



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

VALUATION INTRÍNSECO E RELATIVO: O ESTUDO DE CASO DA COPEL

Rafael Pinto de Freitas

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Produção da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: José Roberto Ribas

Marco Ludwik Patrício Krebs

Rio de Janeiro
Dezembro de 2020

VALUATION INTRÍNSECO E RELATIVO: O ESTUDO DE CASO DA COPEL

Rafael Pinto de Freitas

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO.

Examinado por:

Prof. José Roberto Ribas, D.Sc.

Prof. Marco Ludwik Patrício Krebs, D.Sc.

Prof. Nome Completo do Terceiro Examinador, Ph.D

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

DEZEMBRO DE 2020

de Freitas, Rafael Pinto

Valuation Intrínseco e Relativo: O estudo de caso da Copel/Rafael Pinto de Freitas – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2020.

XI, 54 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: José Roberto Ribas

Marco Ludwik Patrício Krebs

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Produção, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 52 – 54.

1. Valuation. 2. Análise de investimentos. I. Ribas, José Roberto *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Produção. III. *Valuation Intrínseco e Relativo: O estudo de caso da Copel.*

*Judge a man by his
questions rather than
by his answers.*

— Voltaire

Agradecimentos

Agradeço pela oportunidade de cursar um ensino superior de qualidade de forma pública. Mesmo com suas diversas limitações e imperfeições, a República brasileira segue em frente com a mensagem de democratização do conhecimento. É somente por meio desta que podemos nos defender contra a tirania vil da ignorância. Dessa forma, estou em dúvida com a sociedade; com todos que permitiram minha entrada e estadia no curso de Engenharia de Produção pela UFRJ. Uma dúvida monumental, se pensada pela ótica dos benefícios. Espero retornar o investimento em breve, a começar de forma humilde com este trabalho de conclusão de curso. Boa leitura!

 Lorem ipsum

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Produção.

VALUATION INTRÍNSECO E RELATIVO: O ESTUDO DE CASO DA COPEL

Rafael Pinto de Freitas

Dezembro/2020

Orientadores: José Roberto Ribas

Marco Ludwik Patrício Krebs

Curso: Engenharia de Produção

Sit urna lacus aenean euismod morbi integer mauris ligula euismod. Massa leo nunc rutrum non vulputate viverra erat aliquet torquent. Dictumst inceptos litora diam dui eu non sodales eget metus? Mollis faucibus justo class class nulla vestibulum consequat purus.

Sit est ligula massa massa. Lectus parturient vehicula luctus nisl facilisis iaculis sagittis euismod ornare ut platea! Vestibulum et cras nostra luctus morbi cubilia et ante ornare luctus commodo facilisis nam. Lobortis ligula dictum tortor facilisis ante gravida habitasse cras laoreet. Vehicula pharetra vulputate non magna ut interdum habitant quam et class elementum arcu!

Adipiscing nulla laoreet magna dignissim nostra phasellus lacinia elementum est id! Rutrum arcu aliquet torquent porttitor ligula eget dictumst aenean. Lacus dictumst phasellus sed lobortis leo convallis velit mi imperdiet. Ultricies convallis id vestibulum morbi rutrum tortor diam volutpat euismod montes enim cras eros luctus duis rutrum integer.

Consectetur platea augue vitae vitae integer ad tincidunt torquent ac. Pharetra malesuada odio non lobortis dis aliquet arcu nascetur magna porttitor. Lacinia curabitur primis ligula magna sociosqu hendrerit sociosqu risus cubilia. Arcu potenti mi pellentesque nulla per varius vitae lectus pellentesque! Tempor.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

INTRINSIC AND RELATIVE VALUATION: THE CASE STUDY OF COPEL

Rafael Pinto de Freitas

December/2020

Advisors: José Roberto Ribas
Marco Ludwik Patrício Krebs
Course: Industrial Engineering

Sit urna lacus aenean euismod morbi integer mauris ligula euismod. Massa leo nunc rutrum non vulputate viverra erat aliquet torquent. Dictumst inceptos litora diam dui eu non sodales eget metus? Mollis faucibus justo class class nulla vestibulum consequat purus.

Sit est ligula massa massa. Lectus parturient vehicula luctus nisl facilisis iaculis sagittis euismod ornare ut platea! Vestibulum et cras nostra luctus morbi cubilia et ante ornare luctus commodo facilisis nam. Lobortis ligula dictum tortor facilisis ante gravida habitasse cras laoreet. Vehicula pharetra vulputate non magna ut interdum habitant quam et class elementum arcu!

Adipiscing nulla laoreet magna dignissim nostra phasellus lacinia elementum est id! Rutrum arcu aliquet torquent porttitor ligula eget dictumst aenean. Lacus dictumst phasellus sed lobortis leo convallis velit mi imperdiet. Ultricies convallis id vestibulum morbi rutrum tortor diam volutpat euismod montes enim cras eros luctus duis rutrum integer.

Consectetur platea augue vitae vitae integer ad tincidunt torquent ac. Pharetra malesuada odio non lobortis dis aliquet arcu nascetur magna porttitor. Lacinia curabitur primis ligula magna sociosqu hendrerit sociosqu risus cubilia. Arcu potenti mi pellentesque nulla per varius vitae lectus pellentesque! Tempor.

Sumário

Listá de Figuras	x
Listá de Tabelas	xi
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Justificativa	2
1.3 Objetivos	4
1.4 Delimitações	4
1.5 Estrutura do trabalho	4
2 O mercado de energia	6
2.1 Órgãos presentes no estudo	6
2.1.1 MME	6
2.1.2 ANEEL	7
2.1.3 ONS	7
2.1.4 CCEE	7
2.1.5 EPE	8
2.2 O fluxo de energia	8
2.3 Estudos e projeções de longo prazo	9
2.3.1 Plano Nacional de Energia (PNE)	9
2.3.2 Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)	11
3 Referencial teórico	12
3.1 <i>Valuation</i> intrínseco	12
3.1.1 Análise de Fluxo de Caixa Descontado	13
3.1.2 Modelo de Desconto de Dividendos	15
3.2 <i>Valuation</i> relativo	16
3.2.1 Análise por múltiplos	17
4 Estudo de caso	19
4.1 Breve dossiê da Copel	19

4.1.1	História	19
4.1.2	<i>Core business</i>	22
4.2	Cálculo do <i>valuation</i> intrínseco	41
4.3	Cálculo do <i>valuation</i> relativo	49
5	Conclusão	51
	Referências Bibliográficas	52

Lista de Figuras

1.1	Uma comparação entre o IBOV e a poupança.	3
4.1	Usinas da Copel localizadas em mapa do Paraná.	23
4.2	Mapa geoelétrico do Paraná.	29
4.3	Mapa geoelétrico de Curitiba.	30
4.4	Mapa geoelétrico de Londrina.	31
4.5	Mapa geoelétrico de Maringá.	32
4.6	Mapa geoelétrico de Ponta Grossa.	33
4.7	Gráfico dos perfis de consumo da distribuição.	36
4.8	Gráfico dos perfis de consumo da classe Industrial.	38

Lista de Tabelas

4.1	Extensão de linhas de transmissão da Copel, por nível de tensão.	28
4.2	Subestações de transmissão da Copel, por nível de tensão.	28
4.3	Número de consumidores da Copel.	34
4.4	Indicadores de atuação da distribuição.	34
4.5	Perfil de consumo de energia da distribuição.	35
4.6	Perfil de consumo de energia da classe Industrial.	37
4.7	Tarifas aplicadas à baixa tensão.	39
4.8	Tarifas aplicadas à alta tensão.	40
4.9	Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2019 a 2013.	42
4.10	Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2012 a 2005.	43
4.11	Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2004 a 1997.	45
4.12	Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 1996 a 1994.	47
4.13	Comparativo de empresas similares à Copel.	50

Capítulo 1

Introdução

Cabe, antes de começar o desenvolvimento do trabalho propriamente dito, contextualizar e justificar o trabalho, assim como explicitar aos leitores os objetivos, as limitações e a estrutura do mesmo.

1.1 Contextualização

É necessário definir Bolsas de Valores, assim como retratar uma breve história da brasileira a partir de 1967 – ano a partir do qual começou a se chamar Bolsa de Valores de São Paulo, a Bovespa. Segundo Assaf Neto (2018), as Bolsas são entidades, cujo objetivo básico é o de manter um local em condições adequadas para a realização de operações de compra e venda de títulos e valores mobiliários.

Um ano após 1967, foi criado o principal índice de ações brasileiro: o Ibovespa. Resumidamente, este índice é uma média ponderada das ações com maior volume de negociação. Após certo tempo, foi criada a Cetip – a Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos – em 1984, começando a operar em 1986.

A partir de 2007, as bolsas de valores deixaram de ser entidades sem fins lucrativos e tornaram-se empresas de capital aberto. No ano seguinte, a BM&F e a Bovespa se uniram, resultando na criação da Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros de São Paulo – a BM&F Bovespa. Em 2017, são fundidas a BM&F Bovespa e Cetip, dando origem à B3 S.A., sob a supervisão da Comissão de Valores Mobiliários – esta é a bolsa brasileira atualmente.

Em tempos contemporâneos, há um crescimento de CPFs registrados na Bolsa de Valores ano a ano, sendo em 2020 o recorde, um aumento de 47.7% relativo a maio de 2019¹.

Com diversos setores e subsetores de atuação, são diversas as empresas de capital

¹Pode-se conferir a evolução dos mesmos baixando a planilha presente neste link: http://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/consultas/mercado-a-vista/historico-pessoas-fisicas/. Último acesso em 07 jul 2020.

aberto à disposição para escolha do crescente número de investidores brasileiros – o que não quer dizer que o investidor deve investir em todos. De fato, o investidor precisa minimizar seu risco, preferencialmente investindo em empresas que dentre outras características possuem alto *payout* de dividendos, baixo grau de alavancagem; e menor variabilidade de lucros (BEAVER; KETTLER; SCHOLES, 1970).

Empresas do setor de utilidades possuem tais características, em sua maioria; dessa forma, escolheu-se um exemplar do mesmo – a Companhia Paranaense de Energia, Copel – como forma de fazer o valuation da empresa, fazer um breve resumo do setor elétrico, comparar os métodos de avaliação; e, evidentemente, exemplificar o processo ao leitor.

1.2 Justificativa

Por mais que a caderneta de poupança seja o investimento preferido dos brasileiros, segundo a Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (2019) – esta modalidade conta com 88% da população – é evidente que o rendimento nominal² do IBOV é superior no longo prazo. Pelo IPEA, pode-se obter tanto os rendimentos nominais (em % a.m.) da poupança quanto os retornos do IBOV (também em % a.m.), ambos em intervalos mensais desde 1990.³ A partir daí, acumulamos as taxas recursivamente. Definindo i como a taxa de retorno nominal total, e i_t como sendo a taxa de retorno nominal no mês t , temos $i = \prod_{t=1}^n (1 + i_t)$, sendo n o mês que se deseja calcular o retorno nominal total. Exposto isso, foi feito um gráfico dos retornos totais de ambas as modalidades:

²Nominal, pois os retornos reais são contextuais devido ao pagamento de impostos, dividendos; e, a depender do ativo, dos custos do mesmo.

³Ambas as séries podem ser obtidas em <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>. Último acesso em 10 jul 2020.

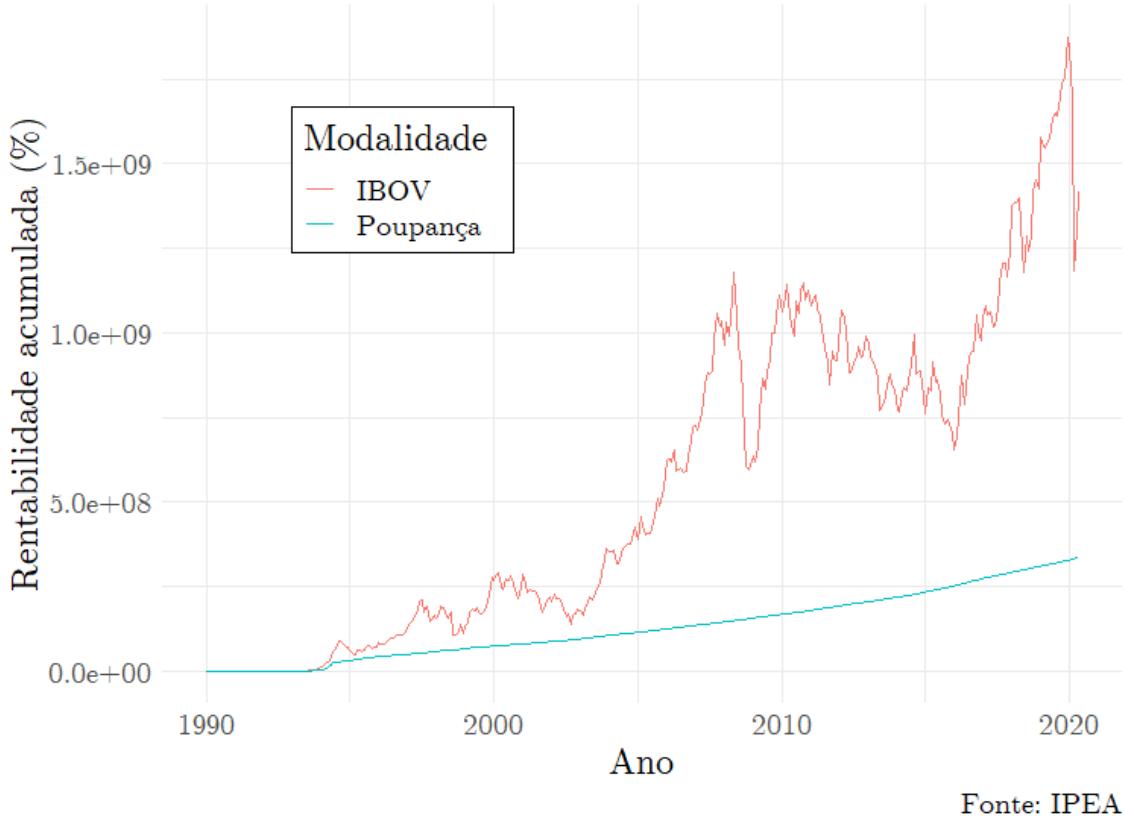


Figura 1.1: Uma comparação entre o IBOV e a poupança.

Com o passar do tempo, entretanto, a maturação no mercado financeiro pode, naturalmente, levar o investidor a se interessar por retornos acima do mercado – fundos de índice, por definição, impossibilitam o objetivo. Isso leva a uma exploração de diferentes classes de ativos, desde ações ordinárias a fundos de investimento em ações. Um investidor, entretanto, há de ter em mente que raramente fundos de investimento com administração ativa, no longo prazo, superam os retornos dos fundos de índice, em termos reais (BOGLE, 2015).

Assim sendo, caso o investidor deseja ter sucesso, é importante que as escolhas de ativos sejam racionais. Ao menos, tão racionais quanto possível forem para humanos. De fato, indivíduos estão sujeitos a uma racionalidade restrita (SIMON, 1997), o que leva a diversas heurísticas – inclusive, mas não limitadas a: enfatizar evidências que apoiam visões próprias (KLAYMAN, 1995), superestimar probabilidades por maior “disponibilidade” em memória (SCHWARZ et al., 1991); e superestimar a própria habilidade, quando se é novato, assim como subestimar, quando se é um *expert* (KRUGER; DUNNING, 1999) – para simplificar o processo de raciocínio e, permitir, assim, que o agente consiga satisfazer as restrições – tempo, recursos, dentre outros – para a tomada de decisões.

De fato, a abordagem de realizar tanto o *valuation* intrínseco quanto o relativo de uma empresa é, além de uma interessante comparação entre métodos, uma forma

de evitar a “síndrome do homem com martelo”, popularizado por Munger (2006). Este cita um provérbio, que diz: “Para um homem com um martelo, todo problema se parece com um prego.”

1.3 Objetivos

São os principais objetivos do trabalho (1) fazer o *valuation* da Companhia Paranaense de Energia através de, no mínimo, dois métodos de valuation, sendo no mínimo um deles intrísenco e no mínimo, um relativo e (2) realizar a comparação entre os resultados dos métodos.

Com o desenvolver do trabalho, poderão ser percebidas outras motivações, entretanto seriam estas consideradas secundárias.

1.4 Delimitações

Este trabalho se limita a prover um breve prospecto do cenário energético brasileiro, assim como possíveis desenvolvimentos. Não serão discutidas políticas energéticas e afins. Se limita, também, a tomar como verdadeira a teoria moderna do portfólio como exposta por Markowitz (1952), para o cálculo do custo de capital. Não será discutido economia comportamental, nem modelos mais sofisticados para tal cálculo.

1.5 Estrutura do trabalho

O trabalho possui, em sua integridade, cinco capítulos.

O primeiro capítulo é uma introdução ao restante do trabalho, e é efetivamente um resumo do que o leitor verá pela frente.

O segundo capítulo é uma examinação do setor energético brasileiro, a ser feito pela leitura e examinação do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Nacionl de Energia (PNE), ambos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Através destes, podemos ter uma melhor noção do setor no qual a empresa está inserido, possibilitando um melhor cálculo e previsão dos fluxos de caixa.

O terceiro capítulo é a documentação do referencial teórico utilizado, a ser escrito seguindo uma lógica linear, de forma tal que possa também ser visto como uma metodologia, com exemplos para auxiliar o leitor.

O quarto capítulo é o estudo de caso de fato. Será dada uma contextualização da empresa, assim como a aplicação dos métodos discutidos.

O quinto e último capítulo é a conclusão, em que será feita a exposição dos resultados, assim como a comparação entre os métodos de *valuation* discutidos durante o texto.

Capítulo 2

O mercado de energia

É importante, antes de partir para o estudo de caso em questão, estabelecer o contexto do trabalho em questão. De fato, neste capítulo serão tratados os fundamentais do mercado de energia no Brasil, desde os órgãos aos estudos principais do setor.

2.1 Órgãos presentes no estudo

Nesta seção, serão tratados os cinco principais órgãos do setor, sendo eles: (1) o Ministério de Minas e Energia; (2) a Agência Nacional de Energia Elétrica; (3) o Operador Nacional do Sistema Elétrico; (4) a Câmara Comercializadora de Energia Elétrica; e (5) a Empresa de Pesquisa Energética.

2.1.1 MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960, no governo do presidente Juscelino Kubitschek. Assim seguiu por 30 anos, até ser extinto em 1990 e recriado em 1992.

Em 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao presidente da República políticas nacionais e medidas para o setor.

Logo em seguida, em 2003, foram definidas as competências do MME como sendo as áreas de (1) geologia, recursos minerais e energéticos; (2) aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; e (3) petróleo, combustível e energia elétrica.

No ano seguinte foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cuja função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. No mesmo ano, foi

permitida também a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

O MME tem como empresas vinculadas a Eletrobras e Petrobras. Estão, também, vinculadas algumas autarquias ao Ministério, dentre elas: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); e a Agência Nacional de Mineração (ANM).

2.1.2 ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do governo federal. A autarquia foi criada em dezembro de 1996, durante o mandato de Fernando Henrique Cardoso.

Cabe à ANEEL, dentre outras competências: (1) implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos; (2) estabelecer as tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição; e (3) fazer a gestão dos contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica.

Pode-se conferir a lista completa de atribuições pelo Art. 3º da Lei nº 9.427/96.¹

2.1.3 ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma entidade privada sem fins lucrativos que é responsável pela coordenação e controle da operação de instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob fiscalização da ANEEL. O órgão foi criado em agosto de 1998, sob mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso.

2.1.4 CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no mercado de energia brasileiro. De fato, esta efetua a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas

¹Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm. Último acesso em 17 nov 2020.

no mercado de curto prazo. As regras e procedimentos que regulam as atividades realizadas da CCEE são aprovados pela ANEEL.

Foi criada em agosto de 2004, sob mandato do presidente Luiz Inácio Lula da Silva, sucedendo ao antigo Mercado Atacadista de Energia.

2.1.5 EPE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada em março de 2004, sob mandato do presidente Luiz Inácio Lula da Silva. Tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Cabe à EPE, dentre outras atribuições: (1) apresentar ao CNPE, anualmente, os Planos Decenais de Expansão (PDE), assim como a cada dois anos os Planos Nacionais de Energia (PNE); (2) identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos; e (3) elaborar e publicar o balanço energético nacional.

A lista completa de atribuições pode ser vista no Art. 4º da Lei nº 10.847/04.²

Uma das principais motivações para a criação da EPE foram os racionamentos e apagões ocorridos no início da década, ocorridos durante o governo de Fernando Henrique Cardoso, atribuídos em parte à carência de planejamento. Embora seja uma entidade independente, é vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

2.2 O fluxo de energia

Atualmente, o setor elétrico brasileiro tem uma estrutura predominantemente unidirecional nos fluxos de energia. Assim, são tipicamente divididos em geração, transmissão, comercialização e distribuição. Por se tratarem do final da cadeia de valor convencional, os consumidores então têm efetivamente um comportamento passivo.

A geração de energia elétrica é a transformação da energia primária – petróleo, carvão mineral, dentre outros – em energia elétrica. No Brasil, predomina-se a geração hidráulica devido ao grande potencial hidroenergético dos nossos rios.

A transmissão efetua o transporte da energia gerada até os centros consumidores de carga. Nessa parte, o sistema brasileiro possui uma particularidade, que é o fato de que os grandes centros de consumidores ficam localizados longe da grande geração energética. Isso faz com que o Brasil tenha uma grande quantidade de linhas de transmissão com algumas centenas de quilômetros.

²Disponível em: http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm. Último acesso em 17 nov 2020.

A comercialização de energia é atualmente realizada em dois ambientes diferentes: (1) no Ambiente de Contratação Livre, que é destinado ao atendimento de consumidores livres – o consumidor que pode optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor, que é atendido em qualquer tensão e com demanda contratada mínima de 3 MW, segundo a Resolução da ANEEL nº 376, de 25 de agosto de 2009³ e a Resolução nº 414, de 9 de setembro de 2010⁴; e (2) no Ambiente de Contratação Regulada, que é destinado ao atendimento de consumidores cativos por meio das distribuidoras, sendo estas supridas por geradores estatais ou independentes que vendem energia em leilões públicos.

A distribuição é o setor responsável por receber a energia da transmissão e distribuí-la para os centros consumidores.

Salvo no caso de *holdings*, empresas só podem atuar em uma das áreas ex-comercialização.

2.3 Estudos e projeções de longo prazo

A EPE cumpre sua finalidade de braço técnico de estudos do setor energético produzindo relatórios e planos de expansão a respeito do setor elétrico. Por se tratar de um *valuation* de uma empresa do setor, é importante ponderar a respeito das ações tomadas e o parecer de *experts* a respeito do futuro do setor como um todo, a fim de aprimorar nossas estimativas da taxa de crescimento.

São os dois principais estudos, nesse sentido, (1) o Plano Nacional de Energia; (2) e o Plano Decenal de Expansão de Energia

2.3.1 Plano Nacional de Energia (PNE)

O PNE é um conjunto de estudos que dão suporte ao desenho da estratégia de longo prazo do governo em relação à expansão do setor de energia. A estratégia, por sua vez, consiste em um conjunto de recomendações e diretrizes a serem seguidas na definição das ações e iniciativas a serem implementadas ao longo do horizonte de tempo prescrito. A revisão do PNE deve ser conduzida sempre que houver necessidade de alteração na estratégia de longo prazo do tomador de decisão relevante, sejam por razões ordinárias ou extraordinárias.

Os PNes têm relação com os PDEs. Embora haja similaridades, o PNE é um instrumento de planejamento com atribuições distintas do PDE. Em primeiro lugar, o PNE é um documento com visão mais estratégica. Neste contexto, seu enfoque

³Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=109898>. Último acesso em 17 nov 2020.

⁴Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=112868>. Último acesso em 17 nov 2020.

consiste em embasar o posicionamento do governo de modo a orientar e direcionar as estratégias dos agentes do setor de forma a se atingir os objetivos gerais da expansão no longo prazo, com adequação dos recursos, com confiabilidade, modicidade e sustentabilidade. Além disso, o PNE é o alicerce a partir de qual todos os Planos, Políticas, Programas e Iniciativas são elaborados. O PNE é, portanto, um farol que orienta para onde os PDEs devem indicar a expansão do setor de energia no horizonte decenal. Por fim, enquanto o PDE trabalha com um cenário de referência e análises de sensibilidade, anualmente revisto, o PNE deve tratar com mais cenários.

No caso, foi feito o estudo do PNE 2050 (EPE, 2020), e assim será entregue um pequeno sumário executivo do mesmo a seguir.

Foram elaborados dois grandes cenários, formando um cone de incertezas para o desenho da estratégia de longo prazo: o primeiro, chamado Desafio da Expansão, reflete requisitos de expansão do setor de energia para atendimento a um crescimento da demanda de energia mais expressivo. No segundo, chamado de Estagnação, analisam-se as consequências de um cenário em que o consumo de energia per capita mantém-se inalterado ao longo de todo o período. O foco do relatório está voltado para o cenário Desafio da Expansão.

Os estudos do PNE apontam para um potencial energético de quase 280 bilhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo) no horizonte até 2050. A demanda cresce de 300 milhões de tep para 600 milhões de tep e, ao longo de trinta e cinco anos, essa trajetória representa uma demanda de energia total acumulada do período equivalente a pouco menos de 15 bilhões de tep. Tamanha discrepância entre potencial de recursos e a demanda de energia estimada gera uma situação distinta daquela vivida ao longo especialmente da metade do século XX, quando o País viveu grandes crises de energia. Dessa forma, imagina-se uma administração da abundância.

O cenário Desafio da Expansão considera algumas premissas, que serão levadas em conta para o uso no estudo de caso. São essas: (1) crescimento médio de PIB de 3.1% a.a. e 2.8% de PIB per capita; (2) a população brasileira manterá a tendência de crescer a taxas cada vez menores; (3) o consumo potencial de energia elétrica do País pode atingir até 3 vezes o patamar do ano base; (4) a demanda de energia elétrica a ser atendida por geração centralizada cresce até 2.5 vezes em relação aos valores do ano base, mesmo com crescimento de geração distribuída (GD), autoprodução, energia solar térmica e eficiência energética no período; (5) e o consumo de energia e de eletricidade per capita aumenta, a despeito da contribuição da eficiência energética no horizonte até 2050.

2.3.2 Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)

O PDE tem o intuito de indicar as perspectivas, sob a ótica do Governo, da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos. Tal visão permite, então, extrair importantes elementos para o planejamento do setor, com benefícios em termos de aumento de confiabilidade, redução de custos de produção e mitigação de impactos ambientais.

Como o PDE tem intuições mais operacionais do que estratégicos, serão utilizadas as premissas e estudos do PNE para nortear as decisões do presente *valuation*.

Capítulo 3

Referencial teórico

Nesta seção será feita uma consideração a respeito dos métodos e conceitos utilizados ao longo do estudo. É de interesse do leitor prestar especial atenção ao enunciado abaixo, uma vez que é um breve alicerce teórico que serve não apenas para esse estudo, como para diversos outros similares. Recomenda-se, ainda, a leitura de Damodaran (2007) para se ter um panorama de diversos outros modelos a serem aplicados, assim como uma discussão a respeito de seus usos e efetividade.

3.1 *Valuation intrínseco*

Comecemos discutindo brevemente a respeito do que é possuir “valor intrínseco”. Este é um conceito filosófico, em que o valor de um objeto ou projeto é derivado de, e por si só – em outras palavras, livre de fatores externos. Analistas financeiros constroem modelos para estimar o que se imagina ser o valor intrínseco de uma empresa sem considerar o seu valor de mercado em determinado dia.

Naturalmente, o mercado, no curto prazo, está sujeito a flutuações que podem ser atribuídas a diversos fatores, desde manipulação de preços em papéis mais ilíquidos a pensamento de manada por parte de investidores. Cabe, nesse momento, utilizar a analogia popularizada por Graham (2016, pp. 204-205), do Sr. Mercado:

“Imagine que você possui uma participação pequena em uma companhia de capital fechado que lhe custou US\$1.000. Um de seus sócios, chamado Sr. Mercado, é de fato muito prestativo. Todo dia ele lhe informa o que pensa ser o valor de sua participação e, além disso, se dispõe a comprar de você ou vender a você uma participação adicional naquelas bases. Às vezes, sua ideia de valor parece plausível e justificada pela evolução e pelas perspectivas do negócio da forma como você as conhece. Por outro lado, o Sr. Mercado deixa frequentemente o entusiasmo ou o receio tomar conta dele e o valor proposto por ele lhe parece pura bobagem.

Se você é um investidor prudente ou um empresário inteligente, deixaria as comunicações diárias do Sr. Mercado influenciarem sua opinião sobre o valor de uma participação de US\$1.000 na companhia? Só se você concordasse com ele ou então desejasse negociar com ele. Você pode ficar feliz em vender para ele quando ele cota um preço ridiculamente alto e igualmente feliz em comprar dele quando seu preço é baixo. No entanto, no resto do tempo, você seria mais esperto se formulasse suas próprias ideias acerca do valor de sua carteira com base nos relatório completos da companhia sobre suas operações e posições financeiras.”

Dessa forma, a discrepância entre preço de mercado e a estimativa do valor intrínseco feita por um analista torna-se uma medida para oportunidade de investimento. Aqueles que considerarem tais modelos como estimativas razoáveis de valor intrínseco, e que tomarem ação baseando-se nessas estimativas, são conhecidos como investidores de valor (DAMODARAN, 2012).

3.1.1 Análise de Fluxo de Caixa Descontado

A análise de fluxos de caixa descontados (DCF) é um método de se descobrir o valor de uma ação, projeto, empresa, ou ativo usando os conceitos do valor temporal do dinheiro. Para se aplicar o método, todos os fluxos de caixa futuros são estimados e descontados ao se utilizar o custo de capital para dar seus valores presentes. A soma de todos os futuros fluxos de caixa, tanto de entrada quanto de saída, resulta no valor presente líquido, que é tomado como o valor dos fluxos de caixa em questão, no momento.

Seguindo a queda do mercado em 1929, o método ganhou popularidade para se avaliar ações. De fato, provavelmente o primeiro a formalizar a expressão do método em termos econômicos modernos foi Fisher (1930).

O valor presente líquido pode ser expresso matematicamente como:

$$VPL = \sum_{i=0}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

onde FC_t é o fluxo de caixa no tempo t e r é a taxa de desconto. Naturalmente, para que o somatório acima esteja correto, assume-se que a taxa de desconto permaneça constante através do período todo. Caso assuma-se que o fluxo de caixa continue indefinidamente, a previsão finita é geralmente combinada com a premissa de um crescimento constante de fluxo de caixa além do período de projeção discreto – a

dita perpetuidade. Matematicamente:

$$VPL = \sum_{i=0}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{FC_{N+2}}{(1+r)^{N+1}(r-g)}$$

onde o somatório é o período de crescimento normal, e além do somatório, temos o fluxo de caixa em perpetuidade, sendo descontado.

A pergunta, entretanto, repousa sobre encontrar a taxa de desconto. Diversos modelos foram apresentados com tal finalidade, sendo o mais utilizado o *capital asset pricing model*, doravante mencionado pela sua abreviatura, CAPM.

Este modelo foi introduzido por Sharpe (1964), desenvolvendo em cima do trabalho iniciado em diversificação e teoria moderna do portfólio (MARKOWITZ, 1952). O CAPM leva em conta a sensibilidade de um ativo ao risco não diversificável – também conhecido como risco sistemático, ou risco de mercado – geralmente representado por β . De fato, a equação é como segue:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i(E(R_m) - R_f)$$

onde $E(R_i)$ é o retorno esperado do ativo, R_f é a taxa de juros livre de risco – oriunda geralmente de títulos do governo – e $E(R_m)$ é o retorno esperado do mercado. β , como comentado, é a sensibilidade do ativo em relação ao mercado, de forma tal que:

$$\beta_i = \frac{Cov(R_i, R_m)}{Var(R_m)} = \rho_{i,m} \frac{\sigma_i}{\sigma_m}$$

onde $\rho_{i,m}$ denota o coeficiente de correlação entre o investimento i e o mercado m , σ_i é o desvio padrão para o investimento i , e σ_m é o desvio padrão para o mercado m .

Podemos entender essa equação melhor se a rearranjarmos:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i(E(R_m) - R_f) \iff E(R_i) - R_f = \beta_i(E(R_m) - R_f)$$

onde o segundo lado denota uma equivalência interessante. Dessa forma, podemos dizer que o prêmio de risco para o ativo individual é igual ao prêmio pelo risco de mercado, multiplicado pela sensibilidade do ativo (β).

De fato, o modelo leva em conta diversas premissas, dentre as quais todos os investidores (ARNOLD, 2008):

1. Têm por objetivo maximizar utilidades econômicas (quantidades de ativos são dadas e fixas).
2. São racionais e aversos a risco.
3. São amplamente diversificados sobre uma grande gama de investimentos.

4. São tomadores de preço, isto é, não influenciam nos preços.
5. Podem emprestar e tomar quantias ilimitadas sob a taxa livre de risco de juros.
6. Fazem trocas sem custo de transação ou impostos.
7. Lidam com ativos que são todos altamente diversificáveis em pequenas parcelas – são perfeitamente divisíveis e líquidos).
8. Têm expectativas homogêneas.
9. Têm todas as informações disponíveis ao mesmo tempo.

Naturalmente, pela quantidade e teor das premissas, este é um modelo que fortemente simplifica a realidade. De fato, pela sua lógica simples e fácil aplicabilidade, ainda é muito utilizado na indústria, embora a maior parte das aplicações utilizando-se deste modelo sejam consideradas inválidas (FAMA; FRENCH, 2004).

Para os propósitos deste trabalho, entretanto, será feita uma análise de fluxos de caixa descontados utilizando-se, também, o CAPM.

3.1.2 Modelo de Desconto de Dividendos

O modelo de desconto de dividendos (DDM) é um método de se fazer o *valuation* de uma ação baseado na teoria de que a ação vale a soma de todos os seus pagamentos de dividendos futuros, descontados de volta ao seu valor presente líquido (VPL). A equação mais utilizada amplamente é o chamado modelo de crescimento de Gordon (GGM). É nomeada assim por causa da publicação de Gordon e Shapiro (1959), embora tenha sido originalmente desenvolvida três anos antes (GORDON; SHAPIRO, 1956). Trata-se da equação:

$$P_0 = \frac{D_1}{r - g}$$

onde P_0 é o valor atual da ação, g é a taxa de crescimento constante em perpetuidade esperada dos dividendos, r é o custo de capital próprio da empresa; e D_1 é o valor dos dividendos do próximo ano.

Naturalmente, existem alguns pressupostos deste modelo:

- i. Uma taxa de crescimento constante e perpétua, menor que o custo de capital.
- ii. A ação deve pagar dividendos regularmente; do contrário, versões mais generalizadas do modelo de desconto de dividendos devem ser usados para se descobrir o valor da ação.

A partir destes pontos, temos que as violações de (i) identifica uma ação de valor negativo; e (ii) provê um valor errôneo – caso seja levado ao extremo, uma empresa que não paga dividendos efetivamente não valeria nada.

A solução para (i) é se considerar um modelo de desconto de dividendos de dois estágios, isto é:

$$P_0 = \frac{D_0(1+g)}{r-g} \left[1 - \frac{(1+g)^N}{(1+r)^N} \right] + \frac{D_0(1+g)^N(1+g_\infty)}{(1+r)^N(r-g_\infty)}$$

onde D_0 denota os dividendos deste ano, g a taxa de crescimento esperada de curto prazo, g_∞ a taxa de crescimento de longo prazo, e N o período (em número de anos), através do qual a taxa de curto prazo é aplicada.

Uma solução comum para (ii) seria assumir que a hipótese de Modigliani-Miller de irrelevância de dividendos (MODIGLIANI; MILLER, 1958) seja verdadeira, e então substituir os dividendos D por E , os lucros por ação. Entretanto, isso requer o uso de crescimento dos lucros, ao invés dos de dividendos, que podem ser diferentes.

A equação de Gordon pode ser entendida como o fato de que o retorno total de uma ação é igual à soma da sua receita e seus ganhos de capital. De fato, se rearranjada, teremos que:

$$P_0 = \frac{D_1}{r-g} \iff \frac{D_1}{P_0} + g = r$$

o que significa que o *dividend yield* (D_1/P_0) mais o crescimento (g) é igual ao custo de capital próprio (r). Ora, caso consideremos a taxa de crescimento de dividendos no modelo como um *proxy* para o crescimento de lucros e, por extensão, o preço da ação e os ganhos de capital. Consideraríamos, então, o custo de capital próprio como um *proxy* para o retorno total requerida pelo investidor.

3.2 *Valuation* relativo

Em *valuation* relativo, um determinado ativo é avaliado baseado em quão pre-sificados estão os ativos similares no mercado. Como exemplo, uma comprador de imóveis pode, antes de realizar uma compra à vista/financiamento abrupto, pode pesquisar por imóveis similares na vizinhança. Ora, uma pessoa que coleciona selos pode fazer um julgamento de quanto vai pagar em outro selo raro ao checar preços de transações desse mesmo selo em outras épocas. Dessa forma, um investidor em potencial pode estimar o preço de uma ação a comprar fazendo uma pesquisa através da precificação de ações “similares”.

Pela descrição acima, existem três fatores a se considerar:

1. **É necessário encontrar ativos comparáveis, pre-sificados pelo mercado.** Esta é uma tarefa que é mais fácil de se cumprir com ativos tangíveis do que com imateriais, como ações. Frequentemente, analistas consideram ou-

tras empresas do mesmo setor como comparáveis, comparando por exemplo, empresas de utilidade com outras empresas de utilidade.

2. É importante traduzir os preços de mercado a uma variável comum.

A finalidade disso é gerar preços padronizados que sejam comparáveis. Embora isso não seja necessário com ativos idênticos, é necessário quando existe heterogeneia. Considere, por exemplo, o exemplo dos imóveis. Uma casa tem 200 m² e outra, 100 m². Reduziria-se um fator à metragem. Naturalmente, com empresas acontece algo similar, geralmente reduzindo-se a múltiplos de lucros, valor contábil, dentre outros.

3. É necessário ajustar-se diferenças entre ativos. Novamente, consideremos o exemplo da casa. Ambas possuem a mesma metragem, mas uma acabou de ser construída, e outra tem mais de 200 anos de idade. Ora, havendo essa diferença de idades, *ceteris paribus*, a casa mais nova deve valer mais. Com ações, pode haver algo similar. Empresas de maior crescimento, *ceteris paribus*, devem valer mais do que empresas de menor crescimento, por exemplo.

Cabe comentar que existe uma diferença filosófica significativa entre as abordagens intrínseca e relativa. Através de *valuation* intrínseco, tentamos estimar o valor de um ativo baseado na sua capacidade de gerar fluxos de caixa no futuro. No *valuation* relativo, estamos fazendo um julgamento em quanto um ativo vale ao olharmos para o que o mercado está pagando por ativos similares – implicitamente, estamos “confiando” no julgamento de valor do mercado. Dessa forma, caso o mercado esteja sistematicamente superestimando ou subestimando – *bull* e *bear market*, respectivamente – um grupo de ativos ou um setor inteiro, ambos os tipos de *valuation* podem diferir entre si.

3.2.1 Análise por múltiplos

Múltiplos, efetivamente, são uma tentativa de reduzir empresas a “fatores comuns”, para que possam ser feitas comparações tão precisas quanto possíveis. No geral, valores podem ser padronizados relativo aos lucros que as firmas geram, aos valores contábeis; ou valores de substituição das firmas em si mesmas, às receitas que firmas geram, ou para medidas que são específicas para as firmas em um setor.

Pelo interesse de se desenvolver melhores ferramentas de filtragem, o estudo de tais indicadores foi iniciado. Vale, então, comentar a respeito da precisão histórica de tais múltiplos.

Existiram, naturalmente, estudos que relacionaram múltiplos com fundamentais de *valuation* (BEAVER; MORSE, 1978; PEASNELL, 1982). De fato, há uma forte conexão entre o valor contábil e retorno sobre patrimônio líquido, como notado

por Wilcox (1984), fazendo o argumento de que ações baratas são aquelas que são vendidas a múltiplos de valor contábil baixos enquanto mantém retornos sobre o patrimônio líquidos altos ou, no mínimo, razoáveis. Na verdade, Penman (1996) também traça uma distinção entre múltiplos de preço sobre lucro e múltiplos de valor contábil no que tange a sua ligação com o retorno sobre o patrimônio líquido, ao mencionar que, à medida que múltiplos de PBV aumentam com o ROE, a relação entre múltiplos de P/L e ROE é mais fraca. Múltiplos de lucros por ação são os melhores em explicar diferenças em precificação, múltiplos de vendas e fluxos de caixa operacionais são os piores, e múltiplos de valor contábil e EBITDA tendem a ficar no meio (LIE; LIE, 2002; LIU; NISSIM; THOMAS, 2002, 2007). Curiosamente, existe ainda uma relação inversa entre volatilidade do mercado e múltiplos de P/L (STOHS; MAUER, 1996), demonstrando a aversão ao risco do investidor.

Capítulo 4

Estudo de caso

Iniciamos, agora, o estudo do caso propriamente dito – sendo este o da Companhia Paranaense de Energia. Para um estudo próprio de *valuation*, é necessário conhecer-se o ativo a ser estudado. Isso com a finalidade de poder realizar estimativas de crescimento e risco mais apropriadas, assim como realizar um pequeno dossiê da empresa e suas conquistas, elucidando assim práticas de governança e um histórico operacional.

4.1 Breve dossiê da Copel

Comecemos, desta forma, fazendo um dossiê da empresa, de forma a estudar melhor sua história e operações, assim como expor casos relevantes da empresa.

4.1.1 História

É de suma importância comentar que a parte a seguir é uma adaptação de transcritos oriundos do site da própria empresa,¹ com pequenos acréscimos por parte do autor.

A Companhia Paranaense de Energia é a maior empresa do estado do Paraná, tendo sido criada em 26 de outubro de 1954, sob controle acionário do estado do Paraná, abrindo seu capital acionário em abril de 1994 na BM&FBovespa, e tornou-se em julho de 1997 a primeira do setor elétrico brasileiro a ser listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque. A marca está também presente, desde junho de 2002, na Comunidade Econômica Europeia, pela Latibex – o setor latinoamericano da Bolsa de Valores de Madri. A partir de 7 de maio de 2008, a empresa também passou a figurar oficialmente no Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBovespa.

¹Versão completa disponível em: <https://www.Copel.com/hpCopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2FhpCopel%2Froot%2FpagCopel2.nsf%2Fdocs%2F6505401715872FAA032573FA0069734F>. Último acesso em 10 nov 2020.

Em 2017, a Companhia atendia diretamente a mais de 4,5 milhões de unidades consumidoras em quase 400 municípios e 1.113 localidades paranaenses. Nesse universo incluem-se 3,6 milhões de lares, 78 mil indústria, 384 mil estabelecimentos comerciais e 356 mil propriedades rurais. O quadro de pessoal, na época, era integrado por 8.453 empregados.

Sua estrutura compreende a operação de:

- Parque gerador próprio composto por 30 usinas próprias e 11 participações, cuja potência instalada totaliza 5.675 MW – a maior parte proveniente de fontes renováveis como hidráulica e eólica – e que responde pela produção de aproximadamente 4% de toda a eletricidade gerada no Brasil.
- Sistema de transmissão formado por mais de 4 mil km de linhas e 45 subestações automatizadas.
- Sistema de distribuição com 195 mil km de linhas – a terceira maior do País – e 362 subestações automatizadas.

Hoje as usinas, linhas de transmissão e de distribuição da Copel transmitem luz para todo o Paraná e estados vizinhos. Tal cenário de progresso tem sido conquistado ao longo de seis décadas, com base no potencial hidráulico e no domínio tecnológico de seus quadros técnicos e profissionais.

Comentemos, agora, uma breve linha do tempo da Companhia.

Foi criada a Copel – ainda Companhia Paranaense de Energia Elétrica – através do Decreto nº 14.947 de 26 de outubro de 1954, assinado por Bento Munhoz da Rocha Neto, na época governador do Paraná. Apenas em 1979 tornou-se Companhia Paranaense de Energia, tendo como base principal para a integralização de seu capital o Fundo Estadual de Eletrificação. Em seguida, em 1956, com o Decreto nº 1.412, a Copel passou a centralizar todas as ações governamentais de planejamento, construção e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos, tendo incorporado, de forma central, todos os bens, serviços e obras em poder de diversos órgãos. Coube à Companhia, então, ser responsável pela construção dos grandes sistemas de integração energética e dos empreendimentos hidrelétricos previstos no Plano de Eletrificação do Paraná. Inclusive, no mesmo ano, em 1º de agosto, a Companhia assumiu pela primeira vez o serviço de distribuição de energia de um município do estado: Maringá. Na época, Maringá possuía um rápido crescimento demográfico. Ora, com a chegada da Copel e da energia elétrica, o desenvolvimento do município acelerou ainda mais. Em seguida, vieram outros municípios.

Durante a década de 60 e 70, pode-se constatar que o maior desafio para a Copel foi encontrar uma solução definitiva para o abastecimento de energia elétrica em larga escala. De fato, iniciaram-se as operações em 1963 da Usina Termelétrica

de Figueira, de fundamental importância para a implantação do Plano Estadual de Eletrificação, viabilizando os sistemas de interligação que beneficiaram as Regiões Norte e Centro. Quatro anos depois, a Copel inaugurava a Usina de Salto Grande do Iguaçu, para atender ao sul do Estado. Entrando na década de 70, entrava em operação a Usina Julio de Mesquita Filho, para abastecer energicamente o oeste e o sudoeste. Um ano após, foi inaugurada a Usina Governador Parigot de Souza, este nome sendo uma homenagem ao governador Pedro Viriato Parigot de Souza, que também tinha sido presidente da Copel. É, atualmente, a maior central subterrânea do sul do Brasil e era a principal unidade geradora da Copel e maior usina em funcionamento no sul do Brasil no momento de sua inauguração, sendo um passo definitivo na constituição de uma infraestrutura energética capaz de suportar o desenvolvimento paranaense.

Nos anos de 1973 e 1974, a Copel deu um salto no número de consumidores ao assumir a distribuição de energia de diversos municípios do Estado. Em 1º de agosto de 1973, a Companhia incorporava a Companhia Força e Luz do Paraná, que atendia Curitiba. Um ano após, em 1º de junho de 1974, a Copel assumiu, também a distribuição de Londrina. Aliado a isso, foi lançado um programa de inclusão elétrica pela empresa, o que contribuiu para levar energia a ainda mais residências. Dessa forma, tivemos em 1981 a marca de 1 milhão de consumidores ligados à rede.

Naturalmente, com tamanha expansão de clientela, seria necessário à empresa expandir sua capacidade energética. Dessa forma, em 1980 foi inaugurada a hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, nomeada em honra ao governador Bento Munhoz da Rocha Netto, governador este que assinou o Decreto para a criação da Companhia. Com essa operação, a geração própria da Copel atingiu 2.9 bi kWh, contra 1.9 bi kWh do ano anterior.

1986 foi um ano de retrospectiva para a Companhia. De fato, ela levou 27 anos (de 1954 a 1981) para alcançar 1 milhão de consumidores, e somente 5 anos para aumentar outros 500 mil. Essa conquista, inclusive, se deu em meio ao racionamento de energia por causa de uma estiagem forte na região. Assim sendo, as décadas seguintes são marcadas por uma expansão exponencial da empresa, assim como um aumento das obras para se expandir a capacidade energética.

Em setembro de 1992, foi concluída a Usina Hidrelétrica Governador Ney Aminthas de Barros Braga. Contribuiu para reduzir a dependência paranaense de energia comprada de outros Estados. Foi, inclusive, a primeira usina hidrelétrica a ter um Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Em fevereiro de 1999, entra em operação a Usina Hidrelétrica Governador José Richa.

Em 2004, a Copel completou 50 anos de existência. Apenas dois anos antes, foi anunciado o cancelamento do processo de privatização da Companhia, iniciado em 1998. Com o passar dos anos, a empresa se tornou expoente no que tange

a P&D do setor elétrico, com diversas inovações. Nota-se, por exemplo, o marco do funcionamento da primeira célula a combustível a operar no Hemisfério Sul, em 2001, para suprir o CPD da Copel. Houve também a automação da subestação Jardim Tropical, fazendo com que a empresa sae tornasse a primeira do setor elétrico brasileiro a automatizar todas as subestações de transmissão.

A empresa inaugura, em 2 anos, 2 novas hidrelétricas: a de Santa Clara e a do Fundão. No meio tempo da construção de outra usina, ambas Santa Clara e Fundão recebem autorização da ONU e tornam-se as primeiras hidrelétricas do Brasil a poderem comercializar certificados de Créditos de Carbono. De fato, existem duas outras usinas com planos de construção, a de Mauá e a Colíder, demonstrando assim a demanda de expansão da Companhia.

Em 2012, a Copel finalizou todas as fases do programa Luz para Todos, efetivamente conquistando a universalização do fornecimento de energia elétrica no Paraná. O reconhecimento foi formalizado pela ANEEL, marcando assim o início de uma era sob motivação de modernização e automação das redes de energia por parte da empresa. Três anos após, em janeiro, a Copel institui uma empresa de comercialização para atuar no Mercado Livre, atuando assim na compra e venda de energia, além de consultoria. A partir de 2016, a empresa volta seus esforços para além do Paraná, com entradas de operação em linhas de transmissão de conectam o Paraná ao Mato Grosso e um no Maranhão.

Podemos notar, então, um grau de maturidade elevado por parte da empresa atualmente, em que a mesma segue uma motivação de melhoria dos processos atuais, com objetivo secundário de ampliar para outros estados, à medida que concessões e órgãos reguladores dão seu aval.

4.1.2 *Core business*

As informações retiradas para o estudo do *core business* da Copel foram retiradas diretamente do site deles.²

Geração

A Copel opera um parque gerador com diversas usinas próprias e participações societárias, em um leque diversificado de fontes energéticas, indo de biomassa a solar. A geração é supervisionada e coordenada pelo Centro de Operação de Geração e Transmissão da empresa, sediado em Curitiba.

²Disponível em: <https://www.Copel.com/hpcweb/>. Último acesso em 20 nov 2020.



Figura 4.1: Usinas da Copel localizadas em mapa do Paraná.

Comecemos comentando a respeito das hidrelétricas. Existe uma diferenciação entre Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e Usina Hidrelétrica (UHE). Por mais que todas se aproveitem do potencial hidráulico de um recurso hídrico, a diferença está no porte do empreendimento. Como disposto pela ANEEL, na Resolução nº 875, de 10 de março de 2020,³ a diferenciação é tal:

- Uma **Central Geradora Hidrelétrica com Capacidade Instalada Reduzida (CGH)** é aquela cuja potência seja igual ou inferior a 5 MW.
- Uma **Pequena Central Hidrelétrica (PCH)** é aquela que possuem duas características: (1) potência instalada superior a 5 MW e igual ou inferior a 30 MW; e (2) área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio. Existem, ainda, cláusulas que regularizam a condição de (2).
- Uma **Usina Hidrelétrica (UHE)** é aquela que possui quaisquer uma das seguintes características: (1) potência instalada superior a 5 MW e igual ou inferior a 50 MW, desde que não sejam enquadrados como PCH e estejam sujeitos à outorga de autorização; (2) potência instalada superior a 50 MW, sujeitos à outorga de concessão; ou (3) independente da potência instalada, tenham sido objeto de outorga de concessão ou de autorização.

Essa diferenciação é relevante, uma vez que o licenciamento destes três tipos de empreendimento ocorre de forma diferenciada. Isso decorre do fato que a extensão dos impactos ambientais provocados pelas CGHs, PCHs e UHEs são, também, diferenciados.

³Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-875-de-10-de-marco-de-2020>. Último acesso em 17 nov 2020.

Assim sendo, são as hidrelétricas tanto operacionais quanto em construção, com participação da Copel:

- **UHE Colíder.** Está sendo construída na região norte do Mato Grosso, nos municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba. O empreendimento terá potência instalada estimada de 300 MW, o suficiente para atender ao consumo de uma cidade com 850 mil habitantes. Cabe comentar que essa obra é integrante do PAC do Governo Federal.
- **UHE Governador Ney Aminthas de Barros Braga,** anterior UHE Segredo. Esta é a segunda usina da Copel em potência instalada, com capacidade de 1.260 MW. Está localizada no rio Iguaçu, no município de Mangueirinha. Foi inaugurada em 1992, tendo sido a primeira UHE a possuir um Relatório de Impacto Ambiental (Rima) no Brasil.
- **UHE Governador José Richa,** anterior UHE Salto Caxias. É uma das mais importantes da Copel, tendo 1.240 MW de potência instalada. Foi inaugurada em fevereiro de 1999 e está situada no rio Iguaçu, no município de Capitão Leônidas Marques.
- **UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto,** anterior UHE Foz do Areia. Esta é a maior usina da Copel, com capacidade instalada de 1.676 MW. Está localizada no rio Iguaçu, no município de Pinhão. Como um todo, a operação foi iniciada em 1980; suas operações causaram a desativação da PCH Salto Grande do Iguaçu, que contava com 15,2 MW.
- **UHE Baixo Iguaçu.** Tem capacidade instalada de 350,2 MW – suficiente para atender uam cidade com 1 milhão de habitantes. Iniciou suas operações no primeiro semestre de 2019. A Copel detém 30% de participação nesta usina instalada no rio Iguaçu, entre os municípios de Capanema e Capitão Leônidas Marques.
- **UHE Governador Pedro Viriato Parigot de Souza,** anterior UHE Capivari-Cachoeira. Possui potência de 260 MW, estando situada no município de Antonina, com reservatório localizado no município de Campina Grande do Sul. Entrou em operação em 1970, embora tenha sido inaugurada oficialmente em 26 de janeiro de 1971. Ela é a maior central subterrânea do sul do país.
- **UHE Dona Francisca.** Com potência instalada de 125 MW, a Copel detém participação de 23,03% no capital social da Dona Francisca Energética S/A (Dfesa). Foi inaugurada em maio de 2001.
- **UHE Santa Clara.** Tem potência instalada de 120 MW, com garantia física de 69,6 MW médios. Está localizada entre os municípios de Candói e Pinhão, no rio Jordão. Conta, ainda, com uma PCH de potência 3,6 MW e garantia de 2,79 MW médios.

- **UHE Fundão.** Possui potência instalada de 120 MW, com garantia física de 65,8 MW médios. Está localizada próximo ao município de Pinhão. Conta, ainda, com uma PCH de potência 2,5 MW e garantia de 2,11 MW médios.
- **UHE Guaricana.** Possui potência de 36 MW. Localiza-se na margem esquerda do rio Arraial, no município de Guaratuba. A usina foi adquirida pela Copel quando houve a incorporação da Cia. Força e Luz do Paraná, embora tenha sido inaugurada em 1957.
- **UHE Derivação do Rio Jordão.** Foi inaugurada em dezembro de 1997, com potência de 6,5 MW. Está localizada no município de Reserva do Iguaçu.
- **PCH São Jorge.** Possui capacidade instalada de 2,3 MW e está localizada à margem esquerda do rio Pintagui, numa região denominada Alagados. A usina foi inaugurada em 1945, na época pertencendo à Companhia Prada de Eletricidade S.A.; apenas em dezembro de 1974 foi incorporada pela Copel.
- **PCH Apucaraninha.** Tem capacidade instalada de 10 MW. Foi inaugurada em 1949, pela Empresa Elétrica de Londrina S.A., e incorporada pela Copel em 1974. Está localizada no município de Tamarana, na margem direita do rio Apucaraninha.
- **PCH Arturo Andreoli**, também conhecida como PCH Foz do Chopim. A Copel detém 35,77% de participação societária da Foz do Chopim Energética Ltda., empresa constituída para exploração da PCH. Tem potência total instalada de 29,1 MW, e a usina como um todo entrou em operação comercial em novembro de 2001.
- **PCH Chaminé.** Possui capacidade instalada de 18 MW, e está localizada na margem esquerda do rio São João, no município de São José dos Pinhais. Foi construída pela Cia. Força e Luz do Paraná, começando a operar em 1930. Foi incorporada pela Copel em 1975.
- **PCH Cavernoso.** Esta possui a potência de 1,3 MW. Está localizada na margem direita do rio Cavernoso no município de Virmond. Interessantemente, ela opera a fio d'água, significando que a geração é feita apenas através da vazão normal do rio. Foi construída no final da década de 50 pelo DNAEE e pela prefeitura de Laranjeiras do Sul; entretanto foi inaugurada em 1965, quando foi incorporada pela Copel e teve sua capacidade ampliada.
- **PCH Cavernoso II.** Tem capacidade instalada de 19 MW, com garantia física de 10,6 MW médio. Foi construída no rio Cavernoso, entre os municípios de Virmond e Candói. A Central entrou em operação comercial a plena capacidade em 4 de julho de 2013.
- **PCH Chopim I.** Tem potência instalada de 1,98 MW e está localizada na margem esquerda do rio Chopim, no município de Itapejara d'Oeste. Foi a primeira usina construída pela Copel, durante a concepção do primeiro plano

de eletrificação do Paraná. A operação começou em 1963.

- **PCH Bela Vista.** Está sendo instalada no rio Chopim, entre os municípios de Verê e São João, no sudoeste paranaense. O empreendimento recebeu do Instituto Ambiental do Paraná a Licença de Instalação nº 23.569, no dia 10 de maio de 2019. Quando estiver pronta, Bela Vista terá potência instalada de 29 MW e produzirá energia elétrica suficiente para atender até 100 mil pessoas.
- **CGH Salto do Vau.** Possui potência instalada de 0,94 MW e está localizada na margem esquerda do rio Palmital, no município de União da Vitória. Foi inaugurada em 1959, quando começou a operar. Foi construída pela empresa Alexandre Schlemm e incorporada pela Copel em novembro de 1973.
- **CGH Pitangui.** Possui 0,87 MW de potência e está localizada na margem esquerda do rio Pitangui, a 12 km de Ponta Grossa. Foi construída por outra empresa em 1911, mas finalmente incorporada pela Copel em 1974.
- **CGH Melissa.** Possui capacidade de 1 MW de potência instalada e situa-se no município de Corbélia, à margem direita do rio Melissa. Efetivamente, sua operação iniciou-se em 1969, embora tenha sido pausada para uma reforma geral durante a implantação dos equipamentos que a tornaram automatizada em 1994. Retomou, então, a operação no segundo semestre de 1995.
- **CGH Marumbi.** Possui uma capacidade de 4,8 MW de potência em duas unidades geradores, e está localizada no município de Morretes, à margem direita do rio Ipiranga. Foi inaugurada em abril de 1961, construída pela RFFSA. Em razão do Plano Nacional de Desestatização, por não se enquadrar nas atividades da RFFSA, a usina foi adquirida pela Copel em novembro de 1997.

No que tange a usinas termelétricas, a Copel possui:

- **UTE Figueira.** Conta com capacidade instalada de 20 MW, e funciona a base carvão mineral extraído em jazidas da região. A aquisição da usina foi feita pela Copel em 1969, com posterior instalação de um terceiro grupo gerador, em 1974.
- **UTE Araucária.** Com capacidade instalada de 484,5 MW, se faz valer de um ciclo combinado de turbina a gás/turbina a vapor para dispor energia. A usina entrou em operação em 2006 para atender ao SIN, em face da severa estiagem ocorrida no início do segundo semestre do ano.

Vale comentar, entretanto, que a capacidade instalada das UTEs não deve ser tratada como algo sob “uso constante”, como é o caso de UHEs, por exemplo. De fato, as UTEs servem atualmente mais como um mecanismo de segurança do sistema energético do que um método de produção regular, pelo alto custo da energia, assim como os problemas relativos à poluição e gases do efeito estufa (ROSA, 2007).

Finalmente, no que tange a energia eólica, a Copel conta com:

- **EOL Palmas.** É composta por cinco aerogeradores de 500 kW cada, totalizando assim 2,5 MW de potência instalada. Está situada no município de Palmas, ao sul do Paraná. Foi a primeira eólica da região sul do Brasil. Entrou em operação em fevereiro de 1999, mas apenas em 2008 a Copel deteve adquiriu total controle da empresa responsável pela usina, a Centrais Eólicas do Paraná.
- **Complexo Eólico São Bento Energia.** Está localizado nos municípios de Pedra Grande e São Bento do Norte – no Rio Grande do Norte. Tem 94 MW de potência instalada.
- **Complexo Eólico Brisa Potiguar.** Está localizado nos municípios de Parazinho, João Câmara e Touros – no Rio Grande do Norte. Tem 183,6 MW de potência instalada.
- **Complexo Eólico Cutia.** Está localizado nos municípios de Pedra Grande e São Bento do Norte – no Rio Grande do Norte. Tem 180,6 MW de potência instalada.
- **Complexo Eólico Bento Miguel.** Está localizado no município de São Bento do Norte – no Rio Grande do Norte. Tem 132,3 MW de potência instalada.
- **Complexo Eólico Voltalia.** Está localizado nos municípios de São Miguel do Gostoso e Touros – no Rio Grande do Norte. Conta com 108 MW de potência instalada.

Assim sendo, é possível observar que a matriz energética da Copel é diversificada com maior ênfase em hidrelétricas, com recentes desenvolvimentos na construção de parques eólicos, de forma a se aproveitar de Créditos de Carbono e uma fronte de energias mais limpas.

Transmissão

Como uma *holding*, a Copel também está presente no setor de transmissão de energia elétrica. De fato, referente a junho de 2016, a Copel possuía 2.521,2 km de linhas e 35 subestações, somando 13.002 MVA de potência de transformação.

As tabelas abaixo apresentam o dimensionamento dos ativos de transmissão da Copel relativos à Rede Básica, para o período de junho de 2016. Cabe comentar que todas as subestações são inteiramente automatizadas.

Tabela 4.1: Extensão de linhas de transmissão da Copel, por nível de tensão.

LINHAS DE TRANSMISSÃO	
NÍVEL DE TENSÃO (kV)	EXTENSÃO (km)
69	0.0
138	7.2
230	2235.5
525	278.5

Tabela 4.2: Subestações de transmissão da Copel, por nível de tensão.

SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO		
NÍVEL DE TENSÃO (kV)	QUANTIDADE	POTÊNCIA (MVA)
230	31	9602
525	4	3400

É possível, também, observar essa extensão geograficamente, através de mapas geoelétricos do estado do Paraná e as principais regiões, como Curitiba e Londrina.

SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO - ABRIL/2012

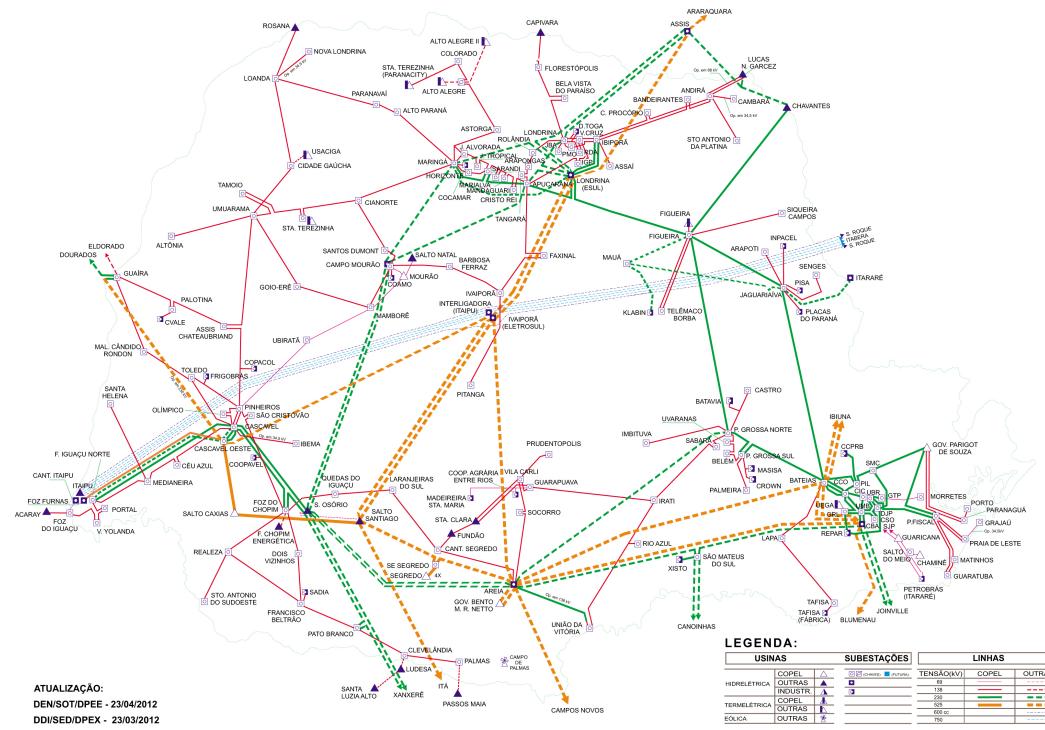
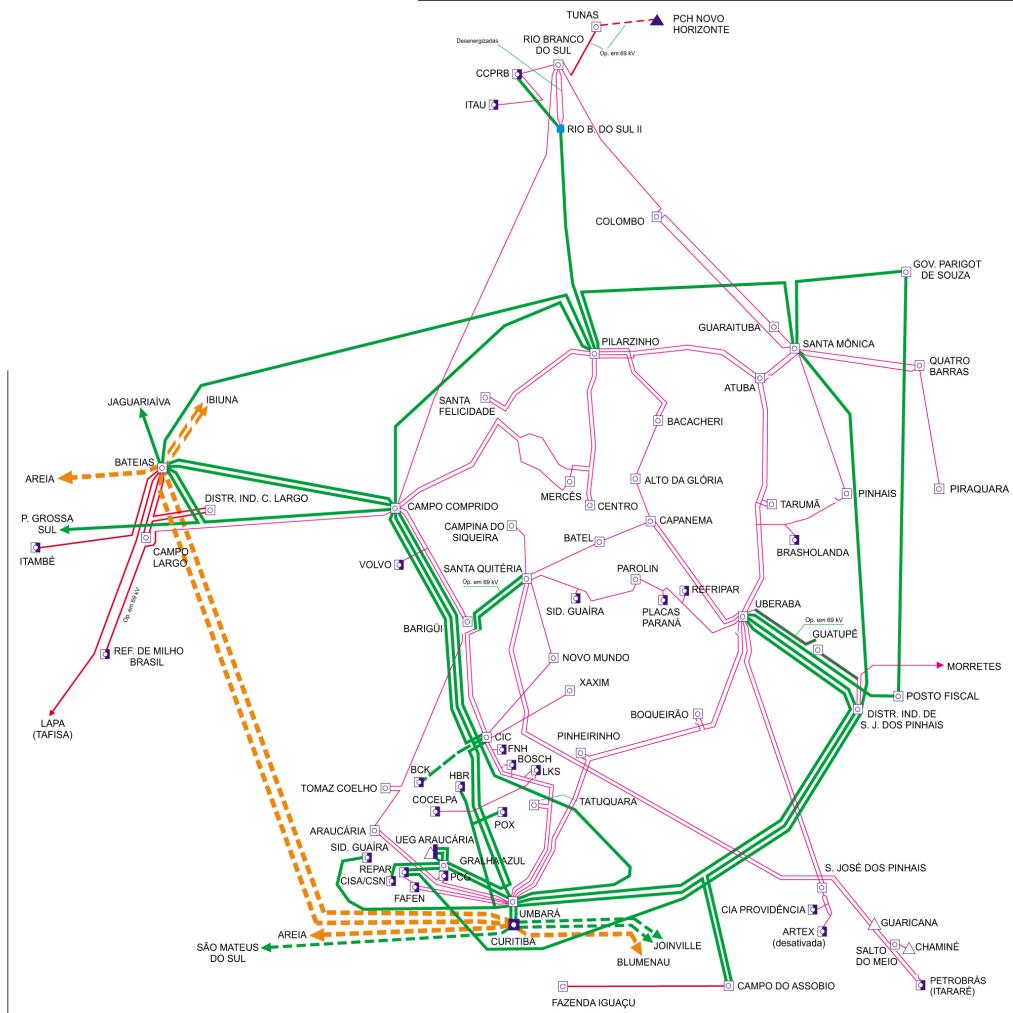


Figura 4.2: Mapa geoelétrico do Paraná.

DETALHES - CONFIGURAÇÃO ABRIL/2012

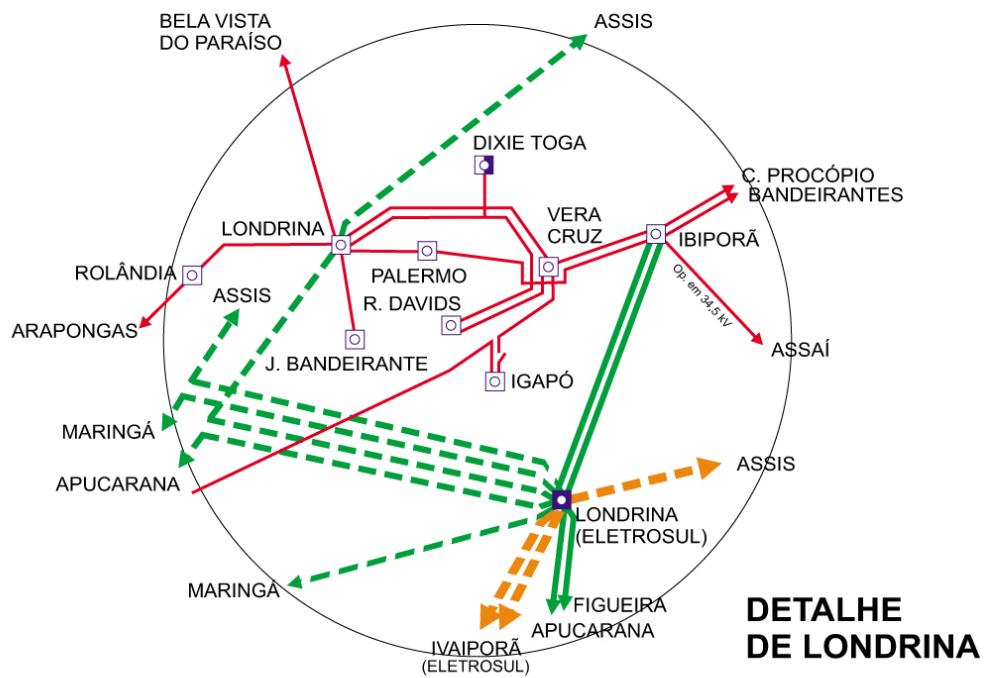


DETALHE DA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA

LEGENDA:

	USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS		
	COPEL	OUTRAS	(CHAVES)	(FUTURA)	TENSÃO(KV)	COPEL	OUTRAS
HIDRELÉTRICA	COPEL	▲	■	■	69	—	- - -
	OUTRAS	▲	■	■	138	—	- - -
	INDUSTR.	▲	■	■	230	—	- - -
TERMELÉTRICA	COPEL	■	■	■	525	—	- - -
	OUTRAS	■	■	■	600 cc	—	- - -
EÓLICA	OUTRAS	■	■	■	750	—	- - -

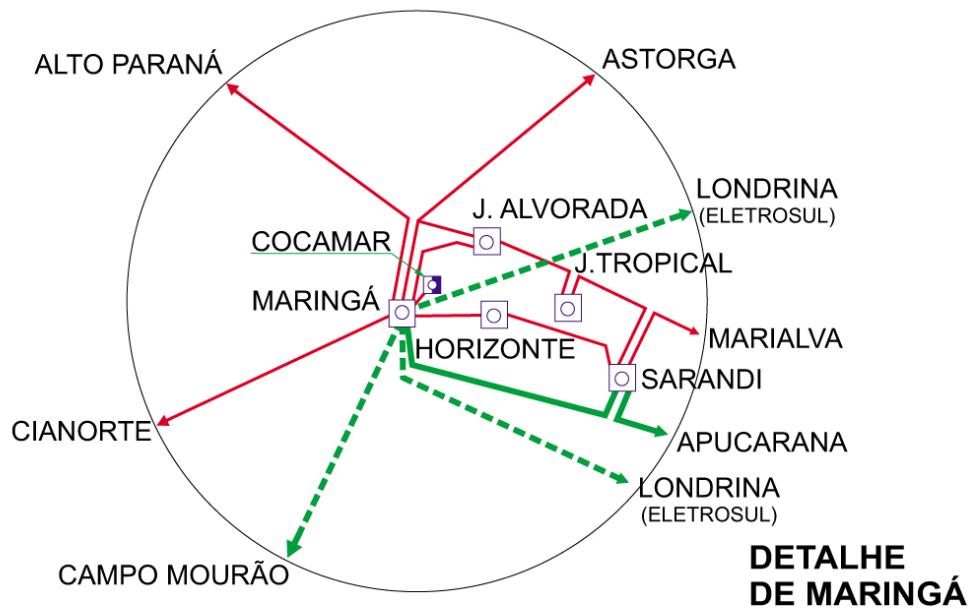
Figura 4.3: Mapa geoelettrico de Curitiba.



LEGENDA:

	USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS		
HIDRELÉTRICA	COPEL	▲	■ (CHAVES)	■ (FUTURA)	TENSÃO(kV)	COPEL	OUTRAS
	OUTRAS	▲	■	■			
	INDUSTR.	▲	■	■			
TERMELÉTRICA	COPEL	▲			69		
	OUTRAS	▲			138		
EÓLICA	OUTRAS	●			230		
					525		
					600 cc		
					750		

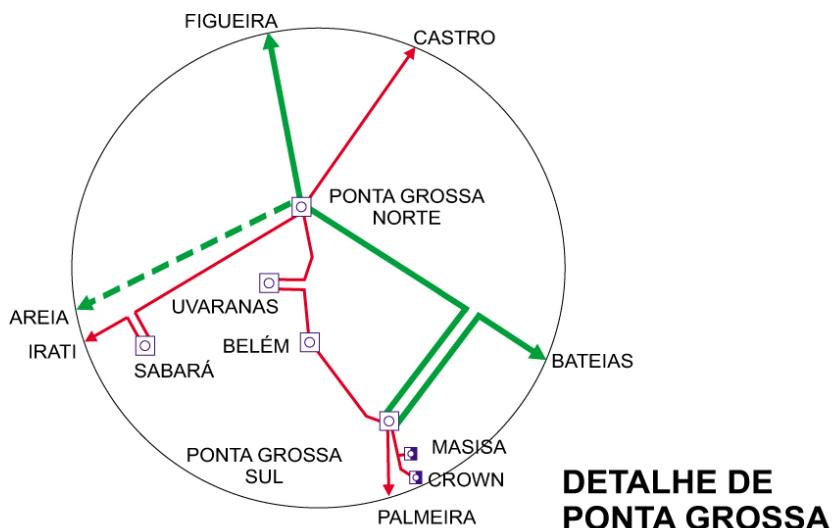
Figura 4.4: Mapa geoelétrico de Londrina.



LEGENDA:

	USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS		
	COPEL	▲	■ (CHAVES)	□ (FUTURA)	TENSÃO(kV)	COPEL	OUTRAS
HIDRELÉTRICA	OUTRAS	▲	■	□	69	—	- - -
	INDUSTR.	▲	■	□	138	—	- - -
	COPEL	▲	■	□	230	—	- - -
TERMELÉTRICA	OUTRAS	▲	■	□	525	—	- - -
	EÓLICA	OUTRAS	■	□	600 cc	—	- - -
					750	—	- - -

Figura 4.5: Mapa geoelétrico de Maringá.



LEGENDA:

USINAS			SUBESTAÇÕES		LINHAS		
	COPEL	△	(CHAVES)	■ (FUTURA)	TENSÃO(kV)	COPEL	OUTRAS
HIDRELÉTRICA	COPEL	△	□ (CHAVES)	■ (FUTURA)	69		
	OUTRAS	▲	■		138		
	INDUSTR.	▲	□		230		
TERMELÉTRICA	COPEL	△			525		
	OUTRAS	▲			600 cc		
EÓLICA	OUTRAS	※			750		

Figura 4.6: Mapa geoelétrico de Ponta Grossa.

Por mais que a Companhia possua projetos de transmissão em andamento – como, por exemplo, as LT Baixo Iguaçu - Realeza e Londrina - Assis –, ela também atua em consultoria e engenharia de linhas de transmissão e subestações. De fato, a engenharia de linhas de transmissão da Copel é certificada pela ISO 9001 e atua em seminários, comitês técnicos, treinamentos e pesquisas em áreas avançadas. A experiência da empresa no setor foi utilizada em cerca de 7,6 mil km de linhas, implantadas com baixo custo e alta qualidade. A rede básica da empresa, no final das contas, conta com aproximadamente 5,4 mil km de cabos para-raios com fibras ópticas – de tecnologia OPGW, *Optical Ground Wire*. Relativo à engenharia de subestações, a Copel elabora projetos de subestações nas tensões de 69, 138, 230 e 525 kV; gerencia projetos de subestações, elabora especificações de materiais e equipamentos para subestações, dimensiona sistemas de aterramento, gerencia a construção; e calcula custos e realiza orçamentos para subestações.

Distribuição

No que tange a distribuição, a Copel é responsável pela energia de cerca de 4,5 milhões de clientes de 394 municípios do Paraná – sendo 392 integralmente atendidos e 2 parcialmente. A empresa administra 190 mil km de redes de distribuição, com 2,8 milhões de postes e 361 subestações, assim como potência instalada de 10,5 mil MVA. Todos os dados são referentes ao final do ano de 2019. A empresa conta, também, com postos de atendimento espalhados por todos os municípios da área de concessão.

Tabela 4.3: Número de consumidores da Copel.

Classes	Número de consumidores (em milhares)		% set-19
	set-19	set-18	
Residencial	3808	3732	2.0
Industrial	73	74	-1.4
Comercial	405	397	2.1
Rural	351	353	-0.6
Outras	58	57	1.2

Tabela 4.4: Indicadores de atuação da distribuição.

	set/19
Área de Concessão (km ²)	194854.0
Municípios Atendidos	393.0
Localidades Atendidas	113.0
População Atendida PR (Mil Habitantes)	11434.0
Taxa de Atendimento Urbana (%)	99.9
Consumo Médio Residencial (kWh/mês)	167.5

O perfil de consumo de energia da empresa é diversificado, com a classe Industrial sendo a maior de todas as fatias.

Tabela 4.5: Perfil de consumo de energia da distribuição.

Consumo de Energia Acumulado - GWh			
Classes	set-19	set-18	%
Residencial	5571	5413	2.9
Industrial	8451	8422	0.3
Comercial	4509	4330	4.1
Rural	1817	1791	1.5
Outras	1895	1856	2.1
Suprim. a Concessionárias e Permissionárias	146	222	-34.5
Concessionárias Fio	483	369	30.9

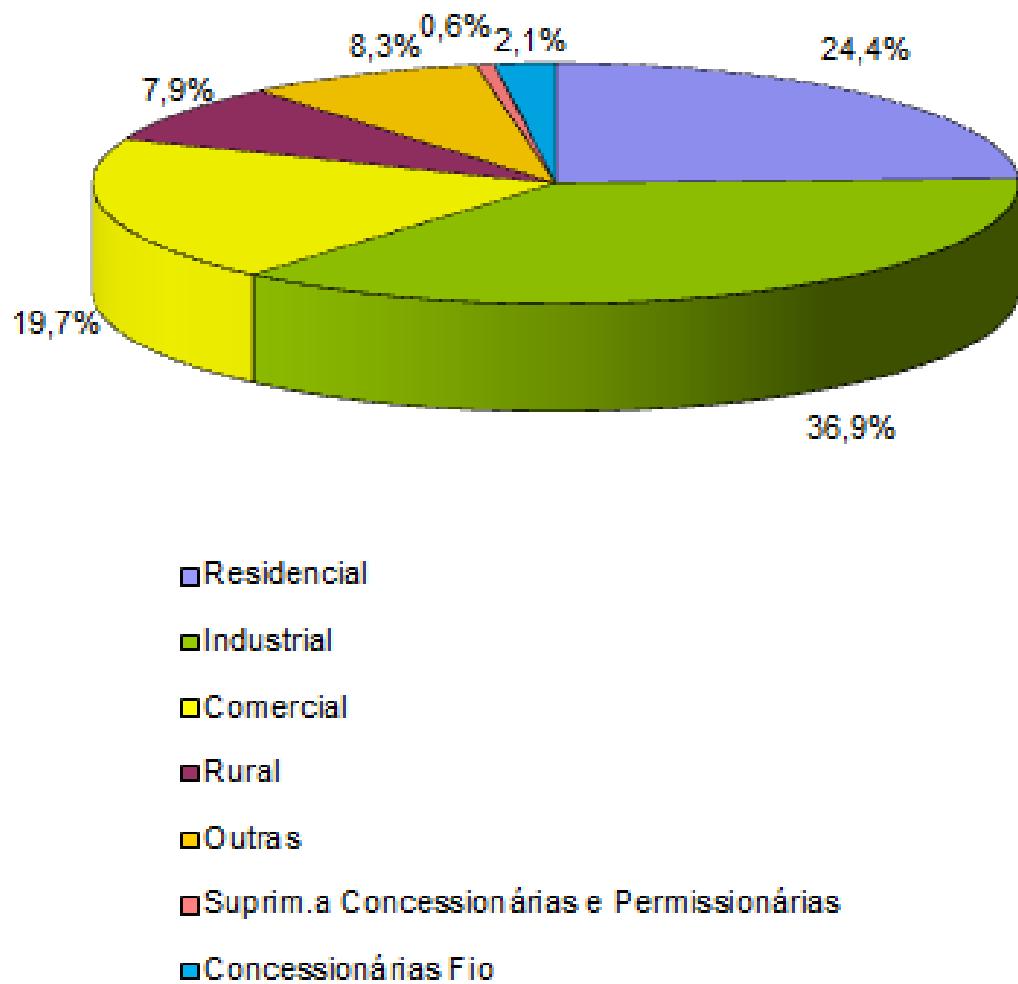


Figura 4.7: Gráfico dos perfis de consumo da distribuição.

Dentro da classe Industrial, temos ainda subdivisões por atividade, com a fabricação de celulose e alimentos compondo quase metade do consumo como um todo.

Tabela 4.6: Perfil de consumo de energia da classe Industrial.

Consumo de Energia Acumulado - GWh			
Descrição	set-19	set-18	%
Fabricação de Produtos Alimentícios	2840	2715	4.6
Fabricação de Celulose, Papel e Produtos de Papel	1113	1181	-5.8
Fabricação de Produtos Minerais Não Metálicos	615	716	-14.1
Fabricação de Produtos de Borracha e de Material Plástico	510	492	3.6
Fabricação de Produtos Químicos	491	443	11.1
Demais Ramos	2882	2875	0.2

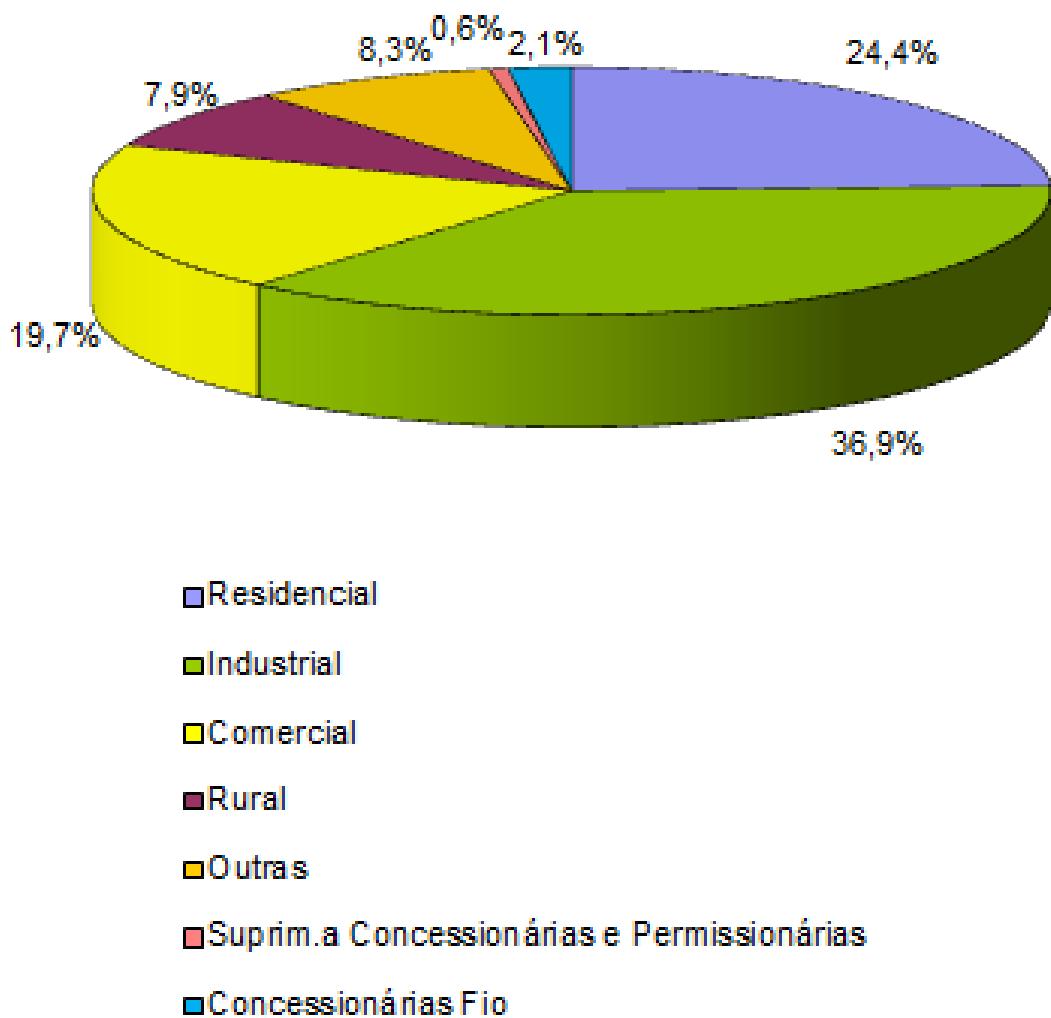


Figura 4.8: Gráfico dos perfis de consumo da classe Industrial.

A Copel disponibiliza também os dados referentes às tarifas pagas pelos clientes, tanto de alta quanto baixa tensão.⁴

⁴É importante ressaltar que as tarifas já estão disponibilizadas com os impostos (ICMS, PIS e COFINS), vigentes a partir de 09 jul 2020; foram inclusos para facilitar o entendimento por parte do leitor, no entanto, as alíquotas efetivas referentes ao PIS e à COFINS devem ser apuradas mensalmente, com suas variações sendo aplicadas às tarifas tempestivamente.

Tabela 4.7: Tarifas aplicadas à baixa tensão.

	Convencional		Branca					
			Fora de Ponta		Intermediário		Ponta	
	TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD
B1 - Baixa Renda, até 30 kWh	0.09441	0.06628	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
B1 - Baixa Renda, entre 31 e 100 kWh	0.23076	0.16201	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
B1 - Baixa Renda, entre 101 e 220 kWh	0.34614	0.24301	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
B1 - Baixa Renda, superior a 220 kWh	0.38460	0.27001	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
B1 - Residencial	0.38460	0.36837	0.36533	0.27639	0.36533	0.53043	0.36533	0.78446
B2 - Cooperativa de Eletrificação Rural	0.30066	0.28797	0.28559	0.21606	0.28559	0.41465	0.28559	0.61325
B2 - Irrigação e Aquicultura em horário especial	0.12615	0.12083	0.11982	0.09065	0.29956	0.43495	0.29956	0.64326
B2 - Rural	0.31537	0.30207	0.29956	0.22664	0.29956	0.43495	0.29956	0.64326
B2 - Serviço Público de Irrigação Rural	0.29229	0.27996	0.27765	0.21006	0.27765	0.40313	0.27765	0.59618
B3 - Água, Esgoto e Saneamento	0.34998	0.33522	0.33245	0.26347	0.33245	0.51855	0.33245	0.77365
B3 - Demais Classes	0.38460	0.36837	0.36533	0.28953	0.36533	0.56984	0.36533	0.85016
B3 - Poder Público Estadual	0.26973	0.25835	0.25622	0.20306	0.25622	0.39965	0.25622	0.59625
B4A - Iluminação Pública	0.21153	0.20260	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
B4B - Iluminação Pública	0.23076	0.22103	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Nota: Consumo medido em R\$/kWh.

Tabela 4.8: Tarifas aplicadas à alta tensão.

Grupo	Modalidade	Fora de Ponta			Ponta		
		Demanda TUSD	Consumo		Demanda TUSD	Consumo	
			TE	TUSD		TE	TUSD
A1	Azul	6.21	0.36533	0.07884	6.52	0.59656	0.07884
A2	Azul	9.19	0.36533	0.08712	22.35	0.59656	0.08712
A3	Azul	10.65	0.36533	0.08816	24.23	0.59656	0.08816
A3	Azul - Poder	7.47	0.25622	0.06183	16.99	0.41839	0.06183
Público Estadual							
A3a	Azul	22.41	0.36533	0.11436	50.35	0.59656	0.11436
A3a	Azul - Cooperativas Autorizadas	16.76	0.27323	0.08553	37.66	0.44617	0.08553
A3a	Azul - Poder	15.72	0.25622	0.08021	35.31	0.41839	0.08021
Público Estadual							
A3a	Azul - Rural	21.06	0.34341	0.10750	47.33	0.56077	0.10750
A3a	Verde	22.41	0.36533	0.11436	22.41	0.59656	1.33891
A3a	Verde - Aquicultura e Irrigação em Horário Especial	22.41	0.10960	0.03431	22.41	0.59656	1.33891
A3a	Verde - Cooperativas Autorizadas	16.75	0.27323	0.08553	16.75	0.44617	1.00137
A3a	Verde - Poder	15.72	0.25622	0.08021	15.72	0.41839	0.93903
Público Estadual							
A3a	Verde - Rural	21.06	0.34341	0.10750	21.06	0.56077	1.25858
A4	Azul	22.41	0.36533	0.11436	50.35	0.59656	0.11436
A4	Azul - Cooperativas Autorizadas	16.83	0.27433	0.08587	37.81	0.44796	0.08587
A4	Azul - Poder	15.72	0.25622	0.08021	35.31	0.41839	0.08021
Público Estadual							
A4	Azul - Rural	21.06	0.34341	0.10750	47.33	0.56077	0.10750
A4	Verde	22.41	0.36533	0.11436	22.41	0.59656	1.33891
A4	Verde - Aquicultura e Irrigação em Horário Especial	22.41	0.10960	0.03431	22.41	0.59656	1.33891
A4	Verde - Cooperativas Autorizadas	16.83	0.27433	0.08587	16.83	0.44796	1.00539

Tabela 4.8: Tarifas aplicadas à alta tensão. (*continuação*)

A4	Verde - Poder Público Estadual	15.72	0.25622	0.08021	15.72	0.41839	0.93903
A4	Verde - Rural	21.06	0.34341	0.10750	21.06	0.56077	1.25858
AS	Azul	22.73	0.36533	0.15601	98.93	0.59656	0.15601
AS	Azul - Poder Público Estadual	15.94	0.25622	0.10941	69.38	0.41839	0.10941
AS	Verde	22.73	0.36533	0.15601	22.73	0.59656	2.56357
AS	Verde - Poder Público Estadual	15.94	0.25622	0.10941	15.94	0.41839	1.79793

Nota: Demanda e consumo medidos, respectivamente, em R\$/kW e R\$/kWh.

A empresa, naturalmente, se faz valer de uma Norma aplicável a conexão de micro e mini geração no sistema de compensação – esta é a NTC 905200⁵. Isso decorre do fato que conforme o estabelecido pela Resolução da ANEEL n° 482/2012,⁶ é permitido aos consumidores instalar geradores de pequeno porte em suas unidades consumidoras e utilizar o sistema elétrico da distribuidora para injetar o excedente de energia, que é convertido em crédito de energia válido por 60 meses. Tais créditos poderão ser utilizados para abater do consumo da própria unidade consumidora nos meses seguintes ou de outras unidades consumidoras que precisam estar previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora – no caso, a Copel –, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo CPF ou CNPJ junto ao Ministério da Fazenda. Outra forma para adicionar unidades consumidoras para o abatimento do consumo é através de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada.

4.2 Cálculo do *valuation intrínseco*

Para uma análise intrínseca, começemos nos debruçando sobre as demonstrações financeiras da Companhia. Os dados foram retirados da base de dados do Eikon, da companhia de informação Thomson Reuters.⁷

⁵Disponível em: <https://bit.ly/35Ze9Xv>. Último acesso em 23 nov 2020.

⁶Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Último acesso em 23 nov 2020.

⁷Para facilidade de tratamento e observação, foi utilizado o Eikon. Naturalmente, todos os dados dispostos poderiam ser obtidos pesquisando-se através do RI da empresa. Os dados foram obtidos pela última vez em 25 nov 2020.

Tabela 4.9: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2019 a 2013.

Period End Date	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013
Assets							
Cash and Short Term Investments	3300	2494	1213	1119	2798	1809	2131
Cash	263	168	157	173	168	152	130
Cash & Equivalents	2679	1781	883	809	1313	588	1611
Short Term Investments	359	546	173	137	1317	1068	389
Accounts Receivable - Trade, Net	3120	2944	2733	2217	3033	2179	1338
Accounts Receivable - Trade, Gross	—	—	—	—	—	—	—
Provision for Doubtful Accounts	—	—	—	—	—	—	—
Total Receivables, Net	4385	3963	4205	2894	3953	3225	2388
Receivables - Other	1264	1019	1472	677	921	1047	1051
Total Inventory	130	116	111	131	131	151	139
Inventories - Raw Materials	—	—	—	—	—	—	—
Inventories - Other	—	—	—	—	131	151	139
Prepaid Expenses	94	104	114	93	49	20	20
Other Current Assets, Total	0	0	59	1	2	13	2
Restricted Cash - Current	0	0	59	1	2	13	2
Deferred Income Tax - Current Asset	—	—	—	—	—	—	—
Other Current Assets	—	—	—	—	—	—	—
Total Current Assets	7909	6678	5702	4237	6933	5218	4680
Property/Plant/Equipment, Total - Gross	11021	12183	10987	9997	10567	7133	6649
Buildings - Gross	1962	1501	1500	1499	1654	1520	1520
Land/Improvements - Gross	490	375	278	277	278	278	264
Machinery/Equipment - Gross	8923	5696	5380	5371	5767	5318	4854
Construction in Progress - Gross	573	4592	3813	2834	2851	—	—
Other Property/Plant/Equipment - Gross	-927	19	17	17	17	17	12
Property/Plant/Equipment, Total - Net	7008	8414	7263	6251	5859	5327	4858
Accumulated Depreciation, Total	-4013	-3769	-3725	-3746	-4708	-3851	-3593
Goodwill, Net	—	—	—	—	—	—	—
Intangibles, Net	6333	6029	6453	6460	6145	2174	2035
Intangibles - Gross	—	—	—	—	—	—	—
Accumulated Intangible Amortization	—	—	—	—	—	—	—
Utility Plant, Net	3677	2426	2567	2684	2834	2977	3126
Utility Plant - Gross	8082	6643	6638	6596	7621	7619	7619
Utility Plant Accumulated Depreciation	-4406	-4217	-4072	-3912	-4787	-4642	-4493
Total Utility Plant, Net	3677	2426	2567	2684	2834	2977	3126
Long Term Investments	2948	2865	2979	2967	2451	2224	1308
LT Investment - Affiliate Companies	2522	2367	2569	2334	2225	1660	1188
LT Investments - Other	426	498	410	634	226	564	121
Note Receivable - Long Term	7691	6635	5263	4616	2085	5128	4334
Other Long Term Assets, Total	2746	2882	2936	3093	2641	2569	2770
Deferred Charges	0	3	13	26	25	0	0
Defered Income Tax - Long Term Asset	1012	1007	915	814	538	526	753
Restricted Cash - Long Term	603	618	658	731	806	793	721
Other Long Term Assets	1131	1254	1349	1523	1272	1250	1295
Total Assets	38313	35930	33162	30308	28948	25618	23111
Liabilities							
Accounts Payable	1685	1419	1684	1256	1613	1587	1092
Payable/Accrued	—	—	—	—	—	—	—
Accrued Expenses	1280	1065	995	862	811	603	698
Notes Payable/Short Term Debt	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 4.9: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2019 a 2013. (*continuação*)

Period End Date	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013
Current Port. of LT Debt/Capital Leases	1453	3298	2417	2602	1233	1299	1015
Other Current liabilities, Total	927	913	1014	936	1133	566	543
Dividends Payable	616	376	289	267	346	20	19
Customer Advances	—	—	—	—	—	—	—
Income Taxes Payable	60	198	86	41	312	310	298
Other Payables	222	260	184	331	197	213	188
Deferred Income Tax - Current Liability	—	—	—	—	—	—	—
Other Current Liabilities	29	80	455	297	277	23	38
Total Current Liabilities	5346	6695	6110	5656	4789	4055	3348
Total Long Term Debt	10215	8268	7414	6235	6528	4755	3517
Long Term Debt	10152	8268	7414	6235	6528	4755	3517
Capital Lease Obligations	63	—	—	—	—	—	—
Total Debt	11669	11565	9830	8837	7761	6054	4532
Deferred Income Tax	294	157	157	178	0	102	489
Deferred Income Tax - LT Liability	294	157	157	178	0	102	489
Minority Interest	346	303	303	264	339	352	277
Other Liabilities, Total	4860	4474	3972	3241	3045	3022	2829
Reserves	1607	1665	1400	1273	1495	1220	1070
Pension Benefits - Underfunded	1129	910	813	722	551	1187	1133
Other Long Term Liabilities	2124	1899	1759	1246	999	614	625
Total Liabilities	21060	19897	17955	15575	14702	12287	10460
Shareholders' Equity							
Redeemable Preferred Stock, Total	—	—	—	—	—	—	—
Preferred Stock - Non Redeemable, Net	—	—	—	—	—	—	—
Common Stock, Total	10800	7910	7910	7910	6910	6910	6910
Common Stock	10800	7910	7910	7910	6910	6910	6910
Additional Paid-In Capital	—	—	—	—	—	—	—
Retained Earnings (Accumulated Deficit)	5860	7337	6402	5825	6158	5202	4523
Treasury Stock - Common	—	—	—	—	—	—	—
ESOP Debt Guarantee	—	—	—	—	—	—	—
Unrealized Gain (Loss)	—	—	—	—	—	—	—
Other Equity, Total	592	786	896	998	1177	1219	1219
Other Equity	592	786	896	998	1177	1219	1219
Total Equity	17252	16033	15208	14734	14246	13331	12651
Total Liabilities & Shareholders' Equity	38313	35930	33162	30308	28948	25618	23111

Tabela 4.10: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2012 a 2005.

Period End Date	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Assets								
Cash and Short Term Investments	2095	1630	2329	1884	1964	1541	1469	1132
Cash	94	—	59	80	—	1541	1469	1132
Cash & Equivalents	1365	1048	1735	1439	1649	—	—	—
Short Term Investments	636	582	534	365	315	0	—	—
Accounts Receivable - Trade, Net	1489	1368	1163	1072	982	1069	973	879
Accounts Receivable - Trade, Gross	—	—	—	—	—	1090	1065	946
Provision for Doubtful Accounts	—	—	—	—	—	-72	-112	-79
Total Receivables, Net	2421	1958	1639	1606	1396	1465	1362	1130

Tabela 4.10: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2012 a 2005. (*continuação*)

Period End Date	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Receivables - Other	931	590	476	534	414	396	389	251
Total Inventory	125	104	121	112	84	52	51	37
Inventories - Raw Materials	–	–	–	–	84	52	51	37
Inventories - Other	125	–	121	112	–	–	–	–
Prepaid Expenses	5	5	5	5	4	–	–	–
Other Current Assets, Total	37	3	64	5	0	230	197	172
Restricted Cash - Current	37	3	64	5	0	–	–	–
Deferred Income Tax - Current Asset	–	–	–	–	–	–	–	–
Other Current Assets	–	–	–	–	–	230	197	172
Total Current Assets	4682	3700	4158	3612	3447	3288	3079	2471
Property/Plant/Equipment, Total - Gross	8511	–	–	–	–	–	–	–
Buildings - Gross	1379	–	–	–	–	–	–	–
Land/Improvements - Gross	183	–	–	–	–	–	–	–
Machinery/Equipment - Gross	4567	–	–	–	–	–	–	–
Construction in Progress - Gross	2372	–	–	–	–	–	–	–
Other Property/Plant/Equipment - Gross	11	–	–	–	–	–	–	–
Property/Plant/Equipment, Total - Net	5105	7209	-7102	-6777	6772	6842	6733	5948
Accumulated Depreciation, Total	-3406	–	-7102	-6777	–	–	–	–
Goodwill, Net	–	–	–	–	–	–	–	–
Intangibles, Net	1789	1717	1749	1828	1736	116	125	66
Intangibles - Gross	–	–	4429	4353	–	–	–	–
Accumulated Intangible Amortization	–	–	-2680	-2525	–	–	–	–
Utility Plant, Net	2767	–	13766	13437	–	–	–	–
Utility Plant - Gross	7109	–	13766	13437	–	–	–	–
Utility Plant Accumulated Depreciation	-4342	–	–	–	–	–	–	–
Total Utility Plant, Net	2767	–	13766	13437	–	–	–	–
Long Term Investments	698	618	483	406	407	249	223	392
LT Investment - Affiliate Companies	569	555	465	385	387	204	210	–
LT Investments - Other	129	63	18	20	20	44	13	392
Note Receivable - Long Term	3553	3383	2482	1897	1558	147	120	121
Other Long Term Assets, Total	2616	2211	2323	1910	2015	1831	1708	1926
Deferred Charges	9	0	–	–	–	6	0	49
Defered Income Tax - Long Term Asset	681	462	508	398	399	–	–	–
Restricted Cash - Long Term	618	468	427	183	211	144	166	156
Other Long Term Assets	1308	1281	1388	1329	1404	1681	1542	1721
Total Assets	21209	18837	17859	16313	15934	12473	11988	10924
Liabilities								
Accounts Payable	1132	747	613	544	498	367	392	1162
Payable/Accrued	–	–	–	–	–	–	–	–
Accrued Expenses	858	705	684	641	575	749	820	490
Notes Payable/Short Term Debt	0	0	0	0	0	0	0	0
Current Port. of LT Debt/Capital Leases	274	116	704	136	293	265	928	215
Other Current liabilities, Total	570	489	536	403	503	560	507	462
Dividends Payable	205	136	164	91	244	252	277	114
Customer Advances	–	–	–	–	–	–	–	–
Income Taxes Payable	170	152	203	160	102	–	–	–
Other Payables	138	131	112	123	114	85	68	–
Deferred Income Tax - Current Liability	–	–	–	–	–	–	–	–
Other Current Liabilities	56	71	56	30	43	223	162	348
Total Current Liabilities	2833	2058	2537	1723	1869	1941	2647	2329
Total Long Term Debt	2988	2058	1281	1538	1571	1838	1733	1895

Tabela 4.10: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2012 a 2005. (*continuação*)

Period End Date	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Long Term Debt	2988	2058	1281	1538	1571	1838	1733	1895
Capital Lease Obligations	–	–	–	–	–	–	–	–
Total Debt	3262	2174	1985	1673	1865	2102	2661	2110
Deferred Income Tax	591	650	887	901	935	–	–	–
Deferred Income Tax - LT Liability	591	650	887	901	935	–	–	–
Minority Interest	265	243	266	228	219	232	206	78
Other Liabilities, Total	2435	1993	1859	1627	1598	1227	1026	1135
Reserves	1156	872	813	525	619	–	–	–
Pension Benefits - Underfunded	675	548	437	388	366	454	496	487
Other Long Term Liabilities	605	573	608	714	613	772	530	648
Total Liabilities	9112	7001	6829	6017	6192	5237	5612	5437
Shareholders' Equity								
Redeemable Preferred Stock, Total	–	–	–	–	–	–	–	–
Preferred Stock - Non Redeemable, Net	–	–	–	–	–	–	–	–
Common Stock, Total	6910	6910	6910	4460	4460	4460	3875	3480
Common Stock	6910	6910	6910	4460	4460	4460	3875	3480
Additional Paid-In Capital	–	–	–	–	–	–	–	–
Retained Earnings (Accumulated Deficit)	3909	3375	2535	3337	2694	1938	1684	1190
Treasury Stock - Common	–	–	–	–	–	–	–	–
ESOP Debt Guarantee	–	–	–	–	–	–	–	–
Unrealized Gain (Loss)	–	–	–	–	–	–	–	–
Other Equity, Total	1279	1551	1585	2499	2588	838	817	817
Other Equity	1279	1551	1585	2499	2588	838	817	817
Total Equity	12097	11836	11030	10296	9742	7236	6376	5487
Total Liabilities & Shareholders' Equity	21209	18837	17859	16313	15934	12473	11988	10924

Tabela 4.11: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2004 a 1997.

Period End Date	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Assets								
Cash and Short Term Investments	519	363	200	166	224	180	213	670
Cash	519	363	200	166	224	180	213	14
Cash & Equivalents	–	–	–	–	–	–	–	–
Short Term Investments	–	–	–	–	–	–	–	656
Accounts Receivable - Trade, Net	766	657	516	598	449	289	211	228
Accounts Receivable - Trade, Gross	846	705	553	–	–	–	–	202
Provision for Doubtful Accounts	-86	-52	-37	–	–	–	–	-4
Total Receivables, Net	886	971	706	639	488	299	219	235
Receivables - Other	120	314	190	41	39	10	8	7
Total Inventory	31	27	10	19	15	12	10	6
Inventories - Raw Materials	31	27	10	19	15	12	10	6
Inventories - Other	–	–	–	–	–	–	–	–
Prepaid Expenses	–	–	–	41	44	232	187	205
Other Current Assets, Total	197	59	115	100	0	–	–	–
Restricted Cash - Current	–	–	–	–	–	–	–	–
Deferred Income Tax - Current Asset	–	–	64	9	–	–	–	–
Other Current Assets	197	59	51	91	0	–	–	–
Total Current Assets	1633	1420	1031	965	771	723	629	1116

Tabela 4.11: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2004 a 1997. (*continuação*)

Period End Date	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Property/Plant/Equipment, Total - Gross	5399	5380	-129	7876	1084	—	—	0
Buildings - Gross	—	—	—	—	—	—	—	—
Land/Improvements - Gross	—	—	—	—	—	—	—	—
Machinery/Equipment - Gross	—	—	—	—	—	—	—	—
Construction in Progress - Gross	594	483	504	445	700	—	—	—
Other Property/Plant/Equipment - Gross	4805	4897	-633	7431	384	—	—	0
Property/Plant/Equipment, Total - Net	5399	5380	-2917	5334	-2456	5759	5369	6422
Accumulated Depreciation, Total	0	0	-2788	-2542	-3540	—	—	0
Goodwill, Net	—	—	—	—	—	—	—	—
Intangibles, Net	—	—	—	—	—	—	—	—
Intangibles - Gross	—	—	—	—	—	—	—	—
Accumulated Intangible Amortization	—	—	—	—	—	—	—	—
Utility Plant, Net	—	—	8250	—	10649	—	—	—
Utility Plant - Gross	—	—	8250	—	10649	—	—	—
Utility Plant Accumulated Depreciation	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Utility Plant, Net	—	—	8250	—	10649	—	—	—
Long Term Investments	457	426	498	443	445	328	261	94
LT Investment - Affiliate Companies	—	—	—	—	—	—	—	—
LT Investments - Other	457	426	498	443	445	328	261	94
Note Receivable - Long Term	185	199	72	124	45	35	60	33
Other Long Term Assets, Total	2205	1913	1613	1264	913	855	753	671
Deferred Charges	—	—	52	212	0	—	—	—
Defered Income Tax - Long Term Asset	—	—	866	291	216	191	172	47
Restricted Cash - Long Term	147	112	96	47	50	64	73	117
Other Long Term Assets	2058	1801	599	714	647	600	508	507
Total Assets	9879	9338	8547	8130	10367	7700	7072	8336
Liabilities								
Accounts Payable	768	404	249	271	85	86	54	49
Payable/Accrued	—	—	—	—	—	—	—	—
Accrued Expenses	505	486	228	244	146	137	125	77
Notes Payable/Short Term Debt	0	0	0	0	0	—	—	0
Current Port. of LT Debt/Capital Leases	671	273	198	272	276	302	174	360
Other Current liabilities, Total	304	127	120	154	146	180	211	201
Dividends Payable	91	46	1	56	97	102	122	—
Customer Advances	—	—	35	—	13	—	—	13
Income Taxes Payable	—	—	39	64	—	—	—	—
Other Payables	—	—	—	—	—	—	—	—
Deferred Income Tax - Current Liability	—	—	—	0	—	—	—	—
Other Current Liabilities	213	81	45	34	36	78	89	188
Total Current Liabilities	2248	1290	795	941	653	705	564	687
Total Long Term Debt	1160	1737	2016	1154	1104	1117	917	744
Long Term Debt	1160	1737	2016	1154	1104	1117	917	744
Capital Lease Obligations	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Debt	1831	2010	2214	1426	1380	1419	1091	1104
Deferred Income Tax	—	—	13	0	821	0	0	462
Deferred Income Tax - LT Liability	—	—	13	0	821	0	0	462
Minority Interest	45	29	—	—	—	—	—	—
Other Liabilities, Total	1291	1424	997	987	1297	1251	1135	1044
Reserves	—	—	—	—	—	—	—	—
Pension Benefits - Underfunded	541	566	596	636	487	478	457	—
Other Long Term Liabilities	750	858	401	351	810	773	678	1044

Tabela 4.11: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 2004 a 1997. (*continuação*)

Period End Date	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Total Liabilities	4744	4480	3821	3082	3876	3073	2616	2937
Shareholders' Equity								
Redeemable Preferred Stock, Total	—	—	—	—	—	—	—	—
Preferred Stock - Non Redeemable, Net	—	—	—	—	—	—	—	—
Common Stock, Total	3480	2900	2900	1620	2418	1620	1225	1284
Common Stock	3480	2900	2900	1620	2418	1620	1225	1284
Additional Paid-In Capital	—	—	—	—	—	—	—	—
Retained Earnings (Accumulated Deficit)	839	1141	1009	1877	1637	1461	1294	1114
Treasury Stock - Common	—	—	—	—	—	—	—	—
ESOP Debt Guarantee	—	—	—	—	—	—	—	—
Unrealized Gain (Loss)	—	—	—	—	—	—	—	—
Other Equity, Total	817	817	817	1548	2438	1546	1940	3000
Other Equity	817	817	817	1548	2438	1546	1940	3000
Total Equity	5136	4858	4726	5045	6492	4627	4459	5398
Total Liabilities & Shareholders' Equity	9880	9338	8547	8127	10368	7700	7075	8335

Tabela 4.12: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 1996 a 1994.

Period End Date	1996	1995	1994
Assets			
Cash and Short Term Investments	97	40	11
Cash	14	40	11
Cash & Equivalents	—	—	—
Short Term Investments	83	0	0
Accounts Receivable - Trade, Net	249	183	166
Accounts Receivable - Trade, Gross	234	184	167
Provision for Doubtful Accounts	-7	-1	-1
Total Receivables, Net	285	213	187
Receivables - Other	36	30	21
Total Inventory	12	14	9
Inventories - Raw Materials	12	14	9
Inventories - Other	—	—	—
Prepaid Expenses	26	45	32
Other Current Assets, Total	—	—	—
Restricted Cash - Current	—	—	—
Deferred Income Tax - Current Asset	—	—	—
Other Current Assets	—	—	—
Total Current Assets	420	312	239
Property/Plant/Equipment, Total - Gross	0	7626	7168
Buildings - Gross	—	—	—
Land/Improvements - Gross	—	—	—
Machinery/Equipment - Gross	—	—	—
Construction in Progress - Gross	—	—	—
Other Property/Plant/Equipment - Gross	0	7626	7168
Property/Plant/Equipment, Total - Net	6074	5342	5102
Accumulated Depreciation, Total	0	-2284	-2066
Goodwill, Net	—	—	—
Intangibles, Net	—	—	—

Tabela 4.12: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 1996 a 1994. (*continuação*)

Period End Date	1996	1995	1994
Intangibles - Gross	—	—	—
Accumulated Intangible Amortization	—	—	—
Utility Plant, Net	—	—	—
Utility Plant - Gross	—	—	—
Utility Plant Accumulated Depreciation	—	—	—
Total Utility Plant, Net	—	—	—
Long Term Investments	74	63	55
LT Investment - Affiliate Companies	—	—	—
LT Investments - Other	74	63	55
Note Receivable - Long Term	57	59	16
Other Long Term Assets, Total	614	564	607
Deferred Charges	—	—	—
Defered Income Tax - Long Term Asset	62	43	36
Restricted Cash - Long Term	43	18	16
Other Long Term Assets	509	503	555
Total Assets	7239	6340	6019
Liabilities			
Accounts Payable	56	52	48
Payable/Accrued	—	—	—
Accrued Expenses	106	86	62
Notes Payable/Short Term Debt	0	0	0
Current Port. of LT Debt/Capital Leases	241	147	45
Other Current liabilities, Total	261	136	102
Dividends Payable	—	—	—
Customer Advances	14	11	11
Income Taxes Payable	—	—	—
Other Payables	—	—	—
Deferred Income Tax - Current Liability	—	—	—
Other Current Liabilities	247	125	91
Total Current Liabilities	664	421	257
Total Long Term Debt	478	410	344
Long Term Debt	478	410	344
Capital Lease Obligations	—	—	—
Total Debt	719	557	389
Deferred Income Tax	379	241	335
Deferred Income Tax - LT Liability	379	241	335
Minority Interest	—	—	—
Other Liabilities, Total	1029	942	784
Reserves	—	—	—
Pension Benefits - Underfunded	—	—	—
Other Long Term Liabilities	1029	942	784
Total Liabilities	2550	2014	1720
Shareholders' Equity			
Redeemable Preferred Stock, Total	—	—	—
Preferred Stock - Non Redeemable, Net	—	—	—
Common Stock, Total	646	601	601
Common Stock	646	601	601
Additional Paid-In Capital	—	—	—
Retained Earnings (Accumulated Deficit)	1074	1002	1004
Treasury Stock - Common	—	—	—
ESOP Debt Guarantee	—	—	—

Tabela 4.12: Balanços patrimoniais da Copel, em milhões de reais. Base contábil de 1996 a 1994. (*continuação*)

Period End Date	1996	1995	1994
Unrealized Gain (Loss)	–	–	–
Other Equity, Total	2970	2723	2695
Other Equity	2970	2723	2695
Total Equity	4690	4326	4300
Total Liabilities & Shareholders' Equity	7240	6340	6020

4.3 Cálculo do *valuation* relativo

Naturalmente, ao fazermos uma comparação, é necessário questionar a natureza dos ativos. São similares? Precisam ser ajustados a um denominador comum? São, ao menos, comparáveis?

No caso de uma empresa como a Copel, uma *holding* do setor elétrico, faz sentido a comparação com outras *holdings* do setor. Foram escolhidas, então, outras quatro companhias:

- **Light S.A (LIGT3).** É uma empresa privada de geração, distribuição, comercialização e soluções de energia elétrica. O grupo detém concessão de parte do estado do Rio de Janeiro – majoritariamente a região metropolitana –, dividindo-o com a Enel, do outro lado da Baía de Guanabara.
- **EDP Energias do Brasil (ENBR3).** É uma *holding* brasileira que detém investimentos em geração, distribuição, transmissão e comercialização em 11 das 27 unidades federativas brasileiras. Sua capacidade instalada ao final de setembro de 2020 era de 2,9 GW e 24,7 TWh de energia distribuída.
- **Neoenergia (NEOE3).** É a *holding* do Grupo Neoenergia, o maior grupo privado do setor elétrico brasileiro em número de clientes, referentes ao final de setembro de 2020, contando com capacidade instalada de 4,1 GW. Está presente em 16 das 27 UFs brasileiras, tendo como acionistas grandes *players*, como a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (PREVI) e o Banco do Brasil Investimentos (BBI).
- **Companhia Energética de Minas Gerais (CMIG3).** Frequentemente comparada contra a Copel, a Cemig é uma das principais concessionárias de energia elétrica do Brasil, detendo concessão do estado de Minas Gerais. As semelhanças continuam ao observar-se que os locais de oferta de ações da empresa são os mesmos da Copel: B3, NYSE e Latibex.

Vale comentar, antes de prosseguir, que foram escolhidas as ações ordinárias das empresas porque elas estão necessariamente presentes no mercado de ações brasileiro. Assim, podemos fazer uma comparação através desta classe de ativos. A Copel, por

exemplo, tem seu papel mais líquido como sua preferencial do tipo B, CPLE6; a Cemig tem seu papel mais líquido como sendo CMIG4, uma preferencial simples; já o restante das empresas pertence ao Novo Mercado, possuindo apenas ações ordinárias. Justifica-se, então, o uso dos papéis de ações ordinárias como base de comparação.

Feita uma breve descrição das empresas a serem comparadas, é feita também uma escolha de múltiplos para ser realizada a análise. Constam entre estes os comumente utilizados, como P/L, *dividend yield* e CAGR, assim como alguns mais recentemente utilizados pela indústria, como EV/EBITDA. Os dados foram retirados do site Fundamentus⁸ e tratados para melhor visualização:

Tabela 4.13: Comparativo de empresas similares à Copel.

Indicadores	CPLE3	LIGT3	NEOE3	ENBR3	CMIG3
Cotação	68,95	23,90	17,31	19,86	15,50
P/L	5,59	-66,99	8,64	9,22	11,60
P/VP	0,94	1,07	1,01	1,22	1,36
PSR	1,073	0,602	0,726	0,815	0,951
Div. Yield	3,25%	0,00%	2,36%	2,94%	3,76%
P/Ativo	0,419	0,284	0,337	0,422	0,441
P/Cap.Giro	6,57	6,73	6,79	20,17	3,69
P/EBIT	4,41	13,89	4,14	5,08	4,66
P/Ativ Circ.Liq	-1,29	-0,64	-0,81	-1,17	-1,14
EV/EBIT	5,98	27,62	8,23	7,53	6,84
EV/EBITDA	4,76	12,95	6,29	5,91	5,74
Mrg Ebit	24,32%	4,33%	17,54%	16,04%	20,40%
Mrg. Líq.	19,24%	-0,90%	8,70%	9,74%	8,20%
Liq. Corr.	1,40	1,17	1,26	1,09	1,70
ROIC	10,69%	2,62%	9,48%	10,10%	10,92%
ROE	16,84%	-1,59%	11,66%	13,23%	11,73%
Dív.Brut/ Patrim.	0,51	1,49	1,28	0,92	0,93
Cresc. Rec.5a	7,64%	6,64%	19,15%	11,16%	7,26%

Através da tabela, é possível perceber que a Copel figura indicadores atraentes, com o maior ROE dentre as selecionadas, assim como o menor P/L não-negativo – infelizmente, o P/L da Light se traduz em um cenário de prejuízo. Assim, figuraria no topo da lista do método de Greenblatt (2006, 2010).

⁸Disponível em <https://www.fundamentus.com.br/resultado.php?segmento=70>. Último acesso em 24 nov 2020.

Capítulo 5

Conclusão

Referências Bibliográficas

- ANBIMA. **Raio-X do Investidor Brasileiro**, 2019.
- ARNOLD, G. **Corporate financial management**. New York City, NY: Pearson Education, 2008.
- BEAVER, W.; KETTLER, P.; SCHOLES, M. The association between market determined and accounting determined risk measures. **The Accounting Review**, v. 45, n. 4, p. 654–682, 1970.
- BEAVER, W.; MORSE, D. What determines price-earnings ratios? **Financial Analysts Journal**, v. 34, n. 4, p. 65–76, 1978.
- BOGLE, J. C. **Bogle on mutual funds: New perspectives for the intelligent investor**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2015.
- DAMODARAN, A. **Valuation approaches and metrics: a survey of the theory and evidence**. [s.l.] Now Publishers Inc, 2007.
- DAMODARAN, A. **Investment philosophies: successful strategies and the investors who made them work**. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2012.
- EPE. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2020.
- FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. The capital asset pricing model: Theory and evidence. **Journal of economic perspectives**, v. 18, n. 3, p. 25–46, 2004.
- FISHER, I. **Theory of interest: as determined by impatience to spend income and opportunity to invest it**. New York City, NY: Augustus Kelly Publishers, Clifton, 1930.
- GARRET, D. A. **The Microscopic Detection of Corrosion in Aluminum Aircraft Structures with Thermal Neutron Beams and Film Imaging Methods**. Washington, D.C.: National Bureau of Standards, 1977.
- GORDON, M. J. Dividends, earnings, and stock prices. **The review of economics**

- and statistics, p. 99–105, 1959.
- GORDON, M. J.; SHAPIRO, E. Capital equipment analysis: the required rate of profit. **Management science**, v. 3, n. 1, p. 102–110, 1956.
- GRAHAM, B. **O investidor inteligente**. Rio de Janeiro: HarperCollins Brasil, 2016.
- GREENBLATT, J. **The little book that beats the market**. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2006.
- GREENBLATT, J. **The little book that still beats the market**. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2010.
- IESAN, D. Existence Theorems in the Theory of Mixtures. **Journal of Elasticity**, v. 42, n. 2, p. 145–163, fev. 1996.
- KLAYMAN, J. Varieties of confirmation bias. **Psychology of learning and motivation**, v. 32, p. 385–418, 1995.
- KRUGER, J.; DUNNING, D. Unskilled and unaware of it: how difficulties in recognizing one's own incompetence lead to inflated self-assessments. **Journal of personality and social psychology**, v. 77, n. 6, p. 1121, 1999.
- LIE, E.; LIE, H. J. Multiples used to estimate corporate value. **Financial Analysts Journal**, v. 58, n. 2, p. 44–54, 2002.
- LIU, J.; NISSIM, D.; THOMAS, J. Equity valuation using multiples. **Journal of Accounting Research**, v. 40, n. 1, p. 135–172, 2002.
- LIU, J.; NISSIM, D.; THOMAS, J. Is cash flow king in valuations? **Financial Analysts Journal**, v. 63, n. 2, p. 56–68, 2007.
- MARKOWITZ, H. Portfolio selection. **The Journal of Finance**, v. 7, n. 1, p. 77–91, 1952.
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. **The American economic review**, v. 48, n. 3, p. 261–297, 1958.
- MUNGER, C. T. **Poor Charlie's Almanack: The Wit and Wisdom of Charles T. Munger**. Virginia Beach: Donning Company, 2006.
- NETO, A. A. **Mercado financeiro**. 14. ed. São Paulo: Atlas, 2018.
- PEASNELL, K. V. Some formal connections between economic values and yields and accounting numbers. **Journal of Business Finance & Accounting**, v. 9,

n. 3, p. 361–381, 1982.

PENMAN, S. H. The articulation of price-earnings ratios and market-to-book ratios and the evaluation of growth. **Journal of accounting research**, v. 34, n. 2, p. 235–259, 1996.

ROSA, L. P. Geração hidrelétrica, termelétrica e nuclear. **Estudos Avançados**, v. 21, n. 59, p. 39–58, 2007.

SCHWARZ, N. et al. Ease of retrieval as information: another look at the availability heuristic. **Journal of Personality and Social psychology**, v. 61, n. 2, p. 195, 1991.

SHARPE, W. F. Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. **The journal of finance**, v. 19, n. 3, p. 425–442, 1964.

SIMON, H. A. **Models of bounded rationality: Empirically grounded economic reason**. Massachusetts: MIT press, 1997. v. 3

STOHS, M. H.; MAUER, D. C. The determinants of corporate debt maturity structure. **Journal of business**, p. 279–312, 1996.

WILCOX, J. W. The P/B-roe valuation model. **Financial Analysts Journal**, v. 40, n. 1, p. 58–66, 1984.