



Impacto da TIR no CAPEX de investimentos em distribuidoras de energia elétrica

Impact of the IRR in Investment CAPEX IRR in Electricity Distributors

Marcos Antonio Lopes Freixo Filho¹

Igor Gimenes Cesca²

Resumo

Este trabalho de pesquisa vem estudar o quanto podem estar correlacionados os principais indicadores econômicos e financeiros de duas concessionárias de energia elétrica, já estabilizadas neste mercado (o grupo econômico ao qual pertencem as distribuidoras desta pesquisa costuma adquirir empresas que precisam de recuperação), e a aderência da taxa interna de retorno do investimento [TIR] dos projetos de investimento regulatório em CAPEX, através da aplicação de modelos estatísticos de regressão, utilizando a ferramenta Gretl. No setor elétrico brasileiro, o investimento regulatório em CAPEX visa estabelecer metas de expansão do acesso à rede elétrica, e também o de reduzir os custos operacionais de manutenção da rede, tanto substituindo equipamentos, ou uma determinada extensão de rede, em estado de obsolescência, ou simplesmente implantar novas tecnologias neste mesmo sentido.

Palavras-chave: CAPEX. TIR. OLS. Empresa de Energia.

¹ Especialista em Finanças e Controladoria, Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz" da Universidade de São Paulo (ESALQ - USP), Av. Pádua Dias, 11, Agronomia, Piracicaba - SP, CEP: 13418-900.

E-mail: marcos.freixo@gmail.com

² Doutor em Energia, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE - USP), Alameda Santos, 2356, Jardim Paulista, São Paulo - SP, CEP: 01418-901. E-mail: igcesca@gmail.com
Orcid: <https://orcid.org/0000-0002-1560-0135>

Abstract

This research work aims to study how the main economic and financial indicators of two electric energy concessionaires, already stabilized in this market (the economic group to which the distributors in this research belong usually acquire companies in need of recovery), can be correlated, and the adherence of internal rate of return (IRR) of regulatory investment projects in CAPEX, through the application of models regression statistics, using the Gretl tool. In the Brazilian electricity sector, regulatory investment in CAPEX aims to establish goals for expanding access to the electricity grid, and also to reduce the operating costs of grid maintenance, either by replacing equipment, or a certain network extension, in a state of obsolescence, or simply deploying new technologies in the same direction.

Keywords: CAPEX. IRR. OLS. Energy Business.

Introdução

No Brasil, o setor elétrico está dividido em geração, transmissão, distribuição e comercialização. Na distribuição, as empresas recebem a energia do sistema de transmissão e a distribui no varejo para consumidores. É um mercado regulado, com a participação de empresas públicas e privadas, de capital aberto, ou fechado. Segundo o Portal da Indústria (2021), existem no Brasil 131 concessionárias, permissionárias e cooperativas de distribuição de energia elétrica.

As distribuidoras de energia elétrica não podem estabelecer seus próprios preços, e devem passar pelo escrutínio periódico da Agência Nacional de Energética [ANEEL], denominado de revisão tarifária. Isto se deve principalmente ao fato de serem concessionárias do serviço público de distribuição de energia, signatárias de contratos de concessão que preveem métodos regulatórios, que avaliam o nível de investimento das empresas, o custo de geração, custos relativos às perdas elétricas e também a manutenção do sistema elétrico, de forma geral, para todos os tipos de consumidores, 24 horas por dia, 7 dias por semana, como informa a ABRADEE (2020).

Fortes et al. (2018) destaca o grau de complexidade para garantir os melhores investimentos para uma concessionária de energia, e obter a melhor taxa interna de retorno do investimento de cada projeto realizado, baseado em indicadores, regulatórios, de desempenho do setor, conhecidos como DEC e FEC, indicadores que medem por quanto tempo houve interrupção no fornecimento de energia, e com que frequência. Além de perda comercial, pela

não realização da venda de energia elétrica enquanto o fornecimento está suspenso, há punições como multas previstas pelo órgão regulador.

Entretanto, estes não são os únicos indicadores que afetam a revisão tarifária. Segundo a ANEEL (2020), ainda são analisados aspectos de ganhos de produtividade, a qualidade técnica e comercial, além da trajetória de custos operacionais nos processos tarifários. Com estes dados, por meio de um modelo de cálculos divulgados em seu sítio, a ANEEL chega a um valor de tarifa que seja capaz de garantir o pleno funcionamento do sistema elétrico nacional, e o conforto proporcionado por uma energia elétrica de qualidade para a população brasileira.

Valverde et al. (2018) cita os grandes desafios encontrados neste ambiente regulado para os gestores formularem estratégias arrojadas de negócios que produzam efeitos econômicos significativos, e concluiu em seu trabalho, após a aplicação de ferramentas de controladaria, diante dos resultados publicitados pela concessionária, bem como os prêmios recebidos por entidades do setor, que é possível sim ir além do resultados realizados por outras distribuidoras, ainda que o órgão regulador tenha a tendência de assegurar condições equitativas entre os demais participantes do mercado de distribuição de energia elétrica.

A ANEEL chama de Capex Elegível, um “benchmarking” regulatório, todo investimento que se tornará um ativo imobilizado em serviço da empresa, mas que está intrinsecamente relacionado na expansão e qualidade do fornecimento de energia.

A gerência que atua na área de planejamento e estratégia da distribuidora de energia, trabalha com uma meta que mede o grau de aderência da taxa interna de retorno de um projeto de investimento do Capex Elegível, antes mesmo de executá-lo, para em seguida o comparar com a taxa interna de retorno obtida após a sua conclusão. Quanto mais próxima, ou maior for esta taxa, melhor será o resultado. Através de ponderação, baseado no tamanho financeiro de cada projeto, é apurado o resultado global de aderência da TIR por distribuidora.

Guzzella (2015) fez um trabalho muito semelhante, porém relacionado ao OPEX, também de caráter regulatório, aplicando modelos de regressão, e com um nível de significância de 10%, percebeu que houve bastante aderência dos resultados obtidos às hipóteses iniciais, que era de que empresas com indicadores que representam níveis maiores de endividamento ou de distribuição de dividendos apresentam pior desempenho operacional nos anos posteriores.

No trabalho de Maestri e Andrade (2018), foi identificado que um aumento nos investimentos (CAPEX) proporciona a melhoria da qualidade do fornecimento de energia em termos de redução da frequência das interrupções do fornecimento de energia (ΔFEC) e de

redução da frequência de reclamações dos consumidores (ΔFER), o que resultaria numa garantia de maior receita com vendas de energia elétrica, e melhor percepção da qualidade de fornecimento pelos consumidores, o que fica ainda mais claro ao ver uma melhora no IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor), o que provavelmente acaba se refletindo também nos resultados econômicos e financeiros na maioria das concessionárias de energia.

Diante do exposto, haveria correlação entre a aderência da taxa interna de retorno dos projetos de investimentos de uma empresa de distribuição de energia e seus indicadores econômicos e financeiros? Tal hipótese é bastante plausível, pois há na literatura os trabalhos de Guzzella (2015), Maestri e Andrade (2018), e Valverde et al. (2018) que indicaram tal possibilidade. Fazer esta verificação é a proposta desta pesquisa experimental.

Material e Métodos

É mister neste trabalho, de forma antecipada, promover uma contextualização sobre o negócio de distribuição de energia elétrica, uma vez que este possui características *sui generis*, se comparado a negócios de outros mercados, excepcionalmente os não regulados.

O negócio de distribuição de energia elétrica obedece a uma série de regras impostas pelo Estado para seu funcionamento. As empresas distribuidoras, por exemplo, não determinam o valor do seu serviço, por serem concessões públicas, onde o Estado literalmente concede a uma empresa (privada ou pública) o direito de, em seu lugar, explorar algum tipo de serviço prestado à sociedade. Entretanto, assim como qualquer outra empresa estabelecida no país, lhe é facultado aferir lucros sobre seu negócio, distribuir dividendos, atrair investidores, entre outros direitos, mas para tal, deve seguir o que será descrito nas próximas linhas, com a preocupação de ser o mais claro e objetivo possível.

2.1 Precificação da Tarifa de Energia Elétrica ao Consumidor

A ANEEL é responsável pela regulação econômica que rege o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, ou em outras palavras, a entidade possui o dever de garantir uma remuneração “justa” à empresa concessionária, para que não se utilize da sua posição monopolista de forma abusiva.

Através do modelo estabelecido pelo Art. 6º da Lei nº 8.987, de 23 de fevereiro de 1995 (Brasil, 1995), para a exploração de concessões de serviço público, complementado com outras leis do setor elétrico, impõe às concessionárias de distribuição de energia elétrica os

princípios da regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade e cortesia na prestação do serviço, e por meio do Art. 1º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Brasil, 1996), institui e dá poderes a agência reguladora de buscar sempre a modicidade tarifária. Além disso, de acordo com a Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (2004), abandona definitivamente o modelo de tarifa pelo custo do serviço (anterior a lei de 1995), adotando o modelo de tarifa pelo preço, onde o concessionário assume riscos e se apropria de ganhos ou perdas. Durante muitos anos o modelo de tarifa pelo custo foi aplicado no país, sendo, entretanto, seu emprego deformado, seja pelo grande impacto da inflação ou para atender políticas de controle de preços.

Na essência, este modelo de preço pelo custo se baseava na taxa de retorno garantida, onde os investimentos realizados retornavam gradualmente, ano a ano, através da depreciação e remuneração do valor residual. De fato, nada mais era do que a conhecida tarifa contábil, onde a tarifa é mais alta, nos primeiros anos, que dentro de uma lógica econômica, invertendo-se ao longo do tempo. A visão regulatória de investimentos se impôs ao longo da história para evitar a determinação de uma taxa de retorno aos investimentos superior ao custo de oportunidade do mercado.

Nesta lógica, o custo de oportunidade do capital torna-se menor do que o incorrido nos demais investimentos, dada a vantagem da remuneração garantida, o chamado “efeito Averch-Johnson”, como explica Bailey e Coleman (1971). Este critério de remuneração do empreendimento incentivava as empresas a aumentar seus investimentos e a operar com custos mais altos que o necessário, no intuito de angariar um alto valor de tarifa de energia.

Cabe ressaltar, que do ponto de vista da análise dos possíveis investimentos prudentes, aqueles voltados a um bom funcionamento do sistema elétrico, o regulador passa a forçar um nível de incerteza que não existia anteriormente. A evolução do modelo de “tarifa pelo custo” para “tarifa pelo preço” fez com que, a princípio, as lógicas de garantias de rentabilidade e valores contábeis fossem colocadas de lado. Em princípio, bastava um processo competitivo (por exemplo, leilão) para que o preço fosse determinado, seja este associado ao ativo ou à tarifa.

Todavia, visando evitar perdas ou ganhos significativos por extensos períodos, este processo imporia uma revisão periódica da tarifa, o que é, na legislação brasileira, conhecida como revisão tarifária periódica [RTP]. De maneira geral, este intervalo entre revisões é de quatro anos, período no qual o risco seria único e exclusivo do concessionário. Após muitas discussões públicas na sociedade, em vários níveis de representatividade, passou-se a estabelecer um fator, conhecido como Fator X, modelo semelhante ao inglês, que foi um

mecanismo criado para permitir o compartilhamento dos ganhos de produtividade das distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, com os consumidores. Ele é definido nos processos de revisão periódica e funciona como um redutor das tarifas, nos processos de reajuste, quando restar comprovado.

A tarifa regulamentada busca recuperar gastos operacionais, taxa de retorno dos acionistas, depreciações, tendo como referência uma empresa padrão (ou de referência; “benchmarking”). Muito embora as revisões tarifárias ocorram, com recuperação da inflação anual, elas são simultaneamente reduzidas por este Fator X. Tal redutor varia diferentemente para cada empresa, por refletir individualmente seu nível de eficiência econômica, ainda que as concessionárias façam parte de um mesmo grupo empresarial.

De forma resumida, o foco do fator redutor de tarifa é estimular a eficiência e repassar parte dos seus benefícios aos consumidores, na forma de redução do preço final, garantindo que haja um equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, pré-estabelecido no momento da revisão tarifária, e se mantendo ao longo do ciclo tarifário.

2.2 O Fator-X

Como afeta diretamente o preço da tarifa final para o consumidor, como já explicitado, impactando diretamente na receita com o fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias, cabe resumir a composição do cálculo do Fator X vigente, que irá determinar o quanto será diminuído a tarifa em favor dos consumidores.

O Fator X possui três componentes: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição de energia (Pd), Qualidade (Q), e de ajuste de custos operacionais (T).

$$\text{Fator X} = \text{Pd} + \text{Q} + \text{T}$$

Desta equação, este trabalho irá se debruçar apenas sobre o componente Q. Seu resultado é encontrado por um peso ponderado entre os indicadores do IASC, o índice de qualidade técnica, e o índice qualidade comercial.

O IASC é um indicador anual que permite avaliar a satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica, feito a partir de pesquisa amostral realizada com consumidores de todas as distribuidoras, concessionárias e permissionárias, que atuam no país.

O índice de qualidade técnica é uma parcela representada pelos indicadores coletivos de continuidade, são eles o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor). O índice de qualidade técnica possui o maior peso da equação.

O índice de qualidade comercial compreende indicadores de frequência equivalente de reclamações de clientes, e mais três indicadores sobre os atendimentos telefônicos: nível de serviço, abandono na linha, e chamadas ocupadas.

O cálculo do Fator X é assunto bastante vasto para se realizar incontáveis trabalhos de pesquisa, até por sua recorrente revisão, mas sua menção neste trabalho, versa somente para demonstrar a importância de realizar investimentos nas distribuidoras de energia elétrica, excepcionalmente com um olhar mais crítico ao índice de qualidade técnica, onde CAPEX e OPEX tem influência direta. Um descuido e os resultados podem ser os mais indesejados possíveis ao fim de um ciclo de revisão tarifária.

2.3 Benchmarking, a Empresa Padrão

Para estabelecer parâmetros que indiquem o quadro econômico mais equilibrado entre consumidores e empresas de distribuição de energia, a ANEEL adota um modelo de empresa padrão, com indicadores quantitativos e qualitativos a serem perseguidos pelas distribuidoras. Quanto mais afastadas desta empresa padrão, mais risco regulatório pode ser envolvido ao negócio, como por exemplo, a violação dos limites de DEC e FEC estabelecidos pela agência, ou a condição mínima de sustentabilidade econômico-financeira, podem ficar impedidas de pagar dividendos ou juros de capital próprio, até regularizarem a situação (ANEEL, 2020).

A cada revisão, a ANEEL estabelece uma referência de produtividade para o novo ciclo tarifário, considerando a evolução de custos totais (CAPEX e OPEX) sob a luz da evolução do mercado atendido. Esse fator constitui uma meta para as empresas, que devem buscar atingi-la ou mesmo superá-la, a fim de melhorar seu desempenho econômico. Ainda, a agência compara o nível de eficiência dos custos operacionais das distribuidoras, definindo qual o montante de custos será reconhecido em sua tarifa. Em síntese, apura-se o nível de eficiência de custos de cada concessionária em um processo comparativo. Quanto melhor for o desempenho da empresa em relação aos seus pares, ou seja, quanto mais ela se sobrepor ao desempenho médio do setor, maior será a parcela dos seus custos reconhecidos.

No caso das empresas com os melhores desempenhos, é possível de fato ter um custo reconhecido superior ao efetivamente praticado, como forma de premiar as melhores práticas.

Simplificadamente, para cada real que a distribuidora economizar durante o ciclo em relação àqueles custos, sua lucratividade será maior.

Em relação aos ciclos subsequentes, o quanto a distribuidora poderá ser capaz de manter dessa eficiência dependerá sempre da evolução da eficiência dos seus pares (não sendo os custos automaticamente repassado aos consumidores). Para algumas distribuidoras, o “benchmark” contempla como dados de entrada do cálculo, o DEC realizado em comparação com o DEC regulatório.

Logo, fica claro que neste ambiente regulado, onde a remuneração fica atrelada a um bom desempenho dos indicadores de qualidade de fornecimento e qualidade percebida pelos clientes, que os investimentos realizados estão intrinsecamente ligados ao valor da tarifa praticada, influenciando diretamente na receita com vendas de energia elétrica das distribuidoras. Uma vez que a fornecedora de energia faça uma boa revisão tarifária, poderá obter ganhos importantes em seus resultados financeiros. Por outro lado, uma revisão ruim pode trazer grandes dificuldades aos investidores.

Dentre os investimentos colocados em questão, este trabalho se concentrará nos investimentos em CAPEX, que são investimentos capazes de contribuir com o aumento da receita com fornecimento de energia elétrica, na medida em que a expansão da rede de distribuição de energia capta mais clientes, e de também contribuir com a redução de custos operacionais, na medida em que melhora a qualidade no fornecimento de energia, instalando equipamentos inteligentes para reduzir perdas técnicas, reestabelecendo imediatamente uma interrupção momentânea do fornecimento de energia, diminuindo o DEC, ou ainda substituindo redes que frequentemente incorrem na suspensão do fornecimento de energia elétrica, ou por problemas técnicos, ou pela própria obsolescência da rede, reduzindo o FEC, e assim mensurar o quanto os projetos de investimento em CAPEX são capazes de contribuir para os resultados econômicos e financeiros para as companhias de distribuição de energia.

2.4 Taxa Regulatória de Remuneração do Capital [WACC]

É evidente que para se obter sucesso com os investimentos em CAPEX, as empresas devam escolher, dentre inúmeros projetos, aqueles que são mais capazes de trazer retorno financeiro para o negócio, e isto também é regulado, e na verdade é esperado que estes novos ativos constituídos com estes investimentos sejam realizados exatamente com esta finalidade.

Segundo a divulgação da metodologia de cálculo do WACC (Brasil, 2018), para precificação de ativos, usualmente, é utilizado o método do fluxo de caixa descontado, onde

a taxa de desconto é um dos parâmetros que compõem o modelo, e esta deve refletir o custo de oportunidade do capital e os riscos do projeto. Deve-se calcular o valor presente dos custos e dos benefícios de todas as alternativas quando comparadas com o caso base, considerando-se o Custo Médio Ponderado de Capital – WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) como a taxa de desconto, e escolher a alternativa que apresente o maior valor presente líquido (ANEEL, 2022).

Conforme descrito por Assaf Neto (2017), o WACC é a média ponderada entre o custo de capital próprio dos acionistas e do custo de capital de terceiros (dívida), de acordo com a participação de cada fonte de recursos na estrutura de capital.

O custo de capital próprio representa uma taxa implícita de retorno exigida pelos acionistas e formada com base no risco do investimento, é o retorno mínimo que os acionistas exigem de seu capital investido na empresa. Equivale ao rendimento mínimo que a empresa deve obter para remunerar seus acionistas e manter o preço de mercado de suas ações.

O modelo adotado pela ANEEL para o cálculo do custo de capital próprio é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), desenvolvido por Sharpe (1964) e Lintner (1965). Segundo Assaf Neto (2017), a taxa de retorno desejada pelo investidor deve incluir a taxa livre de risco da economia, mais um prêmio que remunere o risco sistemático apresentado pelo ativo em avaliação, e representado pelo coeficiente beta, onde quanto maior o beta, maior será o risco de mercado. A taxa de retorno requerida de um investimento para o modelo do CAPM é obtida pela expressão da linha do mercado de títulos (Security Market Line – SML), desta forma, a identidade básica de cálculo se dá na seguinte fórmula:

$$Ke = RF + \beta(RM - RF) \quad \text{form. (1)}$$

Onde:

Ke = taxa mínima de retorno requerida pelos acionistas (custo de capital próprio);

RF = taxa de retorno de ativos livres de risco;

β = coeficiente beta, medida do risco sistemático (inclinação da reta de regressão);

RM = rentabilidade da carteira de mercado (índice do mercado de ações).

O prêmio pelo risco de mercado é definido pela diferença entre o retorno da carteira de mercado e a taxa de juros definida como livre de risco (RM – RF), e indica quanto o mercado pode pagar em excesso à remuneração dos títulos considerados como livres de risco, que alavancado pelo coeficiente beta, representa o risco de mercado ajustado ao ativo da ação

($\beta > 1,0$). Esta é uma regra geral de mercado, porém que necessita de adaptações para o caso brasileiro, em função das características inerentes a nossa economia.

Na prática, não existe uma taxa totalmente isenta de risco, e a taxa considerada como livre de risco no Brasil é a taxa SELIC, que por várias esteve em níveis tão altos, que o retorno do risco de mercado não se justificava, tornando em maior circunstância mais atrativos os títulos públicos brasileiros, sem falar no risco cambial, entre outros fatores, como o tamanho da carteira que representa o risco de mercado no brasil (IBOV) se comparada com a carteira americana (S&P500) mais conhecida.

Diante deste fato, para melhor calcular o coeficiente beta para o mercado brasileiro, o caminho padrão, conforme explica Assaf Neto (2017), em geral, é adotado como “benchmark” o mercado acionário norte-americano para se estimar o risco e o custo de capital de nossas empresas, estimando o custo de capital próprio através do modelo CAPM, tendo como referência empresas do mesmo setor e escopo semelhante identificadas na economia dos Estados Unidos.

A Taxa livre de risco (RF) normalmente utilizada são as taxas de juros médias dos títulos públicos de longo prazo emitidos pelo Tesouro dos EUA (T-Bonds: “treasury bonds”), em razão de sua conhecida estabilidade. O coeficiente beta é identificado no mercado de referência, uma amostra de empresas do mesmo setor, com características operacionais e financeiras semelhantes às da companhia em avaliação, entendido esta como a medida do seu risco sistemático.

O retorno da carteira de mercado [RM] é apurado pela média das taxas de rentabilidade do mercado de ações publicadas em certo intervalo de tempo. No mercado dos EUA, é geralmente utilizado o índice S&P500 (abreviação de Standard & Poor's com 500 ativos do mercado) cotados na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE – New York Stock Exchange). Por último, é acrescido o Risco Brasil (α_{BR}) que é um indicador que mede o grau de instabilidade do país, ou seu grau de desconfiança, e quanto maior for seu número, maior o risco de se investir no país, que é basicamente a possibilidade de o mesmo aplicar uma moratória em suas dívidas. Assim, tem-se novamente a fórmula:

$$Ke = RF + \beta(RM - RF) + \alpha_{BR} \quad \text{form. (2)}$$

A ANEEL utiliza este mesmo modelo, com características pontuais, o que permite a ela o denominar como CAPM regulatório, por ser peculiar ao modelo de negócio de

distribuição de energia elétrica, e também transmissão, mas este último não será o foco deste trabalho de pesquisa.

Uma diferença bem específica é a forma como é determinado o coeficiente beta. A carteira analisada pela ANEEL foi composta pelas empresas pertencentes ao *Edison Electric Institute* – EEI, organização que agrupa a maior parte das empresas do setor elétrico norte-americano. Além disso, dada a integração vertical que ocorre no mercado norte-americano, nem todas as empresas são consideradas pelo agente regulador, selecionando deste grupo somente aquelas cuja participação da distribuição e transmissão correspondam a, pelo menos, 50% da receita da empresa (ANEEL, 2022). Isto já torna a apuração do CAPM da ANEEL diferente do habitual no mercado em geral, que em sua maioria, buscara informação semelhante no sítio do famigerado professor Aswath Damodaran.

Assim como feito comumente no mercado, é utilizado o beta desalavancado (β_u) desta carteira de empresas norte-americanas, e depois novamente alavancado, agora baseado na empresa padrão, levando-se em consideração o capital de terceiros regulatório (CTR), e uma taxa de 34% de impostos no Brasil. Por último, o coeficiente beta final, utilizado para as revisões tarifárias previstas para 2022, é a média dos últimos cinco anos apurados.

$$\beta = \beta_u \frac{((1 - CTR) * IR)}{(1 - CTR)} \quad \text{form. (3)}$$

Outra grande diferença é que a taxa livre de risco, considerada para as revisões tarifárias, compreendidas entre março de 2022 a fevereiro 2023, são as Notas do Tesouro Nacional – Série B (NTN-B), que é um título público brasileiro, indexado à inflação medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Em cada ano de avaliação desta taxa, é considerado a média diária dos vencimentos dos títulos emitidos nos últimos dez anos. A taxa livre de risco é a média dos últimos cinco anos avaliados, conforme planilha disponibilizada pela ANEEL (2022) no despacho nº 544, de 22 de fevereiro de 2022.

Já o prêmio pelo risco de mercado [PRM], assim como é amplamente feito no mercado, vem através do binômio risco de mercado [RM], que é o índice S&P500, e a taxa livre de risco [RF], que são os títulos do tesouro americano (T-Bonds). Porém, cada ano de avaliação considera a média do resultado deste binômio com todos os dias compreendidos entre o dia 31/12/1928, e o último dia do ano anterior ao ano de avaliação, no caso, se referindo ao período de realização deste trabalho, até o dia 31/12/2021, ou seja, este será o PRM de 2022.

Para melhor exemplificar, o PRM calculado para 2021, compreende a média do PRM norte-americano a contar da data de 31/12/1928, até 31/12/2020. O PRM final, aquele que será utilizado no cálculo do CAPM, será a média do PRM calculado nos últimos 5 anos.

A ANEEL anualmente divulga uma tabela contendo todos os dados utilizados para o cálculo do WACC vigente, como na Tabela 1, a ser utilizado como taxa de desconto na avaliação da TIR de cada projeto de investimento das distribuidoras naquele ano.

Transmissão e Geração (Cotistas)	2018	2019	2020	2021	2022
Remuneração de Capital Próprio					
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%	5,56%	5,33%
Beta Alavancado	0,534	0,475	0,424	0,509	0,601
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,44%	6,46%	6,50%	6,60%
Prêmio de Risco do negócio e Remuneração real depois de impostos	3,41% 9,80%	3,06% 9,17%	2,74% 8,57%	3,31% 8,87%	3,97% 9,29%
Remuneração de Capital de Terceiros					
Debêntures	6,92%	6,71%	6,21%	5,97%	5,77%
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%	0,41%	0,41%
Remuneração real antes de impostos	7,27%	7,11%	6,58%	6,38%	6,19%
Impostos	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%
Remuneração real depois de impostos	4,80%	4,69%	4,34%	4,21%	4,08%
Estrutura de Capital					
% Capital Próprio	58,25%	60,39%	61,97%	54,73%	54,64%
% Capital de Terceiros	41,75%	39,61%	38,03%	45,27%	45,36%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada					
Real, depois de impostos	7,72%	7,40%	6,96%	6,76%	6,93%
Real, antes de impostos	11,69%	11,21%	10,55%	10,24%	10,50%

Tabela 1. Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (WACC)

Fonte: ANEEL (2022)

Cada projeto deve ter calculado a taxa interna de retorno dos investimentos [TIR] que tem como taxa de desconto o WACC regulatório, por isso, a TIR também é chamada de TIR regulatória, por também obedecer ao modelo de empresa padrão. Este trabalho não tem como seu objetivo o de calcular o resultado da TIR de quaisquer projetos de investimentos, em razão do respeito a confidencialidade solicitada pela diretoria da fornecedora de energia. O foco neste momento ao tratar deste indicador, é tão somente o de demonstrar a sua metodologia de cálculo.

Na visão do regulador, é possível que as empresas persigam os objetivos públicos por motivações legais (comando e controle), ético-morais e econômico-financeiras. Todavia, no âmbito deste estudo em particular, assume-se que, em linhas gerais, a ANEEL entende que a empresa decide perseguir os objetivos regulatórios com empenho proporcional aos riscos associados e aos retornos econômicos esperados, ou seja, quando o seu valor presente líquido

(VPL) for positivo, ou, em outras palavras, a taxa interna de retorno (TIR) seja superior ao custo do capital. Em caso de restrição de recursos, é esperado que a empresa os concentre nos projetos de maior retorno, em seu limite, definindo hierarquia entre os projetos e esgotando os mais rentáveis, antes de partir para os próximos.

Cada grupo de projetos cumpre um papel dentro da cadeia de investimentos que a agência reguladora entende como modelo de empresa padrão. Nem todos trarão um retorno de investimento encorajador em termos normais de mercado não regulado, mas no conjunto de todos os projetos regulatórios, o desenho adotado para a empresa padrão, se perseguido, é voltado para beneficiar não somente a sociedade, mas também financeiramente ao acionista.

Por fim, para a ANEEL a remuneração gerada por um ativo de distribuição de energia elétrica apresenta uma “duration” similar à do título de maturidade de 8 anos, ou seja, o fluxo de caixa descontado gerado por ambos os investimentos apresenta uma distribuição ao longo do tempo de tal forma que ambos apresentem uma média em torno de 8 anos para recebimento médio ponderado do fluxo de caixa descontado, usando como taxa de desconto o WACC regulatório, como já demonstrado (ANEEL, 2022).

Fora tudo exposto até aqui, literalmente em termos matemáticos, a fórmula da TIR e da VPL utilizadas para o estudo de viabilidade econômica dos projetos de investimentos das distribuidoras são as mesmas adotadas comumente na literatura econômico-financeira. A diferença consiste pontualmente em valores que deverão ser adotados para cada variável, por serem regulatórios.

2.5 Indicador de Aderência da TIR Regulatória

A distribuidora, através da área responsável pelo planejamento de obras do grupo, criou um indicador de acompanhamento para aferir o grau de aderência da taxa interna de retorno do investimento realizado com CAPEX, ou seja, após a implantação dos projetos, e a taxa interna de retorno que foi projetada antes mesmo de sua execução, na fase de seleção dos projetos de investimentos, justamente para escolher aqueles que, em conformidade com o órgão regulador, trarão maiores ganhos de lucratividade para a companhia.

Se o indicador de aderência for igual a 100%, significa que o resultado esperado do retorno do investimento se concretizou fidedignamente. Se o número for superior aos 100%, implica em afirmar que o retorno do investimento superou as expectativas projetadas. Em sentido contrário, uma vez abaixo dos 100%, o retorno do investimento do CAPEX apurado, após sua implantação, foi abaixo do estimado. Cada grupo de projeto de investimento é

analisado individualmente, para em conseguinte se chegar o resultado global do investimento da distribuidora em determinado ano.

Resultados e Discussão

Após toda contextualização necessária sobre o negócio de fornecimento de energia elétrica, no ramo da distribuição, e não da transmissão, esta pesquisa utilizou-se dos dados globais da aderência da TIR dos investimentos com CAPEX de duas concessionárias do setor de distribuição de energia, situadas nos Estados do Maranhão, e do Pará, no período de 2016 a 2020, ambas pertencentes a um mesmo grupo empresarial, holding de capital aberto.

Serão apresentados neste trabalho, somente os números autorizados pela diretoria da do grupo empresarial em questão, previamente consultada, e se dividem entre resultados financeiros de cada uma das distribuidoras, e os dados levantados com a área de Corporativa de Planejamento da holding, que falam especificamente sobre o desempenho dos projetos de investimentos em CAPEX.

Os dados financeiros utilizados são os mesmos disponibilizados ao público, os relatórios anuais e trimestrais divulgados para Comissão de Valores de Mobiliários – CVM, e disponíveis na área de relacionamento com investidores no site oficial do grupo. Já os dados referentes ao cálculo da taxa interna de retorno dos projetos, foram liberados para divulgação apenas os valores percentuais de seu desempenho para cada grupo de projeto, e seus valores globais. Os valores financeiros projetados e realizados nos projetos, disponibilizados para este estudo, foram considerados de caráter estrategicamente sigilosos, mas que em nada prejudicou os resultados apurados por este trabalho de pesquisa, pois visa tão somente comparar o sucesso dos investimentos em CAPEX e os resultados financeiros das empresas.

Isto posto, foi feita uma análise estatística quantitativa de indicadores, verificando as relações entre as variáveis encontradas após a fase de coleta dos dados. Por meio do “software” Gretl, os dados foram modelados, confrontando os principais indicadores econômicos e financeiros, com o desempenho da aplicação do modelo de gestão de viabilidade econômica (TIR regulatória) utilizado hoje pelas Companhias, aqui estudadas, no intuito de perceber o quanto este modelo é capaz, ou não, de influenciar seus resultados.

A base de dados final para o estudo contém 10 observações, com as variáveis:

- EMPRESA – identificando a distribuidora a que se referem as outras variáveis;
- ANO – com o ano da apuração do indicado;
- TIR_ADERENCIA – com o desempenho final do resultado da TIR;

- EBITA, EBIT e NOPAT, com o resultado apresentado nos relatórios divulgados pelas distribuidoras a CVM de cada um destes indicadores
- LUCRO_LIQ – com o lucro líquido também apresentado no site de relacionamento com os investidores do grupo, conforme apresentado na Tabela 2 – Base com o desempenho da TIR e os resultados financeiros das distribuidoras.

Todos os valores financeiros são divulgados em milhares de reais.

DISTRIBUIDORA	ANO	TIR_ADERENCIA	EBITDA	EBIT	NOPAT	LUCRO_LIQ
PARÁ	2016	92,03%	766.354,00	538.957,00	469.034,00	351.556,00
PARÁ	2017	90,70%	976.826,00	730.022,00	820.826,00	613.531,00
PARÁ	2018	96,56%	1.047.947,00	797.984,00	708.688,00	455.392,00
PARÁ	2019	97,62%	1.048.498,00	741.534,00	615.954,00	469.117,00
PARÁ	2020	115,52%	1.480.909,00	1.168.866,00	922.612,00	718.544,00
MARANHÃO	2016	90,82%	703.246,00	452.594,00	362.975,00	399.794,00
MARANHÃO	2017	89,06%	785.093,00	616.529,00	514.587,00	489.617,00
MARANHÃO	2018	98,72%	954.152,00	782.463,00	641.544,00	672.356,00
MARANHÃO	2019	102,11%	983.239,00	799.447,00	662.041,00	647.075,00
MARANHÃO	2020	98,76%	1.085.943,00	895.475,00	742.484,00	700.273,00

Tabela 2. Base com o desempenho da TIR e os resultados financeiros das distribuidoras

Fonte: Autores (2023)

O primeiro resultado apurado por este trabalho foi verificação da Correlação de Pearson entre os resultados da aderência da TIR e os indicadores financeiros das duas companhias. Conforme se apresenta na Tabela 3 – Correlação de Pearson entre a aderência da TIR dos investimentos e seus indicadores financeiros, a correlação com o EBITDA calculada foi de 90,12%.

Percebe-se que na medida em que os outros indicadores gradualmente aumentam o número de “descontos” em relação ao EBTIDA, menor vai se tornando a correlação com a aderência da TIR dos projetos de CAPEX. O EBIT é o resultado do EBITDA menos as depreciações e as amortizações. O NOPAT é o resultado do EBIT menos os valores de IR e CSLL. Já o lucro líquido é o EBIT, menos a diferença entre receitas e despesas financeiras, e por último o desconto do IR e CSLL. Esta foi apenas uma observação feita por parte do autor deste trabalho, que recomenda a elaboração de novos estudos que amparem qualquer tese que demonstre que este evento seja um fato recorrente, por motivos quais este trabalho não se aprofundou.

Indicador Financeiro	Correlação com a aderência da TIR
EBITDA	90,12%
EBIT	89,39%
NOPAT	67,83%
Lucro líquido	65,19%

Tabela 3. Correlação de Pearson entre a aderência da TIR dos investimentos e seus indicadores financeiros
Fonte: (Autores (2023)

O segundo resultado importante deste estudo foi a modelagem estatística dos mínimos quadrados ordinários [MQO]. Os dados foram carregados no “software” Gretl com a finalidade de aprofundar sobre o tema das correlações entre a aderência da TIR e os resultados financeiros das concessionárias em estudo, no intuito de trazer previsibilidade dos resultados de acordo com o desempenho do retorno dos investimentos em CAPEX.

Primeiramente é necessário verificar se há um intervalo de confiança de 95%, ao correlacionar a aderência da TIR e o resultado do EBITA, por exemplo, o p-valor da amostra se apresenta menor que 0.05, o que asseguraria que os resultados possam admitir um modelo preditivo, o que foi feito e demonstrado na Figura 1 – Testes da amostra de dados para o modelo estatístico dos Mínimos Quadrados Ordinários.

Os resultados do testes mostram um p-valor de 0.0004, abaixo de 0.05, um Teste F(1,8), de 34.59, acima de 5.32, além de um R² de 0.81, que são números muito satisfatórios do ponto de vista estatístico, o que significa na prática que, para fins preditivos, as duas variáveis em questão se associam de tal forma que o nosso modelo preenche todos os requisitos necessários para realizar uma predição, como explica Fávero e Beltiore (2022).

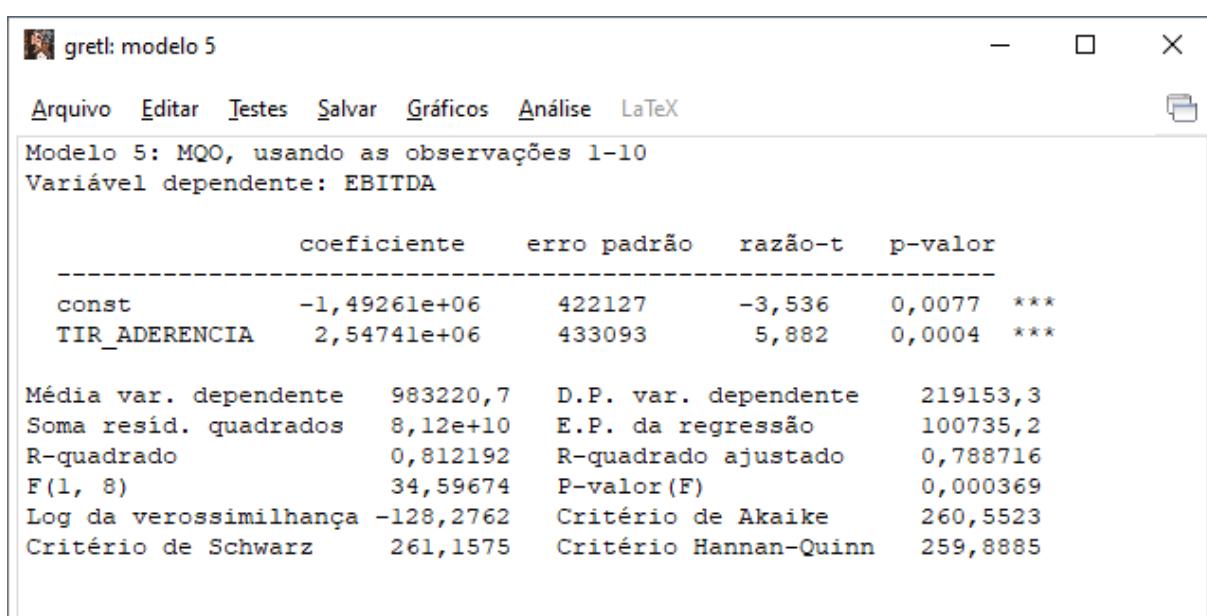


Figura 1. Testes da amostra de dados para o modelo estatístico dos Mínimos Quadrados Ordinários
Fonte: Imagem obtida do software Gretl com dados dos autores

Em resumo, definido um modelo de regressão capaz de demonstrar que tendo o EBTIDA como variável dependente, a aderência da TIR, como sua variável explicativa, é capaz de predizer o resultado do EBITDA, de acordo com seu desempenho, como demostrado no Figura 2 – Relação entre o EBITA e a aderência da TIR dos projetos de CAPEX.

Ainda, é possível expressar em uma equação, qual o possível valor do EBITDA (transformado para a base de milhões de reais) em função do índice de desempenho da aderência dos projetos de investimento em CAPEX, como descrito abaixo:

$$\text{EBITDA} = -1.492 \text{ (milhões)} + [2.547 \text{ (milhões)} \times \text{TIR_ADERENCIA}] \quad \text{eq. (1)}$$

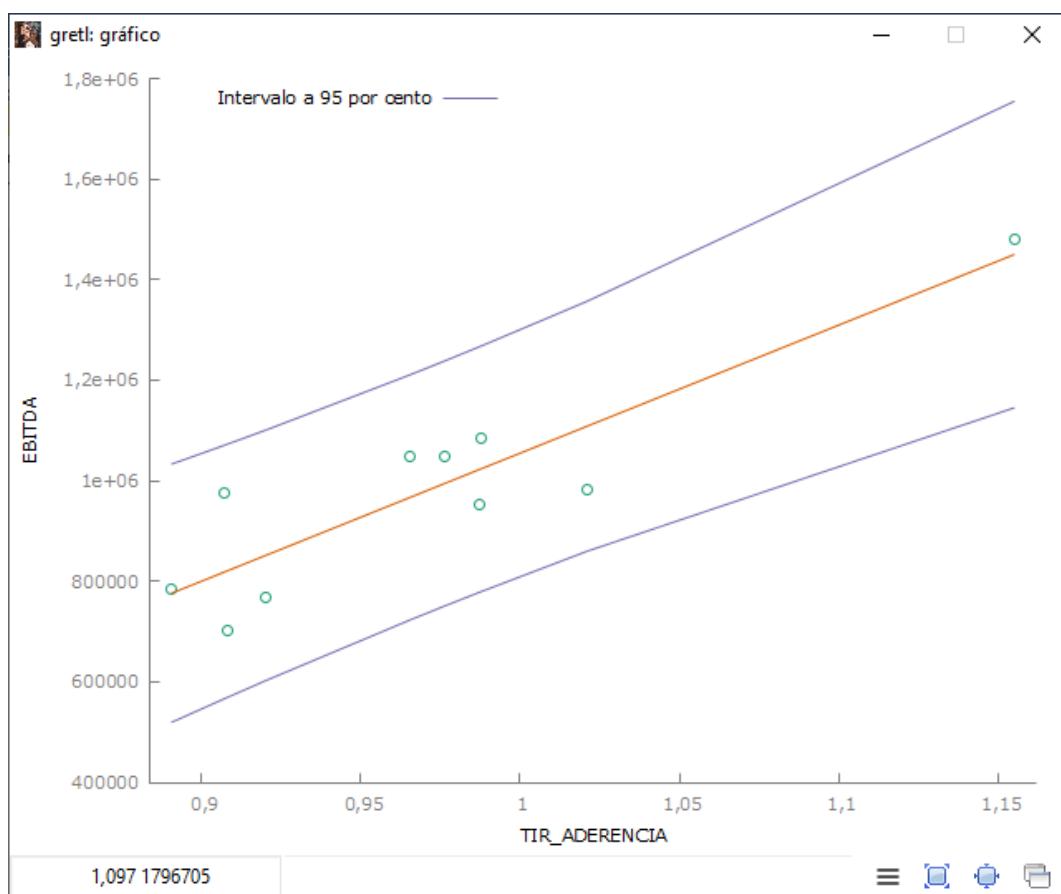


Figura 2. Relação entre o EBITA e a aderência da TIR dos projetos de CAPEX
Fonte: Imagem obtida do software Gretl com dados dos Autores (2023)

Por meio desta equação, agora é possível determinar uma meta de aderência da TIR voltada ao alcance da meta do EBITDA, em um determinado ano, de acordo com as diretrizes das distribuidoras, esta que é a principal meta de cada uma das empresas do grupo.

Para fins de exemplo, suponha-se que a meta do EBITA para a distribuidora situada no Estado do Maranhão, para o ano de 2021, fosse de 1,3 bilhão de reais. Substituindo este valor na fórmula, e resolvendo a equação, tem-se que a meta da aderência da TIR dos projetos

de CAPEX da fornecedora do Maranhão deveria ser de 109,62% em 2022, como demonstrado na equação a seguir.

$$\text{EBITDA} = -1.492 \text{ (milhões)} + [2.547 \text{ (milhões)} \times \text{TIR_ADERENCIA}] \quad \text{eq. 2}$$

$$1.300 = -1.492 \text{ (milhões)} + [2.547 \text{ (milhões)} \times \text{TIR_ADERENCIA}]$$

$$\text{TIR_ADERENCIA} = (1.500 + 1.492) / 2.547$$

$$\text{TIR_ADERENCIA} = 109,62\%$$

Existem resultados para a aderência da TIR na base da Tabela 1, próximos a este exemplo, o que a tornaria por seu histórico, uma meta tangível. Tal fato poderia abrir caminho, dentro da companhia, para as áreas de engenharia buscarem modelos ainda mais economicamente eficientes, e tornar possível o alcance deste resultado.

Replicando o mesmo modelo estatístico, aqui sequenciado, para o indicador financeiro EBIT, temos os seguintes resultados de testes estatísticos da amostra, conforme Figura 3 – Testes estatísticos da amostra de dados para o indicador EBIT como variável dependente.

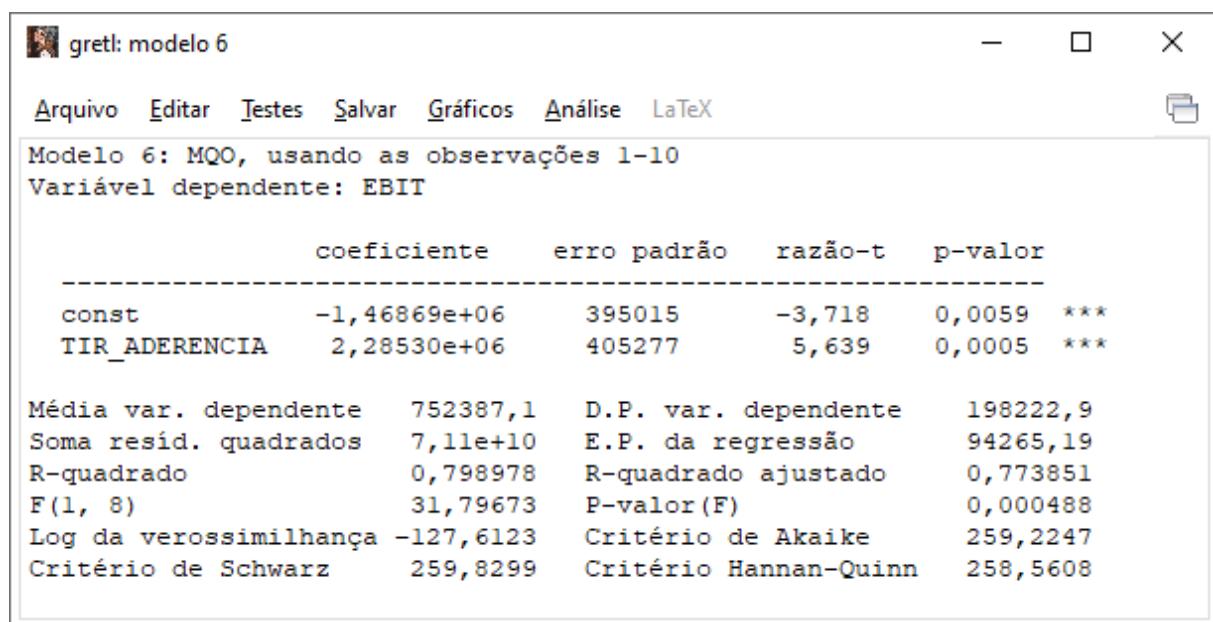


Figura 3. Testes estatísticos da amostra de dados para o indicador EBIT como variável dependente
Fonte: Imagem obtida do software Gretl com dados dos Autores (2023)

O resultado não poderia ser de fato tão diferente dos resultados obtidos na análise do EBITDA. Todos os testes estatísticos foram aprovados para fins preditivos, onde mostra-se capaz de explicar os resultados do EBIT, os resultados da aderência da TIR dos projetos de CAPEX.

Já os testes com o NOPAT ficaram muito próximos ao limite tolerável para fins de modelos preditivos, quanto ao modelo estatístico dos mínimos quadrados ordinários, conforme a Figura 4 - Testes estatísticos da amostra de dados para o indicador NOPAT como variável dependente. O Teste F (1,8) foi de 6.8, muito próximo aos 5.32, e o p-valor 0.03, bastante próximo do limite de 0.05, para um intervalo de confiança de 95%, porém ainda dentro do limite, permitindo também predizer os valores do NOPAT através do desempenho da aderência da TIR dos projetos do CAPEX.

	coeficiente	erro padrão	razão-t	p-valor
const	-771573	544523	-1,417	0,1942
TIR_ADERENCIA	1,45863e+06	558669	2,611	0,0311 **
Média var. dependente	646074,5	D.P. var. dependente	166728,9	
Soma resid. quadrados	1,35e+11	E.P. da regressão	129943,3	
R-quadrado	0,460075	R-quadrado ajustado	0,392584	
F(1, 8)	6,816861	P-valor(F)	0,031086	
Log da verossimilhança	-130,8222	Critério de Akaike	265,6444	
Critério de Schwarz	266,2496	Critério Hannan-Quinn	264,9805	

Figura 4. Testes estatísticos da amostra de dados para o indicador NOPAT como variável dependente
Fonte: Imagem obtida do software Gretl com dados dos Autores (2023)

O mesmo pode ser dito dos testes estatísticos do modelo estatístico de MQO com o lucro líquido como variável dependente. Conforme Figura 5 - Testes estatísticos da amostra de dados para o indicador Lucro Líquido como variável dependente, todos os testes muito próximos ao limite, mas nenhum reprovado, podendo a aderência da TIR dos projetos do CAPEX também explicar os resultados dos lucros líquidos das duas companhias trabalhadas neste estudo.

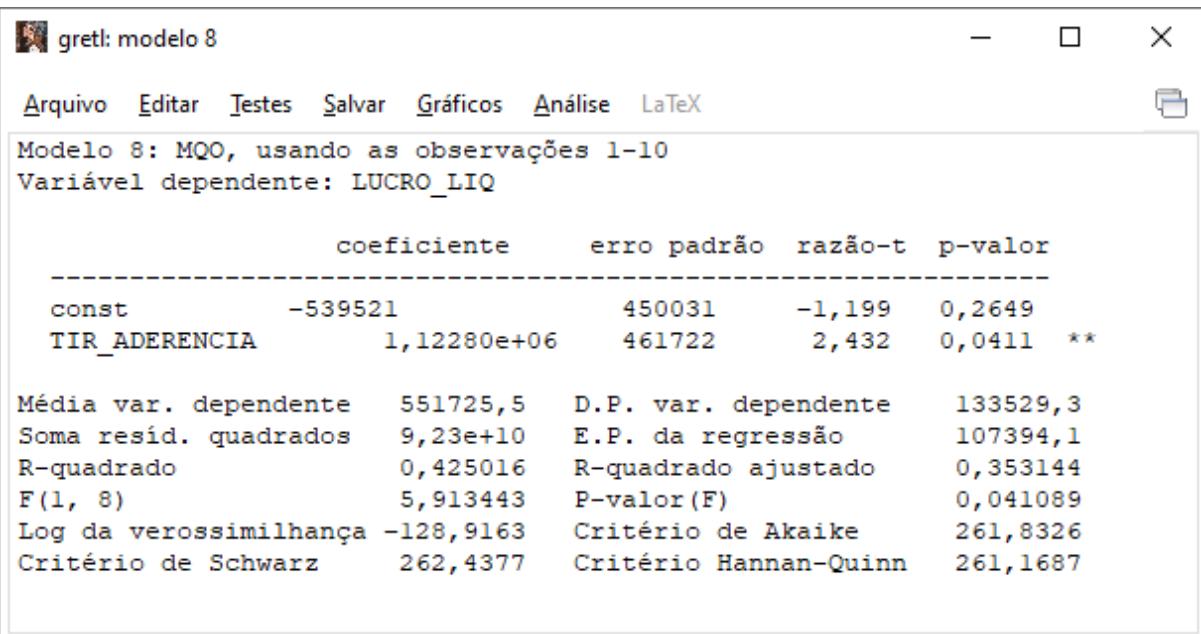


Figura 5. Testes estatísticos da amostra de dados para o indicador Lucro Líquido como variável dependente

Fonte: Imagem obtida do software Gretl com dados dos Autores (2023)

Conclusão

Fica demonstrado neste trabalho de pesquisa que as distribuidoras de energia elétrica, através da aplicação de modelos estatísticos dos mínimos quadrados ordinários, que ao realizar os investimentos em CAPEX, mostrou-se lucrativo para estas empresas que seus projetos de investimentos estejam com as suas taxas internas de retorno realizadas, ou seja, após o ativo imobilizado estar em serviço, igual ou até superiores àquelas que foram estimadas antes da implantação destes mesmos projetos, a um intervalo de confiança de 95%.

É possível ainda traçar uma meta, para estas empresas, de aderência da TIR dos projetos do CAPEX que possa contribuir para o atingimento de metas financeiras, como exemplo o EBITDA, este que possui uma Correlação de Pearson maior que 90% em relação ao indicador de aderência da TIR dos projetos de investimentos em CAPEX.

Ainda, pode-se concluir que, no caso das distribuidoras utilizadas nesta pesquisa, o modelo regulatório se mostra eficaz, e que de fato, ao se enquadrarem cada vez mais como o modelo de empresa de referência da ANEEL, quanto ao desempenho dos investimentos em CAPEX, as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, tem plenas condições de direcionar seus ganhos financeiros e econômicos.

Por fim, como sugestão de próximos trabalhos, estimar o grau de correlação entre os investimentos em CAPEX e/ou OPEX e a redução dos indicadores de continuidade no

fornecimento de energia (DEC e FEC), além de uma possível relação de multicolinearidade com o Fator X, em função do componente Q.

Referências

Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL]. DESPACHO Nº 544, DE 22 DE FEVEREIRO DE 2022. Dispõe sobre os parâmetros do WACC para o Ano de 2022. <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2022544ti.pdf>> Acesso em 30 set. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL]. Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC). Brasília, mar 2022. Disponível em:<<https://www.gov.br/aneel/pt-br/consumidores/iasc>> Acesso em 02 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL]. Procedimentos de Revisão Tarifária - PRORET. Disponível em:<<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>>. Acesso em 30 set. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL]. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº3/2020-SRM/ANEEL. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2020003srm.pdf>>. Acesso em 12 de abr. de 2022.

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica [ABRADEE]. TARIFAS DE ENERGIA. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>>. Acesso em 10 de abr. de 2022.

BAILEY, E.E.; COLEMAN, R.D. The effect of lagged regulation in an Averch-Johnson model. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, p. 278-292, 1971.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em:<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm>. Acesso em 15 set. 2022.

Diário Oficial da União [DOU]. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.009-de-22-de-marco-de-2022-389604484>> Acesso em 02 out. 2022.

FORTES, M.Z. et al. CONCEITO DE ELASTICIDADE APLICADO A AVALIAÇÃO DE INDICADORES NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. In: 34º Congresso Brasileiro de Manutenção e Gestão de Ativos. Vitória, ES. 2019.

Grupo Equatorial Energia [GEE]. Central de Resultados. Disponível em: <<https://ri.equatorialenergia.com.br/pt-br/divulgacao-e-resultados/central-de-resultados>>. Acesso em 03 de ago. de 2022.

GUZELLA, M; RODRIGUES, A. Avaliação do poder preditivo do desempenho operacional a partir da situação econômico-financeira das distribuidoras brasileiras de energia elétrica. In: Anais do Congresso Nacional de Administração e Contabilidade. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 2015.

MAESTRI, C.O.N.M.; ANDRADE, M.E.M.C. Indicadores de Qualidade do Fornecimento de Energia no Brasil. Encontro de Gestão e Negócios, Uberlândia, MG, Brasil. 2018.

Ministério da Fazenda [MF]. Metodologia de Cálculo do WACC. Brasília, dez 2018. Disponível em:<<https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/guias-e-manuais/metodologia-de-calcular-do-wacc2018.pdf>>. Acesso em 16 set. 2022.

Portal da Indústria [PI]. Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em:<<https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/inovacao-e-tecnologia/setor-eletro-brasileiro/>>. Acesso em: 10 de abr. de 2022.

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético [SBPE]. METODOLOGIA DE CÁLCULO DO FATOR X PARA CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <<https://www.sbpe.org.br/index.php/rbe/article/download/163/146/>>. Acesso em 12 set. 2022.

VALVERDE, K. F. S.; CARDOSO, A. A. B.; DE CASTRO, E. L.; PALHA, V. M.; GOUVEIA, A. G. P. FERRAMENTAS DA CONTROLADORIA APLICADAS NA GESTÃO E TOMADA DE DECISÃO EM UMA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA. Anais do Congresso Brasileiro de Custos - ABC, [S. l.], 2018. Disponível em: <https://anaiscbc.abcustos.org.br/anais/article/view/4534>. Acesso em: 11 abr. 2022.

Submetido em: 28.07.2023

Aceito em: 29.08.2023