



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
CAMPUS EXPERIMENTAL DE ROSANA
ENGENHARIA DE ENERGIA

SARAH MIGUELE DE SÁ

**Simulação e Análise da Migração de uma Companhia
Metroviária do Mercado Cativo para o Mercado Livre de
Energia Elétrica**

MONOGRAFIA

**Primavera - Rosana
01 de fevereiro de 2022**

SARAH MIGUELE DE SÁ

**Simulação e Análise da Migração de uma Companhia
Metroviária do Mercado Cativo para o Mercado Livre de
Energia Elétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao curso de Engenharia de Energia, como
parte dos requisitos necessários à obtenção
do título de Engenheiro de Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Francisco Resende
da Silva

Primavera - Rosana
01 de fevereiro de 2022

S111s	Sá, Sarah Miguele de Simulação e Análise da Migração de uma Companhia Metroviária do Mercado Cativo para o Mercado Livre de Energia Elétrica / Sarah Miguele de Sá. -- Rosana, 2022 52 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado - Engenharia de Energia) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia e Ciências, Rosana Orientador: José Francisco Resende da Silva 1. Mercado Livre de Energia. I. Título.
-------	---

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia e Ciências, Rosana. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

Agradecimentos

É impossível não reconhecer a importância que minha família teve durante as últimas fases da minha graduação. Sem essas pessoas, eu não teria superado pequenos empecilhos que, na minha pele, eram grandes obstáculos. Portanto, agradeço aos meus pais, Meire e Fred, pelo amor que nunca faltou em minha vida, às minhas irmãs, Elis, Barbra e Mariah, por me inspirarem a ser uma pessoa altruísta, e ao meu namorado, João Fábio, por me fazer rir mesmo quando é a última coisa que quero fazer.

Também gostaria de agradecer a todos os meus professores da graduação por transferirem além do que há nos livros. Em especial, agradeço ao Prof. Dr. José Francisco Resende da Silva por me inspirar com a trajetória da sua carreira, me orientar durante esta etapa e acreditar no meu potencial para desenvolver este trabalho com autonomia.

Por fim, agradeço a todos os meus colegas de curso que me acompanharam e dividiram momentos dentro da faculdade. Foi um grande prazer ter passado por essa experiência e construído boas memórias com todos

Resumo

Nos últimos anos, o setor de transporte, ganhou mais importância no consumo final de energia do Brasil. Os transportes coletivos, de cargas e veículos de transporte individual são os principais responsáveis por esse consumo que, apesar de ser majoritariamente composto por combustíveis derivados do petróleo e da biomassa, também envolve tecnologias movidas a eletricidade, como os transportes metroviários. Além da energia elétrica ser maciçamente empregada como força motriz para mover os trens nos trilhos, também é utilizada para a iluminação e outras finalidades envolvendo os empreendimentos localizados dentro das estações. Portanto, esse recurso representa um dos maiores gastos que as empresas devem arcar. Diante disso, as companhias metroviárias buscam constantemente por novas alternativas que possibilitem reduzir os custos envolvendo o uso da eletricidade nos metrô, como a migração das unidades consumidoras (UC), que compõem a empresa, do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Através das operações no ACL é possível que o consumidor negocie livremente as condições de suprimento de energia, assegurando o atendimento às necessidades atuais e futuras de seus negócios. Assim, com a mudança de modelo de mercado, surgem benefícios econômicos ao grupo empresarial. Entretanto, como companhias metroviárias possuem diversas estações que, dependendo da localização geográfica apresentam diferentes estruturas e movimento de passageiros, o perfil de consumo de cada UCs pode variar significativamente. Desta forma, torna-se necessário realizar a gestão energética de cada unidade separadamente para identificar a melhor estratégia dentro do ACL que possibilite a maior economia possível ao grupo empresarial todo. Portanto, reconhecendo a dependência por eletricidade em metrô e a importância que sistemas de transportes desse tipo possuem em aspectos sociais e ambientais, o presente trabalho simula o processo de migração de 15 estações fictícias participantes de uma companhia metroviária. A partir desta simulação, é feita a análise de viabilidade do primeiro mês das unidades no ACL, pelos aspectos econômicos e operacionais. De modo que, os resultados projetaram diferentes cenários de contratação, sendo possível identificar economia em comparação aos custos no mercado cativo.

Palavras-chave: Análise de Viabilidade. Ambiente de Contratação Livre. Companhia Metroviária. Projeção de Custo.

Abstract

Lately, the transport sector has gained more importance in Brazil's final energy consumption. Although this consumption is mostly composed of fuels derived from petroleum and biomass, it also involves technologies powered by electricity, such as subway transport. Electric energy is massively employed to move trains on the tracks and is also used for other purposes involving stores located at stations, such as lighting. Therefore, this resource represents one of the most significant expenses that companies must bear. Thus, subway companies are constantly looking for new alternatives that make it possible to reduce costs involving the use of electricity at stations, such as the migration of consumer units from the Regulated Contracting Environment (RCE) to the Free Contracting Environment (FCE). Through FCE operations, it is possible for the consumer to freely negotiate the conditions of energy supply. In this way, with the change in the market model, economic benefits arise for the business group. However, as subway companies have several stations that, depending on the geographic location, present different structures and passenger movement, the consumption profile of each consumer unit can vary significantly. In this way, it is necessary to provide the energy management of each unit separately to identify the best strategy within the FCE that allows the greatest possible savings for the entire business group. Therefore, recognizing the dependence on electricity in subways and the importance that transport systems of this type have in social and environmental aspects, the present work simulates the migration process of 15 fictitious stations of a subway company. Then, from the results of the simulation, the feasibility of the project is analyzed considering the first month of the units operating in FCE, considering the economic and operational aspects. The results projected different contracting scenarios, making it possible to identify savings compared to costs in the captive market.

Keywords: Feasibility analysis. Free Contracting Environment. Subway. Cost Projection.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Características dos pontos de consumo.	41
Figura 2 – Projeção de Reajuste Tarifário Light 2022	43
Figura 3 – Projeção de tarifas Light 2022 com impostos.	44
Figura 4 – Preço dos produtos para contratação de um ano.	45
Figura 5 – Resumo financeiro.	48

Lista de abreviaturas e siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ANPTrilhos	Associação Nacional dos Transportadores de Passageiros sobre Trilhos
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CDE Covid	Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CUSD	Contrato do Uso do Sistema de Distribuição
DEVEC	Declaração do Valor de Aquisição da Energia Elétrica em Ambientes de Contratação Livre
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energéticas
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
ICMS	Imposto sobre operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre prestações de Serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D_EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de energia
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
conv	Energia de Fontes do Tipo Convencionais Sem Desconto na Tarifa
i1	Energia de Fontes do Tipo Incentivadas com 100% de Desconto na Tarifa
i5	Energia de Fontes do Tipo Incentivadas com 50% de Desconto na Tarifa

Lista de símbolos

Comp. BT	Valor adicional pago pelo consumidor de acordo com o nível da bandeira tarifária, bt, vigente no mês de análise.
Consumo Ativa _{hfp}	Consumo de energia útil em kWh da UC durante o período hfp.
Consumo Ativa _{hp}	Consumo de energia útil em kWh da UC durante o período hp.
Consumo Reativa _{hfp}	Consumo de energia reativa em kWh da UC durante o período hfp.
Consumo Reativa _{hp}	Consumo de energia reativa em kWh da UC durante o período hp.
Consumo Total	Consumo total, em kWh, de energia da UC durante o mês de análise.
Contratação de Energia	Valor pago pelo montante contratada no mês de análise.
Custo Total _{ACR,mt}	Valor final da fatura referente aos serviços da distribuidora e ao fornecimento de eletricidade para as UCs participantes do ACR, considerando a modalidade mt.
Custo Uso _{STEACL,mt}	Valor da fatura da distribuidora paga pelo consumidor livre ou especial, considerando a modalidade mt.
Demanda Ativa _{hfp}	Demanda de potência ativa utilizada pela UC no período hfp em kW.
Demanda Ativa _{hp}	Demanda de potência ativa utilizada pela UC no período hp em kW.
Demanda Reativa _{hfp}	Demanda de potência reativa utilizada pela UC no período hfp em kW.
Demanda Reativa _{hp}	Demanda de potência reativa utilizada pela UC no período hp em kW.
Desconto Encargo _{hp,verde}	Desconto aplicado na tarifa de aplicação dos encargos definidos pela

	distribuidora no período hp, para consumidores especiais na modalidade tarifária verde.
Descontote	Desconto aplicado sobre a tarifa na fatura da distribuidora de acordo com o te contratada.
Energia Ativa _{hfp,mt}	Componentes da fatura referente consumo de energia durante o período hfp, considerando a modalidade tarifária mt.
Energia Ativa _{hp,mt}	Componentes da fatura referente consumo de energia durante o período hp, considerando a modalidade tarifária mt.
Energia Reativa _{hfp,mt}	Componentes da fatura referente consumo de energia reativa durante o período hfp, considerando a modalidade mt.
Energia Reativa _{hp,mt}	Componentes da fatura referente consumo de energia reativa durante o período hp, considerando a modalidade mt.
Fio Ativa _{hfp,mt}	Componentes da fatura referente ao transporte da energia da geradora à unidade consumidora para o período hfp, considerando a modalidade tarifária mt.
Fio Ativa _{hp,mt}	Componentes da fatura referente ao transporte da energia da geradora à unidade consumidora para o período hp, considerando a modalidade tarifária mt.
Histórico de Consumo	Histórico de consumo dos últimos 12 meses de cada UC.
Montantes de Contratação	Montante que deve ser contratado através de CCEAL para a suprir a necessidade energética de cada UC.
Preço Energia	Preço pago por MWh contratado para cada UC.
TE _{hfp,mt}	Tarifa de energia para o período hfp e modalidade mt.
TE _{hp,mt}	Tarifa de energia para o período hp e modalidade mt.
TUSD Encargo _{hfp,mt}	Tarifa de aplicação dos encargos definidos pela distribuidora para o período hfp e modalidade mt.

TUSD Encargos _{hp,mt}	Tarifa de aplicação dos encargos definidos pela distribuidora para o período hp e modalidade mt.
TUSD _{hfp,mt}	Tarifa de uso do sistema de distribuição para o período hfp e modalidade mt.
TUSD _{hp,mt}	Tarifa de uso do sistema de distribuição para o período hp e modalidade mt.
Ultra. Demanda Ativa _{hfp}	Diferença entre a demanda registrada e a demanda contratada no período hfp em kW.
Ultra. Demanda Ativa _{hp}	Diferença entre a demanda registrada e a demanda contratada no período hp em kW.
Ultra. Fio Ativa _{hfp,mt}	Componentes da fatura contabilizado apenas em situações em que a demanda registrada para o período hfp for 5
Ultra. Fio Ativa _{hfp,mt}	Componentes da fatura contabilizado apenas em situações em que a demanda registrada para o período hfp for 5
bt	Bandeira tarifária vigente.
hfp	Período fora ponta.
hp	Período ponta.
mt	Modalidade tarifária.
te	Tipo de energia contratada.

Sumário

1	Introdução	13
2	Objetivo	15
3	Revisão Bibliográfica	16
3.1	O Setor Elétrico Brasileiro e o Mercado de Energia	16
3.1.1	Conselho Nacional de política Energética (CNPE)	18
3.1.2	Ministério de Minas e Energia (MME)	18
3.1.3	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	19
3.1.4	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	19
3.1.5	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	20
3.1.6	Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	20
3.1.7	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	20
3.2	Ambiente de Comercialização Livre vs Ambiente de Comercialização Regulado	21
3.2.1	Ambiente de Comercialização Regulado	22
3.2.2	Ambiente de Comercialização Livre	24
3.2.3	Aspectos Financeiros no Ambiente de Contratação Livre	26
3.2.3.1	Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo	27
3.2.3.2	Encargos	28
3.2.3.3	Contribuição Associativa	28
3.2.3.4	Encargo de Energia de Reserva	28
3.3	Eletricidade em Transportes Metroferroviários	29
4	Materiais e Métodos	34
4.1	Projeção de Custos	34
4.2	Projeção do Montante Contratado	38
4.3	Projeção de Custos no ACL	39
4.4	Análise Tarifária	40
5	Resultados e Discussão	41
5.1	Operação no ACL (primeiro mês)	42
6	Conclusão	49
	Referências	51

1 Introdução

A energia elétrica é um recurso fundamental para o desenvolvimento e qualidade de vida de uma nação. Além de proporcionar conforto em atividades cotidianas, a eletricidade representa um dos principais insumos na cadeia produtiva do Brasil [1]. Atualmente, todos os ramos de negócio precisam de eletricidade para manter uma rotina de produção. Entretanto, devido à potência do maquinário utilizado, ramo de atuação, tamanho e tempo de funcionamento diário do empreendimento, alguns setores consomem mais eletricidade do que outros, acarretando altos gastos para suprir a demanda por energia [2, 3].

O setor de transportes, além de ser um grande consumidor final de diversas formas de energia, possui um papel estratégico na economia brasileira. Transportes metroviários, por exemplo, trazem diversos ganhos socioambientais por tratarem de tecnologias rápidas, seguras e menos poluentes que outros transportes, como aqueles movidos à energia fóssil [4, 5]. Por outro lado, os gastos para utilizar a potência necessária na tração dos trens e alimentação elétrica das estações podem ser muito altos em sistemas de transporte metropolitanos de grandes centros urbanos, como a Companhia do Metropolitano de São Paulo (CMSP), a Companhia Paulista de Trens Metropolitanos (CPTM) e a Concessão Metroviária do Rio de Janeiro (MetrôRio) [4].

Felizmente, o setor elétrico brasileiro (SEB) adotou iniciativas para lidar com o surgimento de consumidores cada vez mais protagonistas. Atualmente, há diversas alternativas para que grandes unidades consumidoras (UCs) reduzam os gastos pelo acesso à eletricidade. Entre elas, destaca-se a migração da UC para o ambiente de contratação livre (ACL) [6]. Nesses casos, o consumidor que migra para o ACL pode fazer a contratação com fornecedores de energia elétrica de maneira livre, sendo negociada a compra e venda de energia por diferentes empresas [7].

O ACL, ou mercado livre de energia, surgiu em uma tentativa do governo brasileiro em promover uma desverticalização do SEB e incentivar a competitividade [8]. Trata-se de um ambiente de compra e venda de energia elétrica, onde os consumidores adquirem energia diretamente dos geradores ou comercializadores, através de contratos bilaterais com condições livremente negociadas como fornecedor, preço, volume de energia contratada, período de suprimento, pagamento, entre outras [7]. Assim, companhias metroviárias localizadas em grandes centros urbanos são empreendimentos aptos a migrar para o ACL, devido à necessidade energética das UCs. Ao migrar para o ACL, cada estação paga uma fatura referente ao uso do sistema de distribuição de energia elétrica para a concessionária local e uma ou mais faturas referentes à contratação da energia de acordo com o preço negociado nos contratos [8]. Desta forma, por proporcionar preços mais competitivos e isentar a empresa da cobrança de bandeiras tarifárias, a migração para o ACL pode reduzir significativamente os custos com a eletricidade .

Atualmente, diversos empreendimentos metroviários brasileiros atendem sua ne-

cessidade energética através de contratos no ACL. O Metrô de São Paulo, por exemplo, adquiri eletricidade através do ACL desde 2017 [9], com custos de aquisição da energia variando com o ambiente que regula o fornecimento e a distribuição da energia, sendo que o valor do fornecimento pode ser livremente negociado a fim de trazer maiores economias para as empresas. Embora esta iniciativa proporcione grande economia para a companhia em si, o processo de migração de todas as unidades participantes do grupo empresarial pode ser mais complexo, pois cada instalação possui características próprias, o que pode fazer com que seja necessário analisar cada situação individualmente [10]. Assim, torna-se interessante verificar como cada estação impacta no resultado financeiro das operações no ACL e identificar diferentes possibilidades que resultem na redução dos custos totais pelo suprimento energético.

Com isto, este trabalho de conclusão de curso apresenta a simulação da migração para o ACL de uma companhia metroviária fictícia com 15 UCs localizadas em uma metrópole, tal que cada instalação possui características únicas conforme dimensão e movimento da estação. Assim, os procedimentos para a contratação de energia no ambiente livre podem variar de acordo com a unidade. Desta forma, será determinada a modalidade tarifária ideal para as UCs e os montantes a serem comprados e vendidos em contratos de longo prazo no ACL. Finalmente, a fim de analisar a viabilidade econômica e operacional desse processo, apresenta-se a comparação entre o custo pelo fornecimento de energia através do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o custo ser adquirida no mercado livre, para apenas o primeiro mês de operação das UCs no ACL .

2 Objetivo

Reconhecendo a importância que os meios de transporte públicos metroviários possuem dentro da sociedade e a dependência desses sistemas por eletricidade, o presente trabalho possui o objetivo de analisar, pelo aspecto econômico e operacional, diferentes cenários e possibilidades de contratação de montantes de energia através do ACL, visando a redução máxima dos gastos. Para tanto, a pesquisa apresenta os seguintes propósitos:

- Possibilitar o estudo do mercado de energia elétrica, assim como dos processo de migração do ACR para o ACL;
- Analisar faturas de energia de companhias metroviárias reais e verificar o perfil de carga de empreendimentos desse ramo;
- Realizar a simulação da migração ao ACL de UCs fictícias, baseando-se em projeções de consumo e demanda realistas;
- Determinar, através dos resultados das simulações, a modalidade tarifária e os tipos de negociações mais adequados para o grupo empresarial todo, visando maior economia.

3 Revisão Bibliográfica

3.1 O Setor Elétrico Brasileiro e o Mercado de Energia

O SEB é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte com predominância de usinas hidroelétricas e com uma infraestrutura que envolve grande parte do país [11]. Portanto, como o Brasil possui dimensões continentais, as linhas de transmissão do sistema elétrico apresentam uma extensão superior a 5000 km, atendendo a quase todas as regiões brasileiras, com exceção de algumas regiões localizadas principalmente no Norte do país, devido a fatores técnicos e econômicos [12]. Desta maneira, a energia elétrica é gerada devido à demanda de consumo dessas regiões. Assim, o Sistema Interligado Nacional (SIN) coordena e controla a geração e o consumo dos pontos conectados ao complexo [13] .

Para garantir o fornecimento de eletricidade à população das regiões localizados em áreas que impossibilitam a conexão ao SIN, existem os Sistemas Isolados que possuem uma composição semelhante ao SIN, porém, as interligações do SIN contribuem de forma mais significativa para um aproveitamento melhor do potencial natural de cada região do Brasil, enquanto os Sistemas Isolados possuem menos flexibilidade [14]. Portanto, embora existam mais de 250 Sistemas Isolados distribuídos pelo Brasil, o consumo dessas localidades é consideravelmente baixo quando comparado com o consumo do SIN [15].

Desta forma, como o SIN permite o fluxo de energia entre as diversas regiões do Brasil, havendo a necessidade da geração de eletricidade e do consumo deste recurso estarem balanceados a todo instante, torna-se imprescindível o controle constante da demanda de energia elétrica e da quantidade a ser gerada pelas usinas conectadas ao sistema [8]. Portanto, o SEB é composto por instalações que permitem o acesso à energia a todas as regiões do SIN e, também, às regiões do sistema isolado, possuindo um modelo de operação único e complexo. De modo geral, o SEB é composto por quatro segmentos:

- Geração: Concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia elétrica e autoprodutores que produzem e podem vender energia no ACR ou ACL.
- Transmissão: Empresas que detém lotes de transmissão e são responsáveis pelo transporte de energia do ponto de geração até o ponto de distribuição ou consumo.
- Distribuição: Empresas concessionárias distribuidoras de eletricidade que, ao converter a energia transmitida a uma tensão menor, atendem a demanda elétrica dos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).
- Comercialização: Agentes importadores, exportadores e comercializadores de energia elétrica, além de consumidores livres e especiais, que realizam compra de

montantes de energia por meio de contratos bilaterais no ACL, podendo revender esses montantes a outros agentes do ACL [13].

Assim, o mercado elétrico é definido pelo mundo físico e o mundo comercial. Sendo que o mundo físico está relacionado às operações do sistema, ou seja, à geração, transmissão, distribuição e ao consumo de energia. Enquanto isso, o mundo comercial está ligado às relações contratuais que são estabelecidas entre os participantes das operações [7]. Logo, para que o mundo comercial exista, o mundo físico precisa existir também.

No mundo físico existem diversas limitações técnicas relacionadas ao transporte de energia entre as regiões interligadas através do SIN. Portanto, como tentativa de facilitar a operação, o sistema é dividido em quatro submercados de energia (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte), cujas fronteiras são definidas devido às restrições físicas relevantes de transmissão de energia elétrica entre as regiões [8]. Com isso, os limites de intercâmbio representam o máximo de energia que cada submercado pode importar e exportar em condições de segurança e qualidade. Portanto, o intercâmbio de energia pode ser feito apenas entre os submercados que fazem divisa entre si.

Desta maneira, o SIN, por se tratar de instalações que permitem o suprimento de energia a todas as regiões interligadas, pode ser considerado como uma malha de transmissão que cobre quase todo o Brasil [12]. Neste contexto, cada região pode ser considerada como um subsistema e o SIN permite que toda a energia gerada no país seja levada até os consumidores. Consequentemente, ao comercializar energia, as limitações físicas são desconsideradas e, desta forma, o sistema permite que as relações contratuais aconteçam por qualquer região do país [14].

Por características da energia elétrica, a energia gerada em um ponto específico sempre será direcionada para o ponto de consumo mais próximo [6]. Portanto, havendo um ponto de consumo na região Nordeste e um ponto de geração na região Sul, sabe-se que o consumidor do Nordeste será atendido pela geração das usinas que estão próximas a ele. Assim como a energia gerada no Sul atenderá os pontos de consumo mais próximos. Entretanto, o SIN permite que relações contratuais aconteçam entre os dois agentes. Isto significa que, embora o consumidor do Nordeste não seja necessariamente atendido pelo gerador no Sul, no mundo comercial, esses agentes podem firmar um contrato de energia justamente por ambos estarem conectados no mesmo sistema [16].

Apesar da grande infraestrutura do SIN permitir operações entre agentes que se encontram em localidades diferentes do território brasileiro, essa dimensão do sistema requer um bom planejamento e monitoramento para oferecer maior credibilidade às operações do SEB. Em função disso, existem instituições que compõem o setor elétrico brasileiro para coordenar e regulamentar o setor, garantindo segurança e oferecendo suporte a todos os agentes do mercado elétrico. Essas instituições são: o Conselho Nacional de política Energética; o Ministério de Minas e Energia; a Empresa de Pesquisa Energética; o Comitê

de Monitoramento do Setor Elétrico; a Agência Nacional de Energia Elétrica; o Operador Nacional do Sistema Elétrico; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [17]

3.1.1 Conselho Nacional de política Energética (CNPE)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), criado pela lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, é o conselho presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e o órgão que define a política energética do Brasil, assim como, as diretrizes do setor [13]. O CNPE está diretamente ligado ao governo brasileiro, fazendo papel de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas para o setor elétrico que abordem aspectos relativos à prevenção, tratamento, resposta a incidentes e resiliência sistêmica [17].

Além de ser presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, o CNPE também é gerido por 10 membros da administração do governo federal e representantes escolhidos pela presidência da república. Atualmente, os membros efetivos do conselho são:

- O Ministro de Estado de Minas e Energia, que o presidirá;
- Ministro de Estado Chefe da Casa Civil da Presidência da República;
- Ministro de Estado das Relações Exteriores;
- Ministro de Estado da Economia;
- Ministro de Estado da Infraestrutura;
- Ministro de Estado da Agricultura, Pecuária e Abastecimento;
- Ministro de Estado da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações;
- Ministro de Estado do Meio Ambiente;
- Ministro de Estado do Desenvolvimento Regional;
- Ministro de Estado Chefe do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República; e
- Presidente da Empresa de Pesquisa Energética [17].

3.1.2 Ministério de Minas e Energia (MME)

O Ministério de Minas e Energia (MME), criado pela lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, é o órgão de administração federal responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico, assim como pela supervisão e controle da execução das políticas direcionadas ao desenvolvimento energético do Brasil, traçadas pelo CNPE [17].

Desta forma, o MME garante que o país se desenvolva socioeconomicamente por meio de políticas públicas relacionadas ao uso sustentável de recursos energéticos e minerais do país .

Atualmente, o ministro responsável pelo MME deve acompanhar o trabalho das respectivas secretarias abaixo:

- Energia Elétrica;
- Geologia Mineração e Transformação Mineral;
- Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis;
- Planejamento e Desenvolvimento Energético e;
- Secretaria Executiva [17].

3.1.3 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma empresa pública vinculada apenas ao MME e responsável por prestar serviços na área de estudos e pesquisas com a finalidade de subsidiar e dar apoio técnico ao MME no planejamento e implementação das ações no setor energético, visando a expansão e segurança do sistema elétrico. Além disso, cabe também à EPE habilitar tecnicamente os empreendimentos que participam dos leilões de energia realizados pela ANEEL [18].

3.1.4 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado pela lei 10.848, de 2004, é o comitê governamental do Brasil ligado ao MME, com a função de identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que possam afetar a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia. Portanto, o CMSE acompanha e avalia permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento em todo o território nacional [17].

Além de ser presidido pelo MME, o CMSE possui a seguinte composição:

- quatro representantes do MME;
- ANEEL;
- Agência Nacional do Petróleo - ANP;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- EPE; e
- Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS [17].

3.1.5 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada por meio da Lei nº 9.427, de 1996, é uma autarquia que regulamenta e fiscaliza geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal [13].

Portanto, a ANEEL implementa as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração de recursos energéticos hidráulicos, aprova regras para os procedimentos de comercialização de energia elétrica no ACR e ACL, define as tarifas de transporte e consumo, assegura o equilíbrio econômico-financeiro das concessões e dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes [13].

3.1.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), criado pela Lei nº 9.648, de 1998, é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação dos investimentos de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. Além disso, o órgão é responsável por planejar as operações dos sistemas isolados do país sob a fiscalização e regulação da ANEEL [19].

Para exercer sua titularidade legal e cumprir sua missão institucional, o ONS realiza estudos e ações exercidas para gerenciar os diferentes recursos energéticos e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país. Além de possuir membros participantes do MME e representantes dos Conselhos de Consumidores, o ONS é composto por empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia [19].

3.1.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada por uma medida provisória, posteriormente autorizada pela Lei nº 10.848, de 2004, e regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 2004, como associação civil de direito privado, sem fins lucrativos, sob fiscalização e regulação da ANEEL, é a entidade responsável por realizar a contabilização e liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP) e viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, além de outras atribuições, sob a fiscalização e regulação da ANEEL [8].

São participantes obrigatórios da CCEE:

- Agentes de geração: Concessionários de serviço público, produtores independentes e autoprodutores despachados pelo ONS com potência instalada igual ou superior a 50 MW.

- Agentes de distribuição: Distribuidores que adquiram acima de 700 GWh/ano ou que comercializem menor quantidade de energia, mas que não adquiriram de uma distribuidora que seja agente da CCEE.
- Agentes de comercialização: Agentes importadores ou exportadores que intercam-
biem montante igual ou superior a 50 MW, e os consumidores livres e especiais [8].

Como agentes de transmissão não comercializam energia, os mesmos não partici-
pam da CCEE. Desta forma, no mundo comercial, as principais responsabilidades da CCEE
são:

- Gerenciar e manter os registros dos contratos do ACR e ACL;
- Coletar dados de medição;
- Apurar e divulgar o Preço Líquido das Diferenças (PLD);
- Realizar as contabilizações e liquidações;
- Gestão dos montantes de energia de reserva;
- Realizar o Leilão de Energia, desde que delegados pela ANEEL;
- Desenvolver e aplicar as regras e procedimentos de comercialização;
- Administração das contas setoriais;
- Divulgação de informações e resultados e;
- Capacitar o mercado [8].

3.2 Ambiente de Comercialização Livre vs Ambiente de Comercialização Regulado

Devida ao crescimento na demanda por eletricidade no Brasil, o SEB adotou medidas para lidar com o surgimento de consumidores cada vez mais protagonistas. O decreto 5.163/04 é o principal instrumento legal que define as bases e diretrizes da comercialização de energia elétrica [7]. Além de dispor medidas que preveem a modicidade tarifária, esse decreto viabilizou dois modelos de mercado para a comercialização de energia elétrica no país: o ACR, do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia elétrica, além dos consumidores cativos, que se submetem às tarifas reguladas da distribuidora local; e o ACL, do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia, assim como os consumidores livres e especiais, que possuem poder de escolha na contratação de energia [8].

Segundo a ANEEL, o ACR é o “segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes

de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”, portanto, neste ambiente os consumidores possuem papel passivo com a energia sendo fornecida exclusivamente pela distribuidora, com a tarifa e as demais condições de contratação reguladas pela ANEEL. Enquanto isso, o ACL é o “segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”, ou seja, as empresas conseguem negociar livremente as condições de suprimento de energia, assegurando o atendimento às necessidades atuais e futuras de seus negócios [13].

A CCEE é responsável pela administração dos ambientes de contratação, tanto ACR quanto ACL, provendo toda a infraestrutura para o registro das negociações. Além disso, no mercado livre, a CCEE também é responsável pela contabilização e Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo, onde são processadas todas as informações relacionadas à medição de energia, aos contratos e do lançamento das demais despesas envolvidas na contratação [8].

3.2.1 Ambiente de Comercialização Regulado

No ambiente regulado, ou ACR, as distribuidoras adquirem a energia que será utilizada por seus clientes em leilões de compra/venda de energia elétrica operados e coordenados pela CCEE [20]. Esses leilões são concorrências promovidas pelo poder público com o objetivo de obter energia elétrica em um prazo futuro para, através de contratos de fornecimento, atender à demanda futura das distribuidoras, que devem procurar abastecer 100% do seu mercado [8]. Desta forma, após a decisão do MME de realizar um determinado leilão, as distribuidoras que participarem desse processo declaram a sua previsão de carga futura, ou seja, a previsão ao longo dos anos de quanto será o consumo de energia elétrica dos consumidores cativos, que estão dentro da sua área de concessão, para contratar energia da forma adequada [17].

Devido ao decreto 5.163/04, há medidas que preveem modicidade tarifária nos leilões. Portanto, quando é realizado um leilão para a expansão de geração, o critério que avalia quem será o vencedor desse processo é o menor preço [20]. Com isso, os vendedores dos leilões, que podem ser concessionárias de serviço público de geração, autoprodutores, produtores independentes e comercializadores, devem apresentar o menor preço para ganhar [13].

Assim, os custos com as compras são repassados aos consumidores cativos pelas tarifas de energia. Somam-se a esses custos a cobrança eventual de acréscimos no valor da fatura, além das bandeiras tarifárias que variam de acordo com as condições de geração de energia elétrica através de hidrelétricas, fonte majoritária no Brasil:

- Bandeira Verde: Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre

nenhum acréscimo.

- Bandeira Amarela: Condições de geração menos favoráveis. A tarifa aplica um acréscimo de R\$ 1,874 para cada 100 kWh consumidos.
- Bandeira Vermelha Patamar 1: Condições mais custosas de geração devido ao acionamento de termelétricas. A tarifa aplica um acréscimo de R\$ 3,971 para cada 100 kWh consumidos.
- Bandeira Vermelha Patamar 2: Condições ainda mais custosas de geração. A tarifa aplica um acréscimo de R\$ 9,49 a cada 100 kWh consumidos.

Bandeira de Escassez Hídrica: Tarifa criada como medida emergencial durante o período de seca de 2021. A tarifa aplica um acréscimo de R\$ 14,20 extras a cada 100 kWh consumidos [13].

Portanto, além de auxiliarem a reduzir os riscos de falta de energia e de racionamento, os leilões de energia elétrica impactam no valor das tarifas pagas pelos consumidores ao definirem a participação das fontes de energia utilizadas na geração [20].

A definição da distribuidora para cada consumidor é feita por meio da localização geográfica e do contrato de concessão firmado com a ANEEL. Com isso, o consumidor cativo só pode adquirir energia elétrica através da distribuidora que possui permissão na área onde se localizam as instalações do acessante e o valor pago inclui o custo da energia e do serviço de uso da transmissão e distribuição [13]. Assim, o consumidor não tem liberdade para negociar as condições de contratação de seu suprimento de energia e fica sujeito à imprevisibilidade da variação anual do valor das tarifas das distribuidoras, o que traz incertezas quanto ao custo de energia para indústrias e comércios.

Com isso, no ACR o consumidor cativo recebe mensalmente a conta de energia da distribuidora responsável por sua localidade. Sendo que nessas contas pagas à distribuidora estão contidas todas as despesas relacionadas ao insumo de energia, como:

- Tarifa de energia (TE): Despesa voltada para o fornecimento de energia e representa o repasse dos custos com a contratação de energia, os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à rede básica de Itaipu, a recuperação dos custos com perdas na rede básica devido ao mercado de referência de energia, custos com os Encargos de Serviços de Sistema e Encargos de Energia de Reserva (ESS/EER), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID (CDE Covid).
- Tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD): Tarifa usada para pagar pelo uso dos sistemas de transmissão da rede básica, uso dos transformadores de potência da rede básica com tensão inferior a 230 kV e das demais instalações de transmissão

compartilhadas, uso de sistemas de distribuição de outras distribuidoras, conexão às instalações de transmissão ou distribuição. Parte dessa tarifa, também é responsável por remunerar a distribuidora pelo serviço prestado. É formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora. Contempla o custo anual dos ativos e o custo de administração, operação e manutenção. Além disso, inclui as perdas técnicas e não técnicas do sistema da distribuidora.

- Tributações (PIS/PASEP, COFINS, e ICMS): São pagamentos obrigatórios ao governo para garantir que o poder público possa desenvolver suas atividades. Na conta de energia estão embutidos tributos federais como o Programas de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), estaduais como o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e municipais como o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP). As distribuidoras recolhem esses valores e repassam às autoridades competentes.
- Demais custos como encargos e custeio da iluminação pública [13].

No caso do ICMS, a Constituição prevê que os Estados podem aplicar alíquotas diferentes desse imposto conforme a natureza do produto/serviço, sendo que serviços essenciais devem ser menos impactados. Entretanto, nas regiões Sul e Sudeste verifica-se que o ICMS sobre o consumo de energia apresenta um impacto significativo sobre o valor final [20].

3.2.2 Ambiente de Comercialização Livre

No ambiente de contratação livre, ou Mercado Livre de Energia, a contratação de energia pode ser negociada, sendo que o consumidor pode adquirir energia através de comercializadores, diretamente com geradores ou junto a outros consumidores que eventualmente possuem um excedente [21]. Com isso, no ACL o pagamento da energia não é realizado a partir de uma única fatura, mas a partir de contratos de compra além de demais despesas.

Entretanto, para participar do ACL é necessário aderir à CCEE e tornar-se um agente ou estar representado por um agente varejista. Além disso, existem pré-requisitos do ponto de vista elétrico que as empresas devem atender para realizar negociações no mercado livre [10]. Desta forma, de acordo com a demanda contratada das UCs, a CCEE estabeleceu duas categorias de consumidores que podem existir no ACL: consumidor especial e consumidor livre. Assim, um consumidor que escolhe ter toda a sua carga atendida pelo ACL é um consumidor livre ou especial. Enquanto isso, um consumidor que escolhe ter apenas parte da sua carga atendida pelo ACL e o restante suprido pela distribuidora é um consumidor parcialmente livre [8].

Quando a demanda do candidato não atende os requisitos mínimos para nenhuma das categorias, é possível realizar a comunhão de cargas, que trata-se da união de duas ou mais cargas para atingir a demanda mínima [7]. Entretanto, para realizar esse processo, é necessário que cada uma das UCs tenha no mínimo 0,03 MW. Com isso, a união das cargas pode ser feita de duas maneiras diferentes:

- **Comunhão de fato:** As cargas devem possuir CNPJ diferente e estarem localizados lado a lado fisicamente. Uma das unidades consumidoras que faz parte da união será líder e agente na CCEE. Desta forma, apenas o líder da comunhão deve aderir à CCEE e se tornar agente para, finalmente, realizar o processo de comunhão.
- **Comunhão de direito:** São unidades com o mesmo CNPJ, caso de filiais, que devem estar localizadas no mesmo submercado, porém, podem possuir distribuidoras diferentes. Nesse tipo de situação, o líder da comunhão sempre é a matriz, independente de ela fazer parte ou não da união de cargas. Dessa forma, quem precisa aderir à CCEE e ser agente é a matriz (líder da comunhão) [8].

Assim, ao migrar para o ACL, é a classificação do agente consumidor que determinará qual tipo de fonte de geração de energia (convencional ou incentivada) poderá ser contratada pelo consumidor:

- **Consumidores Especiais:** Consumidores que possuem demanda contratada entre 500 kW e 1,5 MW. Desta forma, esses consumidores podem migrar para o ACL adquirindo energia de fontes incentivadas, sendo ela advinda de pequenas centrais hidrelétricas ou de fontes renováveis como eólica, biomassa ou solar.
- **Consumidores Livres:** Consumidores que possuem demanda mínima de 1,5 MW ou mais podem migrar para o ACL como consumidores livres e adquirir tanto energia convencional quanto energia incentivada. Sendo energia convencional a energia gerada pelas fontes mais tradicionais de geração de energia elétrica do Brasil, como as centrais hidrelétricas e termelétricas [8].

A escolha do tipo de energia que será adquirida nos contratos de compra leva a consequências significativas nas operações do agente. Visto que, além da variação do valor pelo MWh que existe para cada tipo de energia contratada, através da aquisição de energia do tipo incentivada, o consumidor recebe incentivos no custo do fio [21]. Ou seja, reduzem-se os custos das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), sendo possível obter descontos de 50% a 100% no pagamento desse componente. parcela mediante pagamento de 4tgum prêmio sobre a energia de fonte convencional [7].

Desta forma, por não apresentar descontos nas tarifas, o custo da energia convencional (conv), normalmente, é o menor do mercado. Enquanto isso, o custo da energia

incentivada com 50% nas tarifas (i5) é ligeiramente superior ao da conv, assim como a energia incentivada com 100% de desconto (i1) é o tipo mais caro do mercado. Portanto, para concluir qual tipo de energia apresentará os melhores resultados financeiros, torna-se necessário verificar se a UC possui, dentro do seu perfil de consumo, um impacto financeiro relevante no componente correspondente ao uso do fio [21].

Por fim, a maneira como o desconto é aplicado na fatura depende da modalidade tarifária do agente que, para consumidores ligados à média e alta tensão, podem ser:

- Modalidade Tarifária Verde: Permite que os valores de consumo sejam diferentes no horário ponta e horário fora ponta, mas a cobrança pela demanda de potência é única e o preço de transporte na ponta é maior.
- Modalidade Tarifária Azul: Possui dois valores diferentes de demanda de potência de acordo com o horário ponta e o horário fora ponta [13].

Tal enquadramento permite que diferentes perfis de consumo de empresas se encaixem adequadamente nas políticas de preços regulamentadas pela ANEEL.

Deste modo, após a efetiva migração para o ACL, além dos custos referentes à aquisição de energia elétrica e ao uso do sistema de transmissão e distribuição, todos os agentes devem arcar com demais obrigações financeiras criadas e monitoradas pela CCEE para garantir a eficácia e segurança nas atividades do mercado.

3.2.3 Aspectos Financeiros no Ambiente de Contratação Livre

Embora o consumidor livre ou especial não adquira eletricidade através da concessionária distribuidora de energia que atende sua região, como é feito no ACR, o mesmo recebe mensalmente a fatura referente aos serviços prestados por essa concessionária [21]. Pois, com exceção de grandes consumidores que podem estar conectados direto à transmissora, a TUSD permanece sendo cobrada para aqueles que operam no ACL. Desta forma, os consumidores cumprem com os custos referentes ao uso da rede elétrica, dos quais são acrescidos pelos custos com encargos.

Os custos referentes à tributação são determinados de acordo com o convênio de cada estado, consultando a secretaria da fazenda. Para os custos com o ICMS, exemplificando, é realizada a Declaração do Valor de Aquisição da Energia Elétrica em Ambientes de Contratação Livre (DEVEC), que trata-se de um sistema que permite ao Consumidor Livre ou Especial declarar as aquisições de energia elétrica realizadas no ACL.

Como o mercado de energia brasileiro é dividido em quatro submercados que são interligados e conectados através do SIN, permitindo transferências de energia entre eles. Os demais aspectos financeiros do ACL que, no ACR, são tratados pelas distribuidoras, dependem de índices usados para valorar os volumes de energia liquidados, ou seja, a diferença entre energia contratada e consumida ou gerada na CCEE.

Desta forma, o Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) trata-se de um valor determinado por hora para cada patamar de carga com base no custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema (Custo Marginal de Operação), limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD (Newave, Decomp e Dessem), que tem por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas. Assim, o valor calculado e divulgado pela CCEE é utilizado para valorar os volumes de energia liquidados [8].

Em seguida, serão apresentados os demais aspectos financeiros do ACL.

3.2.3.1 Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo

O Mercado de Curto Prazo (MCP), ou mercado spot, é o evento onde são verificadas as diferenças entre a somatória dos recursos (contratos de compra e geração) e requisitos (contratos de venda e consumo) dos agentes do ACL. No caso de consumidores, o consumo (considerando as perdas) é comparado com o contrato de compra. Existindo diferenças, podem ocorrer exposições positivas ou negativas valoradas ao PLD. Assim, a liquidação das diferenças de balanço energético entre os agentes resulta em valores a pagar ou a receber.

O processo descrito acima corresponde a uma obrigatoriedade a todos os agentes participantes do Mercado Livre de Energia a qual é gerenciada pela CCEE. Visto que a CCEE requer informações referentes aos recursos e requisitos de cada agente para avaliar as exposições às quais os mesmos se submeteram no mês de suprimento, após a consolidação dos dados de medição do sistema e do registro e ajuste dos montantes contratuais do mercado de energia, os agentes que ficarem devedores devem aportar um montante em forma de garantia financeira.

Assim, alguns dias após o aporte de garantias financeiras, o mês de suprimento é finalizado e acontece a contabilização, considerando a informação final de medições e contratos registrados, incluindo a anulação de contratos por ausência de garantias. Portanto, na contabilização são comparados e valorados hora a hora os contratos de compra e venda, a geração e o consumo dos agentes, separados por perfil de energia. O resultado dessas exposições, somados ao montante de encargos rateados para os agentes, bem como ajustes de processos anteriores, recontabilizações e eventuais saldos acumulados, são as componentes do resultado do agente no fechamento do seu desempenho no mês [8].

3.2.3.2 Encargos

Os gastos com encargos no ACL referem-se ao rateio feito pela CCEE a todos os consumidores para o pagamento dos ESS, que são os encargos referentes aos despachos das usinas fora da ordem de mérito com custo alto de geração, como as termelétricas. Portanto, em períodos de seca, quando a falta de chuvas compromete significativamente a geração hidrelétrica no país, muitas usinas fora da ordem de mérito são despachadas para atenderem emergencialmente ao SIN, o que pode causar uma grande elevação no valor desses encargos [8].

Parte deste custo é pago a PLD enquanto a outra parte é cobrada de todos os agentes consumidores, visto que os ESS são compostos pelos:

- ESS por Restrição: Corresponde ao cálculo do montante de encargos por restrição de operação das usinas não hidráulicas, pela diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE. Esse encargo é resultante de Constrained-On e Constrained-Off. Sendo que Constrained-On refere-se às usinas que, por possuírem uma geração mais cara, não foram despachadas para atender os requisitos de demanda do sistema, entretanto, em função de restrições operativas, o ONS faz essas usinas produzirem acima do despacho da CCEE. Enquanto isso, Constrained-Off refere-se às usinas que foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, entretanto, em função de restrições operativas, o ONS faz essas usinas produzirem menos do que o despacho da CCEE.
- ESS por Segurança Energética (ESS-SE): Corresponde aos encargos oriundos das usinas despachadas por decisão do CMSE com o objetivo de garantir o suprimento energético [8].

3.2.3.3 Contribuição Associativa

Visto que a CCEE é uma instituição privada sem fins lucrativos, os custos operacionais da organização são mantidos pelo pagamento de uma mensalidade paga por todos os agentes, a Contribuição Associativa, que é proporcional ao número de votos do agente [8].

3.2.3.4 Encargo de Energia de Reserva

EER é o encargo setorial usada para a remuneração de usinas contratadas em leilões organizados pelo governo para elevar a segurança no fornecimento de energia do país. Desta forma, toda energia produzida por geradores contratados em leilões de energia de reserva é valorada ao PLD, em um processo paralelo e análogo às contabilizações do

MCP. Assim, os recursos são destinados a esses geradores, pelo preço combinado no leilão.

Entretanto, caso a geração ou o PLD do mês estejam muito baixos, o montante arrecadado pode ser insuficiente para o pagamento de todos os fornecedores da energia de reserva. Portanto, nesse caso, a diferença é rateada entre todos os consumidores e cobrada na forma do EER [8].

3.3 Eletricidade em Transportes Metroferroviários

No geral, energia pode ser considerada como qualquer forma de aproveitamento de recursos energéticos disponíveis para gerar trabalho útil ao homem. Com isso, o consumo de energia reflete o ritmo de atividade do setor industrial, comercial e de serviços. Além disso, demonstra a capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados. Portanto, o consumo de energia é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida da sociedade [2]. De acordo com a EPE, nos últimos anos, o setor de transporte, industrial e energético ganharam mais importância no consumo final de energia. Segundo o Balanço Energético Nacional 2020 (BEN 2020), em 2019 o setor de transporte superou a indústria no aspecto de consumo de energia pelo segundo ano consecutivo, com o transporte de carga/passageiros respondendo por aproximadamente 32,7% do consumo de energia do país [22].

Com o início da pandemia do Covid-19, o consumo de energia nos transportes foi muito impactado, sofrendo queda de 6,4% em relação a 2019. Apesar disso, o Balanço Energético Nacional divulgado em 2021, com os resultados da oferta e do consumo de energia no Brasil durante o ano de 2020, mostrou que o setor de transporte se manteve como um dos setores mais importantes neste âmbito, respondendo por aproximadamente 31,2% do consumo de energia no ano marcado pela pandemia que ocasionou grandes impactos na economia mundial e nacional [23].

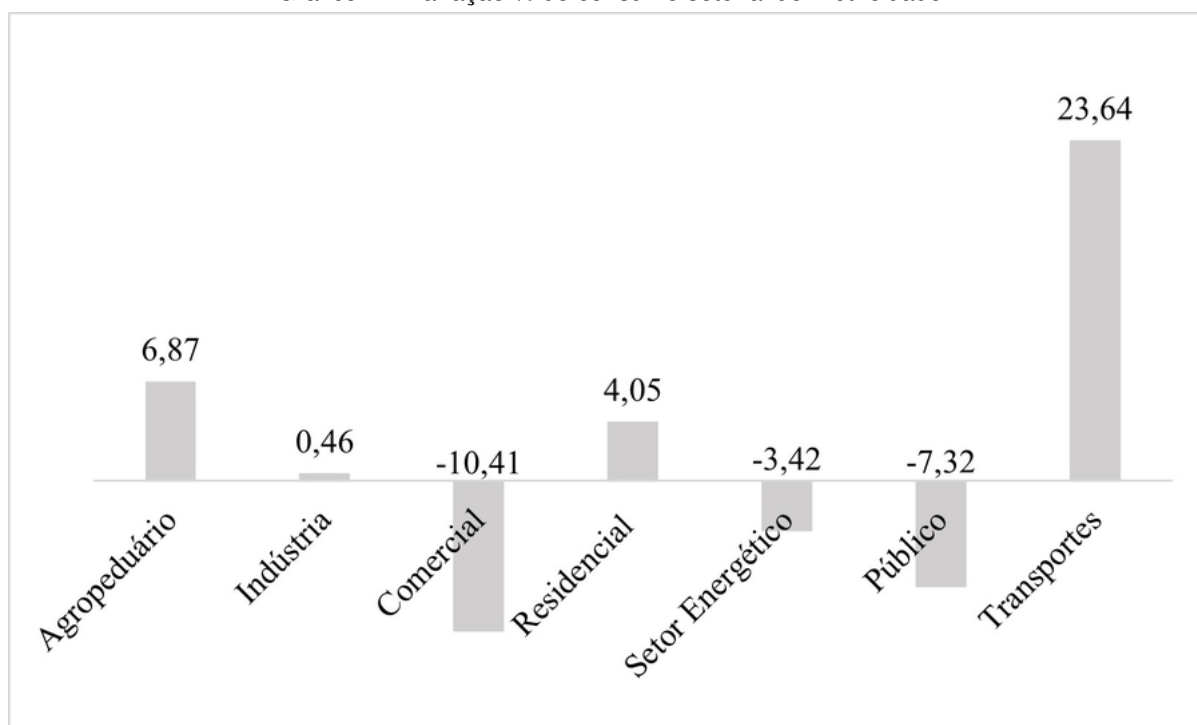
Ao realizar a projeção de demanda de energia dos transportes, deve-se levar em consideração que esse setor é composto por veículos, de diferentes modalidades, por transportes coletivos e de cargas e pelos veículos de transporte individual. Dentro dessas categorias há o consumo, principalmente, de óleo diesel, biodiesel, gasolina, etanol, querosene de aviação e gás natural. Entre esses recursos, há combustíveis derivados do petróleo, os mesmos que são motivo de preocupações ao redor do mundo, uma vez que os produtos da sua exaustão são prejudiciais tanto à saúde humana quanto ao ambiente [4]. Essa pressão da sociedade para interromper a dependência dos combustíveis fósseis faz com que o setor de transportes busque alternativas mais limpas e eficientes, como tecnologias envolvendo eletricidade. Embora os transportes sejam responsáveis pelo consumo de apenas 0,4% do consumo total no país, os sistemas de transporte que causam esse consumo possuem participação essencial para a população [23].

Entre os automóveis que dependem diretamente da eletricidade para se locomoverem, existem os veículos híbridos e puramente elétricos de transporte individual ou coletivo. Enquanto carros e ônibus elétricos ainda são alternativas distantes para muitos brasileiros, os transportes metroferroviários possuem um papel de grande importância na sociedade e se destacam no aproveitamento de eletricidade que é maciçamente empregada como força motriz para mover os trens nos trilhos [24]. O metrô possui destaque como um transporte sustentável, comparado com as demais opções de deslocamento no Brasil. Enquanto a média no mundo para emissão de gases de efeito estufa em transportes varia em torno de 50 g de dióxido de carbono por passageiro/km, a emissão de gases de efeito estufa que um sistema metroviário causa é medida em torno 5 g de dióxido de carbono por passageiro/km, ou seja, são emitidos dez vezes menos poluentes para a atmosfera [4].

Além da redução na emissão de poluentes e gases causadores do efeito estufa, os metrô também apresentam outros benefícios sociais, como a redução dos custos de manutenção de operação de vias, redução de acidentes, redução do consumo de combustíveis, redução do custo operacional quando comparado com ônibus, automóveis e motocicletas entre outros. Entretanto, desde seu surgimento no Brasil, as companhias metroviárias buscam por novas alternativas tecnológicas envolvendo o uso da eletricidade nos metrô, com o objetivo de tornarem a consumo mais eficiente [1]. Embora diversas melhorias tenham sido aplicadas e contribuído para um melhor aproveitamento de eletricidade, esse recurso representa um dos maiores gastos que as companhias metroviárias devem arcar [25].

No Gráfico 1 é apresentado a variação do consumo setorial de energia elétrica de 2020, em relação ao ano anterior, com os dados divulgados pelo BEN 2021. Embora o consumo final total no Brasil tenha sofrido uma retração em -1,0 %, atingindo um total de 540,2 TWh, é possível notar, através da figura, que o setor de transporte, apesar de partir de uma base ainda muita baixa de consumo (0,4% da demanda de eletricidade nacional), apresentou a maior oscilação positiva [22, 23].

Gráfico 1 – Variação % do consumo setorial de Eletricidade.

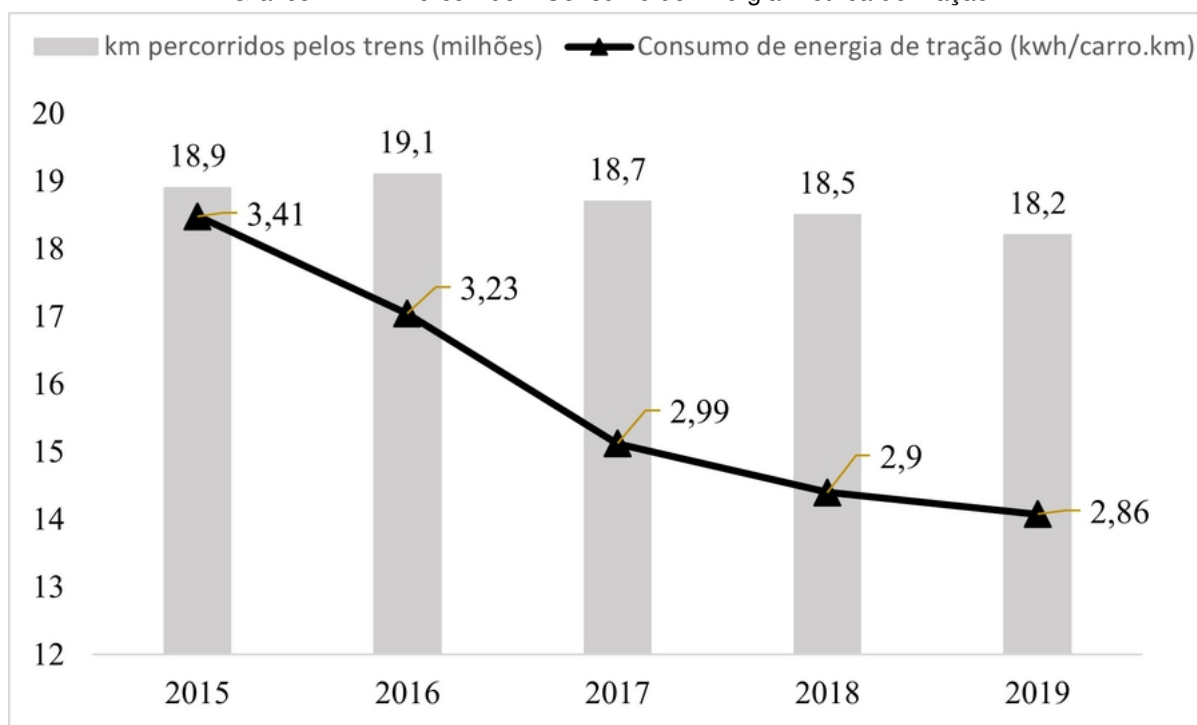


BEN 2021 (EPE, 2021)

Segundo a Lei da Oferta e da Procura, quando a demanda retrai de forma significativa, como ocorreu em 2020, os setores produtivos reagem reduzindo a produção ou a oferta de serviços [2]. A Associação Nacional dos Transportadores de Passageiros sobre Trilhos (ANPTrilhos) divulgou que a mobilidade urbana sobre trilhos sofreu fortes impactos durante a pandemia devido à retração na demanda de passageiros. Entretanto, muitas companhias metroviárias mantiveram os níveis de oferta de trens e lugares para propiciar melhores condições sanitárias aos passageiros durante esse período. Com isso, o setor acumulou em 2020 um déficit da ordem de R\$ 8 bilhões, somente com receita tarifária, o que ocasionou um forte desequilíbrio econômico-financeiro [26].

No ano de 2019 o Metrô de São Paulo transportou aproximadamente 3,69 milhões de passageiros por dia, totalizando em 1,098 bilhão de passageiros no ano. Devido às normas de distanciamento social que afetaram a forma como a população se desloca pela cidade, em 2020 esses números reduziram abruptamente, chegando em 1,84 milhão de passageiros por dia e 554,4 milhões por ano. Embora a queda na demanda tenha resultado em menos viagens ofertadas aos passageiros pela companhia e uma redução na quilometragem percorrida pelos trens, o consumo de energia elétrica não reduziu, como é apresentado através da Gráfico 2, onde os dados para o consumo de eletricidade são medidos através da métrica kWh/carro.km, ou seja, o consumo que um trem do metrô tem ao percorrer 1 km medido em kWh [9].

Gráfico 2 – km Percorrido x Consumo de Energia Elétrica de Tração.



(CMSP, 2020)

A energia elétrica é um insumo crítico na operação das linhas de qualquer metrô. Mais da metade da energia consumida pelas companhias metroviárias é gasta no movimento dos trens [24]. Desta forma, a eletricidade está diretamente ligada aos custos operacionais e, conseqüentemente, aos resultados financeiros da companhia. Assim, companhias metroviárias realizam diversos investimentos para reduzir os gastos com este insumo.

Muitas ações que levam à melhorias no desempenho energético dos sistemas operacionais das linhas são adotadas pelas companhias brasileiras, por exemplo:

- modernização das frotas de trens;
- substituição de lâmpadas com baixa eficiência energética por lâmpadas led nas estações;
- adoção de melhores estratégias operacionais;
- gestão no consumo de energia;
- produção de energia destinada a seu uso exclusivo.
- compra de energia através do ACL [1];

Atualmente, o Metrô de São Paulo e o Metrô Rio adquirem eletricidade através do ACL, com custos de aquisição da energia variando com o ambiente que regula o

fornecimento e a distribuição da energia, sendo que o valor do fornecimento pode ser livremente negociado a fim de trazer maiores economias para as empresas [9].

No entanto, como companhias metroviárias possuem diversas estações que, dependendo da localização geográfica apresentam diferentes estruturas e movimento de passageiros, o perfil de consumo de cada UCs pode variar significativamente. Desta forma, torna-se necessário realizar a gestão energética de cada unidade separadamente para identificar a melhor estratégia dentro do ACL que possibilite a maior economia possível ao grupo empresarial todo.

4 Materiais e Métodos

Neste trabalho de conclusão de curso, é apresentado a análise de viabilidade de migração ao ACL de uma companhia de tração elétrica urbana que possui mais de uma estação, ou seja, mais de uma UC para operar no ACL. Desta forma, para as simulações feitas, analisou-se cada estação de metrô da empresa individualmente, pois correspondem à UCs diferentes com suas próprias características e classificações como consumidores. Assim, para determinar a viabilidade de migração da companhia, estudou-se os custos provenientes do ACR que as UCs arcariam caso continuassem sendo consumidores cativos durante o mês de análise. De modo que, o processo de migração proporciona benefícios financeiros ao agente, apenas se os custos totais projetados no ACL apresentarem economia em comparação com os custos do ACR.

4.1 Projeção de Custos

Uma vez que, para preservar o preceito legal do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica são previstos reajustes tarifários anuais nos contratos de concessão e, considerando que o próximo reajuste tarifário da Light ocorrerá no mesmo mês utilizado para as simulações dos custos da empresa ao migrar para o ACL, torna-se necessário realizar a projeção deste reajuste antes de executar os cálculos de projeção. Assim, os dados referentes a estes reajustes foram obtidos através da TR Soluções (<https://www.trsolucoes.com/home>), plataforma desenvolvida para a comparação, acompanhamento, projeção e análise das tarifas das distribuidoras e permissionárias de energia elétrica.

Com isso, através das fórmulas (4.1)-(4.17), torna-se possível projetar os componentes da fatura que serão pagos por cada uma das 15 UCs no mês de referência, caso elas continuem participando do ACR. Nas fórmulas apresentadas abaixo, os subíndices hp e hfp são usados para diferenciar os itens correspondentes ao período ponta e fora ponta determinados pela distribuidora Light. Além disso, o subíndice mt representa a modalidade tarifária que define a forma que o consumidor será cobrado pela energia utilizada.

Quando mt = modalidade tarifária azul, o consumidor faz uma contratação de demanda para o período de ponta e outra para o período de fora ponta. Desta forma, em (4.1) e (4.2), $Fio\ Ativa_{hp,mt}$ e $Fio\ Ativa_{hfp,mt}$ são os componentes da fatura referentes ao transporte da energia da geradora à unidade consumidora para o período hp e hfp, $Demanda\ Ativa_{hp}$ e $Demanda\ Ativa_{hfp}$ são a demanda registrada na UC e, tanto $TUSD_{hp,mt}$ quanto $TUSD_{hfp,mt}$ são as tarifas de uso do sistema de distribuição. Além disso, na modalidade tarifária azul a distribuidora cobra separadamente pelo consumo nos períodos de hp e hfp, assim, (4.3) e (4.4) representam os cálculos referentes aos custos com o consumo da energia ativa em si, $Energia\ Ativa_{hp,mt}$ e $Energia\ Ativa_{hfp,mt}$. Sendo $Consumo\ Ativa_{hp}$ e $Consumo\ Ativa_{hfp}$ o

consumo de energia útil em kWh da UC no período ponta e fora ponta e $TE_{hp,mt}$ e $TE_{hfp,mt}$ as tarifas de energia

Por outro lado, Quando mt = modalidade tarifária verde, o consumidor faz apenas uma contratação de demanda que valerá tanto para o período ponta como para o período fora ponta. Neste caso, as fórmulas (4.1)-(4.4) são dispensadas e usa-se (4.7) para o cálculo dos componentes da fatura referentes ao transporte da energia, sendo Demanda Ativa a demanda única registrada e TUSD a tarifa única utilizada. Assim, (4.8) e (4.9) são utilizadas para calcular o componente contabilizado devido a o consumo durante o período hp e hfp, com TE sendo a tarifa pena energia consumida nesses períodos.

Além do valor pago pela demanda registrada, nas faturas de energia de consumidores enquadrados no grupo A podem existir os componentes correspondentes a ultrapassagens de demanda. Para mt = modalidade tarifária azul, esses componentes são calculados através de (4.5) e (4.6), com Ultra. Fio Ativa $_{hp,mt}$ e Ultra. Fio Ativa $_{hfp,mt}$, que são contabilizados apenas em situações em que a demanda registrada, tanto para o período ponta como fora de ponta, for 5% superior ao valor da demanda hp e hfp contratada. Assim, Ultra. Demanda Ativa $_{hp}$ e Ultra Demanda Ativa $_{hfp}$ representam o valor da ultrapassagem em kW, ou seja, a diferença entre a demanda registrada e a demanda contratada. Para mt = modalidade tarifária verde, o componente pago pela ultrapassagem de demanda é calculado por (4.10), também sendo contabilizado apenas se Ultra. Demanda Ativa, for 5% superior ao valor da demanda única contratada.

Portanto, para mt = modalidade tarifária azul:

$$FioAtiva_{hp,mt}[R\$] = DemandaAtiva_{hp}[kW] \cdot TUSD_{hp,mt}[R\$/kW] \quad (4.1)$$

$$FioAtiva_{hfp,mt}[R\$] = DemandaAtiva_{hfp}[kW] \cdot TUSD_{hfp,mt}[R\$/kW] \quad (4.2)$$

$$EnergiaAtiva_{hp,mt}[R\$] = ConsumoAtiva_{hp}[kWh] \cdot TE_{hp,mt}[R\$/kWh] \quad (4.3)$$

$$EnergiaAtiva_{hfp,mt}[R\$] = ConsumoAtiva_{hfp}[kWh] \cdot TE_{hfp,mt}[R\$/kWh] \quad (4.4)$$

$$Ultra.FioAtiva_{hp,mt}[R\$] = Ultra.DemandaAtiva_{hp}[kW] \cdot TUSD_{hp,mt}[R\$/kW] \cdot 2 \quad (4.5)$$

$$Ultra.FioAtiva_{hfp,mt}[R\$] = Ultra.DemandaAtiva_{hfp}[kW] \cdot TUSD_{hfp,mt}[R\$/kW] \cdot 2 \quad (4.6)$$

Para mt = modalidade tarifária verde:

$$FioAtiva_{mt}[R\$] = DemandaAtiva[kW] \cdot TUSD_{mt}[R\$/kW] \quad (4.7)$$

$$EnergiaAtiva_{hp,mt}[R\$] = ConsumoAtiva_{hp}[kWh] \cdot TE_{hp,mt}[R\$/kWh] \quad (4.8)$$

$$EnergiaAtiva_{hfp,mt}[R\$] = ConsumoAtiva_{hfp}[kWh] \cdot TE_{hfp,mt}[R\$/kWh] \quad (4.9)$$

$$Ultra.FioAtiva_{mt}[R\$] = Ultra.DemandaAtiva[kW] \cdot TUSD_{mt}[R\$/kW] \cdot 2 \quad (4.10)$$

Para todos os consumidores cativos, o Consumo Total é usado para contabilizar o adicional referente às bandeiras tarifárias, apresentado em (4.11), sendo Comp. BT o valor pago pelo consumo no nível da bandeira tarifária bt utilizada no mês em questão. De maneira que o nível bt depende das reservas de água das hidrelétricas (fonte majoritária de energia no Brasil) e dos padrões de consumo, que variam ao de acordo com as épocas do ano.

Os componentes calculados em (4.12) e (4.13) representam os encargos presentes na fatura, sendo TUSD Encargohp,mt o valor da tarifa de aplicação dos encargos definidos pela Light de acordo com a modalidade tarifária. As fórmulas (4.14) e (4.15) representam os componentes de demanda reativa, sendo Demanda Reativahp e Demanda Reativahfp os valores desta demanda registrada. Por fim, Energia Reativahp,mt e Energia Reativahfp,mt, apresentadas em (4.16) e (4.17), são os custos correspondentes ao próprio consumo registrado de energia reativa, Consumo Reativahp e Consumo Reativahfp.

$$Comp.BT[R\$] = ConsumoTotal[kWh] \cdot Adicional_{bt}[R\$/kWh] \quad (4.11)$$

$$Encargos_{hp,mt}[R\$] = ConsumoAtiva_{hp}[kWh] \cdot TUSDEncargo_{hp,mt}[R\$/kWh] \quad (4.12)$$

$$Encargos_{hfp,mt}[R\$] = ConsumoAtiva_{hfp}[kWh] \cdot TUSDEncargo_{hfp,mt}[R\$/kWh] \quad (4.13)$$

$$FioReativa_{hp,mt}[R\$] = DemandaReativa_{hp}[kVAr] \cdot TUSDEncargo_{hp,mt}[R\$/kVAr] \quad (4.14)$$

$$FioReativa_{hfp,mt}[R\$] = DemandaReativa_{hfp}[kVAr] \cdot TUSDEncargo_{hfp,mt}[R\$/kVAr] \quad (4.15)$$

$$EnergiaReativa_{hp,mt}[R\$] = ConsumoReativa_{hp}[kVArh] \cdot TE_{hp,mt}[R\$/kVArh] \quad (4.16)$$

$$EnergiaReativa_{hfp,mt}[R\$] = ConsumoReativa_{hfp}[kVArh] \cdot TE_{hfp,mt}[R\$/kVArh] \quad (4.17)$$

Além dos componentes apresentados em (4.1)-(4.17), as faturas de energia também incluem custos com PIS/PASEP, COFINS, ICMS, contribuição para o custeio da iluminação pública, ajustes da distribuidora, ressarcimento – DIC/FIC e multas. Entretanto, como estes itens também estão presentes nas faturas de consumidores do ACL, sem sofrer variações em seus cálculos, eles não afetam a análise para a comparação dos custos totais de cada ambiente de comercialização de energia. Dessa forma, esses componentes serão tratados como custos adicionais e o custo total que cada unidade terá com o ACR poderá ser calculado em (4.18) para mt = modalidade tarifária azul , e em (4.19) para mt = modalidade tarifária verde.

Para mt = modalidade tarifária azul:

$$\begin{aligned}
CustoTotal_{ACR,mt}[R\$] = & FioAtiva_{hp,mt} + FioAtiva_{hfp,mt} + EnergiaAtiva_{hp,mt} \\
& + EnergiaAtiva_{hfp,mt} + Ultra.FioAtiva_{hp,mt} + Ultra.FioAtiva_{hfp,mt} \\
& + Comp.BT + Encargos_{hp,mt} + Encargos_{hfp,mt} + FioReativa_{hp,mt} + FioReativa_{hfp,mt} \\
& + EnergiaReativa_{hp,mt} + EnergiaReativa_{hfp,mt} + Comp.Adicionais
\end{aligned} \quad (4.18)$$

Para mt = modalidade tarifária verde:

$$\begin{aligned}
CustoTotal_{ACR,mt}[R\$] = & FioAtiva_{mt} + EnergiaAtiva_{mt} + UltraAtiva_{mt} \\
& + Comp.BT + Encargos_{hp,mt} + Encargos_{hfp,mt} + FioReativa_{hp,mt} \\
& + FioReativa_{hfp,mt} + EnergiaReativa_{hp,mt} + EnergiaReativa_{hfp,mt} + Comp.Adicionais
\end{aligned} \quad (4.19)$$

4.2 Projeção do Montante Contratado

Após a projeção dos custos totais que a companhia teria no ACR, é preciso identificar o montante que deve ser contratado para o suprimento das estações assim que iniciarem as operações no ACL. Esse cálculo pode ser feito através de (4.20) - (4.22), onde o histórico de consumo dos últimos 12 meses de cada UC deve ser dividido pelo número de horas de um ano, 8760 h.

$$ConsumoTotal[kWh] = ConsumoAtiva_{hp}[kWh] + ConsumoAtiva_{hfp}[kWh] \quad (4.20)$$

$$HistricodeConsumo[kWh] = \sum_{i=1}^{12} ConsumoTotal[kW]_{\text{mês referência-}i} \quad (4.21)$$

$$MontanteContratao[MWm] = \frac{HistricoConsumo[kWh]}{8760h} \quad (4.22)$$

4.3 Projeção de Custos no ACL

A escolha do tipo de energia contratada por um agente no ACL afeta diretamente nos custos totais que o mesmo terá no mercado. Portanto, a fim de identificar o melhor cenário em aspectos econômicos, as projeções de custos feitas neste trabalho, consideram e comparam os três tipos de energia mais negociados no ACL: energia convencional (conv), energia incentivada com 50% de desconto na TUSD (i5) e energia incentivada com 100% de desconto na TUSD (i100). Cada um desses produtos resulta em impactos diferentes para as faturas fornecidas pelas distribuidoras e os contratos de compra e venda de energia.

Através do Montante Contratação projetado para cada UC da companhia, é possível identificar os preços disponíveis para cada tipo de energia que pode ser contratada. Dessa forma, pode-se usar (4.23) para calcular os custos que o agente terá com a compra de energia para o mês de análise. O Montante Contratação depende apenas do histórico de consumo da UC e, para o mês de referência, Horas do Mês será igual a 744 h. Enquanto isso, para cada tipo de energia contratada o Preço Energia irá variar. Portanto, o Preço Energia é o principal componente que impacta no valor da contratação.

$$\text{ContrataodeEnergia}[R\$] = \text{MontanteContratao}[MWm] \cdot \text{Horas}_{\text{mês referência}}[h] \cdot \text{PreoEnergia}[R\$/MWh] \quad (4.23)$$

Além do custo correspondente a compra de energia, agentes do ACL devem arcar mensalmente com os custos correspondentes ao uso dos sistemas de transmissão. Os tipos de energia negociados que possuem o maior preço, apresentam descontos em alguns componentes da fatura da distribuidora. Enquanto a energia conv apresenta os menores preços do mercado, não há nenhum tipo de desconto vinculado com esse tipo de energia. Por outro lado, a energia i5, que possui um preço superior ao conv, proporciona desconto de 50% nos componentes da fatura. Por fim, a energia i100 apresenta os maiores preços, mas possibilita um desconto de 100% nos componentes da conta de luz.

Os componentes da fatura da distribuidora que realiza o transporte de energia para o consumidor do ACL são os mesmos da fatura do consumidor cativo, com exceção dos daqueles referentes ao consumo da energia ativa em si, apresentados nas fórmulas (4.3), (4.4), (4.8) e (4.9). Pois, no ACL, os custos pelo consumo de energia são providenciados através da Contratação de Energia. Assim, o valor da fatura da distribuidora paga pelo consumidor livre ou especial na modalidade tarifária azul, pode ser calculado através de (4.24). Sendo te o subíndice que representa o tipo de energia usado. Assim, Descontote = 0 te = conv, Desconto = 50% te = i5, Desconto = 100% te = i100.

$$\begin{aligned}
CustoUsoSTE_{ACL,mt}[R\$] = & FioAtiva_{hp,mt} \cdot Desconto_{te} + FioAtiva_{hfp,mt} \\
& \cdot Desconto_{te} + Ultra.FioAtiva_{hp,mt} + Ultra.FioAtiva_{hfp,mt} \\
& + Encargos_{hp,mt} + Encargos_{hfp,mt} + FioReativa_{hp,mt} \\
& + FioReativa_{hfp,mt} + EnergiaReativa_{hp,mt} + EnergiaReativa_{hfp,mt} + Comp.Adicionais
\end{aligned} \tag{4.24}$$

Para consumidores do ACL na modalidade tarifária verde, o Custo Uso STE pode ser calculado através de (4.25) e (4.26). Portanto, o desconto é aplicado no componente da fatura referente ao transporte da energia, e no componente referente à cobrança dos encargos no período ponta, Desconto Encargohp, mt.

Portanto para mt = modalidade tarifária verde:

$$\begin{aligned}
DescontoEncargo_{hp,mt}[R\$] = & (TUSDEncargo_{hp,mt}[R\$/kWh] \\
& - TUSDEncargo_{hfp,mt}[R\$/kWh]) \cdot Desconto_{te} \cdot TUSDEncargo_{hp,mt}[R\$/kWh]
\end{aligned} \tag{4.25}$$

4.4 Análise Tarifária

Como há diferença de demanda de energia em diferentes horários, as distribuidoras definem dois períodos com suas respectivas tarifas: o horário ponta e o horário fora ponta. Esse período varia segundo a distribuidora. Para a Light, o horário ponta vai das 17h30 até as 21h, e o horário fora ponta se estende das 21h até as 17h30. A análise tarifária é o estudo realizado sobre o valor da fatura de energia elétrica considerando a situação atual, como os custos nos horários de ponta e fora ponta, o grupo tarifário e a modalidade tarifária. Através destas informações, pode-se determinar as alterações de contrato que gerarão maior economia para a empresa.

Assim, a modalidade tarifária define a forma que o consumidor será cobrado pela energia utilizada. Portanto, para a análise tarifária da companhia estudada neste trabalho, foi utilizado o histórico de faturas de cada uma das UCs, para a comparação entre o Custo Uso STE_{ACL,mt} quando mt = azul e mt = verde. De maneira que, a modalidade tarifária que apresentar o menor custo deve ser adotada pela UC.

5 Resultados e Discussão

Neste trabalho de conclusão de curso, é apresentado a análise de viabilidade de migração ao ACL de uma companhia de tração elétrica urbana localizado no submercado Sudeste, com 15 estações de metrô (15 UCs), que possuem contrato de fornecimento de energia elétrica com a concessionária distribuidora Light. Assim, para a análise, considera-se que as 15 UCs possuem fornecimento em tensão superior a 2,3 kV e atendem a todos os pré-requisitos para serem consumidores especiais ou livres dentro das alternativas disponíveis para cada caso específico, conforme será apresentado ao longo desta seção.

Portanto, projetou-se o primeiro mês de todas as estações da companhia operando no ACL, supondo que o fim da vigência do Contrato do Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) de cada UC ocorrerá nesse mesmo mês. Além disso, os cálculos são feitos utilizando a bandeira tarifária verde como a categoria vigente no mês de referência, a fim de analisar o pior cenário para que seja feita a migração. Por fim, é pressuposto que as atividades da empresa não sofrerão mudanças que alterem significativamente o perfil de consumo apresentado nos últimos 12 meses pelas UC. Assim, é possível utilizar o histórico de consumo desses meses para realizar a projeção do mês de análise.

Desta forma, o estudo apresentado nesta seção possui resultados baseados apenas em um mês de operação do agente. As características da instalação de cada UC, como subgrupo tarifário ou nível de tensão fornecida, modalidade tarifária e demanda contratada, são apresentadas abaixo através da Figura 1.

Figura 1 – Características dos pontos de consumo.

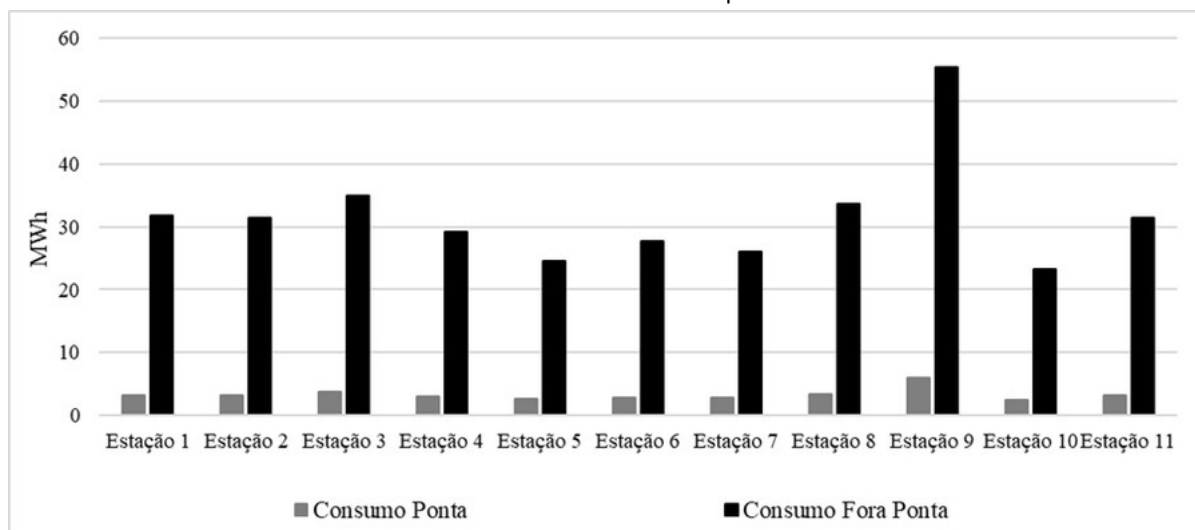
UC	Subgrupo	Modalidade Tarifária	Demanda contratada HP (kW)	Demanda contratada HFP (kW)
Estação 1	A4	Azul	70	70
Estação 2	A4	Azul	64	64
Estação 3	A4	Azul	70	70
Estação 4	A4	Azul	72	72
Estação 5	A4	Azul	60	60
Estação 6	A4	Azul	58	58
Estação 7	A4	Azul	73	73
Estação 8	A4	Azul	60	60
Estação 9	A4	Azul	139	139
Estação 10	A4	Azul	55	55
Estação 11	A4	Azul	61	61
Estação 12	A2	Azul	21.100	21.100
Estação 13	A2	Azul	9.200	9.200
Estação 14	A2	Azul	21.300	21.300
Estação 15	A2	Azul	9.150	9.150

Fonte: Elaboração Própria

O consumo de cada UC manifestado dos últimos 12 meses é apresentado, através da média, pelo Gráfico 3 para as UCs com nível de tensão fornecida entre 30 kV e 44 kV ou

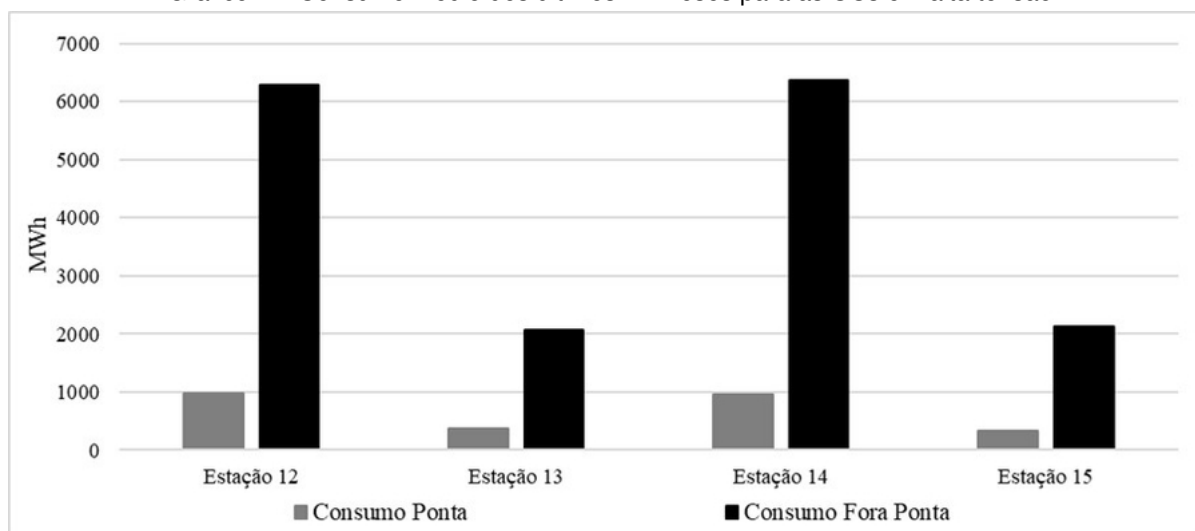
média tensão (subgrupo A4) e pelo Gráfico 4 para as UCs com nível de tensão fornecida entre 88 kV e 138 kV ou alta tensão (subgrupo A2).

Gráfico 3 – Consumo médio dos últimos 12 meses para as UCs em média tensão.



Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 4 – Consumo médio dos últimos 12 meses para as UCs em alta tensão.



Fonte: Elaboração Própria

5.1 Operação no ACL (primeiro mês)

Conforme mencionado anteriormente, o processo de migração proporciona benefícios financeiros ao agente, apenas se os custos totais projetados no ACL apresentarem economia em comparação com os custos do ACR. Desta maneira, para estimar os custos totais que a companhia teria no primeiro mês de operação das UCs no ACL, caso continuassem sendo consumidores cativos durante esse mês, é necessário utilizar as tarifas

determinadas pela concessionária distribuidora após o reajuste tarifário. Tais informações foram projetadas pela plataforma TR Soluções e apresentadas na Figura 2 abaixo.

Figura 2 – Projeção de Reajuste Tarifário Light 2022

Modalidade Tarifária Azul				
Subgrupo	Período	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh
A2	P	18,52	106,13	632,87
	FP	11,05	106,13	412,13
A4	P	38,5300	173,27	632,87
	FP	20,9600	173,27	412,13
Modalidade Tarifária Verde				
Subgrupo	Período	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh
A4	NA	20,96	0	0
	P	0	1113,12	632,87
	FP	0	173,27	412,13

Fonte: TR Soluções. Elaboração Própria

No valor das tarifas estão embutidos os encargos, que funcionam como benefícios concedidos pelo governo às empresas e setores que mantêm o funcionamento adequado do sistema elétrico. Entre esses encargos, há os ESS-SE que custeiam a operação do SIN. Desta forma, devido ao cenário de escassez de chuvas enfrentado pelo Brasil nos últimos meses de 2021, resultando em níveis baixos nos reservatórios das hidrelétricas (fonte majoritária de geração no país), o CMSE convocou a geração de energia fora da ordem de mérito de todo o parque termelétrico do país, além da importação de energia de outros países – Uruguai e Argentina – levando a um aumento significativo desses encargos e, conseqüentemente, impactando nos valores das tarifas que serão determinadas em 2022.

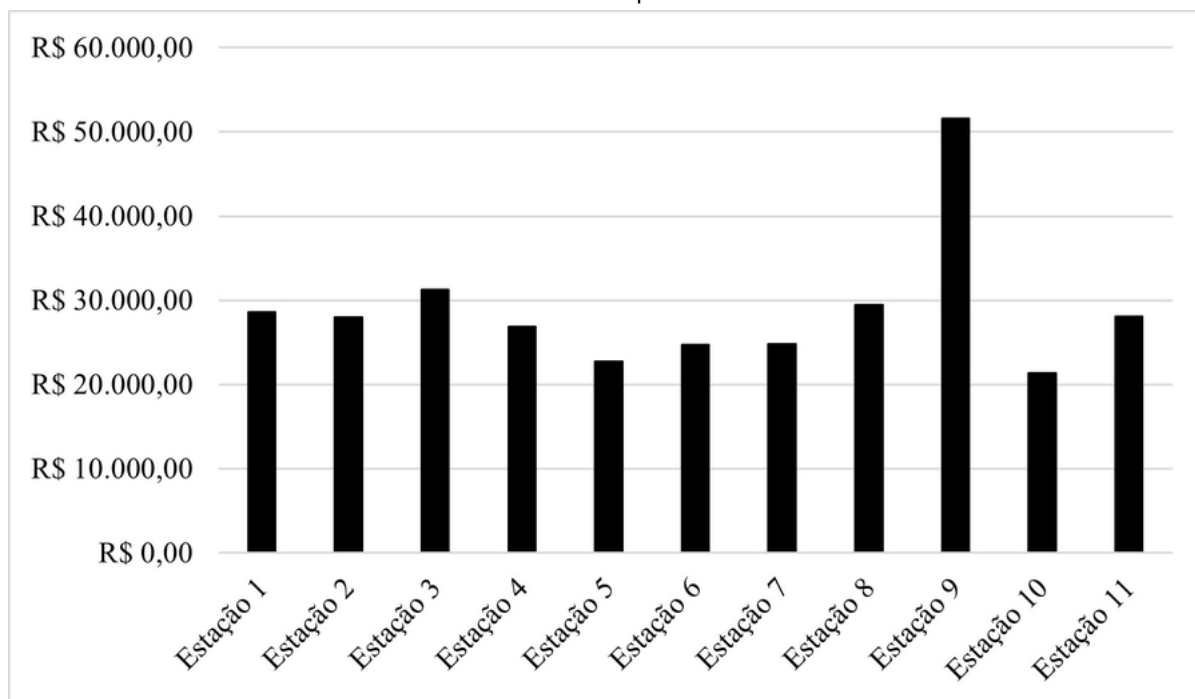
Além dos encargos, na fatura de energia também estão introduzidos tributos federais, estaduais e municipais, que tratam de pagamentos obrigatórios ao governo para garantir que o poder público possa desenvolver suas atividades. Portanto, uma parcela significativa do custo total que cada UC pagaria pelo fornecimento de eletricidade é composta pelos tributos. Embora os valores de PIS e COFINS não alterem para as operações no ACR e ACL e, conseqüentemente, não afetem a análise comparativa dos custos, é interessante apresentar os impactos que esses componentes possuem nas tarifas cobradas. Os valores das tarifas com impostos são apresentados pela Figura 3, considerando PIS de 0,66%, COFINS de 3,04% e ICMS de 8%.

Figura 3 – Projeção de tarifas Light 2022 com impostos.

Modalidade Tarifária Azul				
Subgrupo	Período	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh
A2	P	20,97	120,1925	716,7270
	FP	12,51	120,1925	466,7383
A4	P	43,63	196,2287	716,7270
	FP	23,73	196,2287	466,7383
Modalidade Tarifária Verde				
Subgrupo	Período	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh
A4	NA	23,73	0	0
	P	0	1260,0	716,72
	FP	0	196,22	466,73

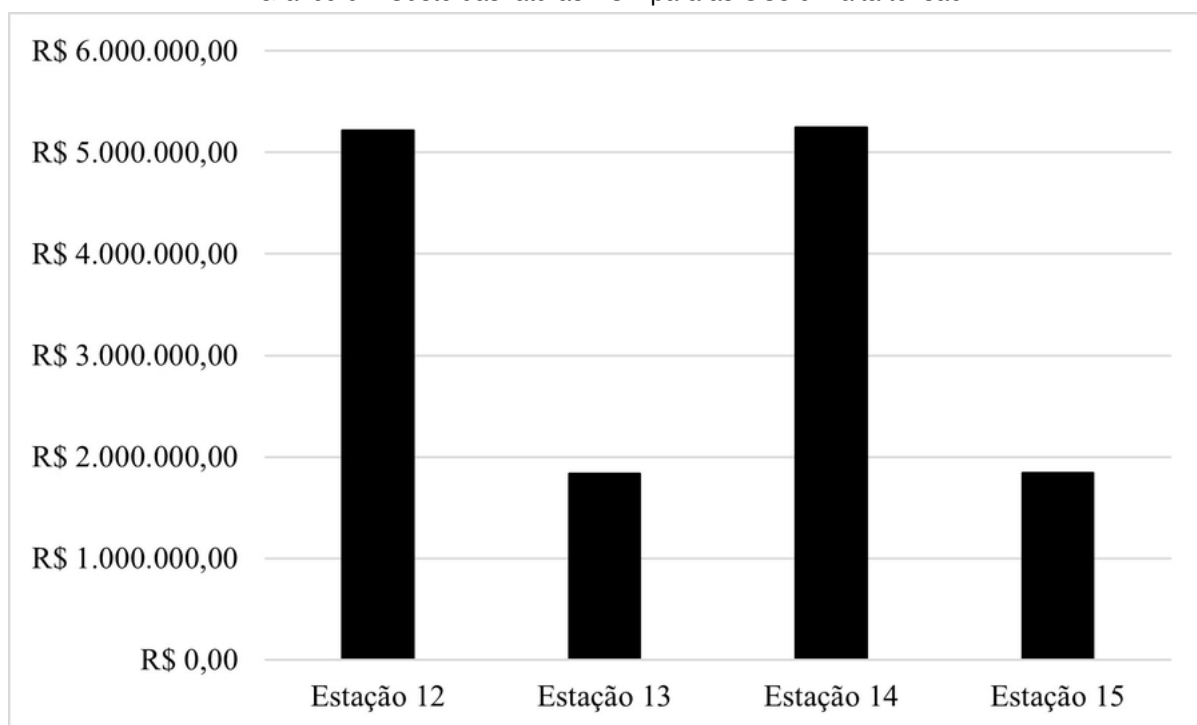
Fonte: TR Soluções. Elaboração Própria

Isto posto, projetou-se que a operação das 15 estações no ACR durante o mês de análise resulte em um custo total de R\$ 11.594.782,75, valor referente à soma da fatura de cada unidade no mês. No Gráfico 5 e Gráfico 6 apresenta-se o valor respectivo da fatura para cada UC. Evidentemente, algumas estações, provavelmente àquelas localizadas em pontos do município onde o movimento de passageiros é maior, possuem demanda e consumo superior às demais UCs, consequentemente, a fatura cobrada a essas estações se sobrepõe em relação às demais.

Gráfico 5 – Custo das faturas ACR para as UCs em média tensão.

Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 6 – Custo das faturas ACR para as UCs em alta tensão.



Fonte: Elaboração Própria

De acordo com as informações apresentadas na Figura 1, todas as UCs em média tensão não possuem demanda contratada mínima para migrar ao ACL quando examinadas individualmente. Entretanto, como as estações fazem parte do mesmo grupo empresarial, é possível realizar a junção de cargas de todas essas UCs para alcançar a demanda mínima necessária para a migração como consumidores especiais. Ou seja, a migração dessas unidades específicas só será possível através da comunhão de cargas.

Essas UCs poderão contratar energia proveniente apenas de usinas eólicas, solares, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 kW, portanto, a contratação irá se restringir para energia do tipo incentivada. A Figura 4 apresenta os preços utilizados para cada um dos tipos de energia em uma contratação de um ano.

Figura 4 – Preço dos produtos para contratação de um ano.

conv	i5	i100
R\$ 263,25/MWh	R\$ 318,76/MWh	R\$ 448,25/MWh

Fonte: Elaboração Própria

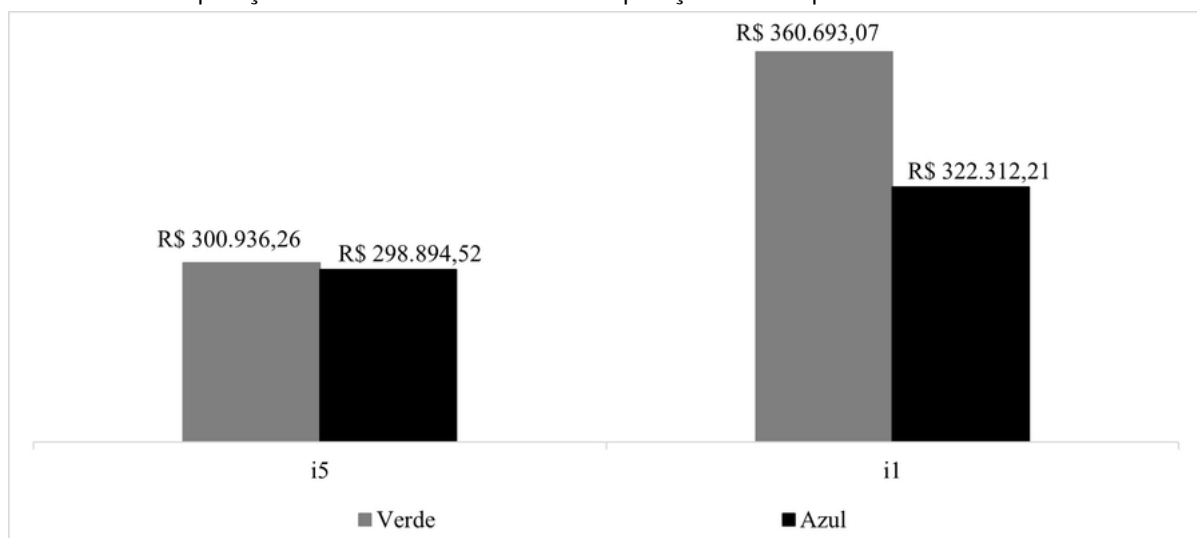
Além disso, conforme mencionado anteriormente, o enquadramento tarifário permite uma melhor previsibilidade do consumo da UC. Visto que, a definição da melhor modalidade tarifária horossazonal depende da relação entre o consumo e a demanda no horário de ponta.

Para consumidores do subgrupo A4, estão disponíveis duas opções de enquadramento tarifário: a tarifa horossazonal azul e a tarifa horossazonal verde. Portanto, apenas através da razão entre o consumo ponta e o nº de horas do período ponta é possível determinar o valor determinante para a verificação da melhor modalidade, a potência média.

Assim, quanto menor for a razão entre a potência média no período ponta e a potência máxima, a unidade consumirá pouca tarifa proporcional ao consumo e, desta forma, é mais vantajoso adotar a modalidade verde, pois a demanda ponta existente na modalidade azul, não será paga. Por outro lado, quanto maior for a razão entre a potência média e a potência máxima, não é vantajoso para a UC pagar por uma tarifa ponta proporcional ao consumo. Assim, torna-se melhor pagar uma tarifa proporcional a demanda, através da modalidade azul.

Visto que a análise busca pela economia financeira da empresa, além do estudo da viabilidade da migração das UCs para o ACL, verificou-se qual modalidade tarifária traria os melhores resultados econômicos após a migração. Desta maneira, o Gráfico 6 apresenta a comparação entre o custo total no mês de referência de quatro possíveis cenários para as 11 unidades em média tensão.

Gráfico 7 – Comparação dos custos nos cenários de operação no ACL para as unidades em média tensão.



Fonte: Elaboração Própria

Nota-se que, para este caso, o pagamento da tarifa proporcional à demanda é mais econômico do que o pagamento proporcional ao consumo, independentemente do tipo de produto contratado. Contudo, ao realizar uma contratação do produto i5, economiza-se cerca de R\$ 23.417,69 em relação à contratação do produto i1. Desta forma, a permanência das UCs na modalidade azul com a contratação de energia i5 apresenta a melhor performance financeira à companhia.

Enquanto isso, ao verificar individualmente as UCs em alta tensão, nota-se que todas possuem os pré-requisitos mínimos para migrarem como consumidores livres. Assim, essas

unidades podem realizar a contratação de energia do tipo incentivada além da energia do tipo convencional. Entretanto, como essas unidades fazem parte do subgrupo A2, há uma restrição no enquadramento da modalidade tarifária, sendo possível adotar apenas a modalidade horossazonal azul. O Gráfico 7 abaixo apresenta a comparação entre o custo total no mês de referência de três possíveis cenários de contratação para as 4 unidades.

Gráfico 8 – Comparação dos custos nos cenários de operação no ACL para as unidades em alta tensão.

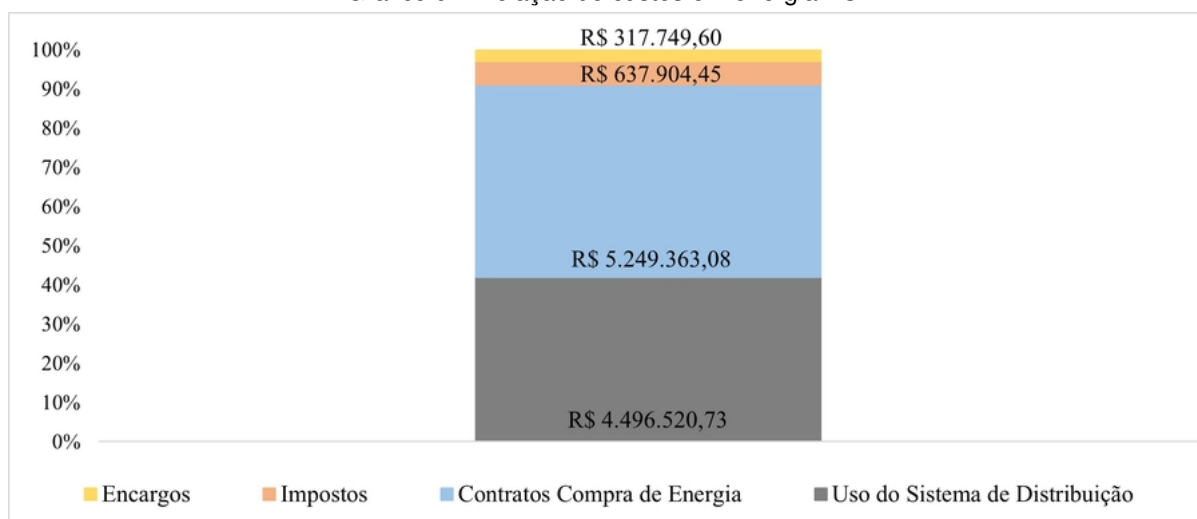


Fonte: Elaboração Própria

Através desses resultados, verificou-se que, para as UCs em alta tensão, a opção que apresenta a melhor performance financeira é a contratação da energia do tipo convencional que, por sua vez, não possui nenhum desconto pelo uso do fio. Resultando em um total de gastos em R\$ 9.832.333,26. Cerca de R\$ 3.481.532,91 mais econômico que a contratação do produto i5 e R\$ 4.976.325,28 mais econômico que a contratação do produto i1. Esse resultado demonstra que essas unidades específicas não possuem custos relevantes em relação ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição, por isso, não são beneficiadas de maneira significativa pelo uso dos descontos.

Vale ressaltar que, os valores apresentados são compostos pelos custos com o uso do sistema de distribuição (42,02%), contratos de compra de energia (49,05%), impostos (5,96%) e encargos (2,97%). É demonstrado de maneira ilustrativa, através do Gráfico 8, a influência desses componentes no custo total das operações no ACL durante apenas um mês.

Gráfico 9 – Relação de custos em energia ACL.



Fonte: Elaboração Própria

De modo geral, conforme apresentado na Figura 5, a migração de todas as 15 estações para o ACL é capaz de proporcionar, apenas no primeiro mês de operação das unidades, uma economia em cerca de R\$ 1.434.625,02, ou seja, 29,9% dos custos pelo ACR no cenário conservador (bandeira tarifária verde). Pode-se dizer que a análise apresenta resultados otimistas, visto que, considera-se o pior cenário para a migração, pois todos os testes utilizam condições favoráveis de geração de energia, portanto, a tarifa utilizada na projeção da fatura das UCs no ACR não sofreu nenhum acréscimo. Assim, a economia aumenta nas situações em que há incidência de bandeira tarifária.

Figura 5 – Resumo financeiro.

Custo Total ACR	Custo Total ACL	Economia
R\$ 14.455.056,64	R\$ 10.131.449,78	R\$ 4.323.606,86

Fonte: Elaboração Própria

Com isto, percebe-se que, em um país onde as condições de geração de energia variam diversas vezes ao longo de um ano, podendo atingir patamares cada vez mais custosos para os consumidores, a migração ao ACL de empreendimentos que possuem uma elevada demanda por eletricidade, como as companhias metroviárias, é capaz de proporcionar benefícios econômicos importantes ao caixa dessas empresas. Além disso, vale ressaltar que, normalmente, a partir do momento em que a relação contratual com o fornecedor de energia e consumidor se estender por mais de 3 ou 4 anos, o valor da economia se torna ainda mais elevado, visto que o preço de energia tende a reduzir anualmente para contratos de longo prazo.

6 Conclusão

Este estudo analisou a viabilidade econômica e operacional de adesão ao mercado livre de energia por uma companhia metroviária com 15 estações localizada na área de concessão da distribuidora Light, com a proposta de comparar os ambientes de contratação disponíveis para o consumidor de energia. Igualmente buscou determinar o melhor enquadramento tarifário que se encaixa de acordo com o perfil de consumo de cada unidade do grupo empresarial.

No ambiente de contratação livre, ou Mercado Livre de Energia, a contratação de energia pode ser negociada, sendo que o consumidor pode adquirir energia através de comercializadores, diretamente com geradores ou junto a outros consumidores que eventualmente possuem um excedente. Assim, o consumidor não fica exposto aos reajustes das tarifas, bandeira tarifárias, além de não ser afetado pela diferença no preço de energia para os horários de ponta e fora de ponta. Desta forma, o consumidor no livre ou especial obtém uma previsibilidade orçamentária maior do que no mercado regulado.

Para a companhia metroviária em questão, os resultados da análise de adesão ao ACL apontaram um potencial de economia no primeiro mês de operação de 29,9% no cenário conservador (bandeira tarifária verde). Assim, pode-se dizer que a análise apresenta resultados otimistas, visto que, o valor economizado aumenta nas situações em que há incidência de bandeira tarifária. Além disso, conforme mencionado anteriormente, normalmente, a partir do momento em que a relação contratual com o fornecedor de energia e consumidor se estender por mais de 3 ou 4 anos, o valor da economia se torna ainda mais elevado, visto que o preço de energia tende a reduzir anualmente para contratos de longo prazo. Assim, a migração ao ACL é capaz de proporcionar benefícios econômicos significativos ao caixa da empresa.

Entretanto, as operações realizadas no MCP que são valoradas ao PLD, podem resultar em prejuízo, quando comparadas com o custo do ACR. Portanto, percebe-se que a participação no ACL requer uma boa gestão de energia. Esse tipo de planejamento é mais complexo no mercado livre do que no mercado regulado, fazendo com que algumas empresas precisem terceirizar o serviço de gestão para empresas especializadas e, nesse caso, deve-se considerar o valor de gestão na análise de viabilidade, pois, é comum que esse valor seja pago em proporção à economia da empresa em cada mês de operação.

Com isso, o presente trabalho demonstra a importância de realizar uma análise considerando os diferentes perfis de consumo de cada unidade participante do grupo empresarial para verificar qual tipo de energia deve ser adquirida em cada contrato (conv, i5 ou i1) e o enquadramento tarifário adequado, visando a maior economia possível.

Para maior redução dos custos da companhia metroviária recomenda-se:

- realizar uma análise considerando, além do primeiro mês de operação, a economia

resultante de um ano inteiro de operação no ACL;

- e estudar a viabilidade de um sistema de geração fotovoltaica nas estações de média tensão para, desta forma, operar como autoprodutor, possibilitando a venda de energia em momentos que há sobra. Essa ação poderá gerar, além da economia, um lucro adicional à empresa.

Referências

- 1 JULIANA DOS SANTOS COSTA. Eficiência energética aplicada ao consumo de eletricidade: Um estudo de revisão bibliográfica. **Research, Society and Development**, v. 10, n. 4, p. 1 – 12, 04 2021. ISSN 2525-3409.
- 2 FURTADO, C. Capitalismo Global. **Paz e Terra**, São Paulo, 2017.
- 3 BORGES, F. Q. CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UMA BREVE REFLEXÃO SOBRE A DINÂMICA DE SUAS ORIGENS E RESULTADOS. **RECIMA21-Revista Científica Multidisciplinar**, v. 2, n. 10, p. 1 – 11, 10 2021. ISSN 2675-6218.
- 4 ANDRADE, C. E. S. de. Avaliação dos sistemas metroviários nas emissões de CO2 : análise comparativa das emissões por automóveis, ônibus e metrô. **Eng Sanit Ambient**, v. 4, n. 5, p. 1 – 9, 10 2019.
- 5 TORRES, P. (org.). **Governança e Planejamento Ambiental**: adaptação e políticas públicas na Macrometrópole Paulista. 1. ed. Rio de Janeiro: Letra Capital Editora, 2019. 273 p. ISBN 978-85-7785-680-0.
- 6 BORGES, F. Q. ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. **RECIMA21-Revista Científica Multidisciplinar**, v. 2, n. 3, p. 1 – 15, 04 2021. ISSN 2675-6218.
- 7 ABRACEEL. **Cartilha mercado livre de energia elétrica**: um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais. [S.l.], 2018. Disponível em: <http://worldse.com.br/mercado-livre-de-energia-eletrica-um-guia-basico-para-consumidores-potencialmente-livres-e-especiais/>.
- 8 CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 2021.
- 9 CMSP. **Relatório Integrado 2017**. São Paulo, 2020. Disponível em: <http://www.metro.sp.gov.br/metro/institucional/pdf/relatorio-integrado-2017.pdf>.
- 10 TEBERGE, C. Estudo de Viabilidade: Mercado Livre vs Mercado Cativo. **Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada**, v. 4, n. 2, p. 1 – 9, 2019.
- 11 GARCÍA HERNÁNDEZ, C. L. **Modelo regulatório do setor elétrico no Brasil e sua repercussão jurídica nos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica**. 2010. 96 p. Tese (Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo (USP). Disponível em: [Dissertacao_Claudia_Lorena_Garcia_Hernandez.pdf](#).
- 12 POLITO, R. (org.). **Setor Elétrico Brasileiro 2012-2018**: Resiliência ou Transição? Rio de Janeiro: SYNERGIA, 2018. 136 p. ISBN 978-85-68483-80-0.
- 13 ANEEL. **Legislação Completa**. 2021. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 2021.
- 14 PARENTE, G. V. U. **NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO MERCADO LIVRE DE ENERGIA**. 2016. 45 p. Monografia (Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Campina Grande.

- 15 DIAS, A. A Energia no Brasil. **Elsevier Editora Ltda**, 2007.
- 16 CCEE. **Procedimentos de Comercialização**. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/procedimentos-de-comercializacao>. Acesso em: 2021.
- 17 MME. **Conselhos e Comitê**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites>. Acesso em: 2021.
- 18 EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 2021.
- 19 ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 2021.
- 20 BARROS, M. AQUISIÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO BRASILEIRO: SIMULAÇÕES DOS EFEITOS DA REGULAÇÃO SOBRE O RISCO DAS DISTRIBUIDORAS. **SciELO**, Rio de Janeiro, v. 1, p. 1 – 20, 08 2009. ISSN 1678-5142. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/pope/a/64jXs7Lx4Drzb5yc9bJLMBg/?lang=pt&format=pdf>.
- 21 CARDOSO, M. V. B. ESTUDO DE VIABILIDADE NA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA. **Revista Uningá Review**, v. 29, n. 1, p. 1 – 10, 01 2017. ISSN 2178-2571. Disponível em: <http://revista.uninga.br/index.php/uningareviews/article/view/1938/1534>.
- 22 EPE. **Balanco Energético Nacional**: Brazilian Energy Balance. [S.l.], 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf.
- 23 EPE. **Balanco Energético Nacional 2021**: Brazilian Energy Balance 2021. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>.
- 24 PIRES, C. L. **Simulação do Sistema de Tração Elétrica Metro-Ferroviária**. 2006. 448 p. Tese (Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo (USP). Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-22042007-212920/publico/TeseCassiano.pdf>?
- 25 RODRIGUES. **Metodologia para investigação da percepção das inovações na usabilidade do sistema metroviário** : uma abordagem antropotecnológica. 2015. 284 p. Tese (Doutorado em Transportes) — UnB.
- 26 ANPTRILHOS. **BALANÇO DO SETOR METROFERROVIÁRIO 2020 2021**. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://anptrilhos.org.br/wp-content/uploads/2021/04/anptrilhos-balanco-metroferroviario-2020-2021.pdf>.