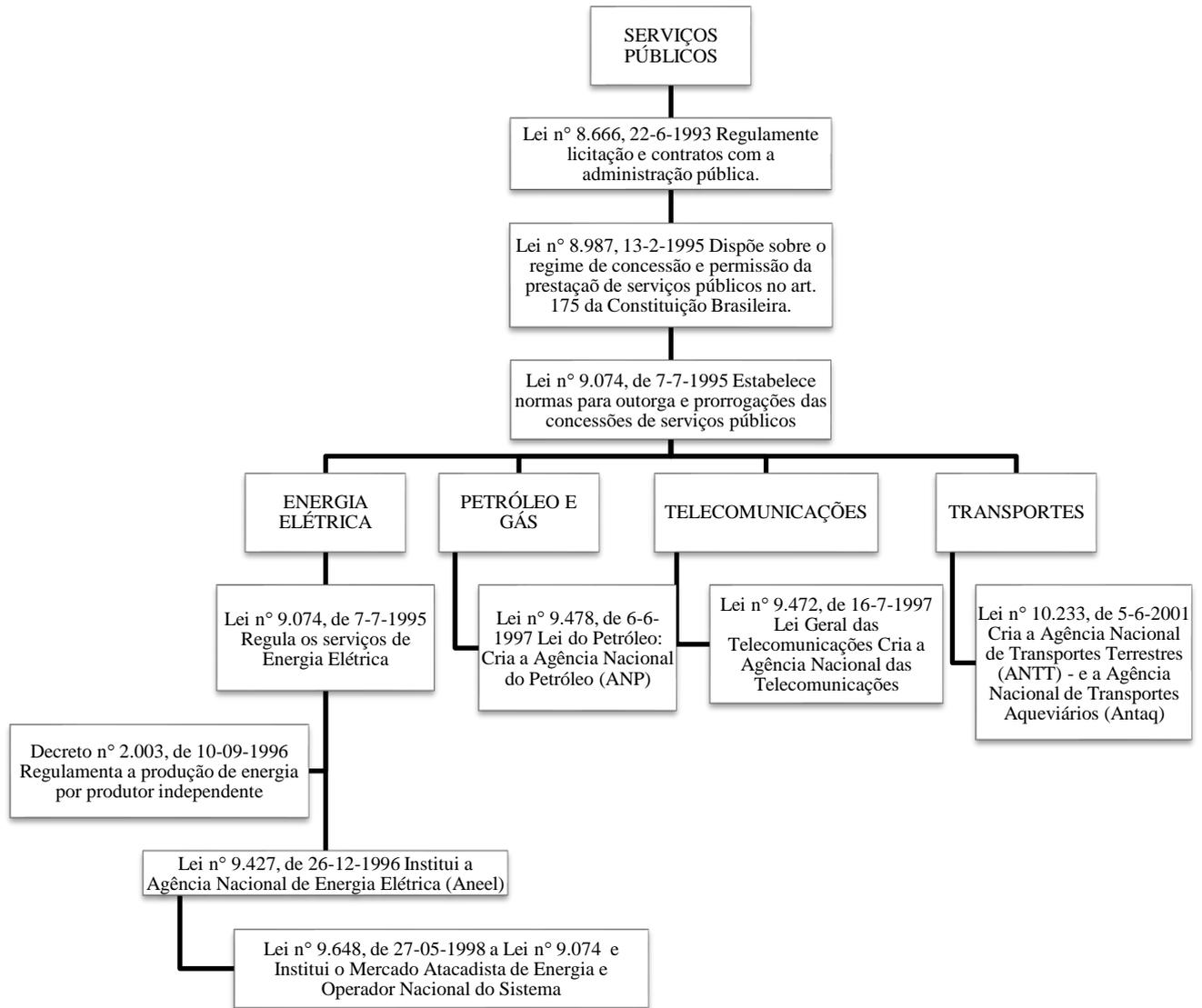


Figura 6 – Estrutura Legal Aplicável a Project Finance no Brasil

Fonte: (Bonomi e Malvessi/2018)

2.3.6 Estrutura básica de operação do Project Finance no Setor Elétrico.

Entre os setores de infraestrutura o setor elétrico é um dos pioneiros no uso do Project Finance, seja pela grande quantidade de valores envolvidos, como pelas primeiras privatizações. Abaixo uma estrutura básica de financiamento via project finance no setor elétrico brasileiro:

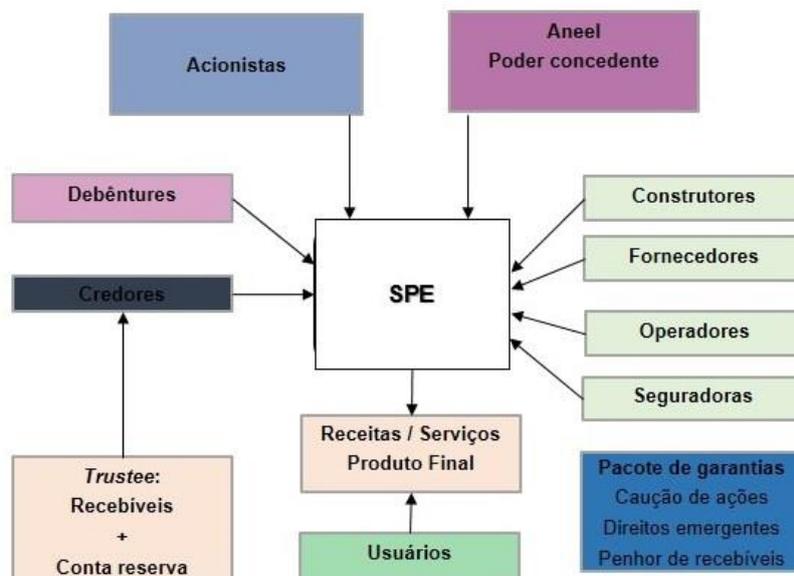


Figura 7 – Estrutura Básica do Project Finance no Setor Elétrico.

Fonte: (Bonomi e Malvessi/2018)

2.3.7 Aspectos Contratuais

Os aspectos contratuais foram divididos em: estrutura contratual típica do project finance, principais contratos, garantias, covenants e waivers.

2.3.8 Estrutura Contratual Típica do Setor Elétrico.

Bonomi e Malvessi (2018) em seu livro Project Finance no Brasil traz a estrutura contratual típica do setor elétrico brasileiro, conforme figura abaixo:

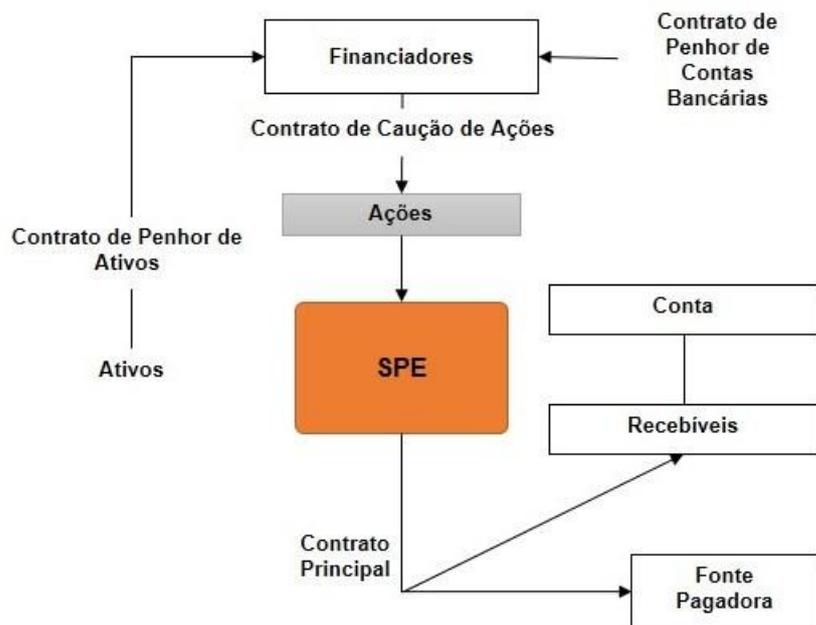


Figura 8 – Estrutura Típica de Contrato.

Fonte: (Bonomi e Malvessi/2018)

2.3.8.1 Principais Contratos.

Abaixo listam-se os principais contratos utilizados no Project Finance:

Contratos:

- Contrato referentes ao EPC (engineering, procurement and construcion) do empreendimento.
- Serviços de operação e manutenção do empreendimento.
- Contrato de assessoria ambiental.
- Contrato de financiamento.
- Contrato de penhor das ações.
- Contrato de cessão dos direitos creditórios.
- Contrato entre os credores.

- Contrato de concessão.
- Contrato de compra e venda de energia. (Take or pay, Through out etc.)
- Contrato de obrigações dos acionistas controladores (Sponsor Support Agreement).
- Contrato de engenharia independente.
- Contrato de assessoria jurídica.
- Contrato de assessoria financeira.

2.3.8.2 Covenants do Project Finance.

Para a definição de Covenants citaremos a Advogada Carmen Sylvia Motta Parkinson, da gerência de legislação e pesquisa da superintendência jurídica da comissão de valores mobiliários, direcionada à garantia de debêntures [ver Parkinson (1980)]

“O instituto do covenant constitui, no direito anglo-saxão, um compromisso ou promessa em qualquer contrato formal de dívida, reconhecido em lei, protegendo os interesses do credor e estabelecendo que determinados atos não devem ou devem cumprir-se, podendo ser traduzido como compromissos restritivos (restrictive covenans) ou obrigações de proteção (protective covenants)”.

Na estruturação via Project Finance o fluxo de caixa é um dos principais bens do financiamento e os Covenants servem para protegê-lo, pois mesmo com garantias (hipoteca, penhor e alienação dos direitos creditórios), o credor terá grandes dificuldades de recuperar o seu crédito, pois os bens em si pertencem à União (pontes, UHE’s, PCH’s, ferrovias, estradas etc.), mas o fluxo de caixa não, e esse deverá ser protegido dos erros, má administração ou má fé dos acionistas.

Abaixo listam-se os principais Covenants utilizados no Project Finance no Brasil:

- Limitação do índice de cobertura da dívida: ICSD > (Valor definido em contrato);
- Limitação do índice de capitalização própria: ICP > (Valor definido em contrato);
- Não distribuir dividendos acima de determinado percentual (%) do lucro líquido;
- Manutenção de capital de giro mínimo.

- Apólice de seguros.
- Demonstrações financeiras auditadas por auditores independentes cadastrados no CVM.
- Não efetuar mútuos, adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC), ou qualquer outra operação de crédito entre a credora e qualquer outra instituição financeira.

2.3.8.3 Waivers.

Na elaboração do contrato de financiamento o tomador de empréstimo cede determinados direitos ao credor, por exemplo:

- Redução do capital social da empresa;
- Descontração de energia vendida;
- Mudança do prestador de serviço de operação & manutenção;
- Alteração da natureza jurídica da empresa.

Como esses itens fazem parte do contrato de financiamento o tomador de empréstimo deverá pedir a dispensa da exigência contratual, waiver, para que ele possa efetuar qualquer alteração sem entrar em default no contrato de financiamento.

2.3.9 Pacote de Garantias (Security Package).

No Brasil a exploração de um potencial hidroelétrico pertence à União, que outorga o direito de exploração a um empreendedor na sua pessoa jurídica chamada de SPE, sociedade de propósito específico. À SPE estarão atreladas todas as garantias do processo de financiamento. Abaixo citam-se as principais garantias costumeiramente solicitadas na estruturação do financiamento:

- Penhor das ações;
 - Penhor dos direitos creditórios da concessão.
 - Carta fiança.
 - Penhor dos equipamentos.
-

- Prestação de garantias bancárias (Comfort Letter).
- Totalidades dos créditos que venham as ser depositados na conta centralizadora (Escrow Account);
- Totalidades dos créditos que venham as ser depositados na conta reserva do serviço da dívida;
- Totalidades dos créditos que venham as ser depositados na conta reserva do serviço de O&M;
- Notificação dos devedores dos créditos cedidos fiduciariamente.
- Cessão dos direitos indenizatórios frente as seguradoras.
- Cessão dos direitos indenizatórios pelo poder concedente em caso de término do contrato de concessão.

2.3.9.1 Escrow Account (Conta Arrecadadora)

Para garantir os pagamentos relacionados ao serviço da dívida, serviço de operação e manutenção e pagamentos dos debenturistas os credores limitam a administração financeira da SPE por intermédio da Conta Escrow ou Conta Arrecadadora, que é administrada por um terceiro, conhecido como agente de contas. Desta forma todos os recebíveis, tais como, PPA's de longo prazo ou do curto prazo, ou qualquer outro crédito, deverão passar pela contra escrow e depois liberado pelo agente de conta para conta movimento. Durante essa passagem o administrador de contas retém do faturamento da SPE os valores para o pagamento da parcela da dívida, empresa de operação e manutenção e remuneração dos debenturistas. Outras três contas importantes são, 1) conta reserva do serviço da dívida, 2) conta reserva do serviço de operação e manutenção e 3) conta reserva da remuneração dos debenturistas que normalmente são administradas pelo administrador de contas e possuem normalmente de 03 a 12 vezes a parcela referente a cada serviço.

Segue abaixo o organograma de funcionamento de uma conta Escrow.



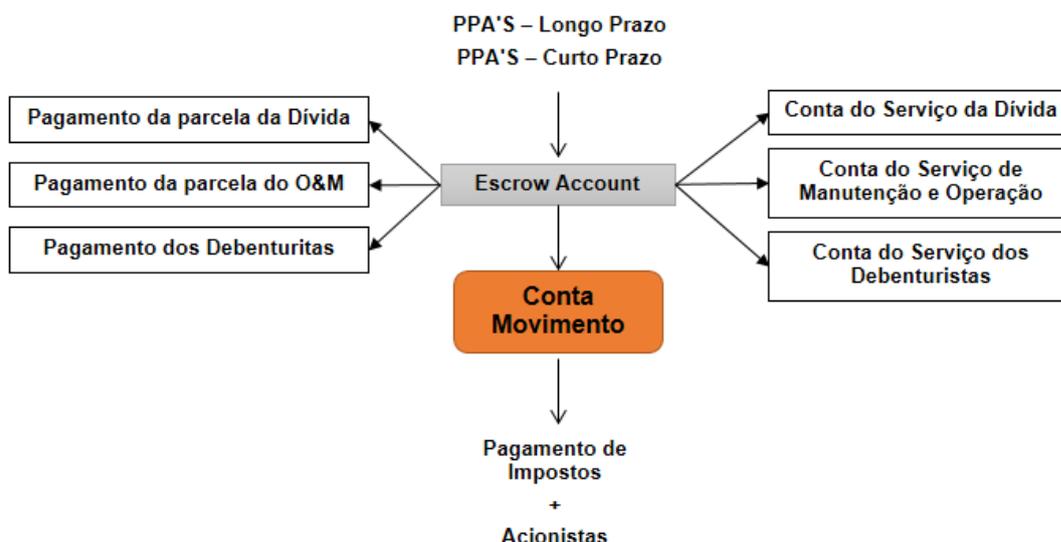


Figura 9 – Estrutura Típica de uma conta escrow.

Fonte: Autor

2.3.10 Seguros.

Os seguros fazem parte do Project Finance e são responsáveis por dar mais segurança ao processo de financiamento, abaixo listam-se os mais comumente contratados:

- **Performance Bond:** Utilizado principalmente pelas construtoras e fornecedores de equipamentos. A apólice garante a indenização do segurado caso não seja finalizada a obra ou o equipamento instalado.
- **Completion Bond:** Normalmente solicitados por bancos, garantem que o empreendimento seja finalizado, conforme as especificações de contrato.
- **Risco de Engenharia - RE:** Cobre riscos com acidentes causados durante a construção do empreendimento.
- **Risco Operacionais – RO:** São os riscos causados pela operação da planta, tais como, quebra de turbinas, geradores, equipamentos mecânicos e elétricos e outros.

2.3.11 Identificação dos Riscos e Medidas Mitigadoras.

O principal risco no Projeto Finance é o comprometimento do fluxo de caixa do projeto, ou seja, todo elemento que possa afetar o fluxo de caixa do projeto deve ser estudado, avaliado e mitigados os seus riscos.

Borges (2005) identifica como principais riscos do Project Finance: “Riscos Setoriais, Riscos Comerciais, Riscos de Implantação, Riscos de caso fortuito ou força-maios, Risco País Soberano e Risco Legal”.

Finnerty(1999) identifica: “Riscos de suprimento, Risco Econômicos, Risco Tecnológicos, Riscos de Força-Maior, Riscos de Conclusão, Riscos Políticos, Riscos Cambiais e Riscos Financeiros”.

Para Tinsley (2000) os riscos são classificados em 16 grupos, apresentados em 12 categorias diferentes: Suprimento, Mercado, Operacionais, Implantação, Caso Fortuito e Força Maior e Ambiente, Ambiental, Conclusão, Cambial, Participantes e Crédito, Taxa de Juro, Legais.

Utilizaremos a classificação de riscos por Tinesly (2000) para avaliar os principais riscos do setor elétrico.

Os 16 grupos de Tinsley foram classificados em 6 áreas : Construção, Comercialização, Operação e Manutenção, Não Gerenciáveis, País e Financeiro para podermos montar a Estrutura Analítica de Riscos do Setor Elétrico, conforme Figura abaixo:

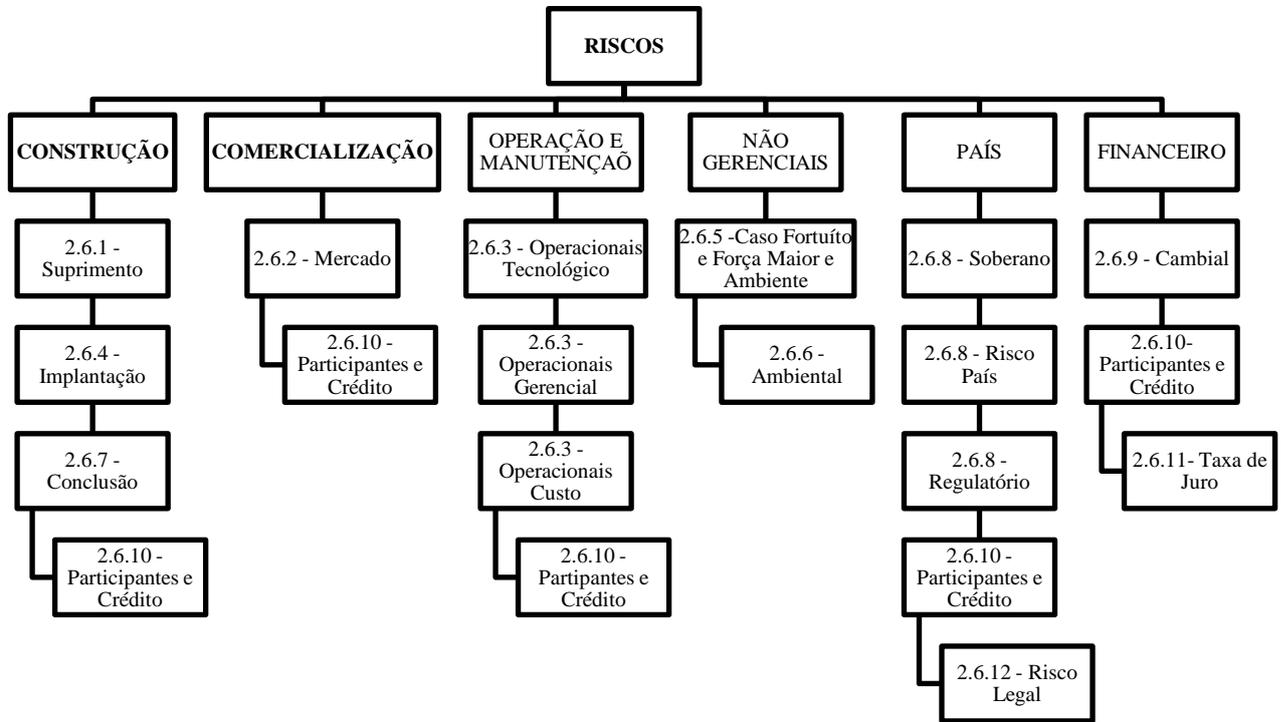


Figura 10 – Estrutura Analítica de Riscos do Setor Elétrico.

Fonte: Autor

2.3.11.1 Risco de Suprimento.

Está ligado ao fornecimento de matéria prima com qualidade, quantidade, preços e prazos adequados para o projeto. Em uma usina hidrelétrica esse risco tem dois momentos bem distintos. Primeiro durante a construção, momento em que o empreendimento necessita de vários insumos como, cimento, aço, mão-de-obra, alimentos, etc. Segundo, durante a operação, pois o principal suprimento é a disponibilidade de água para movimentação das turbinas. O suprimento de água precisa necessariamente ter quantidade e qualidade suficiente para gerar a energia, honrando assim os contratos firmados.

2.3.11.2 Risco de Mercado.

O Risco de Mercado é influenciado basicamente por dois fatores, quantidade e preço do produto ou preço do serviço oferecido. Os concorrentes em um determinado mercado praticam determinadas faixas de preços de produtos e serviços que atendem os seus custos operacionais e geram retorno aos seus acionistas excluindo assim qualquer entrante que não consiga se posicionar dentro dessas faixas . O Risco do Mercado também está diretamente ligado ao ramo empresarial que a empresa está inserida. O ramo do setor elétrico brasileiro é regulado por meio de leilões de energia organizados pelo governo. Uma vez obtendo sucesso no lance dado, inviabiliza quaisquer alterações de preço praticado pelas movimentações financeiras nacionais e internacionais, ignorando por completo uma possível concorrência. O ápice de toda a negociação é exatamente no momento dos leilões, onde uma vez definida a negociação, seus valores são irrevogáveis.

2.3.11.3 Riscos Operacionais.

Os Riscos Operacionais são divididos em três categorias:

1. Componente Tecnológica;
2. Componente Gerencial;
3. Componente Custo.

O Componente Tecnológico está ligado a inovação. Alguns produtos foram superados por grandes inovações, tais como, máquina de datilografia, máquina fotográfica, fax, telex e outros. Os Componentes Gerenciáveis, como a falha humana devem ser mitigados já que podem afetar drasticamente o fluxo de caixa do projeto. Na maioria das vezes o controle do componente gerencial é feito por seguro, enquanto que o Componente de Custo está diretamente ligado ao custo operacional, por exemplo o preço do combustível para operação de uma térmica. Durante todo o tempo de concessão deverá ser constantemente avaliado, pois está diretamente ligado ao sucesso do projeto.

2.3.11.4 Risco de Implantação.

O Risco de implantação está diretamente ligado a fase de construção do projeto. No setor elétrico é um dos principais riscos, o que difere muito do setor industrial onde na maioria dos casos há muito mais riscos em operar a planta do que em construí-la.

2.3.11.5 Risco de Caso Fortuito e Força Maior e Ambiente.

Esses riscos são classificados em quatro categorias, não podem ser previstos, evitados ou gerenciados, mas podem ser mitigados:

1. Primeira Categoria: Natureza - Catástrofe, furacões, enchentes, terremotos, tornados e outros.
2. Segunda Categoria: Homem - Guerras, terrorismos, sabotagem, greves,
3. Terceira Categoria: Governo e Políticos - Também conhecidos como “atos do príncipe” decisões de cunho político que provocam impactos diretos no projeto, exemplos: Declaração de estado de sítio, toque de recolher.
4. Quarta Categoria: Impessoais: - Acontecem sem nenhuma razão particular, mas afetam o projeto, exemplos: Crise do sistema financeiro, Colapso no sistema de geração do país, etc.

Esses riscos também podem ser minimizados com a contratação de seguros.

2.3.11.6 Risco Ambiental.

Os Riscos ambientais estão ligados aos processos licenciatórios do projeto. Custos socioambientais minimizados poderão impactar enormemente o fluxo de caixa do projeto e riscos de paralizações por licenciamentos mal elaborados poderão acarretar paralizações ou até inviabilização do projeto.

A melhor forma de minimizar esse risco é por intermédio de contratação de uma empresa ambiental com renome e experiências no mercado de energia elétrica.

2.3.11.7 Risco de Conclusão

O Risco de conclusão ou risco de construção está ligado a não finalização da obra e abrange dois aspectos, técnico e monetário. Um projeto tecnicamente viável nem sempre será

o de menor custo, ou seja, o risco técnico da construção muitas vezes passa pelo aumento de custo para sua viabilização. Outro possível risco é o monetário, onde fatos como atraso na construção, escassez de mão-de-obra, equipamentos, aumento nas taxas de juros durante o processo de construção exigirão dos investidores novos recursos financeiros que impactarão no retorno do projeto.

A melhor maneira de mitigar esses riscos é por meio da contratação de empresas com experiências comprovadas para orçamentação da obra.

2.3.11.8 Risco Político.

Os Riscos Políticos são classificados em três categorias:

1. Risco País.
2. Risco Soberano.
3. Risco Regulatório.

2.3.11.9 Risco Cambial.

Os Riscos cambiais ocorrem principalmente quando o projeto tem em seu financiamento uma moeda diferente da utilizada no país, por exemplo a Usina Hidrelétrica de Itaipu que tem o seu financiamento baseado em dólar.

2.3.11.10 Risco dos Participantes e de Crédito.

É o risco do relacionamento entre os participantes. Primeiramente durante a construção, pois os construtores civis, fornecedores de equipamento, montadores e projetistas estão inter-relacionados entre si e deverão estar coordenados para finalização da obra. Posteriormente durante o financiamento, os acionistas, credores (bancos), detentores de títulos de dívida (debenturista), etc. estão interligados e todos deverão dar ou receber garantias para que a estruturação do Project Finance aconteça.

Por exemplo, temos a anuência da ANEEL para a SPE dar a cessão ou penhor emergentes da concessão.

Em relação ao crédito, os acionistas deverão ter capacidade de entrar com o equity e os bancos de cumprirem com os valores acordados no financiamento.

2.3.11.11 Risco de Taxa de Juro.

Também denominado de risco financeiro, pois ocorre quando o projeto possui em sua estruturação de financiamento taxas que não são fixadas.

2.3.11.12 Risco Legal.

Está relacionado ao sistema jurídico na qual a estruturação está sendo submetida, ou risco jurídico do país.

Os principais sistemas jurídicos presentes no mundo são a lei comum (common law), lei civil (civil law), lei religiosa (religiosus law), lei consuetudinária (customary law) ou a combinação entre elas.

Siffert Filho (2009) cita Chagas (2006), “o direito consuetudinário anglo-saxão (conhecido como common law) baseia-se na jurisprudência, consubstanciada pelos costumes da sociedade, em que os contratos possuem maior robustez legal. No Brasil, o sistema jurídico baseia-se no direito romano, em que os códigos legais são mais importantes que a jurisprudência e os costumes. Nesse sentido, o sistema jurídico brasileiro determina que o interesse público pode sobrepor-se ao privado (contratos administrativos), e seus instrumentos legais são menos efetivos e mais frágeis, exigindo maior cautela por parte dos investidores do que no ambiente da common law. Assim, no Brasil, foi e é ainda necessário o desenvolvimento de marcos regulatórios dos diversos setores econômicos para viabilização de projetos por meio de project finance.

Outra diferença relevante é que o agente fiduciário não tem a propriedade dos bens como no sistema civil law. O trustee como é comumente conhecido não é proprietário dos bens que lhe foram transferidos por terceiros para agir, conforme as regras do contrato, mas sim um administrador dos recursos financeiros da concessão. Por este motivo que as estruturas contratuais do project finance são consideradas mais frágeis quando comparadas ao modelo americano.

2.3.12 Vantagens e Desvantagens do Project Finance comparado ao Financiamento Corporativo.

As principais vantagens do Project Finance em relação ao Financiamento Corporativo estão mencionadas abaixo:

- Melhor distribuição dos riscos: Cada participante do Project Finance é especialista em uma área. O know how desses participantes, seja, na construção, na montagem, fabricação dos equipamentos, operação e manutenção da planta somados diluem os riscos do financiamento.
- A formação de uma empresa tipo “SPE” que concentrará todos os ativos, passivos do projeto acaba colaborando com a estruturação de financiamento.
- Benefícios Fiscais: O Endividamento será benéfico ao projeto, já que os juros poderão ser dedutíveis dos lucros. O que não se aplica aos dividendos, já que os bancos normalmente aceitam uma taxa de retorno menor que a do capital emprestado dos acionistas, visto que os acionistas colocam em risco seu patrimônio pessoal.
- Liberação do fluxo de caixa: Após o pagamento do serviço da dívida, operação e manutenção o restante do fluxo de caixa poderá ser liberado aos acionistas.
- Melhor avaliação de riscos: Uma vez que o fluxo de caixa do projeto é o cerne da viabilidade do mesmo, a avaliação de riscos passa a ser muito mais criteriosa.

As principais desvantagens do Project Finance em relação ao Financiamento Corporativo estão mencionadas abaixo:

- Processo de levantamento do financiamento: Como a estruturação das garantias são complexas normalmente o tempo para estruturação do financiamento modelo Project Finance irá impactar no fluxo de caixa do projeto.
- Maiores taxas de juros: O Modelo de estruturação via Project Finance possui taxas de juros maiores quando comparados ao Financiamento Corporativos, visto que toda a estruturação é baseada unicamente no fluxo de caixa do projeto.

- Supervisão do credor: Os Acionistas são obrigados a aceitar a supervisão dos credores por meio das empresas de engenharia independente que oneram o custo do projeto.
 - Custos elevado com assessores: Custo maiores com assessorias financeiras, jurídicas, engenharia e outras, pois os contratos de Project Finance são extremamente complicados e na maioria das vezes o empreendedor deverá contratar assessorias para sua negociação.
-

3 ESTUDO DE CASO.

Em função dos objetivos traçados, segue o estudo de caso da estruturação de financiamento via modelo Project Finance da PCH Ado Popinhak, implantada entre as cidades de Curitiba e Correia Pinto e com potência instalada de 22,60 MW.

3.1 Estudo de Caso PCH Ado Popinhak

3.1.1 Projeto.

O projeto inicial possuía 19,30 MW de potência instalada e 10,44 MW de garantia física aprovados respectivamente pela ANEEL e MME. O empreendimento está situada no rio Canoas, sub-bacia 71, bacia hidrográfica do rio Uruguai, no estado de Santa Catarina, municípios de Curitiba e Correia Pinto, com coordenadas 27°27'39" de latitude sul e 50°31'12".

Foi construída com potência final de 22,60 MW e garantia física de 12,34 MW. Suas principais características são casa de força do tipo abrigada com 04 unidades geradoras, sendo as turbinas do tipo Kaplan Tubular S à jusante e geradores síncronos com sistema de excitação tipo brushless. No barramento estão incorporados a tomada d'água, vertedouro combinado com trechos em tipo soleira livre, taipa e comporta segmento, o desvio do rio feito com adufas. O ponto de conexão inicialmente estava na SE Pery II de 138 kV, de propriedade da Celesc Distribuição S.A e foi alterado para subestação de Curitiba Distrito Industrial, a 18 km da obra em 138 kV.

3.1.2 Histórico

3.1.2.1 Aprovação do Projeto Básico na ANEEL.

Em 23/12/2011 a Companhia Energética Canoas (CANOAS) solicitou à ANEEL o registro para realização dos estudos de Projeto Básico da PCH Ado Popinhak, com potência de 19,30 MW, situada no rio Canoas, sub-bacia 71, bacia hidrográfica do rio Uruguai, no estado de Santa Catarina, municípios de Curitiba e Correia Pinto, com coordenadas 27°27'39" de latitude Sul e 50°31'12". O registro foi efetivado em 27 de janeiro de 2012 por meio do despacho N° 288. O projeto básico apresentado para a ANEEL tinha potência de 19,30 MW e seu arranjo era composto por um vertedouro em concreto armado, circuito de adução por uma

tomada d'água com 04 (quatro) condutos forçados e uma casa de força com 04 turbinas tipo Kaplan, que foi aceito pela ANEEL em 23/06/2012, conforme despacho N° 2.170 e em 28/08/2013 a ANEEL aprova o projeto básico, conforme despacho N° 3.005 com as seguintes características técnicas:

Tabela 6 – Características básicas aprovadas pela ANEEL

Características Básicas	
Coordenadas de referência do Eixo do Barramento:	27° 27' 36" S e 50° 31' 11" W
Coordenadas de referência da Casa de Força:	27° 27' 37" S e 50° 31' 20" W
Potência Instalada Total [kW]	19.300
Número de unidades	4
Potência por gerador (kVA)/fator de potência	5.361 / 0,90
Potência por turbina (kW)/ engolim. Mínimo (m ³ /s)	4.949 / 14,55
Tipo de turbina:	Kaplan S
Rendimento nominal por turbina (%)	89,75
Rendimento nominal por gerador (%)	97,5
Taxa equivalente de indis. forçada (%)	1,26
Indisponibilidade programada (%)	4,45
Perdas hidráulicas nominais (m)	0,34
N. A. máximo normal de montante [m]	816,7
N. A. máximo normal de jusante [m]	803,77
Queda bruta nominal (m)	12,93
Perdas elétricas até o ponto de conexão (%)	0,901
Consumo Interno (MW médio)	0,193
Vazão Remanescente do Aproveitamento [m ³ /s]	0
Vazão de Usos Consuntivos [m ³ /s]	TABELA II
Vazão de projeto do vertedouro (m ³ /s)	2.038
Área do Reservatório no N.A. máx. normal [km ²]	0,3
Série de Vazões Médias Mensais:	Jan 1943 a Dez 2011
Descarga média de longo termo (m ³ /s)	128,8

Fonte: ANEEL – Despacho 3.005 de 28/08/2013.

3.1.2.2 Participação no Leilão A-5 de 2013.

Em julho de 2013 a CANOAS habilitou-se no leilão de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimento, denominado “A-5”, para dezembro de 2013, conforme portaria Nº 234, de 9 de Julho de 2013 publicada pelo ministro de estado de minas e energia: As datas de início de suprimento e final de suprimento eram:

1. Início de Suprimento: 1º de maio de 2018.
2. Final de Suprimento: 31 de dezembro de 2047.

No mesmo ano a CANOAS teve sua garantia física homologada em 10,44 MWm, conforme portaria Nº 106, de 27 de novembro de 2013 para participação do leilão A-5 de 2013.

CANOAS sagra-se vencedora do leilão A-5 e em 25/03/2014 a ANEEL por meio do despacho Nº 722, homologa o resultado do leilão, conforme tabela abaixo:

Tabela 7 – Resultado do leilão A-5.

Resultados	
Capacidade Instalada	10,930 MW
Garantia Física:	10,44 MW
Energia Vendida:	10,40 MW
Fator de Capacidade	54,41 %
Tarifa	R\$ 135,90/Mwh (Dez-13)
COD	Janeiro de 2018
Investimento Nominal	R\$ 138,41 MM
Ponto de Conexão:	SE Subestação Pery II

Fonte: CCEE/2013

3.1.2.3 Outorga

No ato de outorga, o poder concedente autoriza a empresa detentora do projeto básico a se tornar um produtor independente de energia elétrica. Neste mesmo momento a outorgada possui direitos e deveres a serem cumpridos diante do poder outorgante. Entre os principais direitos e deveres estão, respectivamente, o de explorar o aproveitamento hidráulico por 35 anos e cumprir o cronograma de implantação do empreendimento.

Finalmente, em 11 de junho de 2014 por meio da portaria Nº 276, o ministro de estado de minas e energia outorga a PCH Ado Popinhak. Entre as principais determinações da portaria estão:

1. Implantar uma PCH com potência de 19,30 MW.
2. Instalar quatro (04) conjuntos de geradores com potência de 4.825,00 KW.
3. Energia assegurada: 10,44 MWmed.
4. Prazo de vigência da outorga: 35 anos.
5. Sistema de transmissão: Subestação elevadora em 138 kV na subestação da usina Pery II de propriedade da Celesc.
6. Desconto na TUST ou TUSD: 50%
7. Submeter-se aos procedimentos de rede do operador nacional do sistema de transmissão.
8. Aderir a Câmara de Comercialização de Energia – CCEE.
9. Manter a garantia de fiel cumprimento das obrigações assumidas no valor de R\$ 4.984.934.00 até o início da operação comercial da última unidade geradora.
10. Cronograma de implantação, conforme tabela 8 abaixo:

Tabela 8 – Cronograma de implantação ANEEL

Marcos e datas pactuados	
a) Obtenção da Licença de Instalação	10/01/2015
b) Início da Montagem do Canteiro de Obras:	01/11/2015
c) Início das Obras Civas das Estruturas:	01/01/2016
d) Desvio do Rio:	01/12/2016
e) Início da Concretagem da Casa de Força	01/08/2017
f) Início das Obras do Sistema de Transmissão de Interesse Restrito:	02/12/2017
g) Início da Montagem Eletromecânica das Unidades Geradoras:	05/01/2017
h) Obtenção da Licença de Operação - LO	Até 30/07/2017
i) Início do Enchimento do Reservatório	Até 01/08/2017
j) Conclusão da Montagem Eletromecânicas das Unidades Geradoras.	Até 30/10/2017

k) Início da Operação em Teste da 1ª Unidade Geradora:	Até 01/11/2017
l) Início da Operação em Teste da 2ª Unidade Geradora:	Até 15/11/2017
m) Início da Operação em Teste da 3ª Unidade Geradora:	Até 30/11/2017
n) Início da Operação em Teste da 4ª Unidade Geradora:	Até 15/11/2017
o) Início da Operação Comercial da 1ª a 4ª Unidades Geradoras.	Até 01/01/2018

Fonte: ANEEL

3.1.2.4 Licenciamento Ambiental

As principais licenças do empreendimento eram:

- Licença de instalação do empreendimento, emitida pela FATMA em 30/07/2014 com N° 5.058 e validade até 30/07/2018.
- A Licença de supressão vegetal do empreendimento, emitida em 28/07/2014 com N° 658 com validade até 29/07/2017.

3.1.2.5 Estrutura Societária (Alteração)

Conforme publicado na resolução autorizativa de 22 de março de 2016, a ANEEL anui com a transferência do controle societário da Companhia Energética Canoas (CANOAS) para a Magma Energia S.A, que atendeu todos os critérios de capacidade técnica, idoneidade financeira, regularidade jurídica e fiscal perante ANEEL.

Em 2016 a nova composição societária da Companhia Energética Canoas, conforme processo ANEEL N° 48500.00675/201-31 era:

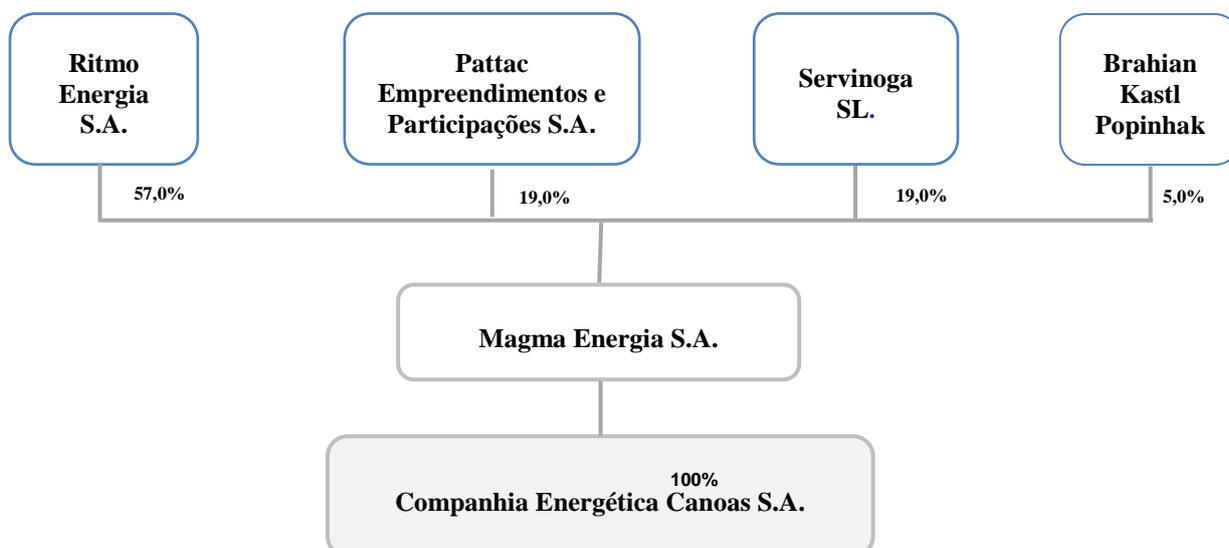


Figura 11 – Organograma da Companhia Energética Canoas.

Fonte: Processo Nº 48500.00675/2011-31 – SGH/ANEEL

3.1.2.6 O Acordo de Acionistas.

Os novos membros da diretoria se reúnem em 11/04/2016 e deliberam as seguintes providências e determinações:

(v) Alteração do Objeto Social:

Art 4º: A Companhia tem por objetivo específico e exclusivo a geração comercialização de energia elétrica pela implantação e exploração da Pequena Central Hidrelétrica Ado Popinhak, localizada no rio Canoas no município de Curitiba, Estado de Santa Catarina.

(viii) Aprovação do Plano de Negócios apresentado pela contratada para o gerenciamento da obra Mschimidt Engenharia com valor de R\$ 141.329.640,00.

3.1.3 Sponsors (Patrocinadores).

Os patrocinadores da Magna Energia S.A, empresa que detém 100% dos direitos da Companhia Energética Canoas, são a Ritmo Energia S.A, Pattac Empreendimentos e Participações S.A, Servinoga S.L e Brahian Kastl Popinhak

3.1.3.1 Ritmo Energia S.A

Holding fundada em 2014 com o objetivo de desenvolver, investir e administrar projetos de geração de energia renováveis da Família Fantin.

Entre os principais ativos do grupo em operação estão:

- Xavantina Energética: Detentora dos direitos de exploração da PCH Xavantina com potência instalada de 6,075 MW.
- Magma Energia S.A: Detentora dos direitos de exploração da PCH Ado Popinhak com potência instalada de 22,60 MW.

- Covó Energia S.A: Detentora dos direitos de exploração da PCH Covó com potência instalada de 5,00 MW.
- Picada 48: Detentora dos direitos de exploração da CGH Picada 48 com potência instalada de 1,27 MW.
- São Sebastião Empreendimentos S.A.

3.1.3.2 Pattac Empreendimento e Participações S.A

Criada para administrar os negócios da Família Marder que atua principalmente no setor de infraestrutura, tais como: terminais portuários, rodovias, parques, ativos de entretenimento, produção de energia renovável e logística.

Atualmente a Pattac atua e tem participação nos seguintes empreendimentos abaixo:

- Portos: TCP – Terminal de containers de Paranaguá; Terminal portuário de Caracas.
 - Rodovias: CADOP - Caminhos do Paraná;
 - Parques Nacionais: Cataratas do Iguazu S.A que administra o Eco-Iguazu S.A, Marco das 3 fronteiras em Foz do Iguazu, Econoronha S.A em Fernando de Noronha, Parque Paineiras no Corcovado no Rio de Janeiro.
 - Entretenimento: Projeto AquaRio e Aquário do Pantanal em Campo Grande.
 - Energia: Magma Energia S.A.
 - Biogás: Itajaí Biogás e Energia S.A
 - Infraestrutura e Logística: Tertium LOG operador com soluções logísticas em toda cadeia de suprimentos, focada em armazém gerais e operações portuárias.
-

3.1.3.3 Servinoga SL.

A Servinoga S.L pertence ao Grupo Nogar, fundado há mais de 50 anos por Ceferino Nogar com foco em quatro setores: Logística, Comercial, Imobiliária, e Energia Renováveis.

- Logísticas: Atua nos principais portos da Espanha, tais como La coruña, Marin, Villagarcia, Cee Y Ribadeo, no Peru atua no terminal de Paracas-Pisco e no Brasil no terminal de Paranaguá.
- Comercial: Possui empresas como a Extrunoga e Nogartel Telecomunicações Ltda.
- Imobiliária: Há décadas a Servinoga é referência na realização de incorporações de terrenos, áreas industriais e comerciais na região da Galícia.
- Energia Renovável: Participação na Magma Energia S.A

3.1.3.4 Investidor Brahian Kastl Popinhak.

O aproveitamento leva o nome do seu Pai Ado Popinhak. Pioneiro no desenvolvimento do projeto, Brahian é investidor altamente qualificado no setor madeireiro e agrícola. Líder regional na produção de grãos, plantando anualmente mais de 2.500 hectares de soja, milho e feijão. Fundador da Cooperativa Agrícola Copery, situada em Curitibaanos.

- Participação da empresa Nedri Indústria de Madeira Ltda.

3.1.4 Desafios Iniciais.

3.1.4.1 Revisão e consolidação do projeto básico.

Para revisão e consolidação do projeto básico, foi contratada a empresa especializada em projeto VLB Engenharia Ltda, sendo esta a responsável pela consolidação de todo o projeto. Todavia, a revisão do estudo hidrológico trouxe impactos relevantes ao projeto aprovado na ANEEL, conforme descritos abaixo:

1. A série de vazões hidrológicas aprovada no projeto básico pela ANEEL continha erros nos dados coletados na estação de Ponte Alta durante a cheia do ano de 1.983.
-

2. A MLT (vazão de longo termo) passou de 128,00 m³/s para 139,62 m³/s.
3. Houve um incremento de 72% nas vazões de cheia do Rio Canoas e a cheia decamilenar passou de 2.523 m³/seg para 5.345 m³/seg.

CANOAS contratou o especialista em hidrologia e professor Nelson de Souza Pinto, que confirmou os dados calculados pela empresa de projeto.

A Consolidação do projeto também identificou que a Subestação “Curitibanos Distrito Industrial de 138 kV” havia entrado em operação e não havia sido considerada nos estudos iniciais.

Em março de 2016 CANOAS tinha dois caminhos a serem seguidos para implantação da PCH Ado Popinhak:

O Primeiro, menos arriscado e sem grandes alterações regulatórias, pois manteria a Licença de instalação vigente, o projeto básico aprovado na ANEEL e o ponto de conexão e a série de vazões aprovada pela ANA aceitando:

- Potência de 19,30 MW.
- Incremento de custo em função do aumento da largura do vertedouro.
- Ponto de conexão vigente na PCH Pery II.

O Segundo, apesar de mais arriscado, apresentou ganhos financeiros expressivos, pois a potência alteraria de 19,30 MW para 22,60 MW dando um incremento de 17,10 % e baixando o custo do MW/instalado de R\$ 7.322.779,27 para R\$ 6.253.523,89. Entretanto, a CANOAS deveria assumir os seguintes riscos:

- Riscos Ambientais:
 - Alteração da potência de 19,30 MW para 22,60 MW;
 - Atraso na Licença Prévia da linha de transmissão;
- Riscos regulatórios:
 - Não atendimento das datas pactuadas na portaria N° 276, de 11 de junho de 2014 – Geração 1ª máquina em 1° de janeiro de 2018;

- Não atendimento às datas pactuadas no leilão N° 10/2013-ANEEL, denominado leilão “A-5” com as distribuidoras que participaram do certame;
- Atraso na alteração da potência na ANEEL;
- Atraso na alteração na alteração da série hidrológica na ANA;
- Atraso na emissão da DUP da linha de transmissão;
- Alteração da garantia física após 5 anos, conforme legislação da ANEEL;
- Riscos de financeiros:
 - Aporte financeiro oriundos da demora na liberação do empréstimo ponte em função das alterações regulatórias;
 - Atraso na liberação das parcelas do financiamento via BNDES;

Por contar com uma equipe capacitada para conduzir o projeto e conhecendo o futuro ganho financeiro com as alterações do projeto, a CANOAS optou por seguir com a alteração da potência e do ponto de conexão apesar dos riscos demonstrados.

3.1.4.2 Construção.

O empreendimento começou em março de 2016, com aproximadamente 03 meses de atraso em relação ao cronograma aprovado na ANEEL. O atraso ocorreu em função das fortes chuvas que atingiram todo o interior de Santa Catarina entre os meses de dezembro, janeiro e fevereiro de 2016.

Os principais fornecedores e assessores contratados para execução do empreendimento foram:

- Gerenciamento: MSschmidt Engenharia.
- Assessoria Financeira: Itaú BBA.
- Assessoria Jurídica: Escritório Rodrigues & Bettega.
- Regulatório: Equipe Ritmo Energia e assessores Jurídicos.
- Meio Ambiente: Impacto Assessoria Ambiental.
- Obras Civis: Empreiteira Fortunato;

- Turbinas e Geradores: WEG/HISA;
- Equipamentos Elétricos: Erzeg;
- Hidromecânicos: Enebras Tecnologia Industrial;
- Estrutura da Casa de Força: Medabil Sistemas Construtivos;
- Equipamentos de Içamento e Movimentação: Brevil – Bremer & Marcovil Metalomecânico;

As unidades entraram em operação comercial, conforme quadro abaixo:

Tabela 9 – Datas e dados de geração da PCH

Entrada em Operação:	Data	Despacho	Publicação D.O.
Unidade 01	21/12/2017	DESPACHO Nº 4.339	22/12/2017
Unidade 02	21/12/2017	DESPACHO Nº 4.339	22/12/2017
Unidade 03	21/12/2017	DESPACHO Nº 4.339	22/12/2017
Unidade 04	03/03/2018	DESPACHO Nº 482	05/03/2018

Fonte: ANEEL/ (2018)

Observação: Na unidade 04 houve uma falha mecânica durante o período de operação em teste. Isso ocasionou um atraso de 73 dias em relação às outras máquinas.



Fotografia 1 – PCH Ado Popinhak – Vista de jusante para montante.

Fonte: Ribeiro/2017



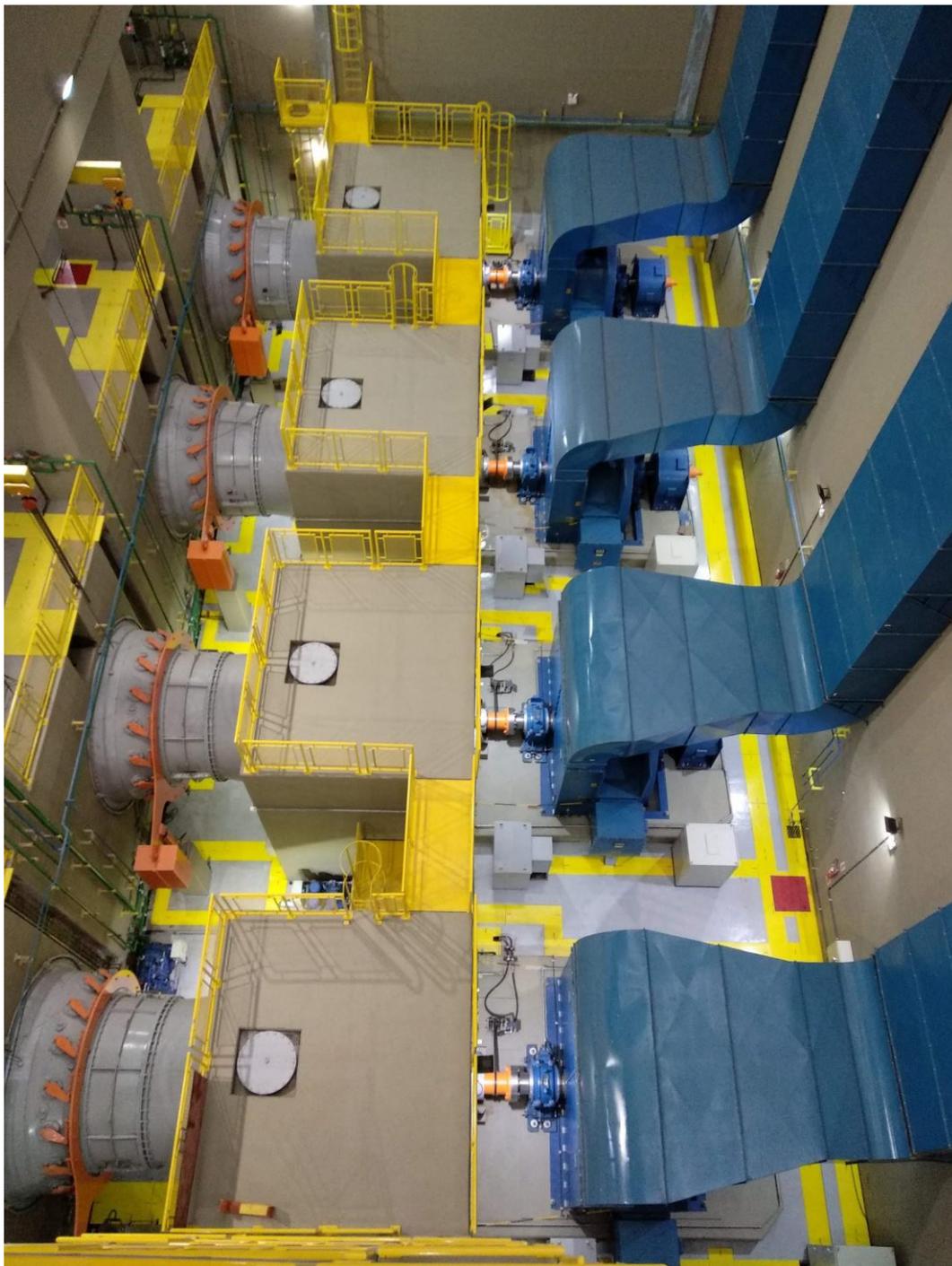
Fotografia 2 – PCH Ado Popinhak – Vista de montante para jusante.

Fonte: Ribeiro/2017



Fotografia 3 – PCH Ado Popinhak – Vista da entrada da usina.

Fonte: Ribeiro/2017



Fotografia 4 – PCH Ado Popinhak – Turbinas e Geradores.

Fonte: Ribeiro/2017

3.1.5 Processo regulatório de alteração das Características Técnicas.

Durante o processo de construção da PCH Ado Popinhak foram alteradas as seguintes características:

1. Cronograma de Implantação aprovado na ANEEL.
2. Alteração do Ponto de Conexão aprovado na ANEEL.
3. Alteração da Potência do projeto aprovada na ANEEL e IMA.
4. Aumento da capacidade de escoamento de energia pela linha de transmissão licenciada na Celesc.
5. Aumento da Garantia Física na ANEEL e MME.
6. Alteração da Série de Vazões Mensais na ANA.

A PCH Ado Popinhak é um case de sucesso exatamente pelas várias alterações regulatórias em vários órgãos (Stakeholders) diferentes durante o processo construtivo e, mesmo frente a desafios e pressões externas, conseguiu entregar a energia dentro do prazo limite pactuado na venda de energia no leilão A-5 de 2013

3.1.5.1 Alteração do Cronograma de Implantação

Em 14/12/2015 a CANOAS solicita a ANEEL a alteração da data de início da montagem do canteiro, conforme quadro abaixo:

Tabela 10 – Alteração do cronograma de implantação

Cronograma de Implantação	
a) Obtenção da Licença de Instalação	Até 10 de Janeiro de 2015
b) Início da Montagem do Canteiro de Obras:	Até 1º de Março de 2016
c) Início das Obras Cíveis das Estruturas:	Até 1º de Março de 2016

Fonte: ANEEL – Processo: 48500.006752/2011-31– SGH/ANEEL

Conforme Processo N ° 4.8500.006752/2011-31-SGH/ANEEL a justificativa para alteração do cronograma de implantação foi:

Motivo: “A rodovia SC 457, que liga municípios de Curitibaanos a São José do Cerrito, está em obras de terraplanagem para adequação da plataforma e pavimentação da estrada e, em

função das constantes e altas precipitações no Estado de Santa Catarina nos meses de outubro, novembro e dezembro de 2015 (em torno de 727 mm), o acesso ao local da obra da PCH Ado Popinhak está intransitável.

Vale mencionar, ainda, que a CANOAS está em fase final de negociação amigável para aquisição das terras necessárias à implantação da PCH Ado Popinhak e, considerando as condições desfavoráveis da rodovia de acesso ao local da usina, vem solicitar, gentilmente, a postergação do início da montagem do canteiro e das obras de implantação da usina para 01/03/2016, mantendo as demais datas da Portaria.

Por meio da Nota Técnica nº 006/2016-SFG/ANEEL de 11/03/2016 a SFG - Superintendência de Fiscalização e Geração informa os motivos para não aceitar a alteração do cronograma de implantação descritos abaixo:

- a) A implantação da usina não havia sido iniciada até o momento da solicitação;
- b) As tratativas de financiamento se mostram prematuras e, segundo o interessado dependiam da homologação da alteração do controle acionário da Companhia Energética Canoas S.A que estava em aprovação na ANEEL;
- c) Até aquele momento não havia sido formalizado a contratação de serviços como obras civis, tampouco qualquer contrato de Equipamentos;
- d) As tratativas necessárias quanto ao processo de conexão e assinatura do CUSD e CCD estavam em estágio inicial.

E em 29/03/2016 a SCG - Superintendência de Concessões e Autorização de Gerações por meio da Nota Técnica nº **191/2016-SCG/ANEEL** segue o mesmo entendimento da SFG e indefere a solicitação de alteração de cronograma feita por CANOAS. Mais tarde o relator do processo, André Pepitone da Nóbrega, vota por conhecer do pedido de alteração do cronograma de implantação da PCH Ado Popinhak, e, no mérito, negar-lhe provimento acompanhado de todos os outros diretores.

O texto da resolução ANEEL nº 1.473 de 30/05/2017 foi publicado no Diário Oficial da União em 07/06/2017 e, conforme legislação vigente, CANOAS teria 10 dias uteis para recorrer e no dia 19/06/2017, segunda-feira, limite regulatório, CANOAS entregou suas contrarrazões.

Assim, em 19/06/2017 CANOAS recorre da decisão da ANEEL com os seguintes argumentos:

- Mais de 14 meses passaram da emissão da nota técnica nº 006/2016-SFG/ANEEL e a obra já estava em estágio avançado com mais de 80% das obras civis construídas.
 - Os seguintes contratos já haviam fechados:
 - Gerenciamento da Obra: MSchmidt Engenharia Ltda;
 - Obras Civis: Empreiteira Fortunato;
 - Turbinas e Geradores: WEG/HISA;
 - Equipamentos Elétricos: Erzeg;
 - Hidromecânicos Enebras Tecnologia Industrial;
 - Estrutura da Casa de Força: Medabil Sistemas Construtivos;
 - Equipamentos de Içamento e Movimentação: Brevil – Bremer & Marcovil Metalomecânico;
 - Aporte de mais de 50 milhões de capital próprio dos acionistas no empreendimento;
 - Contrato de Empréstimo Ponte com o Itaú no valor de 60 milhões finalizado;
 - Entrada no BNDES do processo de financiamento a longo-prazo;
 - CUSD – Celebrado com a Celesc;
 - CCD – Celebrado com a Celesc;
 - Declaração de utilidade pública das áreas de implantação da PCH Ado Popinhak, conforme Resolução autorizativa nº 5.177, de 14/04/2015.
 - Declaração de utilidade pública das áreas de implantação da Linha de Transmissão da PCH Ado Popinhak, conforme resolução autorizativa nº 6.277 de 04/04/2017.
-

CANOAS conseguiu mostrar para ANEEL que os riscos financeiros, ambientais e regulatórios de não conclusão da obra nos últimos 06 meses haviam diminuído drasticamente.

Em 26/06/2017, por meio da sessão de sorteio pública ordinária nº 25/2017, foi sorteado o Reive Barros dos Santos, Diretor relator para analisar o pedido de reconsideração interposto pela Companhia Energética Canoas.

Posteriormente em 02/08/2017, o Diretor Reive Barros dos Santos, sorteado para analisar o pedido de reconsiderar interposto pela CANOAS, solicita a inclusão do pedido de reconsideração na 29ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 08 Agosto de 2017. No seu voto, o relator deu provimento parcial ao aprovar a alteração do cronograma da PCH Ado Popinhak acompanhado por todos os outros diretores.

Posto isso, conforme resolução autorizativa Nº 6.552 a ANEEL de 08 de agosto de 2017 os marcos de implantação são alterados conforme cronograma abaixo:

Tabela 11 – 2º Alteração do cronograma de implantação

Cronograma de Implantação		Res. 6.552
h) Obtenção da Licença de Operação - LO	Até 30/07/2017	30/09/2017
i) Início do Enchimento do Reservatório	Até 01/08/2017	02/10/2017
j) Conclusão da Montagem Eletromecânicas das Unidades Geradoras.	Até 30/10/2017	14/12/2017
k) Início da Operação em Teste da 1ª Unidade Geradora:	Até 01/11/2017	
l) Início da Operação em Teste da 2ª Unidade Geradora:	Até 01/11/2017	
m) Início da Operação em Teste da 3ª Unidade Geradora:	Até 30/11/2017	
n) Início da Operação em Teste da 4ª Unidade Geradora:	Até 15/11/2017	
o) Início da Operação Comercial da 1ª a 4ª Unidades Geradoras.	Até 01/01/2018	

Fonte: ANEEL – Processo: 48500.006752/2011-31– SGH/ANEEL

3.1.5.2 Alteração do Ponto de Conexão.

Em 03/03/2016 a CANOAS solicita a Celesc Distribuição S.A, o estudo de conexão (revisão 02) para alteração das instalações de transmissão de 138 kV da SE Pery II para o barramento de 138 kV da subestação de Curitiba Distrito Industrial, a 18 km da obra.

Em 17/08/2016 CANOAS por meio da carta nº MSE-CEC-008-16 solicita a ANEEL a alteração do Ponto de Conexão pelos seguintes motivos elencados abaixo:

- a) Redução da distância total de transmissão, que naquela data seria de 31 km, SE Pery II para 18 Km diretamente até a SE Curitiba Industrial o que por sua vez também reduziria as perdas de transmissão de 10,1% para 0,60%;
- b) Redução dos custos de manutenção da linha de transmissão.
- c) Custo de co-participação na linha SE Pery II – SE Curitiba, pro-rata potência exportada, foi avaliado pela Celesc Geração, proprietária da PCH Pery II, em cerca de 4,65 milhões (base 2014).

CANOAS até aquele momento não tinha a Informação de Acesso da Celesc que afirmava que a Subestação de Curitiba Industrial tinha capacidade de escoar os 19,30 MW de potência da usina, assim em 19/10/2016 a SCG arquiva o processo de alteração do ponto de conexão em função da não apresentação da Informação de Acesso.

A Informação de Acesso foi emitida somente em 24/10/2016, cinco dias após o arquivamento do processo na ANEEL, todavia em 27/10/2016 CANOAS por meio da carta nº MSE-CEC-009-16 encaminha a ANEEL a Informação de Acesso da Celesc.

A resposta da ANEEL ocorreu em 10/11/2016 por meio do Despacho Nº 2.948, que alterou o sistema de transmissão de interesse restrito da PCH Ado Popinhak que passa ser constituído de uma subestação elevadora, em 13,8/138 kV, junto à usina, uma linha de transmissão, em 138 kV, com aproximadamente, 18 (dezoito) km de extensão, em circuito simples, interligando a subestação elevadora ao barramento de 138 kV da subestação Curitiba Distrito Industrial, sob a responsabilidade da Celesc Distribuição S.A.

3.1.5.3 Alteração da Potência de 19,30 MW para 22,60 MW da PCH Ado Popinhak.

Em 27/03/2017 a CANOAS, por meio da carta nº MSE-CEC-004-17, encaminha à ANEEL a alteração do projeto básico consolidado acompanhado do novo sumário executivo com as principais alterações para aprovação:

- Adequação às novas diretrizes de cartografia da ANEEL:
O N.A de Montante passou das 816,70 m para 817,00 m.
- Verificação e correção da hidrologia do rio Canoas:

Nova série de vazões históricas, pois havia um erro nos dados coletados na estação de Ponte Alta durante a grande cheia de 1983, após as devidas correções a MLT passou de 128,00 m³/s para 139,62 m³/s.

- Alteração da curva chave de jusante. Em função da alteração da seção batimétrica do canal de fuga.
- Incremento das vazões de cheia do rio canoas.

Incremento de 72% nas vazões de cheia, a cheia decamilenar do 2.526 m³/seg para 4.345 m³/seg.

- Alteração da potência instalada na PCH Ado Popinhak. Considerando os fatos anteriores a potência passou de 19,30 MW para 22,60 MW.
- Nova alteração do cronograma de construção.

Tabela 12 – 3º Alteração no cronograma de construção

Cronograma de Implantação		
a) Obtenção da Licença de Instalação	20 /04/2014	Realizado
b) Início da Montagem do Canteiro de Obras:	15/02/2016	Realizado
c) Início das Obras Cíveis das Estruturas:	01/03/2016	Realizado
d) Desvio do Rio:	15/03/2017	
e) Início da Concretagem da Casa de Força	27/10/2016	
f) Início das Obras do Sistema de Transmissão de Interesse Restrito:	10/11/2016	
g) Início da Montagem Eletromecânica das Unidades Geradoras:	07/02/2017	
h) Obtenção da Licença de Operação - LO	20/07/2017	
i) Início do Enchimento do Reservatório	10/08/2017	
j) Conclusão da Montagem Eletromecânicas das Unidades Geradoras.	30/10/2017	
k) Início da Operação em Teste da 1ª Unidade Geradora:	01/11/2017	
l) Início da Operação em Teste da 2ª Unidade Geradora:	15/11/2017	
m) Início da Operação em Teste da 3ª Unidade Geradora:	30/11/2017	
n) Início da Operação em Teste da 4ª Unidade Geradora:	15/12/2017	
o) Início da Operação Comercial da 1ª a 4ª Unidades Geradoras.	10/01/2018	

Fonte: ANEEL – Processo: 48500.006752/2011-31– SGH/ANEEL

E ainda informou a ANEEL sobre uma antecipação de geração, conforme dados abaixo:



Tabela 13 – Antecipação de datas de geração.

Cronograma de Implantação – Antecipação.		
h) Obtenção da Licença de Operação - LO	10/07/2017	
i) Início do Enchimento do Reservatório	13/07/2017	
j) Conclusão da Montagem Eletromecânicas das Unidades Geradoras.	30/08/2017	
k) Início da Operação em Teste da 1ª Unidade Geradora:	05/08/2017	
l) Início da Operação em Teste da 2ª Unidade Geradora:	05/09/2017	
m) Início da Operação em Teste da 3ª Unidade Geradora:	30/09/2017	
n) Início da Operação em Teste da 4ª Unidade Geradora:	15/12/2017	
o) Início da Operação Comercial da 1ª a 4ª Unidades Geradoras.	10/01/2018	

Fonte: ANEEL – Processo: 48500.006752/2011-31– SGH/ANEEL

A ANEEL só aprovaria o novo Sumário Executivo com potência de 22,60 MW se CANOAS apresentasse os seguintes documentos abaixo:

- Informação de Acesso para 22,60 MW.
- Licença de instalação com potência de 22,60 MW.
- Reserva de disponibilidade hídrica emitida pela ANA para a nova série de vazões calculadas no projeto básico consolidado.

A Informação de Acesso e a Licença de instalação foram atendidos em:

- Informação de Acesso para 22,60 MW em 17/08/2016 por meio da carta nº MSE-CEC-005-16:
- Licença de Instalação com capacidade de 22,60 MW em 07/07/2017 por meio da carta nº MSE-CEC-008-17. Licença de Instalação Nº 5133/2017.

Como a reserva de disponibilidade hídrica para a nova série de vazões não foi atendida, a ANEEL, em 29/08/2017, via e-mail, informa que a alteração de características técnicas da PCH Ado Popinhak estava sendo finalizada, todavia a alteração da série de vazões mensais não seria aceita, já que a série de vazões e os dados outorgados pela ANA na Resolução nº 1.318 de 1º de dezembro de 2014 só poderiam ser alterados pela respectiva Agência. Assim, a ANEEL concede 10 dias para a reapresentação do Sumário Executivo com a série de vazões, conforme resolução ANA nº 1.318, de 1º de dezembro de 2014.

E em 29/08/2017, CANOAS por meio da carta nº MSE-CEC-010-17 encaminha a ANEEL o Sumário Executivo contemplando a nova potência de 22,60 MW e a série de vazões médias mensais homologadas pela Res. ANA nº 1.318, de 1º de setembro de 2014.

E por meio da nota técnica nº 694/2017-SFG/ANEEL de 25/08/2017 a SFG - Superintendência de Fiscalização e Geração recomendou a aprovação das novas características técnicas da PCH Ado Popinhak, conforme quadro abaixo:

Tabela 14 – Novas características técnicas aprovadas pela ANEEL.

Características Básicas	Despacho Nº 2.170	Alterações Aprovadas
Potência Instalada Total [kW]	19.300	22.600
Número de unidades	4	4
Tipo de turbina:	Kaplan S	Kaplan S
Rendimento nominal por turbina (%)	89,75	88,61
Taxa equivalente de indisp. forçada (%)	1,26	1,33
Indisponibilidade programada (%)	4,45	11,44
Perdas hidráulicas nominais (m)	0,34	0,73
N. A. máximo normal de montante [m]	816,7	817,00
N. A. máximo normal de jusante [m]	803,77	803,75
Vazão Máxima Turbinada (%)	192,91	207,60
Queda bruta nominal (m)	12,93	13,25
Vazão Remanescente do Aproveitamento [m³/s]	0	0
Vazão de Usos Consuntivos [m³/s]	Tabela II	Tabela II
Vazão de projeto do vertedouro (m³ /s)	2.038	3.373
Área do Reservatório no N.A. máx. normal [km²]	0,30	0,30
Série de Vazões Médias Mensais:	Jan 1943 a Dez 2011	Jan 1951 a Dez 2015
<i>Descarga média de longo termo (m³ /s)</i>	128,8	139,62
<i>Vazão Mínima Média Mensal do Período Histórico (m³/s)</i>	10,8	20,60

Fonte: ANEEL – Processo: 48500.006752/2011-31– SGH/ANEEL

Na mesma nota a ANEEL confirma que a competência para analisar as alterações dos parâmetros de um projeto básico, cujo o empreendimento teve sua energia comercializada em um leilão é do MME, sendo assim a ANEEL inseriu as informações e documentos relacionados no Sistema ACATI para análise e pronunciamento do MME que autorizou as seguintes mudanças:

Tabela 15 – Novas características técnicas aprovadas pelo MME.

Características Básicas	
Potência Instalada Total [kW]	22.600
Geração Média de Energia (kW)	18.890
Potência por gerador (kVA)/fator de potência	6.277,78/0,9
Potência por turbina (kW)/engolimento mínimo (m ³ /s)	5.891,55/15,57
Rendimento nominal por turbina (%)	92,40
Rendimento nominal por gerador (%)	95,40
Taxa equivalente de indisponibilidade forçada – TEIF (%)	1,33
Indisponibilidade programada (%)	1,44
Queda bruta nominal (m)	13,25
Perdas hidráulicas nominais (m)	0,73
Perdas Elétricas até o ponto de conexão (%)	0,9
Consumo interno (MW médio)	0,068
Vazão remanescente do aproveitamento (m ³ /s)	-
Vazão de usos consuntivos (%)	Tabela 5
Série de vazões médias mensais	Tabela 4
Vazão MLT (m ³ /s)	128,83

Fonte: ANEEL – Processo: 48500.006752/2011-31– SGH/ANEEL

Assim, em 31/08/2017 a ANEEL, por meio do despacho N° 2.749, revisa as características técnicas da PCH Ado Popinhak dando a CANOAS mais uma vitória no seu processo regulatório.

Tabela 16 – Características aprovadas no despacho N° 2.749

Características Básicas	
Potência Instalada Total [kW]	22.600
Geração Média de Energia (kW)	18.890
Potência por gerador (kVA)/fator de potência	6.277,78/0,9
Potência por turbina (kW)/engolimento mínimo (m ³ /s)	5.891,55/15,57
Rendimento do Conjunto Turbina-Gerador (%)	88,61
Rendimento nominal por turbina (%)	92,40
Rendimento nominal por gerador (%)	95,40
Taxa equivalente de indisponibilidade forçada – TEIF (%)	1,33
Indisponibilidade programada (%)	1,44
Perdas hidráulicas nominais (m)	0,73

N.A. Máximo Normal de Montante (m)	817,00
N.A. Máximo Normal de Jusante (m)	803,75
Queda bruta nominal (m)	13,25
Perdas Elétricas até o ponto de conexão (%)	0,9
Consumo interno (MW médio)	0,068
Vazão Máxima Turbinada (m ³ /s)	207,60
Vazão de Projeto do Vertedouro (m ³ /s)	3.373

Fonte: ANEEL – Processo: 48500.006752/2011-31

3.1.5.4 Alteração da Informação de Acesso de 19,30 MW para 22,60 MW.

Este processo durou de março a julho de 2017, com a emissão da Informação de Acesso em 30/03/2017 por meio da carta Celesc nº 0001630035 e da Consulta de Acesso em 20/07/2017 por meio da carta Celesc nº 0001730899.

3.1.5.5 Alteração da Série de Vazões Históricas.

O processo iniciou-se em 14/09/2017 com a carta nº MSE-CEC-006-17 que solicitava a modificação da série de vazões médias mensais da outorga de direito de uso de recursos hídricos da Pequena Central Hidrelétrica – PCH Ado Popinhak, no rio Canoas, conforme resolução ANA nº 1.318, de 01/09/2014.

E em 02/10/2017 a ANA, por meio da resolução nº 1.786, aprova a nova série de vazões mensais da PCH Ado Popinhak e, após a aprovação da nova série de vazões pela ANA, a ANEEL, em 11/12/2017, por meio do Despacho Nº 4.167, revisa a série hidrológica da PCH Ado Popinhak.

3.1.5.6 Alteração da Garantia Física.

Em 25/09/2017, por meio da portaria nº 270, o MME aumentou a garantia física da PCH Ado Popinhak de 10,44 MWmed para 11,56 Mwmed.

E em 11/01/2018, por meio da Portaria nº 4, o MME aumentou de novo a garantia física da PCH Ado Popinhak de 11,56 MWm para 12,34 MWm, uma vez que a ANA e a ANEEL haviam aprovado a nova série de vazões da PCH Ado Popinhak.

3.1.6 Principais Stakeholders do Projeto - Diretos.

Para um melhor entendimento dos Stakeholders envolvidos na implantação da PCH Ado Popinhak, eles foram divididos em duas categorias: Diretos, para aqueles que possui contrato com CANOAS;. Indiretos, para os que não possuíssem qualquer vínculo contratual com CANOAS.

3.1.6.1 Diretos:

- **Patrocinadores - Acionistas:**
 - Ritmo Energia S.A;
 - Pattac Empreendimentos e Participações S.A,
 - Servinoga S.L
 - Brahian Kastl Popinhak.
 - **Gerenciamento do Projeto.**
 - Mschmidt Engenharia Ltda.
 - **Consultoria Meio Ambiente**
 - Impacto Assessoria Ambiental Ltda.
 - **Projetos Básico Consolidado e Projeto Executivo**
 - VLB Engenharia.
 - **Construtora Civil.**
 - Empreiteira Fortunato.
 - **Equipamentos:**
 - Hidromecânicos: Enebras Tecnologia Industrial.
 - Turbinas/Geradores: Hisa/WEG
 - Içamento: Bremer e Marcovil Metalomecânica de S.A.
 - Equipamentos Elétricos: Erzeg;
 - Estrutura da Casa de Força: Medabil Sistema Construtivos;
 - **Suprimentos:**
 - Cimento: Cimentos Votorantim.
-

- Aço: Gerdau
- **Operador e Manutenção:**
 - BEI – Brasil Energia Inteligente.
- **Seguros:**
 - Completion Bond: Porto Seguro.
 - Seguro Civil: Faifax Brasil seguros Corporativos.
- **Assessores:**
 - Financeiros: Itaú BBA.
 - Jurídicos: Rodrigues e Bettega Advogados Associados.
- **Financiadores:**
 - Curto Prazo (Empréstimo Ponte): Itaú BBA.
 - Longo Prazo(Sênior): BNDES.
- **Engenharia Independente.**
 - Promon Engenharia Ltda.

3.1.6.2 Indiretos:

- **Regulatórios:**
 - MME – Ministério de Minas e Energia.
 - ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.
 - ANA – Agência Nacional de Água.
 - Celesc – Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
 - **Municipais:**
 - Prefeitura Municipal de Curitiba.
 - Prefeitura Municipal de Correia Pinto.
 - Corpo de Bombeiro de Curitiba.
 - **Ambiental/Arqueológico:**
 - Fatma – IMA – Instituto de Meio Ambiente de Santa Catarina.
-

- Iphan – Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional.

3.1.7 Fluxo de Caixa do Project Finance:

As principais premissas do fluxo de caixa do projeto foram: PPA's energia, variação do orçamento durante a construção, tributação brasileira, despesas operacionais durante a operação, manutenção do empreendimento e depreciação:

3.1.7.1 Leilão A-5 – Venda de Energia.

CANOAS foi vencedora do leilão de energia para novos empreendimento A-5 de 2013 e abaixo demonstram os principais dados do leilão.

Tabela 17 – Dados de venda do leilão A-5 de 2013.

Descrição	Dados
Entrada em Operação:	01/01/2018
Potência Instalada:	19,30 MWmed
Energia Vendida	10,40 MWmed
Energia Assegurada	10,44 MWmed
Tarifa do PPA (Data Base do Leilão)	R\$ 135,90/MWh
Início do PPA	01/01/2018
Término do PPA	31/12/2047
Data-Base	Dezembro 2013

Fontes: ANEEL/MME/CCEE(2013)

3.1.7.2 Orçamento:

O orçamento aprovado para o empreendimento foi de R\$ 141.329.640,00 milhões. Em virtude da enorme crise financeira que o Brasil atravessa e pela diminuição dos preços ofertados, CANOAS acabou sendo beneficiada. Obviamente que houve uma equipe capacitada e experiente que conduziu com sabedoria todas as negociações, convergindo para que em Outubro de 2017 o orçamento para finalização da PCH Ado Popinhak fosse de R\$ 120.595.302.

3.1.7.3 Tributação

A CANOAS encontra-se sob regime tributário lucro presumido e é obrigada a seguir as seguintes alíquotas:

Tabela 18 – Tributação vigente no Brasil.

Item	Base de Cálculo (% sobre Receita Bruta)			Alíquotas (% sobre a Base de Cálculo)			
	PIS/COFINS	IRPJ	CSLL	PIS/COFINS	IRPJ	CSLL	
Receita Bruta Operacional	100,00 %	8,00 %	12,00 %	3,65%	15,00 % até R\$ 240 mil/ano	25,00 % até R\$ 240 mil/ano	9,00%

Fonte: Elaboração do autor.

3.1.7.4 Despesas Operacionais.

A tabela 19 traz os principais custos de despesas operacionais estimados durante a vigência do financiamento.

Tabela 19 – Despesas operacionais.

Despesas Operacionais	Despesas	Data-Base
Seguros	0,5 % sobre a Receita Bruta	Dez/15
O&M	R\$ 63,23 mil/mês	Dez/15
SG&A	R\$ 14,50 mil/mês	Dez/15
CCAER	R\$ 5,0 mil/mês (Até Dez/2020)	Dez/15
CCEE	R\$ 900/MW (Até Dez/2020) R\$ 100/MW (A Partir de Jan/2021)	Dez/15
Meio Ambiente	R\$ 140 mil/ano	Dez/15
Taxa Mercado Livre	R\$ 1,50/MWh	Dez/15

Fonte: Elaboração do autor.

3.1.7.5 Depreciação

Adotou-se as taxas de depreciação da ANEEL limitadas ao prazo de autorização da ANEEL.

3.1.8 Estrutura de Capital

3.1.8.1 Usos e Fontes do Projeto

Tabela 20 – Quadro de Usos – Fevereiro/2016

QUADRO DE USOS	2015	2016	2017	2018	TOTAL	%
TOTAL DE USOS	1.013.086	82.795.769	55.310.211	2.210.575	141.329.640	100,00%
1 - ITENS FINANCIÁVEIS	711.890	66.672.463	45.212.876	1.155.461	113.752.689	80,49%
1.1 - Itens Gerais	711.890	46.032.733	36.650.628	610.390	84.005.641	59,44%
Estudos Projetos	228.444	2.289.283	1.187.344		3.705.071	2,62%
Obras Civas / Infraestrutura	38.214	22.860.813	17.523.399		40.422.426	28,60%
Montagens e Instalações		1.100.281	3.526.308	370.365	4.996.954	3,54%
Investimento em Meio Ambiente		1.633.542	2.772.985		4.406.527	3,12%
Materiais Nacionais		5.380.987	4.194.838		9.575.825	6,78%
Gerenciamento e Administração	445.232	4.118.379	4.174.984	240.025	8.978.620	6,35%
Sistema de Transmissão		8.649.448	3.270.769		11.920.217	8,43%
1.2 - Máquinas e Equipamentos Nacionais		20.639.729	8.562.248	545.071	29.747.049	21,05%
1.3 - Capital de Giro						0,00%
2 - ITENS NÃO FINANCIÁVEIS	301.196	6.123.306	10.097.335	1.055.114	27.576.951	19,51%
2.1 - Investimentos Anteriores aos 6 últimos meses	301.196	9.315.000	200.000	800.000	10.616.196	7,51%
Projetos e Estudos Anteriores		9.315.000	200.000	800.000	10.315.000	7,30%
Gerenciamento e Administração	301.196					0,00%
2.2 - Maquinas e Equip. Importados						0,00%
2.3 - Terrenos		4.007.036			4.007.036	2,84%
2.4 - Juros Durante Construção / Empréstimos Ponte		2.801.270	9.897.335	255.114	12.953.719	9,17%
QUADRO DE FONTES	2015	2016	2017	2018	TOTAL	%
TOTAL DE FONTES	1.013.086	82.795.769	55.310.211	2.210.575	141.329.640	100,00%
Recursos Próprios	1.013.086	40.895.769	9.675.671	(1.257.036)	50.327.489	35,61%
RITMO ENERGIA S.A.	607.852	24.537.461	5.805.402	(754.222)	30.196.493	21,37%
PATTAC PARTICIPAÇÕES S.A.	202.617	8.179.154	1.935.134	(251.407)	10.065.498	7,12%
SERVINOVA E.S.	202.617	8.179.154	1.935.134	(251.407)	10.065.498	7,12%
Empréstimos Ponte Bancários	-	41.900.000	(41.900.000)		59.400.000	42,03%
BANCO 1	-	33.520.000	(33.520.000)	-	47.520.000	33,62%
BANCO 2	-	8.380.000	(8.380.000)	-	11.880.000	8,41%
Participação Acionária BNDES	-	-	-	-		0,00%
Financiamento BNDES	-	-	87.534.540	3.467.611	91.002.151	64,39%
FINEM	-	-	57.794.132	2.883.135	60.677.267	42,93%
FINAME (Equipamentos Nacionais)	-	-	29.740.408	584.476	30.324.885	21,46%

Fonte: MSEngenharia/2016

Analisando os usos em fevereiro/2016 do empreendimento foi possível observar que eles estavam orçados em R\$ 141.329.640,00, e que em outubro de 2017 a nova previsão

orçamentária já tinha baixado para R\$ 120.595.302,00, ou seja, uma diferença de R\$ 20.734.338,00 totalizando -14,67 % do preço inicial orçado.

Tabela 21 - Quadro de Usos – Outubro/2017

QUADRO DE USOS E FONTES	2015	2016	2017	2018	TOTAL	%
TOTAL DE USOS	1.006.410	4.244.822	60.491.816	4.852.253	120.595.302	100,00%
1 - ITENS FINANCIÁVEIS	258.681	42.168.549	59.451.073	3.303.635	105.181.937	87,22%
1.1 - Itens Gerais	258.681	30.051.957	48.598.653	1.812.227	80.721.518	66,94%
Estudos Projetos	228.444	1.893.215	1.182.455		3.304.113	2,74%
Obras Cíveis / Infraestrutura	30.237	18.622.922	22.379.368	238.247	41.270.774	34,22%
Montagens e Instalações		1.157.171	2.644.044	687.108	4.488.323	3,72%
Investimento em Meio Ambiente		945.495	2.059.226	370.614	3.375.335	2,80%
Materiais Nacionais		4.282.784	5.687.761	312.676	10.283.221	8,53%
Gerenciamento e Administração		2.711.574	6.217.457	130.745	9.059.777	7,51%
Sistema de Transmissão		438.795	8.428.342	72.837	8.939.975	7,41%
1.2 - Máquinas e Equipamentos Nacionais		12.116.591	10.852.420	1.491.408	24.460.420	20,28%
1.3 - Capital de Giro						0,00%
2 - ITENS NÃO FINANCIÁVEIS	747.730	12.076.273	1.040.743	1.548.618	15.413.365	12,78%
2.1 - Investimentos Anteriores aos 6 últimos meses	747.730	11.719.705	227.906	(1.341.445)	11.353.895	9,41%
Projetos e Estudos anteriores		11.235.677	227.906	(1.341.445)	10.122.138	8,39%
Gerenciamento e Administração	747.730	484.027				0,00%
2.2 - Maquinas e Equip. Importados						0,00%
2.3 - Terrenos		356.569	812.838	1.063	1.170.470	0,97%
2.4 - Juros Durante Construção / Empréstimos Ponte				2.889.000	2.889.000	2,40%
QUADRO DE FONTES	2015	2016	2017	2018	TOTAL	%
TOTAL DE FONTES	5.036.193	52.891.807	64.092.000	(1.424.698)	120.595.302	100,00%
Recursos Próprios	5.036.193	52.891.807	4.092.000	(7.824.698)	54.195.302	44,94%
RITMO ENERGIA S.A.	1.028.193	30.561.807	3.762.000	(4.460.078)	30.891.922	25,62%
PATTAC PARTICIPAÇÕES S.A.	2.004.000	9.780.000		(1.486.693)	10.297.307	8,54%
SERVINOVA E.S.	2.004.000	9.780.000		(1.486.693)	10.297.307	8,54%
BHAHIAN KASTL POPINHAK.		2.770.000	330.000	(391.235)	2.708.765	2,25%
Empréstimos Ponte Bancários			60.000.000	(60.000.000)		0,00%
BANCO 1			60.000.000	(60.000.000)		0,00%
BANCO 2						0,00%
Participação Acionária BNDES						0,00%
Financiamento BNDES				66.400.000	66.400.000	55,06%

Fonte: MSEngenharia/2017

3.1.8.2 Financiamento de Curto Prazo.

Em 17/02/2017 a CANOAS firmou contrato de empréstimo ponte no valor de R\$ 60 milhões corrigidos a 100% do CDI composto com mais 3,20 % a.a. Restituído a medida que as parcelas do contrato de financiamento de longo prazo fossem sendo liberadas.

Faziam parte das garantias do financiamento de curto prazo.

1. O Penhor de 100% das ações que representavam 100% do capital social da CANOAS.
2. Cessão fiduciária dos direitos emergentes e recebíveis.
3. Garantia Corporativa da Servinoga S.A.
4. Garantias vinculadas à pessoa física.
5. Escrow Account.
6. Notificações dos devedores dos créditos cedidos fiduciariamente. (Distribuidores de energia e seguradoras).
7. Notificação do poder concedente da Autorização para produção de Energia.

3.1.8.3 Financiamento de Longo Prazo.

Em 28/05/2018 CANOAS firmou contrato com o BNDES no valor de R\$ 66,40 milhões com as seguintes premissas:

Tabela 22 – Dados do financiamento a longo prazo.

Leilão A-5 2013 - BNDES	
Valor mínimo de financiamento	R\$ 10 milhões.
Custo Financeiro	TJLP
Remuneração Básica do BNDES:	0,9%
Taxa de Risco de Crédito:	1,17%
Taxa de Intermediação Financeira:	Não aplicável
Prazo de Amortização	20 anos
Prazo de Carência:	6 meses
Sistema de Amortização:	<ul style="list-style-type: none"> • SAC – Sem Debêntures. • PRICE – Com Debêntures.
Valor do Crédito	ICSD: Mínimo de 1,2.
Modalidades de financiamento.	Financiamento Corporativo.

	Project Finance.
Garantias:	<ul style="list-style-type: none"> • das Ações • Cessão Fiduciária dos Direitos Creditórios • Carta Fiança até o Finance Completion.
Conta Reserva do Serviço da Dívida:	<ul style="list-style-type: none"> • 03 meses da conta de serviço da dívida. depósito mensal equivalente a 1/6 do valor da parcela semestral dos debenturistas..

Fonte: Contrato BNDES Nº 18.2.0139.1

As Principais garantias são:

1. Fiança bancária do Itaú até o completion financeiro do projeto.
2. O Penhor de 100% das ações que representavam 100% do capital social da CANOAS.
3. Cessão fiduciária dos direitos emergentes.
4. Escrow Account.

Os principais Covenantes da CANOAS junto ao BNDES foram:

1. Manter ICSD $\geq 1,20$
2. Não distribuir dividendos acima de 25%.
3. Índice de capital próprio(ICP) $\geq 20\%$.
4. Realizar a emissão de debentures até 15/12/2018.

O organograma da conta arrecadadora (Escrow Account) aprovada com o BNDES está abaixo:



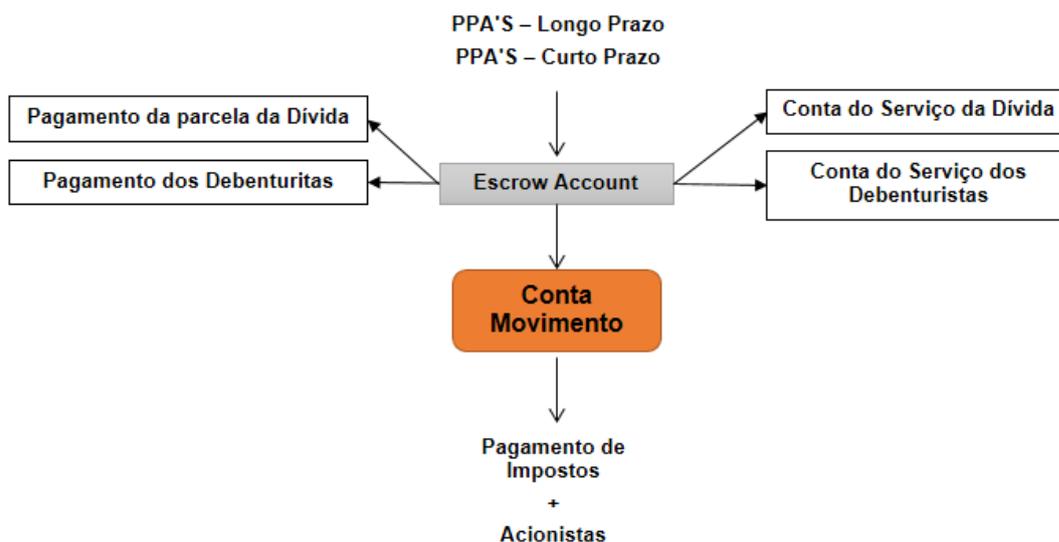


Figura 12 – Estrutura da Escrow Account aprovada no BNDES.

Fonte: Autor.

3.1.8.4 Debêntures Públicas.

A CANOAS pactuou no contrato com o BNDES a possibilidade de emissão das debêntures até 30/06/2019 no valor de R\$ 21.750.000,00, todavia CANOAS está avaliando a real rentabilidade, uma vez que o valor liberado é baixo e os custos de estruturação das debêntures são altos.

3.1.8.5 Indicadores.

Os indicadores, conforme demonstrado abaixo, foram calculados em três momentos importantes do projeto:

1. Setembro de 2016 - 19,30 MW - GF de 10,40 MW/med.
2. Novembro de 2017 - 22,60 MW - GF de 11,36 MW/med.
3. Janeiro de 2018 – 22,60 MW – GF de 12,34 MW/med.

Tabela 23 – Estrutura do financiamento nas datas dos indicadores

Modelo Financeiro	Total dos Usos	Itens Financiáveis	BNDES	Debêntures	Bridge	Equity	Itens não financiáveis
01	138.409,52	107.820,46	84.820,46	23.000,00	50.000,00	30.589,06	20.692,64
02	123.349,12	98.713,94	83.713,94	15000,00	60.000,00	24.635,18	14.973,22
03	112.908,96	88.150,00	66.400,00	21750,00	60.000,00	24.758,96	4.533,06

Fonte: Autor.

Tabela 24 – Indicadores Econômicos

Modelo Financeiro	Garantia Física	Fluxo de Caixa	TIR Nominal	TIR Real	Valor Presente	Ke
01	10,44	Dividendos	13,52%	8,60%	R\$ 7.017	12%
		FCFE	16,92%	11,78%	R\$ 17.962	12%
02	11,56	Dividendos	15,33%	10,86%	R\$ 15.375	12%
		FCFE	20,36%	15,69%	R\$ 28.339	12%
02	12,34	Dividendos	17,61%	13,12%	R\$ 24.616	12%
		FCFE	23,33%	18,62%	R\$ 37.271	12%

Fonte: Autor.

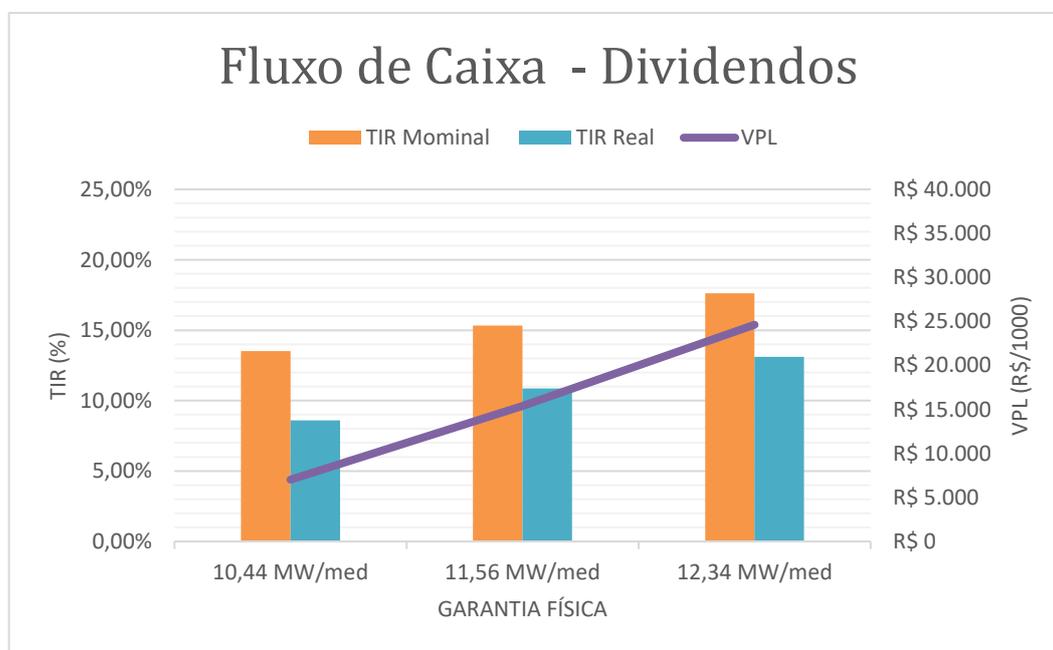


Figura 13 – Indicadores – Fluxo de caixa descontados dividendo.

Fonte: Próprio Autor

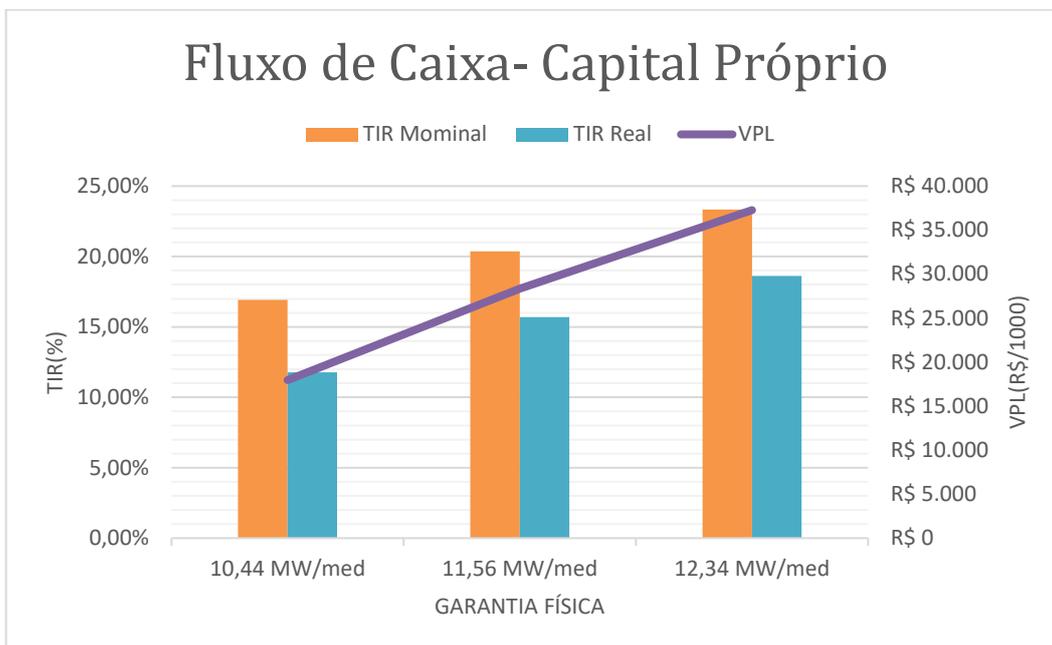


Figura 14 – Indicadores – Fluxo de caixa descontado capital próprio.
 Fonte: Próprio Autor

Tabela 25 – Variações

DDM – Fluxo de Caixa - Dividendos			FCFE – Fluxo de Caixa do Capital Próprio		
Variação (TIR Nominal %)	Variação (TIR Nominal %)	Variação (VPL)	Variação (TIR Nominal %)	Variação (TIR Nominal %)	Variação (VPL)
0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
1,81%	2,27%	8.357,14	3,43%	3,91%	10.377,21
4,09%	4,52%	17.599,07	6,40%	6,83%	19.308,92

Fonte: Autor

Todos os fatores corroboraram para a conclusão de que os ganhos do projeto com a alteração da garantia física foram extremamente vantajosos para CANOAS.

3.1.9 Pacote de Garantias (Security Package)

Demonstram-se abaixo os três pacotes de garantias utilizados no processo de Project Finance da PCH Ado Popinhak. Primeiro, garantias durante o processo construtivo para

liberação do empréstimo ponte, segundo, garantias para liberação do empréstimo de longo prazo junto ao BNDES nos dois primeiros anos de operação e terceiro, as garantias pactuados com o BNDES após os dois primeiros anos de operação:

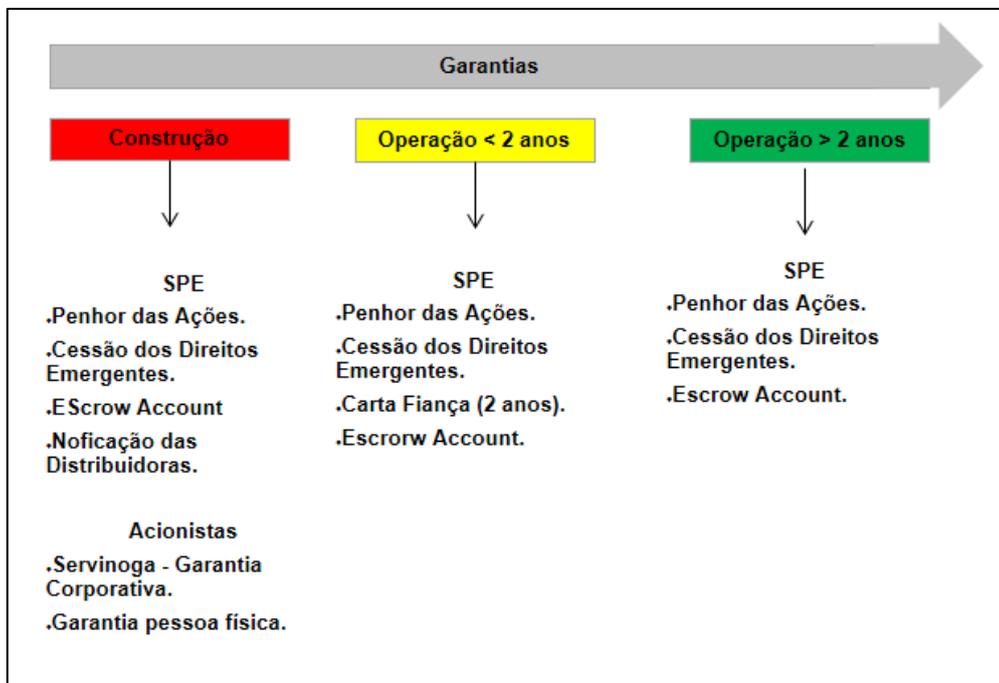


Figura 15 – Garantias nas diversas fases do projeto.

Fonte: Autor.

3.1.10 Seguros:

Buscando minimizar os riscos civis e operacionais da operação da PCH Ado Popinhak a CANOAS contratou dois seguros:

- Primeiro: Seguro Responsabilidade Civil.
- Segundo: Seguro Responsabilidade Operacional – Beneficiário o BNDES.

3.1.11 Avaliação de Riscos.

A análise dos riscos do projeto foram feitos em cima da Tipologia de Tinsley(2000), conforme descrições abaixo:

3.1.11.1 Risco de Suprimento.

Está ligado ao fornecimento de matéria prima com qualidade, quantidade, preços e prazos adequados para o projeto. Em uma usina hidrelétrica temos esse risco em dois momentos bem distintos. Primeiro durante a construção, pois o empreendimento necessita de vários insumos,

cimento, aço, mão-de-obra, alimentos etc. Segundo, durante a operação, pois o principal suprimento é a disponibilidade de água para movimentação das turbinas. Vale ressaltar que essa que tem estar quantitativa e qualitativamente adequada para gerar a energia, levando então ao cumprimento dos os contratos firmados com a geração de energia.

Os dois principais riscos de suprimento em uma obra de construção civil são o fornecimento de Cimento e Aço. CANOAS firmou respectivamente contratos com a Votorantim Cimentos do Brasil S.A e com a Gerdau S.A para fornecer e entregar durante toda construção o cimento e aço necessários a conclusão do projeto.

Durante a operação do empreendimento o principal risco de suprimento é a água, todavia esses riscos foram minimizados por CANOAS:

- No estudo hidrológico do projeto básico.
- No cálculo da garantia física pelo Ministério de Minas e Energia.
- No aumento de energia descontratada com o aumento da garantia física que passou de 10,44 MW médios para 12,34 MW médios, ficando com 1,41 MW médios de energia descontratada (15,7%) em frente aos 0,04 MW médios anteriores ao aumento da garantia física.
- Adesão ao MRE e a repactuação do risco hidrológico, com o produto SP100, cujo o fator f é igual a 0 (zero).

3.1.11.2 Risco de Mercado.

O Risco de Mercado é influenciado basicamente por dois fatores, quantidade e preço do produto ou preço do serviço oferecido. Quando seus concorrentes no mercado praticam preços menores, atendendo seus respectivos custos operacionais e ainda dando retorno aos seus acionistas, isso é um problema, pois fatalmente sua empresa ou projeto serão excluídos. O Risco do mercado também está diretamente ligado ao ramo empresarial que a empresa está inserida, assim, no caso de CANOAS, o risco é minimizado, pois como o setor elétrico é regulado e seu acesso ocorre por meio dos leilões organizados pelo governo, ou seja, não há concorrência dentro do mercado, mas sim no seu acesso.

Este risco para CANOAS praticamente não existe mais, pois sua energia foi vendida no leilão de energia A-5 DE 2013 para 35 distribuidoras do país.

3.1.11.3 Risco Operacionais.

Os Riscos Operacionais são divididos em três categorias:

1. Componente Tecnológica;
2. Componente Gerencial;
3. Componente Custo.

O Componente Tecnológico está ligado a inovação. Alguns produtos que foram superados por grandes inovações são bastante conhecidos por todos, tais como, máquina de datilografia, máquina fotográfica, fax, telex e outros. A Componente Gerenciável, ou falha humana são os riscos que podem afetar drasticamente o fluxo de caixa do projeto e são mitigados na maioria das vezes por seguros. As Componentes de Custos estão diretamente ligados ao custo operacional, como por exemplo combustível para operação de uma térmica durante o tempo de concessão, risco que deverá ser constantemente avaliado, pois está diretamente ligado ao sucesso do projeto

O Risco tecnológico na construção da PCH Adu Popinhak foi descartado, visto que o Brasil detém 100% da tecnologia de construção, equipamentos, turbinas e geradores que foram utilizados para construção e instalados na usina.

Os riscos operacionais de custo também foram minimizados, já que o principal combustível de uma PCH é a água fornecida pelo rio sem custo no caso de CANOAS.

O Risco Gerencial foi minimizado pela contratação da BEI – Brasil Energia Inteligente Ltda para operação e manutenção da usina.

Ainda para minimizar os riscos operacionais foram contratados dois seguros:

- Primeiro: Seguro Responsabilidade Civil.
- Segundo: Seguro Responsabilidade Operacional.

3.1.11.4 Risco de Implantação.

O Risco de implantação está diretamente ligado à fase de construção do projeto, sendo um dos principais riscos, que no setor elétrico. Nisso difere muito do setor industrial, que na maioria dos casos há mais riscos em operar a planta do que em construí-la.

Na construção da PCH Ado Popinhak os riscos de implantação foram minimizados com a contratação de empresas extremamente experientes no mercado, tais como:

- Gerenciamento: MSSchmidt Engenharia.
- Assessoria Financeira: Itaú BBA.
- Assessoria Jurídica: Escritório Rodrigues & Bettega.
- Regulatório: Equipe Ritmo Energia e assessores Jurídico.
- Meio Ambiente: Impacto Assessoria Ambiental Ltda.
- Obras Civis: Empreiteira Fortunato;
- Turbinas e Geradores: WEG/HISA;
- Equipamentos Elétricos: Erzeg;
- Hidromecânicos Enebras Tecnologia Industrial;
- Estrutura da Casa de Força: Medabil Sistemas Construtivos;
- Equipamentos de Içamento e Movimentação: Brevil – Bremer & Marcovil Metalomecânico;

3.1.11.5 Risco de Caso Fortuito e Força Maior e Ambiental.

Esses riscos são classificados em quatro categorias, não podem ser previstos, evitados ou gerenciados, mas podem ser mitigados:

1. Primeira Categoria: Natureza - Catástrofe, furacões, enchentes, terremotos, tornados e outros.
 2. Segunda Categoria: Homem - guerras, terrorismos, sabotagem, greves,
 3. Terceira Categoria: Governo e políticos - Também conhecidos como “atos do príncipe” decisões de cunho político que provocam impactos diretos no projeto, exemplos: Declaração de estado de sítio, toque de recolher.
 4. Quarta Categoria: Impessoais: - Acontecem sem nenhuma razão particular, mas afetam o projeto, exemplos: Crise do sistema financeiro, colapso no sistema de geração do país, etc.
-

Para minimizar esses riscos também foram contratados dois seguros:

- Primeiro: Seguro Responsabilidade Civil.
- Segundo: Seguro Responsabilidade Operacional

3.1.11.6 Risco Ambiental.

Os Riscos ambientais estão ligados aos processos licenciatórios do projeto. Custos socioambientais mal minimizados poderão no futuro impactar enormemente no fluxo de caixa do projeto.

A melhor forma de minimizar esse risco é contratar uma empresa ambiental com renome e experiência no mercado.

No caso de CANOAS o risco ambiental foi minimizado com a contratação da Consultoria Ambiental Impacto.

3.1.11.7 Risco de Conclusão

O Risco de Conclusão ou Risco de Construção está ligado a não finalização da obra e está abrangido em dois aspectos, o técnico e o monetário. Um projeto tecnicamente viável nem sempre será o de menor custo, ou seja, o risco técnico da construção muitas vezes passa pelo aumento de custo para sua viabilização. Em relação ao risco, monetário, fatos como atraso na construção, escassez de mão-de-obra, equipamentos mal construídos, aumento nas taxas de juros durante o processo de construção poderão resultar em novos desembolsos que impactarão no retorno do acionista.

A melhor maneira de mitigar esse risco é contratar empresas com experiências comprovadas para participarem do projeto.

3.1.11.8 Risco Políticos.

Os Riscos Políticos são classificados em três categorias:

- Risco País.
 - Risco Soberano.
 - Risco Regulatório.
-

Os riscos políticos do projeto estão relacionados ao ambiente político do país. No Brasil esses riscos são grandes principalmente no setor elétrico, pois a legislação do setor elétrico é composta por várias leis, normas, resoluções. Trata-se uma verdadeira colcha de retalho que se alteram constantemente.

No caso de CANOAS os riscos regulatórios foram enormes, visto que as alterações foram feitas durante o período de construção, tais como:

- Cronograma de implantação – ANEEL.
- Ponto de conexão – Celesc.
- Projeto básico de 19,30 MW para 22,60 MW – ANEEL.
- Alteração da potência na informação de acesso de 19,30 MW para 22,60 MW.
- Série de vazões históricas - ANA
- Garantia física - MME

Todavia, a empresa buscou minimizar esses riscos com o trabalho incessante de suas consultorias contratadas, bem como da equipe da Ritmo Energia/Pattac que não desanimaram, ou desistiram frente às alterações a serem realizadas.

3.1.11.9 Risco Cambial.

Os Riscos cambiais ocorrem principalmente quando o projeto tem em seu financiamento uma moeda diferente da utilizado no país, exemplo, Usina Hidrelétrica de Itaipu tem o seu financiamento baseado em dólar.

Somente a acionista Servinoga estava passível do risco cambial. Estando sujeita a variação do Real em função do EURO e esse risco foi assumido exclusivamente pela empresa.

3.1.11.10 Risco Participantes e Crédito.

Está ligado a capacidade financeira dos participantes do projeto e como vimos anteriormente os acionistas da CANOAS são empresas extremamente estáveis em relação ao aspecto econômico.

3.1.11.11 Risco de Taxa de Juro.

Denominado também de risco financeiro, ocorre quando o projeto possui financiamento com taxas não fixadas.

O empréstimo ponte era fixado ao CDI que não tem taxa fixada, pois depende da Selic. No caso de Canoas houve uma melhora nessa taxa em vista da crise brasileira e a Selic do início da obra estava muita mais alta daquela utilizada no fechamento do empréstimo.

3.1.11.12 Risco Legal.

Os riscos legais estão ligados ao sistema jurídico brasileiro, minimizados pela contratação de uma assessoria jurídica especializada em project finance.

4 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve por objetivo estudar o modelo de estruturação financeiro mundialmente conhecido como Project Finance dentro do setor elétrico brasileiro por meio do estudo de caso da Pequena Central Hidrelétrica Ado Popinhak.

No estudo fica evidenciado que o modelo de estruturação financeira via Project Finance tem dois pilares. O primeiro é o fluxo de caixa, que consiga dar o retorno que o acionista almeja para o seu capital, pagar o serviço da dívida, operar e manter o empreendimento em funcionamento durante todo o período de outorga, que foi perfeitamente aplicado ao caso da PCH Ado Popinhak. O segundo é o compartilhamento dos principais riscos entre os participantes do projeto.

Quanto ao setor elétrico brasileiro, somente a partir de 1995 com as primeiras privatizações a estrutura de financiamento via Project Finance foi utilizada. Para que isso ocorresse o governo brasileiro criou outras estruturas organizacionais como ANEEL, ONS, CCE, EPE e CMSE para regulamentar o setor elétrico brasileiro e deixou a cargo do BNDES a responsabilidade pela fomentação dos investimentos.

Na Análise dos dados do financiamento da PCH Ado Popinhak, a alavancagem foi baixa, 66,40 milhões, que são 56,60 % do valor financiável. Com a autorização emissão de debêntures no valor de 21.75 milhões, totalizará uma alavancagem de 80% do projeto, transformando um projeto de baixa capacidade produtiva para um projeto muito interessante financeiramente

Uma característica do financiamento é a liberação dos valores do BNDES após a conclusão física da usina, o que impactou negativamente o retorno financeiro do projeto para os acionistas, visto que o empréstimo ponte possuía taxa maior que aquela aprovada no financiamento BNDES.

Os Riscos assumidos pelo empreendedor de alteração da série de vazões históricas, potência instalada, cronograma de implantação, alteração do ponto de conexão, garantia física durante a construção poderiam ter causado grandes impactos ao empreendimento, mas foram bem gerenciados pela equipe envolvida na implantação do projeto, não tendo impacto negativo na TIR do projeto e sim impactos positivos, visto que ela passou de 11,78% para 18,62% Real.

A alocação de riscos durante a construção foi praticamente a mesma utilizada para usinas de grande porte, inclusive com a solicitação de que o empreendedor assumisse os custos com a empresa de Engenharia Independente, contribuindo para uma Taxa de Retorno do Projeto menor que o esperado para os acionistas.

As grandes incertezas jurídicas, regulatórias, ambientais que regem o setor elétrico fazem com que os bancos se cerquem de todas as garantias possíveis para minimização de seus riscos. No caso da PCH Popinhak, o BNDES fez praticamente um reembolso, visto que usina já estava gerando há 7 meses quando foi liberada a primeira parcela do financiamento, em julho de 2018. Já o banco Itaú teve garantias pessoais durante a vigência do Bridge, descaracterizando um pouco o processo de Project Finance.

Desse modo, diante do fato que o modelo de estruturação financeira via Project Finance no Brasil os riscos desde o início do projeto, cabe ao acionista assumir a maioria deles praticamente em todas as suas etapas.

5 BIBLIOGRAFIA

LISTAR A BIBLIOGRAFIA UTILIZADA, NOS MOLDES ABAIXO:

LEME, Alessandro André. O Setor Elétrico e a América Latina: Argentina, Brasil e México em abordagem preliminar. **Revista de Estudos e Pesquisas sobre as Américas**, Brasília, v. 04, n. 2, p. 101-117, dez. 2010.

BONE, Rosemeri Broker. O Brasil no caminho do Project Finance. **Indicadores Econômicos da FEE**, Porto Alegre, v. 29, n. 2, p. 156-179, ago. 2001. Disponível em: <<https://revistas.dee.spgg.rs.gov.br/index.php/indicadores/article/view/1312/1679>>. Acesso em: 09 set. 2018.

FONTOURA, Carlos Frederico Vanderlinde Tarrise da. **Avaliação de Projeto de Investimento em Usina Termelétrica à Capim-Elefante**: Uma abordagem pela Teoria de Opções Reais. 2011. 23 p. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresa)- Administração, Pontífica Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. 4. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=18319@1>. Acesso em: 07 set. 2018.

COSTA, Ana Lucia Bodas da. **A Utilização do Project Finance como Instrumento de Financiamento no Setor de Infraestrutura no Brasil no período de 1999 a 2009**. 2010. 122 p. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresa)- Administração, Pontífica Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. 8. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=17867@1>. Acesso em: 07 set. 2018.

SIFFERT FILHO, Nelson Fontes et al. **O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance**. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 29, p. 3-36, mar. 2009. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/1843>>. Acesso em: 07 set. 2018.

CHAGAS, Eduardo de Barros. **Project Finance no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso da Usina Hidrelétrica de Barra Grande**. 2006. 139 f. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Administração de Empresa)- Administração, Pontífica Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <<https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.8340>>. Acesso em: 06 jul. 2018.

BORGES, Luiz Ferreira Xavier; NEVES, Cesar das. Parceria Público-Privada: **Riscos e Mitigação de Riscos em Operações Estruturadas de Infra-Estrutura**. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 12, n. 23, p. 73-118, jun. 2005. Disponível em: <<http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/8175>>. Acesso em: 25 set. 2018.

BRASIL. RESOLUÇÃO NORMATIVA n. 673, de 04 de ago. de 2015. Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH.. Agência Nacional de Energia - ANEEL. D.O - Seção 1. ed. Brasília, v. 152, n. 168, p. 79, set. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2015673.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2018.

COSTA, Alexandro Marino; SILVEIRA, Luciana Ribas da. **O Project Finance como Estrutura de Financiamento Mitigadora de Riscos e sua Utilização em Projetos de Investimento em Usinas Termelétricas Brasileiras**. ENEGEP - Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Fortaleza, v. 01, p. 1-8, out. 2006. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2006_TR510341_7197.pdf>. Acesso em: 09 set. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração: Matriz de Energia Elétrica**. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 10 ago. 2018

RIBEIRO, Sônia Patricia dos Santos. **O Impacto do Project Finance nas Empresas Portuguesas no Setor Têxtil**. 2012. 60 p. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Contabilidade e Finanças) - Contabilidade, Instituto Politécnico do Porto, Porto, 2012. 01. Disponível em: <<http://recipp.ipp.pt/handle/10400.22/1137>>. Acesso em: 09 set. 2018.

BORGES, Luiz Ferreira Xavier. **Project Finance e Infra-Estrutura: Descrições e Críticas**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 05, n. 9, p. 105-122, jun. 1998. Disponível em: <<http://tp://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/11922>>. Acesso em: 04 set. 2018.

Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, Brasília. 2018

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME Plano Nacional de Energia PNE 2050. Brasília. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Balanço Energético Nacional 2010 – ano base 2018. Rio de Janeiro. 2010. <http://www.ecodesenvolvimento.org/posts/2011/marco/ecod-basico-pequenas-centrais-hidreletricas-pch>

BONOMI, Claudio A.; MALVESSI, Oscar. **Project Finance no Brasil: Fundamentos e estudos de casos**. 4. ed. São Paulo: All Print Editora, 2018. 479 p. v. 1.

GALASSI, Ricardo Farias. **Project Finance: Conceitos e Aplicações no Setor de Saneamento**. 2003. 90 p. Trabalho de Final de Curso (Diploma em Engenharia) - Engenharia de Produção, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003. 1. Disponível em: <<http://pro.poli.usp.br/trabalho-de-formatura/project-finance-conceitos-e-aplicacoes-no-setor-de-saneamento/>>. Acesso em: 29 nov. 2018.

RIBEIRO, Julio Fantin. **Fotos da PCH Ado Popinhak**: arquivo pessoal. Curitiba – Santa Catarina, 2018.