

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO



**ANÁLISE ECONÔMICO – FINANCEIRA APLICADA À EMPRESA ALUPAR**

Giovanna Accorsi Albaneze  
1710413

Orientador: Maria Elena Gava Reddo Alves

07/2021

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO



**ANÁLISE ECONÔMICO – FINANCEIRA APLICADA À EMPRESA ALUPAR**

Giovanna Accorsi Albaneze  
1710413

Orientador: Maria Elena Gava Reddo Alves

07/2021

"Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor"

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva da autora”

## **Agradecimentos**

Primeiramente, agradecer à minha família, em especial aos meus pais, Elfer e Luciana, e aos meus irmãos Lucas, Lisa e Carolina, que me acompanharam e apoiaram durante minha graduação e toda minha trajetória acadêmica.

Aos meus amigos que estiveram comigo nessa jornada.

À minha orientadora, Maria Elena, pela contribuição na elaboração desse trabalho.

Ao Departamento de Economia da PUC-Rio pelos ensinamentos e pela dedicação ao longo do curso.

## Resumo

Este estudo busca realizar uma análise fundamentalista da Alupar, companhia que atua nos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica, através do método de Fluxo de Caixa Descontado para o Acionista. Como argumenta Aswath Damodaran (2006), “É possível estimar o valor dos fundamentos financeiros, embora com erro, para a maioria dos ativos. O preço de mercado não pode desviar-se desse valor no longo prazo”. Assim, realça a função do *valuation* de destacar a atratividade de um investimento a partir da diferença entre o valor intrínseco estimado da companhia e o preço atual do ativo, que devem convergir.

A análise econômico-financeira desenvolvida contemplou uma pesquisa detalhada do setor que a Alupar está inserida, bem como um estudo preciso de seu posicionamento atual e de suas perspectivas futuras de expansão de portfólio e possível consolidação do segmento de transmissão e de geração de energia. Fundamentadas na análise qualitativa da empresa, as premissas quantitativas do *valuation* foram definidas para projetar a geração de valor da companhia, a partir do somatório dos fluxos de caixa futuros trazidos a valor presente por uma determinada taxa de desconto.

Ao fim do estudo, é concluído que a Alupar está com o preço acima do valor justo projetado. O cenário macroeconômico de curto prazo, com perspectivas de aumento de juros em função dos impactos da Covid-19, pode justificar a performance desfavorável atual do ativo; no entanto, o panorama de longo prazo é positivo, em virtude da energização de projetos ainda em construção que fortalecerão o balanço da empresa e de novas oportunidades de crescimento em um cenário global de aumento de demanda por energia elétrica.

Palavras-chave: Alupar, Valuation, Energia Elétrica, Transmissão, Geração, Fluxo de Caixa Descontado.

## Sumário

Resumo.....	4
1. Introdução.....	9-10
2. Método.....	11-14
2.1. Valuation.....	11-12
2.2. Fluxo de Caixa Descontado.....	12-13
2.3. Custo de Capital.....	3-14
3. Setor de Energia Elétrica.....	15-25
3.1. Principais Autoridades do Setor Elétrico Brasileiro.....	15-16
3.2. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.....	16-18
3.3. Segmentos do Setor de Energia Elétrica.....	19-25
3.3.1. Geração.....	19-22
3.3.2. Transmissão.....	22-24
3.3.3. Distribuição.....	24
3.3.4 Comercialização.....	25
4. Alupar.....	26-40
4.1. Histórico.....	26-27
4.2. Governança.....	27-29
4.2.1. Composição Acionária.....	27-28
4.2.2. Diretoria.....	28
4.2.3. Conselho de Administração.....	29
4.3. Modelo de Negócio.....	29-40
4.3.1. Transmissão.....	29-31

4.3.1.1. Portfólio de Transmissão.....	31
4.3.2. Geração.....	32-40
4.3.2.1. Portfólio de Geração.....	32-33
4.3.2.2. Fontes de Geração de Energia Elétrica .....	33-34
4.3.3. Fatores de Risco.....	34-35
4.3.4. Vantagens Competitivas.....	35-40
5. Cálculo do Valor da Alupar.....	41-53
5.1. Receita.....	41-44
5.1.1. Transmissão de Energia Elétrica.....	41-42
5.1.2. Geração de Energia Elétrica.....	42-44
5.2. Custos e Despesas.....	44-46
5.3. EBITDA.....	46-48
5.4. Depreciação.....	48
5.5. Capex.....	49-50
5.6. Capital de Giro.....	50-51
5.7. Imposto de Renda.....	51-52
5.8. Fluxo de Caixa.....	52-53
6. Aplicação do Método de Valuation.....	54-56
7. Conclusão.....	57-58
8. Referências Bibliográficas.....	59-60

## **Lista de Gráficos**

Gráfico 1 – Consumo Anual de Energia Elétrica no Brasil 1995-2019.....	18
Gráfico 2 – Capacidade Instalada Existente.....	21
Gráfico 3 – Market Share – RAP Total.....	23
Gráfico 4 – Capacidade Instalada por Fonte de Geração de Energia Elétrica.....	33
Gráfico 5 – Projeção da Receita Líquida.....	44
Gráfico 6 – Evolução dos EBITDA e da Margem EBITDA.....	47

## **Lista de Figuras**

Figura 1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico – Brasil.....	16
Figura 2 – Visão Geral do Modelo de Contratação.....	19
Figura 3 – Capacidade Instalada SIN 2019 e 2024.....	20
Figura 4 – Evolução das Transmissoras da Alupar.....	26
Figura 5 – Evolução da Capacidade de Geração da Alupar.....	27
Figura 6 – Diretoria da Alupar.....	28
Figura 7 – Conselho de Administração da Alupar.....	29
Figura 8 – Portfólio de Ativos de Transmissão de Energia Elétrica da Alupar.....	31
Figura 9 – Portfólio de Ativos de Geração de Energia Elétrica da Alupar.....	33
Figura 10 – Custos Médios Globais Ponderados de Instalação, Fator de Capacidade e Custo Nivelado de Energia para Eólicas em Terra entre 2010-2019.....	38
Figura 11 – Custos Médios Globais Ponderados de Instalação, Fator de Capacidade e Custo Nivelado de Energia para Solares entre 2010-2019.....	39
Figura 12 – Mapa com as Localidades de Todos os Ativos da Alupar.....	40
Figura 13 – Características dos Ativos de Geração da Alupar.....	42

**Lista de Tabelas**

Tabela 1 – Premissas Macroeconômicas.....	43
Tabela 2 – Projeção de Receita Líquida.....	43
Tabela 3 – Projeção dos Custos.....	45
Tabela 4 – Projeção das Despesas.....	46
Tabela 5 – Projeção do EBITDA.....	47
Tabela 6 – Projeção do Depreciação e Amortização.....	48
Tabela 7 – Curva de Desembolso do Capex de Expansão.....	49
Tabela 8 – Projeção do Capex.....	50
Tabela 9 – Projeção do Capital de Giro.....	51
Tabela 10 – Projeção do Imposto de Renda.....	52
Tabela 11 – Fluxo de Caixa Projetado.....	53
Tabela 12 – Custo de Capital Próprio para a Alupar.....	55
Tabela 13 – Valor Projetado da Alupar.....	56

## 1. Introdução

A atual crise desencadeada pela pandemia do coronavírus tem apresentado drásticos desdobramentos no âmbito social e econômico. A propagação do vírus gerou, sobretudo, incerteza, o que desencadeou uma série de rígidas medidas governamentais que impactaram o funcionamento da economia como um todo. A repentina suspensão de atividades e o consequente isolamento social foram as exigências mais notáveis e resultaram na necessidade de adaptação dos mais variados setores da economia para conseguirem gerenciar a crise e mitigar seus devidos impactos.

O setor de energia elétrica não ficou alheio aos efeitos. Num primeiro momento, os três pilares que compõem o setor - estabilidade regulatória, contratos de longo prazo e a garantia de recebíveis, foram abalados. A parada momentânea do comércio e indústrias causou uma redução de carga, acarretando uma possível judicialização no setor relacionada ao cumprimento dos contratos através de pedidos de renegociação, além de um problema de sobrecontratação e o aumento da inadimplência por parte das distribuidoras - as grandes arrecadoras da cadeia do setor.

No entanto, mesmo em face a esses problemas, o setor se mostrou resiliente e manteve a continuidade de suas atividades, consideradas fundamentais à sociedade. Por ser regulado, conseguiu rapidamente adotar medidas de liquidez, buscando preservar o equilíbrio econômico e financeiro, sempre prezando pela segurança jurídica e não oneração do consumidor, para não transformar este problema conjuntural de caixa em um problema estrutural permeando todo o setor elétrico.

Os diferentes segmentos que compõem o setor, entretanto, foram afetados de distintas formas. Na teoria, quanto mais protegidas as operações de uma empresa contra esses impactos, melhor. E, dessa forma, os segmentos de geração e, sobretudo, de transmissão ganharam relevância, por terem como característica uma forte geração de caixa aliada a uma razoável previsibilidade de receita.

Nesse cenário, a companhia Alupar se ressalta. Trata-se de uma *holding*<sup>1</sup> de controle nacional privado, que atua nos segmentos de transmissão e geração, em menor escala.

O principal fator de motivação para a escolha dessa companhia se baseia na forte capacidade de execução da Alupar. Levando em consideração seu histórico de sucesso, a

---

<sup>1</sup> Empresa cuja atividade principal é deter a maioria das ações de outras empresas e controla sua administração e suas políticas.

empresa se mostrou resiliente mesmo em épocas de crise e apta a expandir o seu portfólio por meio de projetos com alto potencial de retorno, se tornando um possível consolidador de um setor que demonstra um crescimento exponencial frente o aumento da demanda global de energia elétrica.

Este presente trabalho procura analisar minuciosamente a Companhia através de uma análise fundamentalista utilizando o método de Fluxo de Caixa Descontado para o Acionista, buscando atingir o valor justo da empresa hoje.

## 2. Método

### 2.1. Valuation

“O princípio fundamental de um investidor sólido é que o investidor não pague por um ativo mais do que ele vale” (Damodaran<sup>2</sup>, 2007, p.1).

Tendo isso em mente, o investidor deve realizar um *valuation*<sup>3</sup> para chegar no valor intrínseco de uma empresa e determinar seu possível *upside*<sup>4</sup> ou *downside*<sup>5</sup> para o preço de mercado que o ativo está sendo negociado na atualidade.

Valorar um ativo é um processo que pode ser extremamente subjetivo e incerto uma vez que a avaliação é realizada a partir de uma série de premissas incertas no âmbito macro e microeconômico. Logo, tanto uma análise qualitativa minuciosa quanto uma pesquisa quantitativa devem ser abordadas para se chegar em um valor justo.

Neste trabalho, será realizada uma análise fundamentalista, buscando entender o negócio da empresa e as suas perspectivas de médio e longo prazo, visando identificar a geração de valor futuro da empresa e o quão atrativo um potencial investimento no ativo pode ser. Segundo o fundamento teórico, existe uma correlação entre o valor intrínseco<sup>6</sup> do ativo e o preço, que, no longo prazo, deveriam convergir. Por esse motivo, o *valuation* pode ser visto como um importante método de observar oportunidades de investimento – quando os preços são “corrigidos” para refletirem os seus devidos valores.

Para realizar um *valuation* através de estimativas embasadas, vale ressaltar que será feito no trabalho também uma análise que abordará de forma qualitativa o segmento em que a Companhia se encontra, seu cenário competitivo, seus riscos mais relevantes, assim como a forma que seu setor vem crescendo na conjuntura atual.

Após esta análise voltada ao cenário macro da Companhia, é essencial se voltar a uma abordagem micro. Desde uma análise do *track record* do *management*<sup>7</sup> até as suas

---

<sup>2</sup> Professor de finanças em NYU e grande referência para o mercado financeiro.

<sup>3</sup> Processo de avaliação de empresa, onde estima-se quanto uma empresa vale através da determinação de seu preço justo.

<sup>4</sup> Potencial de alta que um determinado ativo possui.

<sup>5</sup> Potencial de baixa que um determinado ativo possui.

<sup>6</sup> Valor real de um ativo, ou seja, seu “preço justo” que pode diferir do valor de mercado no momento.

<sup>7</sup> Histórico do desempenho da equipe dirigente de uma empresa ao longo do tempo.

vantagens competitivas e diferenciais na operação, os pontos qualitativos devem ser analisados de forma meticulosa para que a projeção seja feita da forma correta.

Entendendo o funcionamento da empresa e suas perspectivas para frente, se tornará possível determinar premissas para realizar uma análise quantitativa utilizando o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

Há três abordagens para realizar essa avaliação. A primeira é pelo fluxo de caixa descontado, que relaciona o valor de um ativo ao valor presente dos fluxos de caixa futuros previstos desse ativo. A segunda é a avaliação relativa, que estima o valor de um ativo analisando a precificação de ativos comparáveis em relação a uma variável comum, e, por fim, a terceira é uma avaliação por direitos contingentes, que utiliza modelos de diferentes estimativas de valor.<sup>8</sup>

## 2.2. Fluxo de Caixa Descontado

A metodologia a ser utilizada neste trabalho será o método do Fluxo de Caixa Descontado. Será realizada uma análise para chegar nos fluxos de caixa previstos do ativo, que, em seguida, serão descontados a uma taxa que reflita o grau de risco desses fluxos. Para o cálculo do valor da companhia pelo fluxo de caixa descontado, a seguinte fórmula é utilizada:

$$\text{Valor do ativo} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Onde,

n é o período de vida útil do ativo;

$CF_t$  é o fluxo de caixa no período t;

r é a taxa de desconto, refletindo o grau de risco do fluxo;

t é o período projetado.

---

<sup>8</sup> DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de Empresas, 2ª Edição**. 2007. P.6.

O fluxo de caixa descontado pode ser feito tanto sob a ótica do acionista (FCFE<sup>9</sup>) quanto sob a ótica da firma (FCFF<sup>10</sup>).

Este trabalho realizará a análise com base no FCFE, fluxo de caixa destinados ao patrimônio líquido da companhia, ou seja, o fluxo de caixa livre que pode ser distribuído aos acionistas após o pagamento da dívida aos credores. O cálculo se dá através da seguinte fórmula:

$$\text{Valor do ativo} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF \text{ to Equity}_t}{(1 + k_e)^t}$$

Onde,

$CF \text{ to Equity}_t$  é o fluxo de caixa esperado para o acionista no período  $t$ ;

$k_e$  é o custo do capital próprio.

Já o fluxo de caixa da firma abrange o caixa gerado tanto pelos recursos próprios dos acionistas como por capital de terceiros. Utiliza-se a seguinte fórmula para chegar no valor do ativo pelo FCFF:

$$\text{Valor do ativo} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF \text{ to Firm}_t}{(1 + r = WACC)^t}$$

Onde,

$CF \text{ to Firm}_t$  é o fluxo de caixa projetado para firma no período  $t$ ;

WACC é a taxa de desconto (*Weighted Average Cost of Capital*, ou seja, a média ponderada entre o custo de capital de terceiros e o custo de capital próprio).

### 2.3. Custo de Capital

Um fator a ser levado em conta nas avaliações pelo fluxo de caixa descontado são as taxas de desconto. Estas devem refletir o grau de risco dos fluxos de caixa. Como este

---

<sup>9</sup> *Free Cash Flow to Equity*, sigla em inglês para o Fluxo de Caixa Livre do Acionista, ou seja, o fluxo de Caixa que sobra para os acionistas após o pagamento das dívidas de terceiros e novas captações de empréstimos. É o valor que a empresa distribuirá na forma de dividendos;

<sup>10</sup> *Free Cash Flow to Firm*, sigla em inglês para Fluxo de Caixa Livre para a Empresa, ou seja, que é o montante de caixa que permanece na empresa após todos os gastos (dívidas e despesas) terem sido pagos.

trabalho abordará o FCFE, a taxa de desconto utilizada na conta é o custo do capital próprio.

Pode-se dizer que o custo de capital próprio é entendido como o rendimento mínimo exigido pelos acionistas da empresa para se investir nela, como um custo de oportunidade. As variáveis incorporadas na conta são a taxa de retorno de um ativo considerado sem risco, a taxa de retorno média do mercado, o diferencial do retorno de mercado e de renda fixa, ou seja, o prêmio de risco, e o beta – medida de risco que busca captar o risco do ativo específico. O cálculo se dá através da seguinte forma:

$$E(R_i) = R_f + \beta[E(R_m) - R_f]$$

Onde,

$E(R_i)$  é a taxa de retorno exigido de um ativo qualquer em situação de equilíbrio;

$R_f$  é a taxa livre de risco – retorno que um investidor obteria ao investir em um ativo de menor risco no país, como títulos do governo de longa duração;

$\beta$  é o coeficiente beta, o risco sistemático;

$E(R_m)$  é a taxa de retorno esperado a ser paga pelo mercado.

Através dessa fórmula, segundo Damodaran (1997), o CAPM<sup>11</sup> é construído a partir da premissa de que a variância de retornos é a medida de risco apropriada, mas apenas aquela porção de variação que não é diversificável é recompensada. O retorno esperado sobre os investimentos compreende a recompensa e a variância nos retornos esperados significa o risco do investimento, logo, no CAPM, a variância é a única medida de risco e procura mensurar o retorno que um ativo deve proporcionar aos seus investidores para recompensar o risco assumido, em relação ao risco do mercado e ao retorno proporcionado por ativos livres de risco.

---

<sup>11</sup> *Capital Asset Pricing Model*, sigla em inglês para Modelo de Precificação de Ativos Financeiros. Método que busca precificar um ativo através e uma análise da relação entre o risco e o retorno esperado de um investimento.

### **3. Setor de Energia Elétrica**

#### **3.1.Principais Autoridades do Setor Elétrico Brasileiro**

O setor de energia elétrica no Brasil é amplamente regulado por uma série de órgãos e agências que normatizam as diretrizes estabelecidas pelo governo federal. As autoridades vislumbram proporcionar as condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica alcance o equilíbrio entre os interesses estratégicos, dos agentes regulados e o do governo, e o interesse público dos consumidores. As principais autoridades são as seguintes:

- i. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica: autarquia federal autônoma que fiscaliza e regula a produção, transmissão, distribuição e comercialização. Zela pela qualidade dos serviços, universalização do atendimento e modicidade tarifária;
- ii. ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico: Responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia no Sistema Integrado Nacional – SIN e por administrar a rede básica de transmissão;
- iii. CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: uma organização regulada pela Aneel, com o objetivo de viabilizar e gerencia a comercialização de energia elétrica no país. É responsável por promover leilões de compra e venda de energia, registrar todos os contratos de comercialização no Ambiente Regulado e efetuar a liquidação da energia comercializada no mercado de curto prazo, dentro outras atribuições;
- iv. MME, Ministério de Minas e Energia: Responsável pelo planejamento e formulação das políticas públicas, além de exercer o poder concedente;
- v. EPE, Empresa de Pesquisa Energética: Instituição vinculada ao MME cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.



Figura 1: Estrutura Institucional do Setor Elétrico - Brasil

Fonte: Revista USP (2015)

### 3.2. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

No período final do século XIX, a eletricidade começou a ser produzida no Brasil. A consolidação da energia elétrica teve início a partir do desenvolvimento da economia cafeeira em São Paulo, entre as últimas décadas do século XIX e 1930, em função da eletrificação necessária para suprir as atividades comerciais, de serviços, ferrovias e expansão urbana que se originaram com a atividade cafeeira no Estado.

No entanto, a partir de 1934, o ambiente de autonomia dos estados e municípios mudou com a promulgação do Código de Águas, que constituiu um marco para o setor. O Código regulamentou sobre a propriedade das águas assim como o fornecimento de energia, concedida à União, além do critério de determinação das tarifas. Após a legislação, houve também a criação do Conselho Nacional de Água e Energia Elétrica, para resolver as questões de regulamentações e tarifas da indústria.

Em seguida, enquanto o país passava por um período desenvolvimentista, voltado para a industrialização e urbanização, a pressão sobre o sistema elétrico disparou, e para dar conta do problema de insuficiência de oferta energética assim como da possibilidade de financiamento da expansão da capacidade produtiva de energia do Brasil, o país passou

por um processo de estatização de empresas do setor elétrico, com início na década de 1940. No Sudeste, em 1957, foi criada a empresa federal Central Elétrica de Furnas, no Rio Grande, que conseguiu evitar o racionamento.

Assim sendo, a imposição do Estado tomou maior proporção e as empresas estatais passaram a substituir as empresas estrangeiras. É válido ressaltar que o setor elétrico do país foi constituído de empresas verticalmente integradas, com a geração e a transmissão pertencendo ao governo federal e o segmento de distribuição aos Estados (CASTRO, 2003).

A consolidação da intervenção estatal no setor se deu com a ditadura militar, a partir de 1964. O setor elétrico no país teve um célere desenvolvimento neste período em meio à conjuntura do “milagre brasileiro”, com uma ampliação da participação do Estado na economia junto a uma maior facilidade para se tomar empréstimos externos, possibilitando financiamento para infraestrutura. Neste período o setor pôde usufruir de um forte aumento na capacidade produtiva.

Esse período, no entanto, veio acompanhado de anos complicados. Em 1981-1982, o país sofreu com uma crise de dívida com a interrupção dos fluxos de financiamento e o país entrou em uma recessão, sentida também pelo setor de energia. O governo, procurando conter a inflação, adotou frequentes reduções nas tarifas das companhias e induziu as estatais a um processo de endividamento progressivo, causando um crescente problema de inadimplência.

A onda de estatização foi enternecida na década de 90, no panorama da incapacidade do Estado de investir nas companhias do setor e em seu plano de expansão, com um programa de desestatização.

Procurando inibir tamanha participação do Estado no setor elétrico, o governo do então presidente Collor, em 1990, elaborou o Plano Nacional de Desestatização (PND), estimulando a privatização das companhias estatais no setor. Nesse tocante, o setor hoje é constituído por empresas privadas e públicas, sendo controlado operacionalmente pelo ONS, de natureza privada, mas também, no âmbito do governo federal, pelo MME e a agência reguladora Aneel, criada em 1996 para regular e fiscalizar o setor de energia elétrica.

O processo de privatização das companhias, no entanto, veio acompanhado por uma série de problemas que acabou resultando em um desequilíbrio entre a oferta e a demanda, gerando uma crise energética em 2001, quando houve um decréscimo no consumo de energia elétrica na rede no Brasil de -7,9% (EPE - Empresa de Pesquisa Energética), como demonstra o gráfico 1, precisando ser estabelecido um programa de racionamento, suspenso após uma maior normalidade ser atingida.

Após esse período, em 2004, o então presidente Lula conduziu uma reestruturação do setor. Algumas das alterações mais relevantes foram relacionadas à instituição de novas regras sobre os leilões de energia, políticas de comércio no mercado livre e a criação da EPE com o objetivo de resgatar a responsabilidade constitucional do Estado e assegurar as bases para o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país.

Esse modelo definido em 2004 segue como o modelo atual, mas com o novo cenário da conjuntura atual, existe momentum para uma modernização do setor elétrico brasileiro para acompanhar esta dinâmica, com a introdução de mudanças no quadro regulatório, comercial e operacional, visando, sobretudo, a promoção da abertura do mercado, a eficiência na alocação de custos e riscos e que a energia chegue no consumidor de forma competitiva.

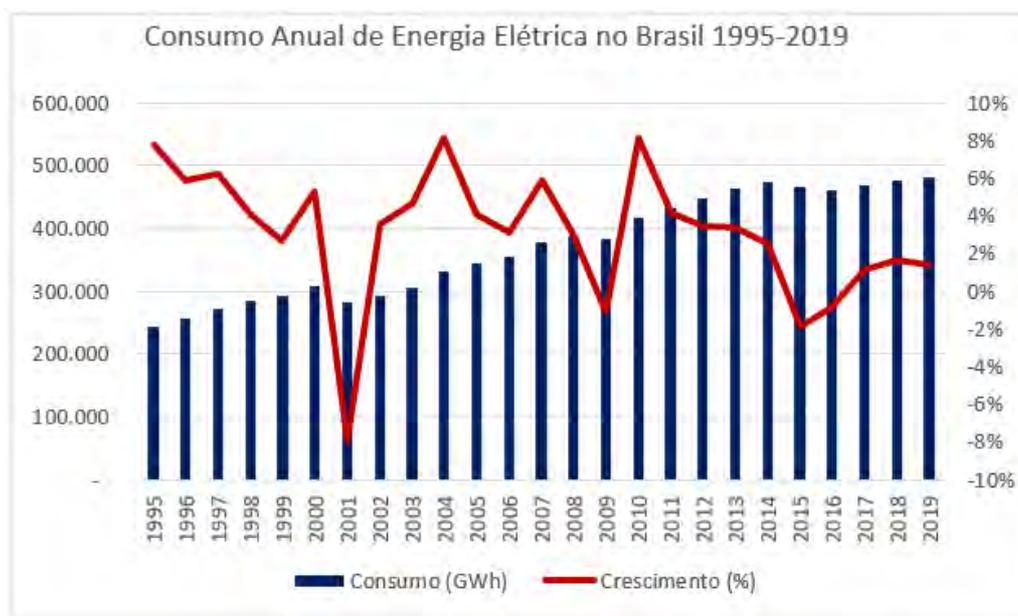


Gráfico 1: Consumo Anual de Energia Elétrica no Brasil 1995-2019

Fonte: EPE

Elaboração: Autora

### 3.3. Segmentos do Setor de Energia Elétrica

O setor de energia elétrica é composto por distintos elos fundamentais para garantir o suprimento de energia para todos os consumidores. O setor é dividido em geração, transmissão, distribuição e comercialização.



Figura 2: Visão Geral do Modelo de Contratação

Fonte: Alupar

#### 3.3.1 Geração

O segmento de geração de energia inclui a implantação, operação e manutenção das instalações geradoras. As empresas de geração geram eletricidade por meio de usinas hidrelétricas, térmicas, nucleares, eólicas, solares e de biomassa e injetam a *commodity* na rede de transmissão para que ela chegue aos consumidores finais. As companhias são remuneradas por preços fixados em acordos bilaterais com grandes clientes ou por preços regulados fixados em leilões competitivos de energia, por meio de contratos de longo prazo.

No Brasil, a geração hidrelétrica lidera a matriz energética, representando cerca de 60% da capacidade instalada de energia do país. A predominância dessa fonte se dá em função da existência de grandes rios de planalto, alimentados por chuvas tropicais.

No entanto, vislumbrando o longo prazo, em meio a um cenário global cada vez mais voltado às medidas ESG<sup>12</sup> e sustentabilidade, a expansão da matriz energética por

<sup>12</sup> *Environmental, social and governance*. Termo usado para medir as práticas ambientais, sociais e de governança de uma companhia.

meio de fontes renováveis é corroborada. Esta movimentação também ocorre em função de uma combinação de preços de energia, incentivos especiais, redução de custo de implantação de novos projetos de fontes renováveis e crescentes custos e dificuldades ambientais para implantação de alguns outros ativos, como hidrelétricas.

A figura abaixo apresenta a participação crescente das fontes eólicas e solar reduzindo a participação da hidroelétrica na matriz:

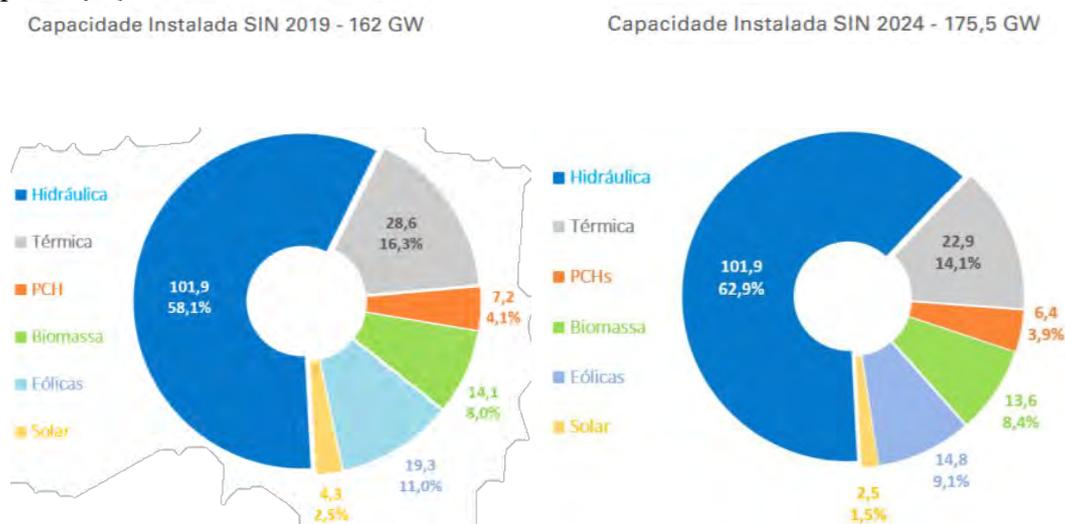


Figura 3: Capacidade Instalada SIN 2019 e 2024

Fonte: Plano de Operação Energética 2020/2024 (2020), ONS

As empresas estatais de geração ainda dominam o setor. O segmento é bastante fragmentado, mas as empresas nacionais controlam a maior parte da capacidade, com destaque a Eletrobras, estatal e maior geradora de energia do país.

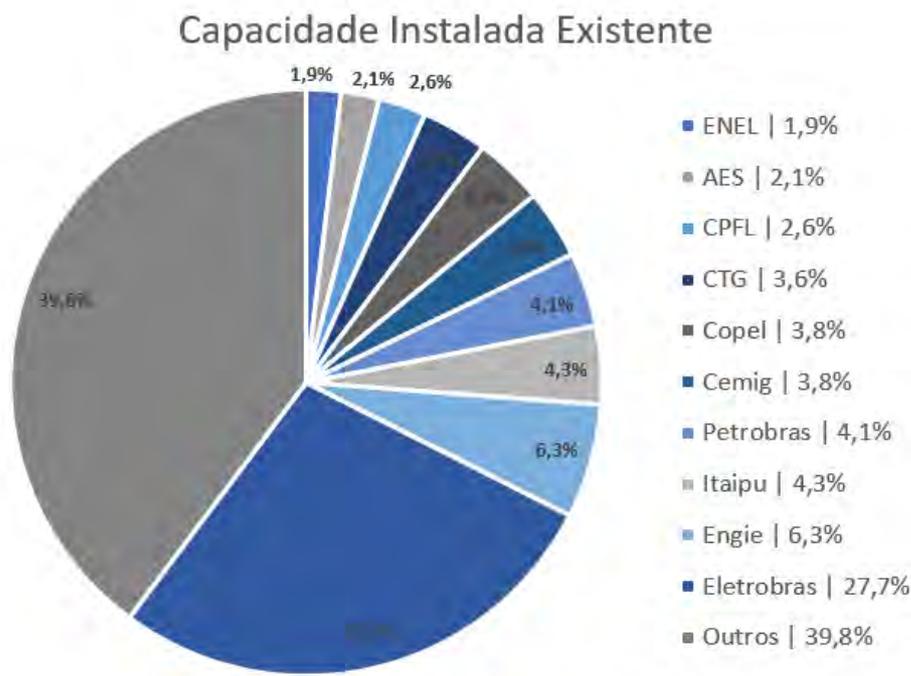


Gráfico 2: Capacidade Instalada Existente

Fonte: ENGIE Brasil Energia

Elaboração: Autora

De acordo com a legislação regulatória de energia elétrica, as transações de compra e venda de energia podem ser realizadas em dois segmentos de mercado distintos: o mercado regulado e o mercado livre.

O mercado regulado contempla a compra pelas distribuidoras por meio de licitações públicas de toda a energia elétrica necessária ao abastecimento de seus consumidores cativos. Estes leilões públicos são organizados pela ANEEL de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo MME, incluindo a obrigatoriedade de utilização do menor lance como critério para definição do vencedor do leilão.

As empresas de distribuição comprarão do *pool* de vendedores ao preço médio dos leilões e essas PPAs<sup>13</sup> reguladas serão reajustadas anualmente pelo IPCA até seu vencimento.

<sup>13</sup> *Power Purchase Agreement*. Um acordo ou contrato de compra e venda de energia de longo prazo, realizado entre um desenvolvedor de energia e um consumidor.

O segmento de mercado livre abrange as vendas de energia elétrica livremente negociadas para entidades não reguladas, como concessionárias de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores, comercializadores e consumidores livres. Hoje, este mercado é restringido para os que consomem pelo menos 2.0 MW médios de energia, e com a redução planejada destes valores de entrada, a abertura do mercado livre gerará uma expansão no número de clientes livres.

### **3.3.2. Transmissão**

As companhias de transmissão são responsáveis por transportar grandes volumes de energia produzidos pelas geradoras através de linhas de alta voltagem até os pontos de conexão das redes de distribuição, que disponibilizam a energia para seus consumidores.

O sistema de transmissão de energia é composto por subestações e uma rede de linhas de transmissão em tensões iguais ou superiores a 230 kv que constituem o Sistema Interligado Nacional (SIN), responsável por conectar os quatro subsistemas do país: sul, sudeste/ centro-oeste, nordeste e o norte através de uma extensão de 156.8 mil km de linha.

Essa rede transporta aproximadamente 98% de todo o volume de eletricidade gerado e transmitido no Brasil, e os 2% restantes estão confinados nos sistemas isolados na região amazônica, no norte do país. Tais sistemas isolados tem como fonte de geração apenas usinas térmicas a óleo diesel.

As linhas de transmissão são monopólios naturais; logo, as concessões para novos projetos são outorgadas por meio de licitações. O governo federal realiza leilões - normalmente uma ou duas vezes por ano - oferecendo novos projetos para potenciais investidores. Regularmente, a ANEEL define um teto de receita anual para qualquer projeto em particular, e a licitação vencedora é aquela que estabelece o maior desconto para esse teto de receita.

O valor pago às transmissoras é a chamada RAP, Receita Anual Permitida. Como essa receita passa a entrar no caixa da companhia apenas a partir da energização de suas instalações, os *players* são incentivados a anteciparem o início da operação de seus ativos em relação ao cronograma original, buscando aumentar seus retornos.

Essa receita é descontada por possíveis indisponibilidades e é anualmente reajustada pela inflação até a expiração do contrato de concessão, que dura, em média, 30 anos. Seus contratos não têm risco de volume e são remuneradas em função de sua disponibilidade. Logo, em função dessas características de previsibilidade na receita, essas companhias são vistas como sendo relativamente seguras e mais defensivas sendo comparadas, normalmente, com títulos de renda fixa. A receita obtida é paga através da cobrança dos geradores, distribuidores e consumidores livres com um sólido mecanismo de garantia.

O setor de transmissão é fragmentado, como o gráfico abaixo apresenta, tendo a Eletrobras como principal *player*:

### Market Share - RAP Total (Apenas categorias 2 e 3 das concessões operacionais e em construção)

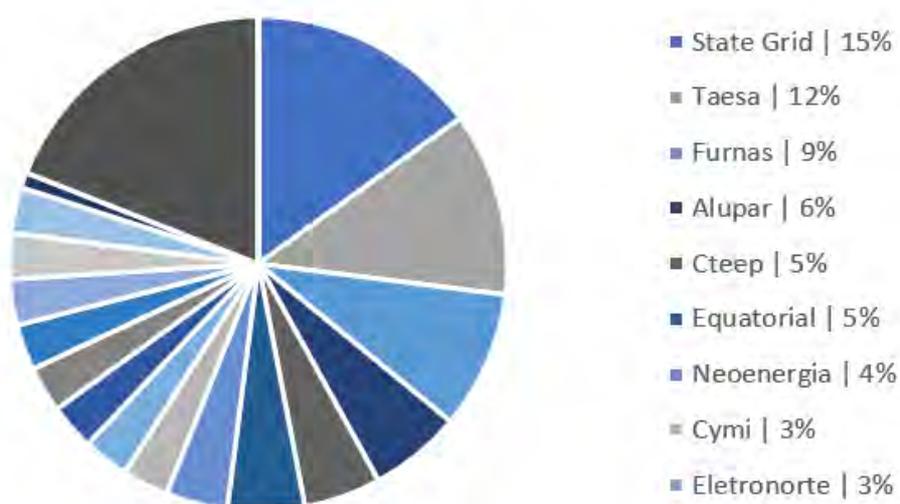


Gráfico 3: Market Share<sup>14</sup> – RAP Total

Fonte: Taesa<sup>15</sup>

Elaboração: Autora

Existem muitas oportunidades em cena nos próximos anos no setor. De acordo com o Plano Decenal de Energia (PDE), publicado pela EPE em 2019, o governo projeta

<sup>14</sup> Participação de uma empresa no mercado.

<sup>15</sup> Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.. Empresa privada de transmissão de energia elétrica no Brasil.

a adição de ~ 50 mil quilômetros de novas linhas de transmissão e 160 GVA de novas subestações até 2029, com investimento total de R \$ 108 bilhões.

A escala da rede de transmissão precisa continuar crescendo para suportar a expansão do sistema e garantir sua confiabilidade, logo, o governo projeta investimentos de R \$ 73,6 bilhões em novas linhas de transmissão e R \$ 30,1 bilhões em novas subestações. Além das oportunidades *greenfield*<sup>16</sup>, também existe uma série de ativos *brownfield*<sup>17</sup> que podem ser explorados pelas concessionárias nos próximos anos. A Alupar, que hoje está completando um ciclo intensivo de capex, já demonstrou ter apetite para ampliar sua base de ativos, portanto, pode vir a participar dessa série de leilões.

### 3.3.3. Distribuição

As distribuidoras são responsáveis por receber a energia em alta tensão das transmissoras e distribuí-la, em níveis comerciais, para os clientes de varejo conectados na rede. As distribuidoras beneficiam de um retorno regulatório fixo para a sua base de ativos, realizado através da aplicação de uma tarifa regulada às vendas de energia a consumidores finais.

As distribuidoras são monopólios naturais, totalmente fiscalizados e controlados em nível federal pelo órgão regulador, ANEEL. O marco regulatório vigente foi estabelecido em 2004 e tem três objetivos: garantir a segurança do fornecimento de energia; promover a modicidade tarifária; e, integrar e universalizar o acesso à energia elétrica, principalmente para os usuários de baixa renda. O mercado é fragmentado, dando ainda espaço para consolidação – os principais *players* são Enel, CPFL, Neoenergia, Energisa, Equatorial, Cemig, Copel, Light, EDP, entre outros.

A cada quatro anos, em média, as distribuidoras passam por uma revisão tarifária completa para garantir que tenham uma base de receitas suficiente (entre as tarifas) para cobrir os custos de operação eficientes e remunerar adequadamente os investimentos prudentes feitos na concessão. Os contratos de concessão especificam datas de reajuste diferentes para cada concessionária, e o intervalo de tempo entre a primeira e a última empresa de distribuição a passar pela revisão tarifária no mesmo ciclo é geralmente de 4 anos.

---

<sup>16</sup> Construção civil em terrenos nunca antes utilizados.

<sup>17</sup> Projetos a serem instalados em terrenos onde já existem instalações

#### **3.3.4. Comercialização**

O segmento de comercialização consiste na compra e venda de energia elétrica no ambiente de contratação livre. Os participantes são as geradoras, comercializadoras, consumidores livres especiais, exportadores e importadores.

## 4. Alupar

### 4.1 Histórico

A Alupar Investimentos S.A. foi constituída em 2007, mas a história do grupo no setor de infraestrutura e energia teve início em 1960 via o Grupo Alusa, a partir da construção de projetos e o início de operação de linhas de transmissão.

A Alupar venceu leilões de ativos de transmissão em 1999 e continuou a aumentar sua capacidade instalada em 2005, vencendo os leilões de geração Ijuí e Foz do Rio Claro. Todavia, foi a partir de 2007 que o portfólio da empresa teve um incremento relevante através da aquisição de participação acionária nas empresas de transmissão EATE, ECTE, ENTE, ERTE, ETEP, ETES, Lumitrans, STC, STN, Transirapé, Transleste e Transudeste, assim como nas empresas do ramo de geração de energia Queluz e Lavrinhas. A partir dessa série de investimentos, houve, neste ano, uma reorganização societária para que estas empresas fossem transferidas da Controladora para a Alupar.

Entre 2007 e 2020, a Companhia continuou a agregar novos investimentos à sua estrutura, incorporando através dos leilões os seguintes novos ativos de transmissão: EBTE, ESDE, ETEM, ETVG, TME, TNE, ETSE, ELTE, ESTE, ETAP, ETC, TPE, ETB, EDTE, AETE e os ativos de geração: Ferreira Gomes e Energia dos Ventos, La Virgen, e as PCHs Morro Azul, na Colômbia, Verde 08 e Antônio Dias. A companhia, neste período, se consagrou vencedora também de uma série de leilões realizados pela Aneel para venda de energia de sua geradoras.



Figura 4: Evolução das Transmissoras da Alupar

Fonte: Alupar



Figura 5: Evolução da capacidade de geração da Alupar

Fonte: Alupar

Um marco importante para empresa foi a entrada do FI-FGTS<sup>18</sup> como sócio em 2009, através da aquisição de 17,84% das ações ordinárias<sup>19</sup> da Alupar e da parceria com a companhia na construção dos projetos de geração de Ijuí, Queluz, Lavrinhas e Foz do Rio Claro. Para obter mais financiamento visando a consolidação do setor de transmissão, principalmente, e de geração, a companhia realizou seu *IPO*<sup>20</sup> em 2013. Anos após, continuou fortalecendo seu balanço através de novos aportes de capital, realizando um aumento de capital privado de R\$ 350 milhões em 2016, um *follow-on*<sup>21</sup> em 2017 de R\$ 833 milhões e um último follow-on em 2021, todos vislumbrando aumentar a liquidez das ações negociadas e atender seu plano de negócios.

## 4.2. Governança

### 4.2.1. Composição Acionária

<sup>18</sup> Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço, caracterizado pela aplicação de recursos do FGTS, destinado a investimentos em empreendimentos dos setores de aeroportos, energia, rodovia, ferrovia, hidrovía, porto e saneamento, de acordo com as diretrizes, critérios e condições que dispuser o Conselho Curador do FGTS.

<sup>19</sup> Tipo de ação cuja principal característica é o direito ao voto nas assembleias de acionistas.

<sup>20</sup> *Initial Public Offering* (Oferta Pública de Ações) representa a realização de uma oferta de ação ao mercado por parte da empresa, que se torna uma companhia de capital aberto com papéis negociados no pregão da Bolsa de Valores e recebe novos sócios.

<sup>21</sup> Oferta subsequente de ações.

A Alupar atualmente é uma companhia de capital aberto, listada na Bolsa de Valores de São Paulo, B3. Suas ações são negociadas através de Units<sup>22</sup> compostas por uma ação ordinária e duas preferenciais<sup>23</sup>. Hoje, o controlador Guarupart, antiga dona da Alumni Engenharia e pertencente à família Godoy Pereira, detém 52.15% das ações totais, o FI-FGTS 12% e os outros acionistas minoritários 35.85% são detidos pelos acionistas minoritários.

#### 4.2.2. Diretoria

A Diretoria da Alupar é responsável pela administração executiva diária da Companhia através do estabelecimento de políticas e diretrizes que constituem as estratégias de curto e longo prazo. É composta, hoje, por três membros, cada um com mandato de dois anos podendo ser reeleito. O time da companhia tem uma vasta experiência no setor de energia elétrica assim como no mercado financeiro.

Dentre os membros, dois são da família Godoy Pereira, o Diretor Presidente e o Diretor-Vice Presidente, Diretor Administrativo Financeiro e de Relações com Investidores - Paulo Roberto e José Luiz, respectivamente. Paulo atua como presidente do conselho desde 2006 e José Luiz tem uma experiência de quase duas décadas no setor de construção, infraestrutura e energia, tendo trabalhado no departamento de engenharia e TV a cabo da Guarupart antes de tomar seu posto atual na Alupar. O terceiro membro da diretoria, Diretor Comercial e Diretor Técnico, chama-se Ênio Luigi Nucci. Este também tem mais de 20 anos de experiência no setor, tendo atuado como diretor de outras companhias no Grupo Alusa.

NOME	CARGO	DATA DE ELEIÇÃO
Paulo Roberto de Godoy Pereira	Diretor Presidente	13/05/2019
José Luiz de Godoy Pereira	Diretor Vice-Presidente, Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores	13/05/2019
Ênio Luigi Nucci	Diretor Comercial e Diretor Técnico	13/05/2019

Figura 6: Diretoria da Alupar

Fonte: Alupar

<sup>22</sup> Tipo de ativo negociado no mercado financeiro, que pode englobar ações ordinárias (ON), ações preferenciais (PN), BDRs e bônus de subscrição, possibilitando ao investidor se beneficiar das características de cada ativo, como direito a voto e prioridade no recebimento dos dividendos.

<sup>23</sup> Tipo de ação que não possui poder de voto, mas recebe prioridade no recebimento de dividendos, fixo ou mínimo, no reembolso de capital e na acumulação de ambas essas preferências.

### 4.2.3. Conselho de Administração

O Conselho de Administração é um órgão responsável pela formulação das políticas da companhia assim como a fiscalização e o controle de tal. Ademais, é o colegiado que determina através de um eleição os membros da Diretoria, podendo também os destituir. O Conselho é composto pelos seguintes sete membros:

NOME	CARGO	DATA DE ELEIÇÃO
José Luiz de G. Pereira	Presidente do Conselho de Administração	29/04/2019
Paulo Roberto de G. Pereira	Vice-Presidente do Conselho de Administração	29/04/2019
Marcelo de Almeida Pires	Conselheiro	10/11/2020
Marcelo Tosto de Oliveira Carvalho	Conselheiro	29/04/2019
Oswaldo Errerías Ortega	Suplente do Conselho de Administração	29/04/2019
Humberto Falcão Martins	Conselheiro Independente	29/04/2019
Rogério Paulo Calderón Peres	Conselheiro Independente	29/04/2019

Figura 7: Conselho de administração da Alupar

Fonte: Alupar

## 4.3 Modelo de Negócio

### 4.3.1 Transmissão

As atividades realizadas no segmento de transmissão consistem na implementação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica, através da transferência de energia por linhas de transmissão que compõe o elo entre as geradoras e os centros de distribuição. De tal forma, as linhas de transmissão possibilitam a chegada de energia dos centros geradores para os grandes blocos de consumo.

A construção dessa estrutura do sistema de transmissão requer um alto desembolso de investimento, que permanece alto no início da operação das linhas. No entanto, a manutenção em si do sistema, assim como a operação de tal, exigem um capex pouco significativo e podem ser considerados relativamente simples. Uma vez que se tornam operacionais, as concessões passam a ser remuneradas pela receita anual permitida (RAP), estabelecida no leilão.

Tal valor é o critério de vitória nos leilões, onde a companhia que oferecer o maior deságio com relação a RAP proposta pelos estudos realizados pelas organizações do setor, vence e remunera a empresa apenas pela disponibilização das linhas, podendo, portanto, ser descontada por eventuais indisponibilidades observadas, e não sendo vinculada ao volume transmitido. O contrato da concessionária estabelece que a RAP será reajustada anualmente, em julho, baseado na variação da inflação, IGP-M ou IPCA.

As empresas que, assim como a Alupar, preveem concretizar novos projetos de transmissão e realizar investimentos para consolidar cada vez mais sua posição no setor, realizam este feito através da participação em leilões de transmissão de energia elétrica.

O cenário competitivo presente nestes eventos, no entanto, tem se tornado cada vez mais acirrado. Os últimos leilões organizados pela Aneel para a contratação de novas concessões de transmissão, têm visto os vencedores saírem com projetos com TIRs<sup>24</sup> cada vez mais baixas, em função dos maiores desconto aplicados em cima da RAP máxima publicada no edital – desde a abertura do segmento em 2000, o deságio máximo saltou de 32,58% para 73,93%.<sup>25</sup>

Hoje, os principais concorrentes da Alupar são a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., Centrais Elétricas Brasileiras S.A., CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, Grupo Eletrobras, Companhia Paranaense de Energia Equatorial, EDP Energias do Brasil, State Grid, Neoenergia e Sterlite. As companhias que buscarem construir e operar ativos tanto de transmissão quanto de geração devem obter outorga de concessão ou autorização com a Aneel.

---

<sup>24</sup> Taxa Interna de Retorno. Indica a rentabilidade de um projeto.

<sup>25</sup> Formulário de Referência Alupar 2020. Página 129.

### 4.3.1.1. Portfólio de Transmissão

Em seu portfólio de transmissão, a Alupar possui participação societária em um total de 30 sistemas de transmissão, sendo 25 operacionais e 5 ainda em fase de construção, atingindo 7.929 km de linhas, localizados no Brasil, principalmente, e um na Colômbia.

No ciclo atualizado de 2020/2021, a RAP somada destes ativos operacionais totalizou R\$ 1,8 bilhões, podendo atingir no ciclo seguinte R\$ 2,3 bilhões, levando em consideração a entrada em operação das linhas que ainda se encontram em construção e a queda de 50% da RAP em função do 16º aniversário da entrada em operação da concessão<sup>26</sup>. Os investimentos previstos para a consolidação destes novos ativos chegam na ordem de R\$ 4,1 bilhões.

Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2018-19)	RAP/RBNI (Ciclo 2019-20)	RAP/RBNI (Ciclo 2020-21)	Índice
	Início	Fim						
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 51,2	R\$ 55,1	58,8	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 234,7	R\$ 204,0	134,6	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 52,7	R\$ 39,0	30,6	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 227,2	R\$ 244,6	258,2	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 49,6	R\$ 53,4	56,8	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 189,2	R\$ 203,7	159,5	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 42,5	R\$ 45,8	35,7	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 26,4	R\$ 28,4	30,2	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 34,5	R\$ 37,2	41,0	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 45,2	R\$ 47,3	48,1	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 27,8	R\$ 29,9	31,8	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 14,5	R\$ 15,2	18,6	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 48,3	R\$ 46,1	48,9	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 51,5	R\$ 53,9	54,9	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 13,5	R\$ 14,1	14,4	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 12,9	R\$ 13,5	13,8	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 11,0	R\$ 11,6	11,8	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 158,1	R\$ 165,4	168,5	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 20,2	R\$ 21,1	23,5	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 37,5	R\$ 39,2	57,5	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	06/04/2019	Subestação+20km	R\$ 53,8	R\$ 56,3	57,3	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	23/09/2019	Subestação	R\$ 31,2	R\$ 32,7	33,3	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	25/10/2020	541km	R\$ 228,0	R\$ 238,6	243,4	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	288km	R\$ 155,0	R\$ 162,2	165,3	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	236km	R\$ 107,3	R\$ 112,3	114,4	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	200km	R\$ 86,8 <sup>2</sup>	R\$ 90,6 <sup>2</sup>	122,1 <sup>3</sup>	PPI
TSM (Lote 19)	11/08/2017	11/08/2047	Pré-Oper	330 km	R\$ 104,2	R\$ 109,0	111,0	IPCA
ETB (Lote E)	27/09/2016	27/09/2046	16/10/2020	446 km	R\$ 134,8	R\$ 141,1	143,8	IPCA
EDTE (Lote M)	01/12/2016	01/12/2046	20/01/2020	170 km	R\$ 66,1	R\$ 69,1	70,4	IPCA
AETE	18/02/2004	18/02/2034	19/08/2005	193 km	R\$ 49,5	R\$ 53,2	32,2	IGP-M
<b>TOTAL</b>				<b>7.929 km</b>	<b>R\$ 2.364,3</b>	<b>R\$ 2.433,6</b>	<b>R\$ 2.390,40</b>	

<sup>1</sup>USD 1,0 - BRL 3,86 <sup>2</sup>USD 1,0 - BRL 4,03 <sup>3</sup>USD 1,0 - BRL 5,43

Figura 8: Portfólio de ativos de transmissão de energia elétrica da Alupar.

Fonte: Alupar

<sup>26</sup> Uma das categorias do mercado de transmissão de energia elétrica. Engloba os ativos novos leiloados entre 1999 e novembro de 2006, e é caracterizado pelo ajuste anual da RAP pelo IGP-M ou IPCA e pela queda de 50% da RAP no 16º ano de operação do sistema.

### 4.3.2. Geração

O outro segmento de atuação da companhia consiste na geração de energia hidroelétrica, através de UHEs<sup>27</sup> e PCHs<sup>28</sup>, e eólicas.

A energia produzida por essas usinas é transmitida através do sistema de transmissão para as distribuidoras. A receita deste segmento provém da venda da energia gerada – as usinas hidrelétricas Foz do Rio Claro, Ijuí e Ferreira Gomes têm contratos de comercialização de energia para distribuidoras até 2044, as pequenas centrais hidrelétricas Queluz e Lavrinhas até 2025, Verde 08 de 2023-2052, e Morro Azul até 2026, e, por fim, os parques eólicos Energia dos Ventos possuem contratos de venda de sua energia até 2035.

Em 2020, aproximadamente 28% de seus contratos de venda se deram no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”) e 63% no Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”), os 9% restantes estavam disponíveis para comercialização<sup>29</sup>.

No que tange a questão de competição, o setor de geração de energia elétrica encontra-se em uma situação mais tranquila do que o segmento de transmissão, em função, principalmente, da vasta gama ainda de projetos de geração a serem ofertados.

Especialmente tratando da matriz renovável, a expansão de projetos de geração tem seguido uma tendência crescente – vale destacar o trâmite da MP 988, que define, entre muitos outros itens, o fim dos subsídios às fontes renováveis de energia para projetos que tiverem solicitado outorga até setembro de 2021, e conseqüentemente tem gerado uma aceleração nas negociações de pedidos de outorga de projetos de geração para que estes ainda possam usufruir de tal benefício. Como o setor é bastante diversificado, todas as geradoras são consideradas concorrentes da Alupar.

#### 4.3.2.1. Portfólio de Geração

A empresa detém participação em outros 10 ativos de geração de energia elétrica, totalizando um capacidade total instalada de 580 MW em operação e outros 368,5 MW ainda em desenvolvimento, sendo 213,1 MW destes ainda em fase de implantação e 154,5

---

<sup>27</sup> Usina Hidrelétrica.

<sup>28</sup> Pequenas Centrais Hidrelétricas. São usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 5 MW e 30 MW, com área de reservatório de até 3 quilômetros quadrados.

<sup>29</sup> Formulário de Referência da Alupar (2021). Página 118.

MW em fase de obtenção de outorga, distribuídos entre usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e parques eólicos localizados no Brasil e no Peru.

	Prazo da Concessão		Início da Operação	Capital	Capital	Capacidade Instalada - MW	Garantia Física - MW
	Início	Fim		Votante	Total		
Queluz	Abr/04	Abr/34	Ago/11	68,83%	68,83%	30,0	21,4
Lavrinhas	Abr/04	Abr/34	Set/11	61,00%	61,00%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	Ago/06	Ago/41	Ago/10	100,00%	69,83%	68,4	39,0
São José - Ijuí	Ago/06	Ago/41	Mar/11	100,00%	86,66%	51,0	30,4
Ferreira Gomes	Nov/10	Nov/45	Nov/14	100,00%	100,00%	252,0	153,1
Energia dos Ventos	Jul/12	Jul/47	Mar/16	100,00%	100,00%	98,7	50,9
Morro Azul (Risaralda)	Jan/09	Vitalicia	Set/16	99,97%	99,97%	19,9	13,2
Verde 08	Out/12	Jun/44	Mai/18	85,00%	85,00%	30,0	18,7
La Virgen	Out/05	Vitalicia	Pré - Operacional	84,58%	84,58%	84,0	49,3
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	90,00 %	23,0	11,4
<b>TOTAL</b>						<b>687,0</b>	<b>408,8</b>

Figura 9: Portfólio de ativos de geração de energia elétrica da Alupar.

Fonte: Alupar

#### 4.3.2.2. Fontes de Geração de Energia Elétrica

O portfólio de geração de energia da Alupar é diversificado entre ativos de médio e pequeno porte, tais como usinas hidrelétricas, 371,4 MW, pequenas centrais hidrelétricas, 109,9 MW, e parques eólicos, 98,7 MW. Todos os ativos são de fontes renováveis, que hoje seguem uma forte tendência global de abranger cada vez mais uma participação maior na matriz energética.

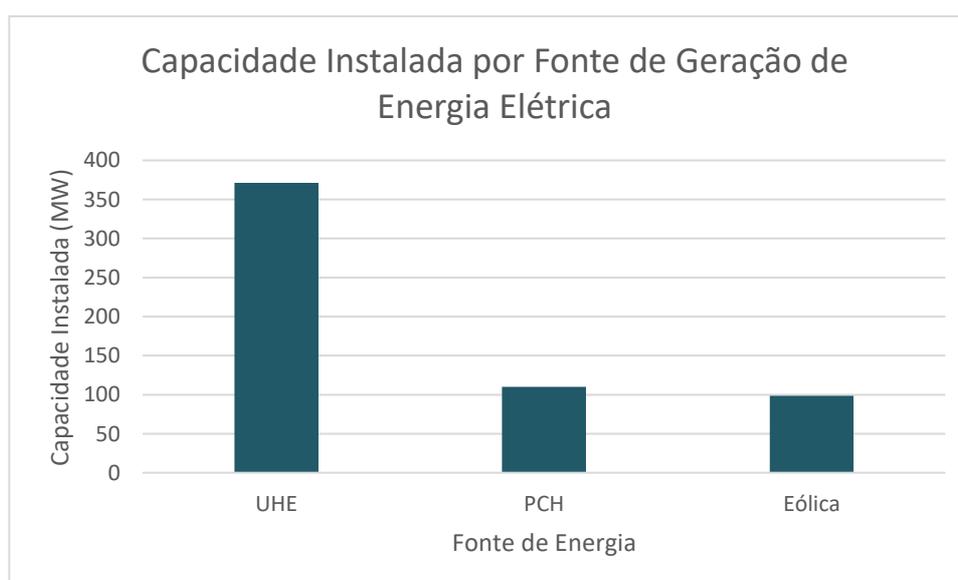


Gráfico 4: Capacidade instalada por fonte de geração de energia elétrica

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

As PCHs são usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 5 MW e igual ou inferior a 30 MW, cuja área ocupada por seu reservatório é menor do que 13 km<sup>2</sup>.

A energia hidrelétrica, gerada pelas UHEs e PCHs, é produzida através do aproveitamento do potencial hidráulico de um rio, em que a energia potencial do movimento da água passa por tubulações da usina com força e rapidez, movendo as turbinas e transformando a energia em energia mecânica, que, em seguida, é transformada em energia elétrica através do movimento nas turbinas que são ligadas ao gerador.

Com relação à geração de energia eólica, a Alupar detém um complexo com 5 parques. A produção dessa fonte de energia provém da energia cinética gerada pelos ventos que atingem as pás de aerogeradores que giram, assim gerando a energia mecânica que produz a eletricidade através do acionamento do rotor do aerogerador.

Por fim, é válido destacar também a fonte de energia solar. Por mais que a Companhia ainda não detenha nenhum ativo operacional dessa fonte, tem um portfólio de projetos em desenvolvimento de geração de energia fotovoltaica e ressaltou que priorizará expansão de suas concessões através de investimentos nesse segmento. A energia solar fotovoltaica representa a geração de energia através da incidência de luz solar em um sistema nos módulos, responsáveis pela conversão direta da luz em eletricidade.

#### **4.3.3. Fatores de Risco**

A respeito das transmissoras, as indisponibilidades provenientes de acidentes, quebra ou falha de equipamentos podem gerar um aumento de ineficiência por parte do sistema de transmissão, gerando queda de receita com base na RAP.

Ademais, pode-se ressaltar que como toda concessão tem uma data prevista de fim de contrato, a companhia deve ter sucesso na alocação de capital na exploração de novas concessões ou autorizações para poder dar continuidade às suas operações; no

entanto, a concorrência excessiva pode tanto limitar a possibilidade de consolidar novos ativos assim como suprir a chance de vencer projetos com retornos desejáveis.

A questão de indisponibilidade deve ser apontada como um risco também para o segmento de geração. Este risco pode se dar tanto em virtude de indisponibilidades forçadas, resultado de interrupções inoportunas que levam a uma parada de produção de energia, ou indisponibilidades programadas, decorrentes de paralizações para manutenção.

Outro risco inerente é o caráter intermitente de fontes renováveis e as incertezas que rondam a geração do volume de energia já contratado por parte das hidrelétricas, que dependem de chuvas, das eólicas, que dependem do regime de ventos, e das usinas fotovoltaicas, dependentes da incidência solar – recursos caracterizados por serem pouco previsíveis.

#### **4.3.4. Vantagens Competitivas**

O portfólio de ativos da Alupar é composto essencialmente por concessões de transmissão e este segmento do setor de energia elétrica é caracterizado por contratos previsíveis e de longa duração. Desta forma, por 30 anos, a receita de 30 dos ativos da Alupar geram uma fonte de receita estável, reajustados anualmente pela inflação e não dependentes do volume transmitido de energia, caracterizando o setor como sendo de baixo risco.

Os contratos de concessão e autorizações de geração também são de 30 a 35 anos, contando com contratos de venda de energia de longo prazo, reajustados por inflação. Muitos dos contratos de ambos os segmentos ainda usufruem de benefícios fiscais sobre o imposto de renda – SUDAM<sup>30</sup> ou SUDENE<sup>31</sup>. Essa forte e previsível geração de caixa permite a remuneração consistente dos acionistas através de distribuição de dividendos, seguindo uma política de distribuir no mínimo 50% do resultado líquido anual.

---

<sup>30</sup> Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia. Uma autarquia do governo brasileiro que tem como finalidade o desenvolvimento regional da Amazônia.

<sup>31</sup> Superintendência para o Desenvolvimento do Nordeste. Uma autarquia do governo brasileiro que tem como finalidade o desenvolvimento do nordeste.

Vale ressaltar também que os ativos operacionais da companhia apresentam altos níveis de disponibilidade e eficiência, requerendo investimentos não substanciais de manutenção e baixa probabilidade de perdas relevantes de RAP por indisponibilidade.

Tendo isso em mente, a diretoria da companhia é reconhecida pelo seu forte *track record*<sup>32</sup> na operação e manutenção de seus ativos. A Alupar é reconhecida também pelo seu sucesso em alocação de capital, decorrente do fato de que todos os seus ativos de transmissão e geração em operação foram desenvolvidos e implementados pela própria empresa, comprovando sua capacidade técnica de desenvolvimento de projetos *greenfield*, o que gera confiança por parte do acionista ou credor que podem contribuir com financiamento, se necessário, com uma maior tranquilidade.

Com relação aos ativos de geração, um ponto a se destacar é que todos geram energia elétrica através de fontes renováveis – usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, parques eólicos e centrais fotovoltaicas.

Essas fontes, que apresentam soluções ao substituir as fontes de combustíveis fósseis e gerar reduzidos impactos socioambientais, vem sendo incentivadas pelo governo federal através de uma série de medidas que as tornam mais competitivas: desconto de 50% nas tarifas de transmissão e distribuição, TUST<sup>33</sup> e TUSD<sup>34</sup>, respectivamente, para os agentes consumidores e geradores; linhas de financiamento com taxas e prazos atrativos concedidos pelo BNDES; isenção do pagamento de tarifas setoriais como CFURH<sup>35</sup>, UBP<sup>36</sup> e P&D<sup>37</sup>; entre outros.

Com relação às PCHs, estas apresentam uma série de benefícios competitivos quando comparadas às hidrelétricas de maior porte. No que tange o processo de construção, as PCHs geram um menor risco de produzir impacto ambiental, são menos complicadas e mais rápidas de serem construídas, Por fim, quando comparado a grandes

---

<sup>32</sup> Histórico de desempenho.

<sup>33</sup> Tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres e Consumidores especiais pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com a inflação e as receitas anuais das empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL

<sup>34</sup> Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição paga por geradoras e Consumidores Livres e Consumidores Especiais pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual estejam conectados.

<sup>35</sup> Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

<sup>36</sup> Uso do Bem Público

<sup>37</sup> Programa de Pesquisa e Desenvolvimento

usinas, as usinas de pequeno porte têm a possibilidade de implantação perto de grandes centros consumidores.

A fonte eólica também apresenta uma séria de vantagens. Também no quesito de construção, comparada com fontes hidrelétricas, a construção de um parque eólico é muito mais simples e requer um investimento por MW instalado proporcionalmente inferior ao investimento para construção de uma PCH, consistindo na preparação de fundações e montagem dos aerogeradores. Já a construção de uma usina fotovoltaica é considerada a mais fácil de todas – além de ser a mais barata e mais rápida, é a fonte com menos riscos de engenharia.

Ambas essas fontes, eólica e solar, que a Alupar diz que pretende direcionar seus investimentos, são apontadas como as duas que terão o maior crescimento de participação na matriz energética.

De acordo com dados do Plano de Operação Energética 2020/2024 (ONS), as fontes eólicas e solar são as que vão apresentar maior crescimento em detrimento das hidrelétricas.

Pode-se destacar também o lado financeiro das fontes renováveis. Hoje, já são as fontes mais competitivas da matriz. Os custos das fontes renováveis caíram acentuadamente na última década, impulsionado pela melhoria nas tecnologias, economias de escala, cadeias de suprimentos cada vez mais competitivas e experiência crescente dos desenvolvedores. Como resultado, a geração de energia renovável tornou-se a opção de menor custo para novas capacidades em quase todas as regiões do mundo, e esta nova realidade tem se refletido cada vez mais em implantação. A figura 10 apresenta a queda em 9 anos do custo de instalação, do aumento do fator de capacidade<sup>38</sup> e da redução de LCOE<sup>39</sup> para eólicas.

As reduções de custos para as eólicas em terra foram impulsionadas por quedas nos preços das turbinas e um maior equilíbrio dos custos da planta, assim como melhorias

---

<sup>38</sup> Fator de capacidade de uma geradora de energia é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período.

<sup>39</sup> *Levelized Cost of Energy*, ou, Custo Nivelado de Energia, representa o custo por mega watt-hora, em unidades monetárias descontadas, da construção e operação de uma usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil.

na tecnologia, como a implantação de turbinas maiores e mais altas, que podem coletar mais energia do que as turbinas antigas com o mesmo recurso.

Como resultado, o fator de capacidade médio melhora e nota-se uma queda de custos com operação e manutenção proporcional. No caso de solares, o motivo primordial para quedas dos custos é a redução nos preços dos módulos – se tornam cada vez mais eficientes com tecnologias como por exemplo a bifacialidade<sup>40</sup> das placas.

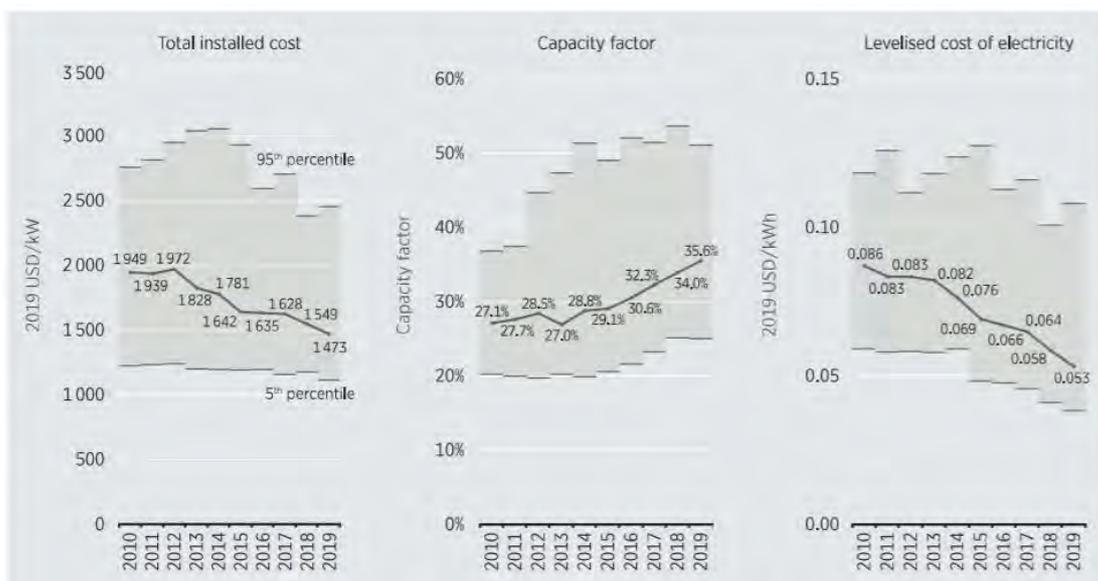


Figura 10: Custos médios globais ponderados de instalação, fator de capacidade e custo nivelado de energia para eólicas em terra entre 2010-2019

Fonte: IRENA Renewable Cost Database<sup>41</sup>

<sup>40</sup> Painéis solares com a capacidade de absorver radiação solar em ambos os lados, absorvendo a luz solar refletida do solo e outras superfícies.

<sup>41</sup> International Renewable Energy Agency – organização intergovernamental que ajuda os países a alcançar seu potencial de energia renovável.

**Figure 1.4** Global weighted average total installed costs, capacity factors and LCOE for solar PV, 2010-2019

Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 11: Custos médios globais ponderados de instalação, fator de capacidade e custo nivelado de energia para solares entre 2010-2019

Fonte: IRENA Renewable Cost Database

Como a empresa tem ativos de três fontes diferentes da matriz, parte do risco de geração do volume total de energia contratado é reduzido. Como as hidrelétricas, solares e eólicas, todas dependem de recursos naturais e não muito previsíveis para produção, a complementaridade das três reduz o risco de intermitência por parte de qualquer uma das fontes ter alguma temporada de geração abaixo do necessário.

Ademais, a companhia tem ativos em distintas localidades no Brasil, principalmente, assim como em outros países, todos com diferentes regimes de vento, chuva e incidência de sol e em regiões com bom histórico de geração, como seu parque eólico localizado no nordeste, local com incidência de ventos de boa qualidade decorrente da alta velocidade média e baixa volatilidade, gerando maior previsibilidade do volume de energia eólica a ser produzida.

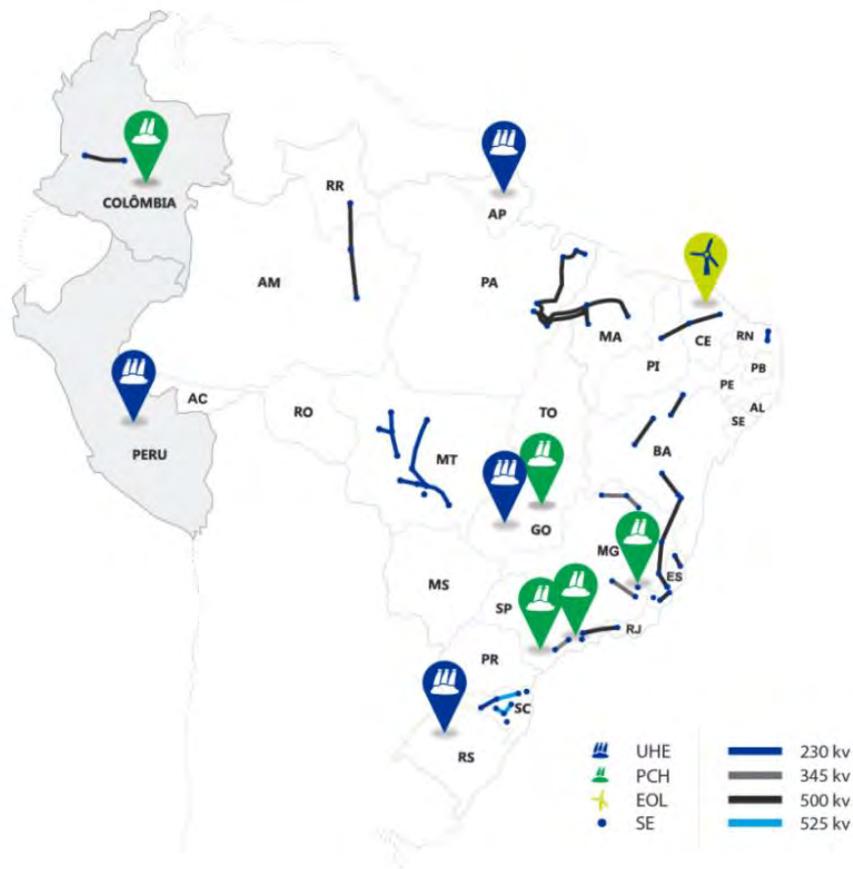


Figura 12: Mapa com as localidades de todos os ativos da Alupar

Fonte: Alupar

Por fim, a Companhia é reconhecida por suas ações nos âmbitos “ASG” – Ambiental, Social e Governança, prática que tem se tornado essencial para muitos investidores tomarem decisão de alocação de capital. A Alupar, em 2020, criou um comitê focado em sustentabilidade realizou em 2019, emissão de debêntures verdes para financiamento da construção de uma linha de transmissão; tem 5 ativos com créditos de carbono aprovados pela ONU; e, ressalva a importância de realizar projetos sociais para estudantes de escolas públicas e pacientes contaminados com a COVID-19.

## 5. Cálculo do Valor da Alupar

Após analisar a companhia no âmbito qualitativo, resta determinar as premissas para o modelo financeiro que estimará a geração futura de caixa da companhia. Como os segmentos de transmissão e geração de energia elétrica são considerados mais previsíveis, as premissas a serem adotadas, tanto na esfera micro quanto macroeconômica, dão um pouco mais de conforto para a análise, especialmente em um cenário atual de tantas incertezas.

### 5.1.Receita

A Alupar possui duas fontes principais de receita – suas operações no segmento de transmissão e no segmento de geração de energia elétrica.

#### 5.1.1. Transmissão de Energia Elétrica

No segmento de transmissão, a projeção da receita bruta é composta pela receita anual permitida, RAP, de cada uma das linhas de transmissão corrigida anualmente pela inflação (IPCA ou IGP-M, de acordo com o que o contrato de cada linha diz<sup>42</sup>). O valor inicial da RAP é obtido no próprio leilão de transmissão e passa a ser pago às transmissoras a partir da entrada em operação comercial das instalações. O repasse anual de inflação em cada uma das RAPs, como previsto no contrato, é feito a partir da conta:

$$RAP_N = RAP_{N-1} * (1 + i_N)$$

$$RAP_n = \text{RAP do ano N}$$

$$i_n = \text{Taxa de inflação do ano N}$$

Além disso, a receita bruta também é impactada pela entrada em operação da linha TSM no ano de 2021, das linhas ESTE e TCE em 2022, e da linha ELTE em 2024, de forma que a RAP de cada uma dessas instalações passa a ser incluída na conta da receita bruta total em seus anos respectivos de energização.

Por fim, a projeção leva em conta duas reduções já previstas no contrato de cada uma das linhas: as linhas STN, Transleste, Transudeste, Transirapé, STC, Lumitrans e

---

<sup>42</sup> As concessões anteriores a 1998 são corrigidas anualmente pelo IPCA, as concessões entre 1999 e novembro de 2006 são corrigidas anualmente pelo IGP-M, e após novembro de 2006 são corrigidas pelo IPCA.

AETE têm uma redução de 50% da RAP no 16º ano de operação, e, após 30 anos de operação, a vigência do contrato de concessão das instalações chega ao fim; logo, os projetos deixam de compor a base de ativos da Alupar e de gerar receita para a companhia.

Vale ressaltar novamente que as projeções de receita nesse cenário de pandemia não são negativas em função do fato de que a receita dos projetos depende apenas da disponibilidade dos ativos para a transmissão, e não do volume.

### 5.1.2. Geração de Energia Elétrica

Para projetar a receita das geradoras da Alupar, o volume de energia contratado em cada usina geradora foi multiplicado pelo preço do PPA<sup>43</sup>. O preço do PPA deve ser ajustado pela inflação todo ano e o volume contratado é mantido no mesmo nível até o fim da vigência do contrato. O excedente de energia gerado que não está contratado compõem a receita que é produzida no mercado de curto prazo – esta linha é modelada a partir da multiplicação da parcela da energia assegurada<sup>44</sup> que não está contratada pelo PLD<sup>45</sup>. A soma da receita gerada através dos contratos no mercado regulado, no mercado livre e no mercado de curto prazo compõem a receita bruta total das usinas de geração.

No momento presente, 73% da energia está vendida em contratos de longo prazo, sendo 58% no ACR, 26% no ACL e 16% disponível para comercialização.

Ativos	Participação		Concessão		Inic. Oper.	Tipo	Cap. Instalada MW	Energia Asseg. MW médio	Energia Contrat. (%)	Energia Contrat. MW médio	Receita Contrat. <sup>1</sup> R\$ MM	PPA Prazo	PPA <sup>1</sup> R\$/MWh	Índice
	V <sup>2</sup>	T <sup>3</sup>	Início	Fim										
1. Foz do Rio Claro	100,00%	69,83%	2006	2041	2010	UHE	68,4	39,0	100%	39,0	76,9	2039	224,98	IPCA
2. Ijuí	100,00%	86,66%	2006	2041	2011	UHE	51,0	30,4	100%	30,0	63,4	2039	241,14	IPCA
3. Queluz	68,83%	68,83%	2004	2034	2011	PCH	30,0	21,4	100%	21,0	58,2	2025	316,21	IGP-M
4. Lavrinhas	61,00%	61,00%	2004	2034	2011	PCH	30,0	21,4	100%	21,0	58,2	2025	316,21	IGP-M
5. F. Gomes	100,00%	100,00%	2010	2045	2014	UHE	252,0	153,1	70%	105,0	108,9	2045	118,41	IPCA
6. Energia dos Ventos	100,00%	100,00%	2012	2047	2016	Eólica	98,7	50,9	78%	39,9	59,8	2035	171,18	IPCA
7. Morro Azul	99,97%	99,97%	---	Vitalicia	---	2016	PCH	19,9	13,2	100%	13,2	2026	286,74 <sup>5</sup>	IPP
8. Verde 08	85,00%	85,00%	2012	2044	2018	PCH	30,0	18,7	100%	18,2 <sup>5</sup>	39,5	2052	247,58 <sup>7</sup>	IPCA
9. La Virgen	84,58%	84,58%	---	Vitalicia	---	2021	UHE	84,0	49,3	-	-	-	-	-
10. Antônio Dias	90,00%	90,00%	2014	2049	-	PCH	23,0	11,4	-	-	-	-	-	-
11. Agreste Potiguar														
AW Santa Rêgia	100,00%	100,00%	2020	2055	-	Eólica	35,7	20,5	-	-	-	-	-	-
AW São João	100,00%	100,00%	2020	2055	-	Eólica	23,1	12,7	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>							<b>745,8</b>	<b>442,0</b>						

<sup>43</sup> PPA é uma sigla em inglês para *power purchase agreement*, que se refere a um contrato de longo prazo de compra de energia.

<sup>44</sup> Volume máximo de energia que uma usina pode fornecer.

<sup>45</sup> Sigla para Preço de Liquidação das Diferenças, que representa o preço usado para negociar energia no mercado de curto prazo.

Figura 13: Características dos Ativos de Geração da Alupar

Fonte: Alupar

Para atingir a receita líquida em ambos os segmentos, as deduções da receita operacional bruta foram calculadas. O percentual das deduções totais de 2020 sobre a receita bruta de 2020, equivalente a -8,8%, foi utilizado para a modelagem dos demais anos. Logo, para determinar a dedução, este percentual fixado foi multiplicado pela receita bruta total projetada de cada ano desejado, como mostra a tabela 2 abaixo. A receita líquida foi calculada a partir do somatório da receita bruta total e da dedução modelada.

No ano fechado de 2020, a receita bruta do segmento de transmissão representou 69% da receita total, e o resto, composto pelos segmentos de geração e comercialização juntos.

Macro	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
IGP-M	23.1%	12.3%	4.1%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%
IPCA	4.5%	5.4%	4.0%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%

Tabela 1: Premissas Macroeconômicas

Elaboração: Autora

Faturamento	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
<b>Receita Bruta (R\$ Milhões)</b>	<b>2076.9</b>	<b>2657.3</b>	<b>2951.0</b>	<b>3051.6</b>	<b>3173.8</b>	<b>3313.3</b>	<b>3355.2</b>	<b>3487.3</b>	<b>3640.8</b>	<b>3801.1</b>	<b>3968.5</b>
Receita de transmissão	1441.0	2023	2334	2390	2482	2591	2704	2822	2946	3075	3209
(-) Parcela Variável	-9.9										
Receita de Geração	645.9	634	617	662	692	723	651	665	695	726	759
% Transmissão	68.9%	76.1%	79.1%	78.3%	78.2%	78.2%	80.6%	80.9%	80.9%	80.9%	80.9%
% Geração	31.1%	23.9%	20.9%	21.7%	21.8%	21.8%	19.4%	19.1%	19.1%	19.1%	19.1%
<b>Deduções (BRL Milhões)</b>	<b>-181.9</b>	<b>-235.7</b>	<b>-258.4</b>	<b>-267.2</b>	<b>-277.9</b>	<b>-290.1</b>	<b>-293.8</b>	<b>-305.4</b>	<b>-318.8</b>	<b>-332.9</b>	<b>-347.5</b>
% Receita Operacional Bruta	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%
<b>Receita Líquida (BRL Milhões)</b>	<b>1895.0</b>	<b>2419.7</b>	<b>2692.6</b>	<b>2784.4</b>	<b>2895.9</b>	<b>3023.2</b>	<b>3061.4</b>	<b>3181.9</b>	<b>3322.0</b>	<b>3468.2</b>	<b>3621.0</b>
Crescimento ano contra ano (%)	7%	28%	11%	3%	4%	4%	1%	4%	4%	4%	4%

Tabela 2: Projeção de Receita Líquida

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora



Gráfico 5: Projeção da Receita Líquida

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

O gráfico 5 acima mostra a evolução da receita líquida da companhia. É possível observar um crescimento nos próximos anos em virtude da entrada em operação das usinas geradoras e linhas de transmissão que ainda devem ser energizadas, e, a partir de 2045, com o fim da vigência de uma série de ativos em ambos os segmentos, a receita projetada apresenta uma queda relevante, conforme os projetos deixam de compor sua base de ativos. O modelo é feito até 2050.

## 5.2. Custos e Despesas

Os custos principais da companhia são divididos em cinco. Dentre estes, um encargo importante é o custo dos serviços prestados – linha em que passa os custos de pessoal, material, serviços de terceiros, entre outros para que a companhia consiga se manter em operação.

Além disso, há os encargos do uso da rede elétrica, CUST (contratos de uso do sistema de transmissão), que regula o serviço de transmissão para o usuário do sistema, e também o custo de compra de energia, quando a energia gerada pelas usinas não supri toda a demanda contratada e é necessário adquirir mais energia.

Entre os custos menos relevantes estão o CFURH – compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos, um encargo para compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas em detrimento das inundações causadas pela construção de usinas hidrelétricas, assim como o UPB, uso do bem público, que representa uma taxa que deve ser paga pelos investidores de hidrelétricas para que possam ter o direito de utilizar recursos hidrológicos para produção de energia.

As despesas da Alupar se dividem entre despesas gerais e administrativas e despesas de pessoal e administradores. As despesas gerais e administrativas se referem aos gastos que não estão diretamente ligados à atividade-fim realizada. As despesas de pessoal e administradores são relacionadas aos salários dos trabalhadores.

No modelo, para realizar a projeção das linhas acima, os custos totais variam conforme a variação anual da inflação e da capacidade instalada de transmissão e geração da companhia. A premissa foi feita levando em conta que um delta positivo de capacidade instalada, representando a entrada em operação de novas linhas de transmissão e usinas de geração, gera um custo de operação maior, em detrimento, por exemplo, do maior custo com manutenção e com trabalhadores. Ambos os ajustes são calculados a partir da conta:  $C_N = C_{N-1} * (1 + i_N) * (1 + \Delta CI)$

$C_n$ =Custos do ano N

$i_n$ = Taxa de inflação do ano N

$\Delta CI$ = variação da capacidade instalada entre o anos N e N-1

CUSTOS	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
<b>Custos (BRL Milhões)</b>	<b>-616.2</b>	<b>-618</b>	<b>-671</b>	<b>-691</b>	<b>-720</b>	<b>-751</b>	<b>-769</b>	<b>-800</b>	<b>-835</b>	<b>-876</b>	<b>-914</b>
% Receita Líquida	-32.5%	-25.6%	-24.9%	-24.8%	-24.8%	-24.8%	-25.1%	-25.1%	-25.1%	-25.2%	-25.2%
Energia comprada para revenda	-141.8	-31	-32	-28	-28	-29	-29	-30	-30	-35	-36
% Receita Bruta Geração	-22.0%	-4.9%	-5.1%	-4.2%	-4.1%	-4.0%	-4.5%	-4.5%	-4.3%	-4.9%	-4.7%
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-32.8	-38	-40	-42	-44	-45	-48	-50	-52	-54	-57
% Receita Bruta Geração	-5.1%	-6.0%	-6.5%	-6.3%	-6.3%	-6.3%	-7.3%	-7.5%	-7.5%	-7.5%	-7.5%
CFURH	-8.4	-9	-10	-10	-11	-11	-12	-12	-13	-13	-14
% Receita Bruta Geração	-1.3%	-1.5%	-1.6%	-1.6%	-1.6%	-1.6%	-1.8%	-1.8%	-1.8%	-1.8%	-1.8%
Custo dos serviços prestados	-151.9	-182	-190	-198	-207	-217	-226	-236	-247	-258	-270
% Receita Bruta	-7.3%	-6.9%	-6.4%	-6.5%	-6.5%	-6.5%	-6.7%	-6.8%	-6.8%	-6.8%	-6.8%
Depreciação/ Amortização	-280.8	-356	-399	-413	-429	-448	-454	-471	-492	-514	-537
% Receita Líquida	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%
Utilização do bem público - UPB	-0.5	-1	-0.5	-0.5	-0.6	-0.6	-0.5	-0.5	-0.6	-0.6	-0.6
% Receita Bruta Geração	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%
<b>Custos dos Serviços CAIXA</b>	<b>-334.9</b>	<b>-262</b>	<b>-271</b>	<b>-278</b>	<b>-290</b>	<b>-302</b>	<b>-315</b>	<b>-328</b>	<b>-342</b>	<b>-361</b>	<b>-376</b>
% Receita Líquida	-17.7%	-10.8%	-10.1%	-10.0%	-10.0%	-10.0%	-10.3%	-10.3%	-10.3%	-10.4%	-10.4%

Tabela 3: Projeção dos custos

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

Nas projeções das despesas para os anos subsequentes, os encargos também vão aumentando em linha com a variação anual da inflação e da capacidade instalada. Logo, a mesma conta realizada para os custos acima é feita para todas as linhas das despesas. A linha “Despesas Operacionais Caixa” na tabela 4 abaixo representa as despesas operacionais totais sem considerar a depreciação e amortização.

DESPESAS	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Despesas Operacionais (BRL Milhões)	-122.4	-134	-138	-144	-150	-157	-164	-171	-179	-187	-195
% Receita Bruta	-5.9%	-5.1%	-4.7%	-4.7%	-4.7%	-4.7%	-4.9%	-4.9%	-4.9%	-4.9%	-4.9%
% Receita Líquida	-6.5%	-5.5%	-5.1%	-5.2%	-5.2%	-5.2%	-5.4%	-5.4%	-5.4%	-5.4%	-5.4%
Administrativas e gerais	-52.8	-57	-59	-62	-65	-68	-71	-74	-77	-81	-84
% Receita Bruta	-2.5%	-2.1%	-2.0%	-2.0%	-2.0%	-2.0%	-2.1%	-2.1%	-2.1%	-2.1%	-2.1%
Pessoal	-63.7	-75	-78	-81	-85	-89	-93	-97	-102	-106	-111
% Receita Bruta	-3.1%	-2.8%	-2.6%	-2.7%	-2.7%	-2.7%	-2.8%	-2.8%	-2.8%	-2.8%	-2.8%
Depreciação/ Amortização	-12.9	-11	-10	-10	-10	-11	-11	-11	-12	-12	-13
% Receita Bruta	-0.3%	-0.3%	-0.3%	-0.3%	-0.3%	-0.3%	-0.3%	-0.3%	-0.3%	-0.3%	-0.3%
Outras receitas	7.7	10	10.3	10.7	11.2	11.7	12.2	12.8	13.4	14.0	14.6
% Receita Bruta	0.4%	0.4%	0.3%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
Outras despesas	-0.3	-1	-1.2	-1.2	-1.3	-1.3	-1.4	-1.4	-1.5	-1.6	-1.6
% Receita Bruta	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Despesas Operacionais CAIXA	-109.5	-123	-128	-134	-140	-146	-153	-160	-167	-174	-182
% Receita Líquida	-5.8%	-5.1%	-4.8%	-4.8%	-4.8%	-4.8%	-5.0%	-5.0%	-5.0%	-5.0%	-5.0%

Tabela 4: Projeção das Despesas

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

### 5.3. EBITDA

A partir das projeções anteriores, é possível alcançar o EBITDA anual da companhia que representa o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização. A conta realizada é: receita líquida menos os custos e despesas sem considerar a depreciação.

A margem EBITDA é calculada a partir da divisão da linha EBITDA pela receita líquida, determinando a margem de lucro da Companhia.

DRE	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
<b>Receita Bruta (BRL Milhões)</b>	<b>2076.9</b>	<b>2657</b>	<b>2951</b>	<b>3052</b>	<b>3174</b>	<b>3313</b>	<b>3355</b>	<b>3487</b>	<b>3641</b>	<b>3801</b>	<b>3969</b>
% Deduções da Receita Bruta	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%	-8.8%
Receita Bruta de Transmissão (-) Parcela Variável	1441.0 -9.9	2023	2334	2390	2482	2591	2704	2822	2946	3075	3209
Receita Bruta de Geração	645.9	634	617	662	692	723	651	665	695	726	759
<b>Receita Líquida (BRL Milhões)</b>	<b>1895.0</b>	<b>2420</b>	<b>2693</b>	<b>2784</b>	<b>2896</b>	<b>3023</b>	<b>3061</b>	<b>3182</b>	<b>3322</b>	<b>3468</b>	<b>3621</b>
Variação %YoY	6.9%	27.7%	11.3%	3.4%	4.0%	4.4%	1.3%	3.9%	4.4%	4.4%	4.4%
<b>Custos e Despesas CAIXA</b>	<b>-444.4</b>	<b>-385</b>	<b>-399</b>	<b>-412</b>	<b>-430</b>	<b>-448</b>	<b>-468</b>	<b>-488</b>	<b>-509</b>	<b>-535</b>	<b>-559</b>
% Receita Líquida	-23.5%	-15.9%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-15.3%	-15.3%	-15.3%	-15.4%	-15.4%
Variação %YoY	-15.6%	-13.4%	3.7%	3.2%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	5.2%	4.3%
<b>Depreciação Total</b>	<b>-294.3</b>	<b>-316</b>	<b>-311</b>	<b>-302</b>	<b>-296</b>	<b>-291</b>	<b>-286</b>	<b>-281</b>	<b>-276</b>	<b>-271</b>	<b>-266</b>
% Receita Bruta	-14.2%	-11.9%	-10.6%	-9.9%	-9.3%	-8.8%	-8.5%	-8.0%	-7.6%	-7.1%	-6.7%
% Receita Líquida	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
% Imobilizado	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%
<b>EBITDA</b>	<b>1450.6</b>	<b>2034.7</b>	<b>2293.3</b>	<b>2372.2</b>	<b>2466.0</b>	<b>2574.8</b>	<b>2593.7</b>	<b>2694.2</b>	<b>2813.1</b>	<b>2932.8</b>	<b>3062.3</b>
Margem EBITDA (%)	76.5%	84.1%	85.2%	85.2%	85.2%	85.2%	84.7%	84.7%	84.7%	84.6%	84.6%
Variação %YoY	16.5%	40.3%	12.7%	3.4%	4.0%	4.4%	0.7%	3.9%	4.4%	4.3%	4.4%

Tabela 5: Projeção do EBITDA

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora



Gráfico 6: Evolução do EBITDA e da Margem EBITDA

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

Nota-se que o EBITDA acompanha as variações na receita líquida projetada acima, ou seja, também vai sendo impactado pela entrada e saída de operação dos ativos de transmissão e geração ao longo dos anos. A margem EBITDA da companhia é extremamente alta, como esperado para uma empresa majoritariamente de transmissão, ficando em uma média acima de 80% para os anos projetados.

#### 5.4. Depreciação

No cálculo da depreciação e amortização, foi considerado uma porcentagem da depreciação sobre a soma do ativo imobilizado e ativo intangível no balanço da companhia. No último ano de exercício fechado da companhia, 2020, a depreciação total representou 2,4% do imobilizado e intangível total, em linha com o que a Alupar vinha apresentando nos anos anteriores também. Dessa forma, para projeções futuras, essa mesma porcentagem de 2,4% foi multiplicada pelo somatório do intangível e imobilizado estimado de cada ano desejado para se determinar a depreciação. Para o cálculo do imobilizado e intangível, foi somado o imobilizado e intangível do ano anterior, ao capex<sup>46</sup> realizado no ano, descontado da depreciação e amortização do ano em questão.

Depreciação e Amortização	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Depreciação Total	-294.3	-316	-311	-307	-302	-296	-291	-285	-280	-275	-271
% Receita Bruta	-14.2%	-11.9%	-10.5%	-10.1%	-9.5%	-8.9%	-8.7%	-8.2%	-7.7%	-7.2%	-6.8%
% Receita Líquida	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
% Imobilizado	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%

Tabela 6: Projeção da Depreciação e Amortização

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

Pela tabela 6 acima, é possível notar que a depreciação no curto prazo apresenta um crescimento. Como o capex sendo realizado para a entrada em operação comercial de novos ativos da companhia entram como ativo imobilizado, conforme o plano de expansão é executado, a depreciação, projetada como um percentual fixo da linha de imobilizado e intangível, também sofre um aumento.

#### 5.5. Capex

<sup>46</sup> Sigla em inglês de *capital expenditure*, que representa os investimentos em bens e capital.

O capex projetado é composto pelo capex de expansão, representado pelos cinco ativos de transmissão e pelos três ativos de geração que ainda estão em fase de construção, e pelo capex de manutenção de toda a infraestrutura já em operação da companhia.

O capex de expansão é projetado a partir de uma curva de desembolso para cada um dos projetos ainda em implantação, dados que a própria companhia disponibiliza, expostos na tabela 7 abaixo. No edital de cada leilão da Aneel, já há um Capex total estimado para o projeto. Assumindo uma maior eficiência por parte da companhia, é assumido no modelo que a Alupar terá um desembolso de capex com um desconto de 20% para o capex determinado no edital, como aponta o histórico de sucesso da Alupar e o discurso dos diretores.

	2016-2017	2020	2021E	2022E	2023E	2024E
ESTE	4%	41%	55%	0%	0%	0%
TSM	10%	74%	16%	0%	0%	0%
TCE	13%	12%	62%	14%	0%	0%
ELTE	0%	0%	5%	20%	70%	5%

Tabela 7: Curva de Desembolso do Capex de Expansão

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

Um ponto que se destaca no Capex é a discrepância do nível de investimentos para frente com relação ao nível realizado nos períodos passados. A redução ocorre em função da finalização do ciclo atual de capex de expansão da Companhia. Para frente, o capex projetado passa a ser apenas o Capex de manutenção.

A métrica utilizada para modelar o investimento de manutenção das linhas de transmissão é de 2% da receita bruta de transmissão – uma aproximação indicada pela própria Companhia. Para as geradoras eólicas e PCHs, o capex de manutenção deve ser em torno de 3% da receita bruta das geradoras e para as usinas maiores, UHE Ferreira Gomes, entre 4 e 4,5% da receita de suprimento.

O capex da Holding é pouco relevante e foi projetado apenas repassando a inflação trimestral no capex visto no primeiro trimestre de 2021. O somatório em 2021 atingiu R\$ 1,3 milhões, e, para os anos subsequentes, este valor foi acrescido da inflação anual.

CAPEX	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Capex Total (BRL Milhões)	2392	708	147	71	71	74	74	77	80	84	88
Transmissão	2310	651	126	51	50	52	54	56	59	61	64
Manutenção		40	47	48	50	52	54	56	59	61	64
Expansão	967	610	80	3							
ELTE	2	21	75	3							
ESTE (lote 22)	123	81									
TSM (Lote 19)	200	120									
TCE	146	387	5								
Geração	80	56	19	21	21	22	20	21	22	23	24
Manutenção		20	19	21	21	22	20	21	22	23	24
Expansão	142	37									
La Virgen	142	37									
Holding	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2

Tabela 8: Projeção do Capex

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

## 5.6. Capital de Giro

O capital de giro é a diferença entre os recursos disponíveis em caixa que uma companhia tem e o que esta tem de contas a pagar. Logo, representa o investimento que determina a saúde financeira da empresa frente às necessidades, dentro de um intervalo de tempo, de cobrir os custos até a entrada efetiva da receita. Para projetar esse valor no modelo a conta foi feita a partir da divisão da linha no balanço patrimonial desejada da empresa pela receita líquida ou custo total, e depois pela multiplicação desse valor por 365, número de dias em 1 ano.

No modelo da Alupar, a primeira linha do balanço patrimonial que compõem o capital de giro é a linha de Contas a Receber. Para modelar essa linha, primeiramente, a razão entre Contas a Receber e a receita líquida referente ao último exercício fechado da companhia, 2020, foi calculado. A porcentagem obtida foi 22%. Para a projeção dos anos subsequentes, essa mesma porcentagem foi usada nas contas, ou seja, para alcançar a linha Contas a Receber de cada ano desejado, a receita líquida do ano em questão foi multiplicada por 22%.

Para as linhas de Estoque e Fornecedores uma conta similar à que foi descrita acima foi feita, apenas substituindo a divisão pela receita líquida por uma divisão pelo custo total. No caso da linha Estoques, a razão entre Estoques e o custo total de 2020 foi de 1%, e para a linha de Fornecedores, a razão foi de 52%. Para alcançar a projeção final das linhas de Estoques e Fornecedores, as porcentagens 1% e 52%, respectivamente, foram multiplicadas pelo custo total de cada ano desejado.

Para calcular o valor do capital de giro total foi feito o somatório das linhas Contas a Receber e Estoque subtraído pela linha de Fornecedores. O ciclo de conversão de caixa é atingido ao se somar o número de dias do ciclo de recebimento da Contas a Receber pelo número de dias do ciclo de Estoques, subtraído pelo número de dias do prazo de pagamento de Fornecedores.

A conta a entrar no fluxo de caixa consiste na variação anual do capital de giro, que pode ser obtida ao calcular a diferença no valor de cada ano.

CAPITAL DE GIRO	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
<b>Contas a Receber</b>	415	502	590	610	635	663	671	697	728	760	794
Contas a Receber (% da Receita Líquida)	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
# Dias	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
<b>Estoques</b>	8	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9
Estoques (% da Custo)	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
# Dias	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
<b>Fornecedores</b>	385	341	371	372	379	385	393	401	409	420	430
Fornecedores (% da Custo)	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
# Dias	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188
<b>Capital de Giro</b>	38	168	227	245	264	285	286	305	327	348	372
Ciclo de Conversão de Caixa	-105	-105	-105	-105	-105	-105	-105	-105	-105	-105	-105
<b>Variação Capital de Giro</b>	85	130	59	18	18	21	1	19	22	21	24

Tabela 9: Projeção do Capital de Giro

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

## 5.7. Imposto de Renda

O imposto de renda consolidado da Alupar é calculado a partir de um percentual do EBT<sup>47</sup>. Historicamente, a alíquota de tributos de cada uma das subsidiárias da companhia varia, pois algumas das concessões usufruem de benefícios fiscais que permitem a redução da taxa de imposto conforme a região em que se encontram. As empresas EATE, STN, ENTE, ETEP, ETVG, ETEM, ETES, TME e ETAP desfrutam de benefícios fiscais que reduzem 75% do imposto de renda sobre o lucro obtido nas regiões da SUDAM e SUDENE por 10 anos, e os ativos restantes têm uma alíquota de 34%.

Portanto, para modelar a alíquota consolidada da empresa, o percentual dos tributos pagos sobre o EBT de 2020, último exercício fechado, é usado para a projeção dos anos

<sup>47</sup> O EBT, sigla em inglês para *earnings before tributes*, é o lucro antes dos tributos, ou seja, o lucro operacional considerando somado aos juros.

futuros. A linha de imposto de renda e contribuição social projetada de cada ano é um resultado simplesmente da multiplicação do EBT por -14,8%, percentual visto em 2020 como mostra a tabela 9 abaixo.

Imposto de Renda	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
EBT	696.8	248	1177	1259	1359	1473	1497	1599	1718	1836	1960
Imposto de Renda / Contribuição Social	-102.9	-30	-174	-186	-201	-218	-221	-236	-254	-271	-289
Imposto de renda	-42.7										
Contribuição social	-61.4										
Imposto de renda diferido	1.7										
Contribuição social diferidos	-0.5										
Tributos (% EBT)	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%	-14.8%

Tabela 10: Projeção do Imposto de Renda

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

## 5.8. Fluxo de Caixa

Após completar o modelo, resta calcular o fluxo de caixa para o acionista da Alupar, apresentado na tabela 10.

As únicas linhas do modelo ainda não projetadas nos parágrafos acima e que compõem o fluxo de caixa são as linhas de Minoritários e a linha de Variação de Dívida. Como a Alupar não tem uma participação de 100% em todas suas subsidiárias, a linha de minoritários, que representa a participação de não controladores, deve ser subtraída da geração total de caixa da companhia para levar em conta a parcela do lucro que efetivamente vai para a Alupar. No modelo, tomando como base a porcentagem histórica da participação dos minoritários no lucro líquido da Alupar, é assumido que 50% do lucro líquido vai para os participantes não controladores e o restante para a própria companhia retém.

A linha de Variação de Dívida é calculada da seguinte forma: como mostra a parte de cima da tabela 10, a companhia é alavancada a partir da emissão de nova dívida com o passar dos anos. A emissão nova de dívida, que representa a linha de variação de dívida, é obtida partir de uma conta de Furo de Caixa, definido pela diferença entre o dividendo que deve ser pago e toda a geração de caixa no período do exercício. É assumido no

modelo que o *payout*<sup>48</sup> é de 120% - um pequeno aumento comparado aos 112% do ano de 2020, como a empresa deve finalizar seu ciclo de capex que a capacitará realocar o capital gerado na forma de dividendo aos invés de direcioná-lo à novos investimentos.

Por fim, o somatório de todas essas linhas representa a geração de caixa de cada exercício finalizado e permite que o valor da companhia seja projetado.

FLUXO DE CAIXA	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Lucro Líquido	219	100	501	537	579	628	638	681	732	782	835
Payout Mínimo	112%	115%	115%	115%	120%	120%	120%	120%	120%	120%	120%
Dividendo Mínimo	114	577	617	695	754	766	818	879	939	1002	1002
Furo de Caixa		-159	650	708	712	745	728	772	808	838	875
Emissão Nova de Dívida		274	0	0	0	8	38	45	71	101	127
EBITDA	1451	2035	2293	2372	2466	2575	2594	2694	2813	2933	3062
CAPEX	-2392	-708	-147	-71	-71	-74	-74	-77	-80	-84	-88
Despesa Financeira Líquida	-460	-1471	-805	-805	-805	-805	-806	-810	-814	-822	-832
Imposto	-103	-30	-174	-186	-201	-218	-221	-236	-254	-271	-289
Variação do Capital de Giro		130	59	16	18	21	1	19	23	21	24
Variação de Dívida		274	0	0	0	8	38	45	71	101	127
Minoritários	-372	-100	-501	-537	-579	-628	-638	-681	-732	-782	-835
Amortizações											
<b>SOMA</b>	<b>-1875</b>	<b>129</b>	<b>725</b>	<b>789</b>	<b>828</b>	<b>879</b>	<b>893</b>	<b>954</b>	<b>1025</b>	<b>1095</b>	<b>1169</b>

Tabela 11: Fluxo de Caixa Projetado

Fonte: Alupar

Elaboração: Autora

Percebe-se na tabela 10 acima, que o fluxo de caixa para o Acionista da Alupar apresenta um crescimento da geração de caixa no curto e médio prazo comparado aos exercícios anteriores. Como já explicado em projeções anteriores, esse fato se dá por conta do crescimento do EBITDA, provindo da entrada da RAP correspondente a cada novo ativo de transmissão e da receita da venda de energia elétrica gerada pelas novas geradoras, acompanhado pela redução do capex de expansão em virtude da energização das linhas de transmissão e dos ativos de geração que hoje se encontram em construção.

<sup>48</sup> *Payout* é um indicador que representa o percentual do lucro líquido que é pago de dividendo para os acionistas.

## 6. Aplicação do Método de Valuation

A projeção descrita no capítulo anterior da Demonstração de Resultado e do Balanço Patrimonial permite que seja calculado o valor presente da geração de caixa total da companhia. A partir do fluxo de caixa obtido, resta descontar os valores obtidos para cada ano para atingir o preço alvo no valor presente.

Para realizar essa conta, primeiramente, o custo de capital,  $K_e$ , deve ser calculado através do modelo do CAPM<sup>49</sup>. As variáveis na conta são a taxa livre de risco, o prêmio de risco e o beta.

Para obter a primeira incógnita, a taxa correspondente utilizada foi a NTN-B 2055 (Nota do Tesouro Nacional tipo B 2055). Trata-se de um título público do Tesouro Direto e uma opção de investimento de renda fixa, com parte do retorno atrelado à taxa de juros semestrais pré-fixadas e outra parte à variação do IPCA<sup>50</sup>. É visto pelo mercado como um investimento de baixo risco e um dos mais seguros do país. A NTN-B 2055 está pagando IPCA + 4,50%<sup>51</sup> e a expectativa de inflação para 2022 é de 3,78% pelas estimativas da Focus (junho de 2021), portanto, a taxa livre de risco alcançada, obtida através da soma de ambos esses valores, é de 8,28%.

O valor correspondente ao prêmio de risco foi estimado em 4,00%. O mercado usualmente utiliza uma taxa em torno de 5,00%. Todavia, levando em conta que a taxa de juros hoje no Brasil está baixa, em 4,25%<sup>52</sup>, pode-se considerar que será necessário tomar mais risco para obter retornos acima da inflação por parte dos investidores. Dessa forma, o risco de mercado também deveria estar mais baixo. Levando esse cenário em conta, uma premissa de 4,00% torna-se válida, sendo um pouco abaixo da média comumente utilizada.

A última variável, o beta<sup>53</sup>, corresponde ao risco não diversificável<sup>54</sup>, e, estatisticamente, pode ser calculado pela covariância do ativo com uma carteira de

---

<sup>49</sup> Capital Asset Pricing Model, sigla em inglês para Modelo de Precificação de Ativos Financeiros.

<sup>50</sup> Índice de Preços ao Consumidor Amplo. Sigla para o índice que mede a inflação oficial do Brasil.

<sup>51</sup> Disponível em: <<https://www.tesourodireto.com.br/titulos/historico-de-precos-e-taxas.htm>>. Acesso em: 16 de junho de 2021.

<sup>52</sup> Taxa Selic dia 20 de junho de 2021.

<sup>53</sup> O beta é uma medida de risco relativo que gira em torno de um – ações com um  $\beta$  acima de um estão mais expostas a risco de mercado e as que estão abaixo estão mais seguros.

<sup>54</sup> Risco que afeta todos os ativos no mercado, logo, o investidor não consegue o eliminar através da diversificação de ações.

mercado. Portanto, o indicador foi calculado através de uma regressão linear que captou a correlação entre a variação do preço da ação da Alupar e do índice Ibovespa<sup>55</sup>. A correlação obtida entre os retornos históricos da ação desde seu IPO, dia 24 de agosto de 2013, em relação ao retorno histórico do Ibovespa desde a mesma data, ou seja, o beta calculado, foi de 0,75. A partir da definição das três variáveis, o custo de capital pode ser calculado utilizando a equação do modelo CAPM, descrita no capítulo 2. O valor alcançado foi de 10,28%.

Premissas Ke	
Taxa Livre de Risco	3.50%
Inflação	3.78%
Beta	0.75
Prêmio de Risco de Mercado	4.00%
<b>Custo de Capital Próprio</b>	<b>10.28%</b>

Tabela 12: Custo de Capital Próprio para a Alupar

Fonte: Tesouro Direto, Bloomberg

Elaboração: Autora

Para alcançar o preço alvo apropriado da companhia o modelo CAPM deve ser aplicado ao fluxo de caixa. No caso da Alupar, o modelo se estende até o ano de 2050, pois, em um cenário base, é considerado apenas o portfólio atual da empresa, do momento atual até o final de todas as autorizações e contratos, quando não haveria mais geração de caixa.

O preço alvo do ativo é alcançado ao descontar o fluxo de caixa para o acionista de cada ano projetado pelo custo de capital próprio de 10,28%, trazendo-os a valor presente. Por fim, deve-se dividir o valor presente total dos fluxos de caixa da companhia, somatório dos fluxos descontados gerado em todos os anos projetados no modelo, pelo número total de ações emitidas, resultando no valor justo projetado da Alupar. O modelo projetado alcançou um preço alvo de R\$ 26,27, atingindo-se assim o objetivo final deste trabalho.

<sup>55</sup> O principal indicador de desempenho das ações negociadas na B3, formado pelas ações com maior volume negociado nos últimos meses.

Valuation	
Valor Presente do Fluxo de Caixa (mm)	7,699.32
Número de Ações (mm)	293.04
<b>Preço Alvo por Ação</b>	<b>26.27</b>
Preço Atual por Ação	27.45
Valor de Mercado (mm)	8,043.87

Tabela 13: Valor projetado da Alupar<sup>56</sup>

Elaboração: Autora

---

<sup>56</sup> Tabela feita com a cotação do dia 15 de junho de 2021.

## 7. Conclusão

Através da realização de uma análise fundamentalista da Alupar, pelo método do Fluxo de Caixa Descontado para o Acionista, o preço alvo da companhia foi alcançado. O trabalho desenvolvido se aprofundou nos fatores qualitativos e nas métricas quantitativas da empresa, tornando-se um auxiliador em uma possível tomada de decisão de investimento na companhia.

A Alupar hoje é uma das principais operadoras de ativos de transmissão e de geração no Brasil, vindo de um histórico de execução e expansão formidável. A companhia está inserida em um setor com amplas vias de crescimento, a partir da eletrificação da matriz energética e do avanço da demanda global por energia desencadeado pela expansão nos setores residenciais, industriais e de transportes. Sob a ótica da Alupar, esses fenômenos devem criar vastas oportunidades de expansão de portfólio, resultando, futuramente, em uma possível consolidação do setor, gerando escala e uma maior geração de caixa para a empresa.

Ainda no médio prazo, a energização de empreendimentos ainda em construção resultará no fortalecimento do balanço da companhia, reduzindo sua alavancagem e aumentando a distribuição de dividendos para os acionistas. Além disso, no panorama da pandemia e em meio a tantas incertezas, ser acionista de uma empresa predominantemente de transmissão com fluxo de caixa previsível pode ser positivo.

Apesar desse cenário consideravelmente otimista, o *valuation* desenvolvido no trabalho atinge o valor alvo por ação de R\$ 26,27, 4,28% abaixo do preço de tela, auferido dia 15/06/2021. Um possível fator desfavorável no curto prazo que justifique é a conjuntura macroeconômica. As ações do setor de concessões públicas têm apresentado uma performance mais fraca em função do aumento das taxas de juros de longo prazo. Levando em conta a previsibilidade do fluxo de caixa da Alupar, a companhia pode ser comparada a um título de renda fixa, ou seja, em um cenário de perspectivas de aumento de juros, o investidor passa a exigir um prêmio maior para adquirir um título público, logo, passa a exigir também um retorno maior para os ativos de *utilities*, buscando manter o *spread*.

Portanto, depreende-se que a Alupar está bem-posicionada em um setor que apresenta oportunidades significativas de crescimento e está relativamente blindada dos impactos de curto prazo da pandemia. Sob a ótica do trabalho desenvolvido, a Alupar

pode se tornar uma potencial oportunidade de investimento de longo prazo caso a cotação atual das ações negociadas da companhia se desvalorize e se torne mais atrativa.

## Referências Bibliográficas

- Alupar. **Release de Resultado de 2020**. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/7055e766-fc6d-42b3-9911-c19f8e89875a/9393698b-251d-881a-9a3f-fc79a8ce026c?origin=1>>. Acessado em 8 de maio de 2021.
- Alupar. **Informações Trimestrais de 2020**. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/7055e766-fc6d-42b3-9911-c19f8e89875a/b0cdcc8f-0fc5-7888-52c9-658d90212cef?origin=1>>. Acessado em: 13 de abril de 2021.
- Alupar (2020). **Formulário de Referência**. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/7055e766-fc6d-42b3-9911-c19f8e89875a/c8fe834d-4acf-a3c7-9a82-0af32ac0d4e2?origin=1>>. Disponível em: 18 de junho de 2021.
- DAMODARAN, A. **Avaliação de Investimentos: Ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002.
- GOEDHART, M., KOLLER, T., WESSELS, S. **Valuation, Measuring and Managing the Value of Companies**. 2015.
- MARION, J. **Contabilidade Empresarial**. São Paulo, 2015.
- PÓVOA, A. **Valuation: Como precificar ações**. – 2. Ed. Ver. E atual. – São Paulo: Globo, 2007.
- EPE. **Cenários de Demanda para o PNE 2050**, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/Cen%C3%A1rios%20de%20Demanda.pdf>>. Acessado em: 28 de novembro de 2020.
- ONS. **Plano de Operação Energética 2020/2024.**, 2020. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/REVISTA\\_PEN%202020\\_versao20201112.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/REVISTA_PEN%202020_versao20201112.pdf)>. Acessado em: 28 de novembro de 2020.
- ENGIE Brasil Energia. **Apresentação de Resultados 3T20**, 2020. Disponível em: <<https://www.engie.com.br/uploads/2020/11/APS-EBE-3T20.pdf>>. Acessado em: 28 de novembro de 2020.

**CCEE. Com quem se relaciona.** Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/on de-atuamos/com\\_quem\\_se\\_relaciona?\\_afLoop=472361431197047&\\_adf.ctrl-state=9mcc6g22p\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D472361431197047%26\\_adf.ctrl-state%3D9mcc6g22p\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/on%20de-atuamos/com_quem_se_relaciona?_afLoop=472361431197047&_adf.ctrl-state=9mcc6g22p_1#!%40%40%3F_afLoop%3D472361431197047%26_adf.ctrl-state%3D9mcc6g22p_5)>. Acessado em: 28 de novembro de 2020.

**Taesá. Setor de Transmissão.** Disponível em: <<https://ri.taesa.com.br/sobre-a-taesá/setor-de-transmissáo/>>. Acessado em: 28 de novembro 2020.

**MME. Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico.** Outubro de 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Relat%C3%B3rio+do+GT+Moderniza%C3%A7%C3%A3o+do+Setor+El%C3%A9trico.pdf/b49d5558-ad36-d268-c2e2-2f0e5331a6b4>>. Acessado em: 30 de novembro de 2020.

**REVISTA USP**, São Paulo, n. 104, p. 13-36. Janeiro/Fevereiro/Março 2015.

**Alupar. Apresentação Corporativa 1T21.** Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/7055e766-fc6d-42b3-9911-c19f8e89875a/3df6b995-bc16-68bc-ceed-8cd0999798c7?origin=1>>. Acessado em 16 de junho de 2021.

**MME. PDE 2030.** Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-538/PDE2030\\_EnvioMME\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-538/PDE2030_EnvioMME_rv2.pdf)>. Acessado em: 16 de junho de 2021.

**Tesouro Direto.** Disponível em: <[https://www.tesourodireto.com.br/?utm\\_source=Googleads&utm\\_medium=cpc&utm\\_campaign=InstitucionalProduto&utm\\_term=Investimento&utm\\_content=TesouroDireto&gclid=CjwKCAjwoNuGBhA8EiwAFxomA4psKoi9VpNV6IGDaKEymCTN6RqCCQTV-6pxqjuRkO5n\\_hED6iLiUhoC7GAQAvD\\_BwE](https://www.tesourodireto.com.br/?utm_source=Googleads&utm_medium=cpc&utm_campaign=InstitucionalProduto&utm_term=Investimento&utm_content=TesouroDireto&gclid=CjwKCAjwoNuGBhA8EiwAFxomA4psKoi9VpNV6IGDaKEymCTN6RqCCQTV-6pxqjuRkO5n_hED6iLiUhoC7GAQAvD_BwE)>. Acessado em: 20 de maio de 2021.