



TOTAL COST OF OWNERSHIP: MAXIMIZANDO A PERFORMANCE DE SUPRIMENTOS POR MEIO DE UMA PERSPECTIVA ESTRATÉGICA NÃO-LINEAR

Resumo

O presente artigo apresenta como uma análise fundamentada nas premissas do TCO pode proporcionar uma visão mais holística quanto à maximização de performance nas ações relativas às estratégias de suprimentos. Para tal, esta pesquisa se apoiou em um estudo de caso prático que consistiu em realizar uma análise comparativa empregando os princípios da modelagem de TCO para avaliar a viabilidade de um projeto para otimização do custo da energia elétrica. Entre os principais resultados, pôde-se constatar que o alcance das contribuições do TCO ultrapassou os limites da visão de curto prazo ao sugerir panoramas avaliativos mais amplos a respeito dos aspectos estratégicos, financeiros e operacionais envolvidos nas decisões de investimentos em projetos logísticos de longo prazo – o que pode ser constatado por meio da visão não linear proporcionada pelas ópticas quantitativa e qualitativa do TCO que fornecem a possibilidade de escolha por alternativas de projetos logísticos plenamente viáveis.

Palavras-chave

Estratégia de Suprimentos; *Total Cost of Ownership*; *Supply Chain Management*.

1 INTRODUÇÃO

Para Bowesox *et al.* (2014), a Gestão da Cadeia de Suprimentos (também traduzida como *Supply Chain Management* – SCM) reflete o arranjo geral que, de modo lógico e logístico, conecta uma empresa a uma extensa rede de operações colaborativas que busca, por meio de elevados índices de eficiência e altos níveis de serviço, entregar maior valor aos clientes. Contudo, Simchi-Levi, Kaminsky e Simchi-Levi (2010) destacam o quanto é desafiador projetar e pôr em operação estratégias de suprimentos de forma a manter elevados níveis de serviço ao mesmo tempo que minimiza os custos totais do sistema, denotando a complexidade para identificar o ponto de equilíbrio entre maximizar os lucros da companhia e otimizar os custos que contribuem para construir e manter um portfólio competitivo para os clientes em escala global.

Mankiw (2020) explica que, neste contexto, manter elevados níveis de serviço afeta diretamente a curva de custos em diferentes horizontes de tempo, ainda que este efeito seja percebido em maior escala quando as empresas promovem mudanças para ampliar a capacidade de resposta da cadeia de suprimentos. Conforme explica o autor, isso ocorre porque a expansão das atividades de uma organização resulta na elevação natural dos seus custos totais, haja vista que determinados parâmetros de expansão do negócio exigem um consumo de mais insumos variáveis no longo prazo para atender os volumes de produção e, ainda, manter os índices de serviço desejados.

Na perspectiva de Wallace e Xia (2014, tradução nossa), o grande desafio está em extrair mais valor da cadeia ao mesmo tempo que se tenta desvincular da procura emergencial e recorrente por custos diretos mais baixos – metodologia que, para os autores, se tornou insuficiente para conter a erosão das margens do negócio. Neste contexto, Jaspersen e Skøtt-Larsen (2005, tradução nossa) citam a análise de *Total Cost of Ownership* (TCO) como uma linha de avaliação que cria métricas quanto à mensuração de elementos que



influenciam a tomada de decisão sob o prisma dos custos totais de suprimento, colocando, assim, a performance da SCM em uma perspectiva mais ampla.

Para Corrêa (2019), a abordagem de TCO, por sua premissa de avaliar o conjunto que forma os custos totais, deveria estar no centro das tomadas de decisão do espectro da SCM, já que nela prevalece a visão quanto ao desempenho de elementos produtivos e fontes de fornecimento, permitindo sejam exploradas a sensibilidade das decisões tomadas frente a incertezas ou as recomendações do próprio sistema de suprimentos. Esta visão menos linear é proposta por Wallace e Xia (2014, tradução nossa) como uma estratégia transformacional mais voltada à maximização da performance, considerando a dinâmica de toda a rede de suprimentos, suas ligações, riscos atribuídos e seus impactos no processo decisório relativos aos investimentos voltados à geração de eficiência e efetividade no médio e no longo prazo

A partir desse contexto, o presente artigo propõe avaliar de que forma a análise fundamentada nas premissas do TCO pode proporcionar uma visão mais holística quanto à maximização de performance nas ações relativas às estratégias de suprimentos. Para tal avaliação, analisa-se um estudo de caso prático realizado em uma empresa de médio porte, do segmento metalmeccânico, situada na região da serra do Rio Grande do Sul.

Após a introdução, o artigo está estruturado da seguinte forma: na seção 2, são apresentados os referenciais teóricos para fundamentar o projeto; na seção 3, apresenta-se a metodologia que guiou a condução do estudo; na seção 4, são apresentados os resultados e as discussões do estudo de caso; e na seção 5 são colocadas as considerações finais do presente estudo.

2 TOTAL COST OF OWNERSHIP (TCO)

Conforme explica Bruni (2018), o Custo Total de Propriedade (do inglês *Total Cost of Ownership* – TCO), representa uma métrica de avaliação contábil muito empregada e difundida nos processos de avaliação de investimentos, objetivando, a partir das premissas de determinar o custo de posse e utilização (Quadro 1), examinar cuidadosamente o dimensionamento dos custos diretos e indiretos de um projeto. Isso significa analisar o volume de recursos investidos para a aquisição de equipamentos, bem como os demais impactos incorridos ao longo do ciclo de vida de um ativo, podendo englobar, além do custo de aquisição, custos como: operação, suporte, customização, desenvolvimento, entre outros.

Corrêa (2019) destaca o TCO como uma das principais e mais importantes medidas de desempenho em custos sob a perspectiva da cadeia de suprimentos, justamente porque o modelo de análise traz um olhar mais estratégico para os custos ao propor não negligenciar valores indiretos que terão impactos futuros ao longo do período de vida econômica do ativo ou material adquirido. Contudo, conforme Mitsutani (2017), o grande desafio está no fato de o TCO ser comparável à figura de um iceberg. Na visão dele, há uma série de



custos que deixam de ser observados porque estão nas profundezas, abaixo do que é visível na superfície, mas que jamais deveriam deixar de ser considerados. Para Ballou (2006), o resultado deste tipo de negligência é uma ineficiência bem maior que os ganhos obtidos pela eficiência direta na gestão de diversas atividades logísticas, como: transporte, manutenção de estoques e fluxo de informações.

Quadro 1: Categorias gerais de custos da análise de TCO

Custo de Aquisição	Custo de Posse
Custos iniciais de compra ou contratação, incluindo: o valor de compra, avaliação de fornecedores, impostos, custos de qualidade, transporte, financiamento e planejamento de suprimentos.	São incorridos após a compra e estão associados ao uso contínuo do produto, material ou serviço. Entre os custos quantificáveis estão: produtividade, energia, manutenção, reparos e custos da rede de suprimentos. Entre os custos qualitativos estão: fatores estéticos, fatores ergonômicos, e fatores de ordem organizacionais.

Fonte: adaptado de Jacobs e Chase (2012).

Dentro deste contexto, Dennis e Fitzgerald (2010) destacam que o TCO anual de equipamentos em diversos segmentos é espantosamente mais alto que seu custo direto de aquisição, posto que a métrica em questão se baseia na suposição de que haverá desperdícios de recursos e potenciais perdas de performance que jamais deveriam ser omitidos¹. Porém, mesmo assim, os autores explicam que, devido ao grau de complexidade que exige o mapeamento de elementos envolvidos no TCO, muitas companhias preferem se concentrar em métodos que examinam somente os custos diretos em determinada avaliação de investimento, deixando de evidenciar custos indiretos mais brandos e que geram impactos no processo de aquisição.

Jaspersen e Skøtt-Larsen (2005, tradução nossa) indicam que, por conta disso, muitas empresas acabam desenvolvendo uma percepção equivocada quanto aos *savings* potenciais conectados à SCM, levando-as a perseguir reduções nos custos imediatos de suas operações logísticas. Todavia, Kaplan e Cooper (1998, tradução nossa) afirmam que fazer escolhas por fontes de suprimento unicamente baseadas na prática preços mais baixos faz com que se deixe de observar opções que melhor entregam um conjunto sistemático de itens que formam o custo total da aquisição, o que prejudica a avaliação do TCO.

De acordo com Pandit e Marmanis (2008, tradução nossa), ao iniciarem projetos que busquem atingir altos impactos de *savings*, as companhias devem implementar soluções avançadas para a cadeia de suprimentos que proporcionem uma ampla compreensão sobre os padrões de gastos da empresa, o que, desta forma, ajuda a identificar e priorizar ganhos que contemplem: o volume de compras/consumo, a consolidação de fornecedores e a redução de custos não previstos com tais planos de ação.

Nesta linha, Jaspersen e Skøtt-Larsen (2005, tradução nossa) entendem que a redução do *lead time*, iniciativas para diminuir o aumento do dispêndio frente ao aumento dos volumes de produção e outras contribuições para evitar o aumento dos preços também são fatores determinantes no processo decisório. O

¹ Os autores baseiam sua afirmação em resultados de estudos realizados pela Gartner Group, empresa líder no segmento de pesquisa que desenvolveu a métrica de TCO no final dos anos 1980.



motivo disso está no potencial que tais fatores possuem em trazer mais do que as usuais reduções de custo. Trata-se, também, de relacionar elementos que oportunizam um equilíbrio entre as ações que geram benefícios e melhoram as receitas e os objetivos que devem ser atingidos pela cadeia de suprimentos.

Com base no entendimento do que é o TCO, Mitsutani (2017) aponta que uma análise baseada nesta métrica deve ser feita a cada caso, pois ela depende das características específicas de cada item avaliado. Dadas as especificidades de cada projeto analisado, é muito difícil que uma avaliação de TCO tenha, exatamente, os mesmos mecanismos comparativos ou critérios de escolha que outra. Esta característica, como cita o autor, pode prover uma visão econômica em diferentes dimensões e, portanto, não deve ser utilizada isoladamente na tomada de decisão.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

O presente artigo trata de um estudo de caso prático, de caráter exploratório-descritivo, com pesquisa mista (quali-quantitativa), com levantamento de dados documentais. Este estudo, com as técnicas e características acima descritas, foi realizado em uma empresa de médio porte, do segmento metalmeccânico, situada na região da serra do Rio Grande do Sul e teve como objetivo avaliar as perspectivas proporcionadas pela modelagem de TCO quando aplicada em um projeto de suprimento cuja finalidade foi a de verificar a potencial otimização do custo com energia elétrica.

Assim, tal modelagem foi empregada em um estudo de viabilidade em que foram comparados os efeitos advindos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) – atual modelo de contratação do referido insumo – com outros dois sistemas: o Ambiente de Contratação Livre (ACL²); e a geração distribuída através de um sistema solar fotovoltaico.

A proposta central de tal estudo é verificar qual dos cenários gera maior vantagem competitiva para a companhia, no qual serão considerados, para efeitos comparativos, todos os elementos envolvidos na substituição de um segmento de contratação por outro, seguindo, portanto, as premissas centrais do TCO de considerar os custos de aquisição e posse. Neste sentido, apesar de que os métodos adotados para atender aos propósitos do presente artigo estejam presentes em diversas bibliografias e ao alcance comum da comunidade acadêmica, a identidade da companhia objeto do estudo e de seus fornecedores será mantida em caráter de sigilo, a fim de preservar seus diferenciais estratégicos.

A escolha da empresa e do referido insumo como objetos da presente pesquisa deu-se por conta de dois critérios, sendo que o primeiro se refere ao fato de a energia elétrica estar entre os insumos com maior

² O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objetos de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.



impacto na Classificação ABC. Conforme Berman (2001), as atividades industriais relacionadas ao setor metalmeccânico consomem grandes quantidades de energia para cada unidade por elas produzidas. Partindo do princípio de que o trabalho é derivado do fluxo de energia empregado à produção de bens e serviços, a sua eficiência está associada ao aumento da produtividade e à sua conservação em bases sustentáveis e não pela simples redução do consumo.

Indo ao encontro do que sustenta o referido autor, a energia elétrica, neste caso, representa 9,5% entre os itens de Classe A³, além de ser o insumo com a terceira maior participação na classificação ABC. Trata-se de um montante anual de R\$ 366.826,99, ficando atrás apenas de dois insumos diretos de fabricação. Nesta linha, é preciso enfatizar que o presente estudo usa a base de dados do ano de 2023, como referência para apuração do consumo que deverá ser comparado nas seções à frente.

O segundo critério está ligado ao grau criticidade do referido insumo para os índices de responsividade das operações logísticas diante de movimentações inesperadas no mercado. Em contextos de aumento repentino de demanda, os preços praticados aos clientes ficarão pressionados pelo incremento no consumo de energia, deteriorando a lucratividade da companhia e sacrificando as economias em escala, como é sustentado por Vasconcellos (2019).

Tal como é afirmado pelo autor, o esgotamento da capacidade de resposta das operações incorrerá na elevação natural dos custos totais mediante a decisão de não realizar investimentos em ampliação de estrutura física – como é o caso da companhia objeto do estudo –, fazendo com que a empresa tenha que arcar com custos excessivos para manter seu nível de serviço. Isso vai ao encontro do que é destacado por Kon (2017), quando a autora se refere à energia um fator crítico de sucesso para o negócio. Isso porque, segundo ela, a interrupção do seu fornecimento não apenas pesa consideravelmente na estrutura de custos das empresas, como, também, onera substancialmente os custos de produção, dificultando o abastecimento de seus respectivos mercados-alvo.

Para efeitos comparativos, o estudo de viabilidade de migração do ACR para os demais ambientes de contratação será baseado em um horizonte de oito anos, sendo o de 2025 a referência para a implementação do projeto. Esta decisão deu-se por conta de os investimentos avaliados estarem sendo em ativos imobilizados de longo prazo e valores de mercado substancialmente significativos.

No que se refere às projeções de cenários, os números relativos ao consumo de energia e demais custos envolvidos que sofrem as variações do ambiente macroeconômico terão seu montante ajustado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), no mesmo horizonte de avaliação. O objetivo é equalizar os custos no ambiente atual em comparação aos investimentos voltados à migração para outras fontes de fornecimento. O índice em questão foi adotado para esta anualização porque, segundo Brito

³ Classe A é formada por nove SKUs que representam 79,1% dos gastos totais com materiais produtivos.



(2016), ele é o indicador oficial escolhido pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) para medir a inflação de uma série de produtos e serviços comercializados no varejo, bem como é referência para o Sistema de Metas para a Inflação.

Baseado no Relatório Focus⁴, que apresenta as projeções para a inflação para cinco anos, o Quadro 2 traz a perspectiva de que a companhia terá um impacto superior a R\$ 2 milhões em custos com energia elétrica entre 2023 e 2027.

Quadro 2: Projeção dos gastos com energia elétrica entre 2023 e 2027.

Ano	IPCA/Focus	Custo anual com energia (ACR)
2023	Base	R\$ 366.826,99
2024	4,90%	R\$ 384.801,51
2025	4,96%	R\$ 403.887,67
2026	4,01%	R\$ 420.083,56
2027	3,83%	R\$ 436.172,76
Total		R\$ 2.011.772,49

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Tendo em vista que o ACR possui um ciclo contratual anual que inicia no mês de março de cada ano, ficou estabelecido que o mês de abril de 2025 será o ponto de corte para a implementação do projeto, evitando, assim, que a companhia arque com o pagamento da multa rescisória contratual. Levando em consideração que o Relatório Focus não fornece perspectivas quanto à inflação para todo horizonte de avaliação do investimento, optou-se por duas ações imediatas.

A primeira consistiu na apuração do comportamento médio da inflação. Ao aplicar a técnica de remuneração de juros compostos nos montantes de 2023 a 2027, usando o total do período como valor futuro, obteve-se uma taxa média de 4,62% ao ano⁵. O Quadro 3 apresenta a prova real de tal apuração de forma que possa ser usada como referência para a projeção dos gastos com energia dentro do horizonte de avaliação do investimento.

Quadro 3: Prova real do comportamento do IPCA sobre os gastos com energia elétrica entre 2023 e 2027.

Ano	IPCA médio	Custo anual com energia (ACR)
2023	Base	R\$ 366.826,99
2024	4,62%	R\$ 383.788,20
2025	4,62%	R\$ 401.533,66
2026	4,62%	R\$ 420.099,62
2027	4,62%	R\$ 439.524,03
Total		R\$ 2.011.772,49

Fonte: desenvolvido pelos autores.

A segunda ação consistiu em aplicar o IPCA médio de forma a projetar a curva de gastos com

⁴ Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em: 05/01/2025.

⁵ A taxa média é de 4,623763% e seu valor foi utilizado nas simulações, sem arredondamento.



CRA-DF

Conselho Regional de
Administração do Distrito Federal



energia elétrica no horizonte de avaliação do investimento. Como o ano de 2025 será usado como referência para implementação do projeto, este será adotado como nova base de cálculo, tendo o IPCA médio como referência para a anualização dos montantes com energia nos oito anos seguintes (Quadro 4). Vale ressaltar que, embora o montante projetado para o ACR possa ser apurado pelo regime de juros compostos, empregando o método de compensação por Valor Futuro (VF), faz-se necessário o desdobramento anual do custo no ACR, posto que ele será essencial para calcular a taxa de degradação do sistema fotovoltaico na subseção 4.2.

Quadro 4: Projeção dos custos anuais com energia elétrica no ACR entre 2025 e 2033.

Ano	IPCA médio	Custo anual com energia (ACR)
2025	Base (Quadro 3)	R\$ 401.533,66
2026	4,62%	R\$ 420.099,62
2027	4,62%	R\$ 439.524,03
2028	4,62%	R\$ 459.846,58
2029	4,62%	R\$ 481.108,80
2030	4,62%	R\$ 503.354,13
2031	4,62%	R\$ 526.628,03
2032	4,62%	R\$ 550.978,06
2033	4,62%	R\$ 576.453,98
Total		R\$ 4.359.526,88

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Os contratos estabelecidos no Ambiente de Contratação Livre (ACL) são determinados pelas empresas geradoras e comercializadoras de energia conforme a demanda da empresa cliente. De acordo com dados documentais, a companhia objeto do estudo possui um consumo médio mensal de 68,736 MW/h, sendo: 2,104 MW/h referentes ao consumo de ponta; 64,638 MW/h referentes ao consumo de energia fora de ponta; e, 1,994 MW/h relativo ao impacto de 3% correspondente às Perdas Não Técnicas Regulatórias (PNT) no mesmo período.

Segundo a Cartilha Energia, publicada pelo Ministério da Economia em 2016, o posto tarifário de ponta é o período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora, exceto sábados, domingos e feriados nacionais. Já o posto tarifário fora de ponta corresponde ao conjunto das horas consecutivas complementares àquelas que fazem parte do consumo de ponta – ou seja, contempla as demais 21 horas do dia.

Compreender os desdobramentos da composição do consumo e os conceitos a respeito dos postos tarifários é fundamental para entender a formação do custo comparativo, uma vez que o ACL faz uso da estrutura de distribuição da concessionária local que, por sua vez, possui tarifas pré-estabelecidas sobre a demanda e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), como mostra o Quadro 5. É importante salientar que a empresa objeto do estudo se enquadra no grupamento A4, formado por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,5kV até 25kW.



Quadro 5: Tarifas de uso que compõem o custo da energia elétrica no ACL em 2023.

Subgrupo	TUSD KW (aplicado sobre a demanda fora da ponta)	TUSD KW - 50% (incentivo por uso de fontes renováveis)	TUSD na Ponta	TUSD Fora da Ponta	Encargos de Conexão
A4 (2,3 a 25Kw)	R\$ 25,18	R\$ 12,59	R\$ 1321,79	R\$ 106,84	R\$ 500,00

Fonte: adaptado da tabela praticada pela concessionária (2023).

Posto que os valores praticados estão sujeitos aos reajustes advindos das variações do mercado, o IPCA médio apurado também foi aplicado aqui como referência para a anualização dos montantes as tarifas de uso, viabilizando, assim, uma forma de estabelecer um comparativo entre os ambientes de energia. Empregando o método de capitalização por VF, fez-se a projeção dos dispêndios até o ano de 2033 (Quadro 6). Vale destacar que o ano de 2025 terá um tratamento diferente na simulação financeira apresentada na subseção 4.1, já que haverá a necessidade de um consumo proporcional no primeiro ano de migração do ACR para o ACL, evitando a multa contratual correspondente à rescisão contratual com a concessionária.

Quadro 6: Projeção das tarifas de uso da rede no ACL entre 2025 e 2033.

Descrição da tarifa	Custo	Unidade	Total
Encargo de conexão	R\$ 500,00	1,000	R\$ 500,00
Demanda fora da ponta (kW)	R\$ 12,59	500,000	R\$ 6.295,00
TUSD Ponta (MWh)	R\$ 1.321,79	2,104	R\$ 2.781,05
TUSD Fora Ponta (MWh)	R\$ 106,84	64,638	R\$ 6.905,92
Dispêndio mensal usando os parâmetros de 2023			R\$ 16.481,97
Dispêndio anual usando os parâmetros de 2023			R\$ 197.783,64
Estimativa para 2024 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 206.928,69
Estimativa para 2025 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 216.496,58
Estimativa para 2026 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 226.506,87
Estimativa para 2027 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 236.980,01
Estimativa para 2028 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 247.937,40
Estimativa para 2029 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 259.401,44
Estimativa para 2030 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 271.395,55
Estimativa para 2031 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 283.944,24
Estimativa para 2032 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 297.073,14
Estimativa para 2033 aplicando o IPCA médio de 4,62%			R\$ 310.809,10
Total			R\$ 2.755.256,66

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Além do uso do sistema, faz parte da composição do custo outros três dispêndios: uma tarifa de R\$ 7.000,00 referente à adesão na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para ingressar no ACL, paga em parcela única no início do ciclo acordado; um investimento estrutural de R\$ 20.000,00 referente a adequação ao sistema de medição junto a subestação de energia, pago em única parcela; e uma taxa mensal de R\$ 1.500,00 paga a uma empresa terceira com expertise no mercado de energia para realizar a gestão dos contratos junto à CCEE. Esse último valor, equivalente a R\$ 18.000,00 anuais pelos parâmetros de 2023, também teve sua projeção estimada até 2033 pelo IPCA médio, também destacando o ano de 2025,



CRA-DF

Conselho Regional de
Administração do Distrito Federal



buscando, assim, manter as bases comparativas partir do mesmo indicador (Quadro 7).

Quadro 7: Projeção com custo de gestão estrutural da concessionária no ACL entre 2023 e 2033.

Ano	IPCA médio	Custo mensal com a gestão (ACL)	Custo anual com a gestão (ACL)
2023	Base	R\$ 1.500,00	R\$ 18.000,00
2024	4,62%	***	R\$ 18.832,28
2025	4,62%	***	R\$ 19.703,04
2026	4,62%	***	R\$ 20.614,06
2027	4,62%	***	R\$ 21.567,20
2028	4,62%	***	R\$ 22.564,42
2029	4,62%	***	R\$ 23.607,75
2030	4,62%	***	R\$ 24.699,31
2031	4,62%	***	R\$ 25.841,35
2032	4,62%	***	R\$ 27.036,19
2033	4,62%	***	R\$ 28.286,28
Total (2023-2033)			R\$ 250.751,88
Total (2025-2033)			R\$ 213.919,60

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Sobre as PNTs, vale destacar que, segundo Castro *et al.* (2012), elas representam todas as perdas de energia associadas a fatores não técnicos, como, por exemplo, furtos de energia, erros na apuração dos medidores e/ou ausência de equipamentos de medição. Conforme relatório da ANAEEEL (2019), o percentual em questão é calculado utilizando uma metodologia da própria da Agência Nacional e que leva em consideração as perdas sobre a receita líquida necessária para cobrir os custos regulatórios das distribuidoras.

Buscando identificar uma referência competitiva de custos para efetivação de um contrato de longo prazo, realizou-se uma concorrência entre duas empresas fornecedoras do ACL (Quadro 8). No presente estudo, as companhias que serão chamadas de Fornecedor 1 e Fornecedor 2, terão seus valores comparados na subseção 4.1 deste artigo.

Quadro 8: Cotação dos fornecedores em MWh no ACL para contratos de longo prazo.

Período	Fornecedor 1	Fornecedor 2
2025	R\$ 263,18	R\$ 263,18
2026	R\$ 196,93	R\$ 196,02
2027	R\$ 174,24	R\$ 170,61
2028	R\$ 162,44	R\$ 163,35
2029	R\$ 157,91	R\$ 156,09
2030	R\$ 149,74	R\$ 149,74
2031	R\$ 147,02	R\$ 146,11
2032	R\$ 143,39	R\$ 144,29
2033	R\$ 140,66	R\$ 144,29

Fonte: levantamento de dados documentais.

É pertinente ressaltar que, objetivando efetivar um comparativo justo com os valores praticados no ACR, as cotações em questão já contemplam as devidas projeções de reajustes futuros nos custos, bem como não possuem a incidência de PIS e COFINS.



Da mesma forma, realizou-se uma concorrência entre empresas fornecedoras de tecnologia para geração de energia fotovoltaica e que, neste artigo, serão chamadas de Fornecedor A e Fornecedor B. Suas respectivas cotações, que serão comparadas na subseção 4.2, não estão sujeitos às variações macroeconômicas no que tange a geração de energia, tendo em vista que o insumo em questão será provido pelos equipamentos responsáveis por transformar as partículas de luz solar em energia a ser distribuída para o local de consumo. Por outro lado, como o sistema de distribuição fotovoltaica estará conectado à rede, se caracterizando como um sistema conhecido como *on-grid*, os custos advindos do ACR envolvidos nesta análise continuam sujeitos aos impactos do mercado.

Tal hibridismo (abastecimento energia solar + suprimento da concessionária) se deu por causa de restrições que inviabilizam tecnicamente a cobertura total do fornecimento pelo sistema fotovoltaico. Para entender as limitações impostas à eficiência do sistema, fez-se o levantamento dos requisitos necessários para atender 100% do suprimento, começando pelo dimensionamento de capacidade, aplicando a equação:

$$kWp = \frac{\text{Consumo Médio Mensal em KWh}}{\text{HSP} \times \text{Dias} \times \text{Coeficiente de Eficiência}} \quad (1)$$

A unidade Watt-pico (Wp), conforme explicam Zilles *et. al.* (2012), é a potência energética associada aos módulos (painéis) fotovoltaicos. A equação acima busca converter o consumo para a unidade em kilowatts-pico (kWp) a fim de apurar a máxima potência dos painéis de forma a suprir a demanda da empresa objeto do estudo. Neste sentido, o primeiro passo foi o de converter o consumo mensal para 68.736 kW/h, atendendo à unidade de medida requerida pela equação.

As Horas de Sol de Pico (HSP) correspondem à quantidade média de horas que a irradiação solar atinge o pico de 1.000W/m² em determinado local. Para apurar este número, fez-se uma consulta no programa SunData no site do Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESEB), no qual foram inseridos dados de latitude e longitude, indicando que o HSP é de 4,43 horas na cidade em que a empresa objeto do estudo está localizada.

O coeficiente de eficiência é um percentual médio que representa as perdas de energia dentro do sistema de distribuição. Algumas destas perdas, segundo os próprios fabricantes, podem ocorrer por incompatibilidade elétrica, acúmulo de sujeira, problemas com o inversor ou perdas de temperatura. As empresas fornecedoras, usualmente, trabalham com um coeficiente de 20% para representar estas perdas, por mais que os fabricantes admitam que alguns sistemas podem chegar a 25%.

Ao aplicar a equação, constatou-se que a potência total dos painéis, posto o consumo mensal, precisava ser de 646,5kWp. Tendo em vista que seriam orçadas placas solares com 0,395kW de potência, seriam necessárias 1.637 placas para o atendimento do consumo total – resultado que foi obtido aplicando a



CRA-DF

Conselho Regional de
Administração do Distrito Federal



equação abaixo – gerando, assim, uma potência disponível de 646,62kW.

$$\text{Quantidade de painéis} = \frac{\text{Potência Total Requisitada (KWp)}}{\text{Potência dos painéis (KW)}} \quad (2)$$

Ao decidir não impactar seu orçamento com custos relativos à aquisição ou à locação de um terreno anexo, a empresa objeto do estudo optou por alocar os painéis no teto do seu prédio principal, espaço que comporta apenas 500 placas – o equivalente a 197,5 kW de potência total. Isso significa que o sistema irá gerar potência para atender apenas 30,54% do consumo, sendo o restante da demanda advinda do ACR.

Quanto à definição do inversor, é importante ressaltar que os fornecedores consideram 20% sobre a capacidade bruta do sistema como uma margem segura para que não haja qualquer problema de dimensionamento do equipamento. Visto que a companhia objeto do estudo decidiu manter a capacidade bruta atual de 240kW para a avaliação de investimentos na geração de energia fotovoltaica, os inversores precisavam atender entre 192kW e 288kW. Partindo desta referência, entendeu-se que dois inversores de 110kW, operando juntos, estariam dentro das margens de segurança estabelecidas, servindo, portanto, como referência para a análise dos orçamentos.

Visto que o *saving* objetivo de 10% é uma prática comum para projetos de TCO, decidiu-se manter a mesma meta percentual como indicador de viabilidade do projeto em ambos os comparativos. Esta é uma tomada de decisão decorrente do prazo proposto para análise de retorno do investimento.

4. ANÁLISE COMPARATIVA

4.1 Ambiente de Contratação Regulada vs. Ambiente de Contratação Livre

Uma vez que a análise baseada no TCO parte da premissa de não negligenciar os custos globais envolvidos em uma operação de compra ou contratação, a primeira etapa efetivada antes da realização dos comparativos consistiu no mapeamento dos custos de aquisição e posse envolvidos no ACL. O Quadro 9 apresenta todos os elementos a serem considerados na formação do custo.

Quadro 9: Classificação dos custos de aquisição e de posse no ACL.

Custo	Descrição
Aquisição	Custos de compra de energia, adequação estrutural e adesão CCEE.
Posse	Tarifa de uso da rede (Quadro 6) e gestão estrutural da concessionária (Quadro 7).

Fonte: desenvolvido pelos autores.

No que tange os custos de aquisição, os dois fornecedores que participaram da concorrência tiveram



suas propostas comerciais comparadas de forma a entender qual deles é o mais competitivo em uma projeção de oito anos. O Quadro 10 mostra que o Fornecedor 2 se apresenta como a melhor alternativa, mesmo que sua vantagem financeira seja inferior a R\$ 1.500,00, quando da análise das projeções totais no período comparado. Vale destacar que às cotações devem ser somados os custos que dizem respeito aos postos tarifários (energia de ponta, energia fora de ponta e perdas), já que estes fazem parte do custo pelo uso da estrutura de distribuição da concessionária local.

Quadro 10: Comparativo entre os fornecedores do ACL – projeção de custos entre 2025 e 2033.

Demanda (MWh/mês)		2,104	64,638	1,994	Fornecedor 1
Demanda (MWh/ano)		25,248	775,656	23,928	
Ano	Cotação	Energia Ponta	Energia Fora Ponta	Perdas	Total Anual
2025	R\$ 263,18	R\$ 6.644,64	R\$ 204.133,27	R\$ 6.297,25	R\$ 217.075,16
2026	R\$ 196,93	R\$ 4.972,03	R\$ 152.748,00	R\$ 4.712,08	R\$ 162.432,10
2027	R\$ 174,24	R\$ 4.399,21	R\$ 135.150,30	R\$ 4.169,21	R\$ 143.718,73
2028	R\$ 162,44	R\$ 4.101,35	R\$ 125.999,50	R\$ 3.886,92	R\$ 133.987,77
2029	R\$ 157,91	R\$ 3.986,79	R\$ 122.479,96	R\$ 3.778,35	R\$ 130.245,10
2030	R\$ 149,74	R\$ 3.780,57	R\$ 116.144,79	R\$ 3.582,92	R\$ 123.508,28
2031	R\$ 147,02	R\$ 3.711,83	R\$ 114.033,07	R\$ 3.517,77	R\$ 121.262,68
2032	R\$ 143,39	R\$ 3.620,18	R\$ 111.217,44	R\$ 3.430,92	R\$ 118.268,54
2033	R\$ 140,66	R\$ 3.551,45	R\$ 109.105,71	R\$ 3.365,77	R\$ 116.022,93
Total		R\$ 38.768,05	R\$ 1.191.012,03	R\$ 36.741,20	R\$ 1.266.521,29
Demanda (MWh/mês)		2,104	64,638	1,994	Fornecedor 2
Demanda (MWh/ano)		25,248	775,656	23,928	
Ano	Cotação	Energia Ponta	Energia Fora Ponta	Perdas	Total Anual
2025	R\$ 263,18	R\$ 6.644,64	R\$ 204.133,27	R\$ 6.297,25	R\$ 217.075,16
2026	R\$ 196,02	R\$ 4.949,11	R\$ 152.044,09	R\$ 4.690,37	R\$ 161.683,57
2027	R\$ 170,61	R\$ 4.307,56	R\$ 132.334,67	R\$ 4.082,36	R\$ 140.724,59
2028	R\$ 163,35	R\$ 4.124,26	R\$ 126.703,41	R\$ 3.908,64	R\$ 134.736,31
2029	R\$ 156,09	R\$ 3.940,96	R\$ 121.072,15	R\$ 3.734,92	R\$ 128.748,03
2030	R\$ 149,74	R\$ 3.780,57	R\$ 116.144,79	R\$ 3.582,92	R\$ 123.508,28
2031	R\$ 146,11	R\$ 3.688,92	R\$ 113.329,16	R\$ 3.496,06	R\$ 120.514,14
2032	R\$ 144,29	R\$ 3.643,10	R\$ 111.921,34	R\$ 3.452,63	R\$ 119.017,07
2033	R\$ 144,29	R\$ 3.643,10	R\$ 111.921,34	R\$ 3.452,63	R\$ 119.017,07
Total		R\$ 38.722,23	R\$ 1.189.604,22	R\$ 36.697,78	R\$ 1.265.024,22

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Quanto às adequações estruturais, o investimento de R\$ 20.000,00 mencionado na Seção 4 é necessário para a implementação de recursos tecnológicos que viabilizem contabilização do consumo de forma clara e objetiva, tais como: medidor principal e de retaguarda, Transformadores de Instrumentos (TI), Transformadores de Potencial (TP), Transformadores de Corrente (TC), entre outros sistemas que conectam os dados referentes à medição para faturamento e os fornecedores regulados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), permitindo que a inspeção seja realizada de forma confiável.

O último custo de aquisição, relativo à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), trata-se do valor de R\$ 7.000,00, pago em parcela única, referente a um serviço de adesão fundamental para fazer parte do mercado de comercialização de energia livre. Partido do princípio de que o pagamento é



realizado quando o processo é aberto junto à CCEE, e que a desistência não configura em ressarcimento do valor investido, pode-se dizer que a interrupção do plano de ação por qualquer inviabilidade técnica ou estratégica implicará, portanto, na reclassificação deste custo de posse para pós-posse.

No que tange os custos de posse, os valores correspondentes às tarifas de uso e à gestão da estrutura precisam ser pagos à concessionária, já que os consumidores do ACL, embora adquiram energia diretamente do gerador/comercializador, continuam fazendo uso da estrutura de transmissão de energia presente no ACR. Ou seja, a distribuidora local permanece sendo a responsável pela entrega da energia aos clientes.

A última etapa antes de realizar o comparativo foi a apuração do custo proporcional do ACL no primeiro ano, já que em 2025 ainda haverá consumo de energia do ACR por um período de 3 meses. É importante destacar que, segundo Abraceel (2016), no Ambiente de Contratação Livre (ACL) os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia, possuindo o direito de negociar cláusulas, tais como: volume, flexibilidade, valores e prazos contratuais. Neste caso, como o ciclo contratual da empresa iniciar no mês de março, o anúncio da rescisão do instrumento jurídico no ACR será realizado em setembro do ano anterior, evitando o pagamento da multa rescisória. Neste sentido, o mês setembro de 2024 ficou estabelecido para o ponto de aviso prévio junto a concessionária, enquanto o mês de abril de 2025 ficou estabelecido como ponto de corte para a implementação do novo formato de abastecimento.

Portanto, os custos anuais de energia, tarifa de uso e gestão estrutural no ACL foram proporcionalmente calculados para um período de nove meses em 2025, bem como os três meses do ACR incidentes no mesmo ano. A partir de tal apuração, os resultados são somados aos valores projetados para os anos entre 2026 e 2033, assim como aos demais custos de aquisição e posse (Quadro 11).

Quadro 11: Custo total de propriedade no ACL – projeção de custos totais entre 2023 e 2033.

Composição do custo	Anual	Proporcional
(+) Projeção de energia no ACL - 2025 (9 meses)	R\$ 217.075,16	R\$ 162.806,37
(+) Tarifa de uso projetada no ACL - 2025 (9 meses)	R\$ 216.496,58	R\$ 162.372,43
(+) Gestão estrutural projetada para o ACL - 2025 (9 meses)	R\$ 19.703,04	R\$ 14.777,28
(+) Proporção do ACR - 2025 (3 meses)	R\$ 403.887,67	R\$ 100.971,92
(+) Adequação		R\$ 20.000,00
(+) Adesão CCEE		R\$ 7.000,00
(=) 1- Total do ACL em 2025		R\$ 467.928,00
(+) Projeção de Energia (2026-2033)		R\$ 1.047.949,06
(+) Tarifas de uso ACL (2026-2033)		R\$ 2.134.047,76
(+) Gestão Mercado Livre (2026-2033)		R\$ 194.216,57
(=) 2 - Total do ACL de 2026 a 2033		R\$ 3.376.213,38
Total do ACL em 2033 (1+2)		R\$ 3.844.141,38
Total do ACR em 2033 (Quadro 4)		R\$ 4.359.526,88
Saving total		R\$ 515.385,50
Impacto		-11,82%
Payback (anos)		7,46

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Comparando os dois ambientes de contratação, constata-se que os desdobramentos de custos



apresentados colocam o ACL como uma opção mais competitiva, ainda que sejam necessários investimentos para que seja efetivada a troca de ambiente. Sob a perspectiva financeira, a implementação do ACL resulta em uma redução total de R\$ 515.385,50; um impacto de -11,82%. É passível de constatação que, além de apresentar um resultado acima da meta estabelecida para viabilidade do projeto, o seu *payback* se dá em sete anos e meio – ou seja, antes da finalização do prazo de avaliação pré-determinado.

Fazendo uma análise do comportamento do *saving*, o Quadro 12 mostra que as projeções entre 2025 e 2033 geram impactos favoráveis à implementação do projeto, diferentemente do que ocorre com o primeiro ano do horizonte de investimento. Todavia, isso decorre, justamente, porque 2025 é tido como o período zero (FC0) do fluxo de investimento, período em que os custos proporcionais e demais adequações técnicas para a implementação do ACL superam os valores previstos no ACL.

Quadro 12: Análise de viabilidade financeira do projeto de migração para o ACL.

Ano	Fluxo	Projeção de Custos - ACR (Quadro 4)	Projeção de Custos ACL ⁶	Saving
2025	FC0	R\$ 401.533,66	R\$ 467.928,00	-R\$ 66.394,35
2026	FC1	R\$ 420.099,62	R\$ 408.804,50	R\$ 11.295,12
2027	FC2	R\$ 439.524,03	R\$ 399.271,80	R\$ 40.252,23
2028	FC3	R\$ 459.846,58	R\$ 405.238,13	R\$ 54.608,45
2029	FC4	R\$ 481.108,80	R\$ 411.757,21	R\$ 69.351,58
2030	FC5	R\$ 503.354,13	R\$ 419.603,14	R\$ 83.750,98
2031	FC6	R\$ 526.628,03	R\$ 430.299,73	R\$ 96.328,30
2032	FC7	R\$ 550.978,06	R\$ 443.126,41	R\$ 107.851,65
2033	FC8	R\$ 576.453,98	R\$ 458.112,46	R\$ 118.341,52
Total		R\$ 4.359.526,88	R\$ 3.844.141,38	R\$ 515.385,50

Fonte: desenvolvido pelos autores.

4.2 Ambiente de Contratação Regulada vs. Geração Distribuída Através de Sistema Fotovoltaico

Segundo Aneel (2021), geração distribuída é o termo adotado para definir o ambiente em que o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo, inclusive, fornecer o excedente gerado para a rede de distribuição. Este sistema, também chamado de micro e minigeração distribuídas de energia, é caracterizado pela instalação de geradores de pequeno porte localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, proporcionando diversos benefícios para o sistema elétrico, entre eles: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética.

Considerando sua capacidade instalada de 240kW, a empresa objeto de estudo, que se enquadra na

⁶ Salvo o ano de 2025 que possuem custos proporcionais entre o ACR e o ACL, como mostrado no Quadro 11, as projeções dos demais períodos é o somatório das tarifas do ACL (Quadro 6), dos custos com gestão no ACL (Quadro 7) e da cotação aprovada para o fornecimento de energia (Quadro 10).



faixa de classificação de minigeração distribuída, estará limitada a tal capacidade bruta para fins de regulação e fiscalização, devendo a companhia solicitar aumento de carga, caso deseje que a potência disponibilizada venha a se tornar igual ou superior à capacidade instalada atual da central geradora. Nesta situação, o consumidor precisa analisar sua necessidade de adequação do sistema de distribuição e solicitar o parecer de acesso à distribuidora para que o aumento de potência disponibilizada possa ser atendido.

Dados os aspectos legais e de responsabilidade que tangem a minigeração, e que é de competência do consumidor a iniciativa de efetivar a instalação do sistema de minigeração distribuída, bem como o de realizar a análise dos custos e investimentos envolvidos para adequação do sistema, é importante destacar que a empresa objeto do estudo optou por trabalhar sua projeção de investimentos mantendo a capacidade bruta atual de 240kW, ainda que os desdobramentos desta decisão impactem diretamente nos aspectos técnicos e financeiros quanto às configurações de implementação do sistema de geração de energia.

Seguindo nesta linha decisória, fez-se o mapeamento dos investimentos envolvidos na minigeração distribuída, tal como foi feito na seção anterior. O Quadro 13 apresenta a categorização dos itens envolvidos na aquisição do sistema de conversão de energia fotovoltaico e, também, os demais custos de posse relativos ao referido ambiente de contatção, mantendo, assim, a premissa de não negligenciar os custos globais envolvidos em uma operação de compra ou contratação.

Quadro 13: Classificação dos custos de aquisição e de posse no sistema de distribuição fotovoltaico.

Custo	Descrição
Aquisição	Custos de aquisição sistema (Quadro 14) e adequações estruturais necessárias.
Posse	Consumo de energia da rede (Quadro 5), manutenção preventiva anual (Quadro 15) e degradação do sistema (Quadro 16)

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Como forma de entender o cenário mais competitivo para a aquisição dos equipamentos, os fornecedores que participaram da concorrência tiveram suas cotações comparadas. Os valores apresentados no Quadro 14 denotam que o Fornecedor A é a opção mais favorável de investimento, prevendo um contrato fechado em que os valores para a aquisição do sistema *on-grid* foram comparados a partir de requisitos idênticos em termos de marca e especificações técnicas dos painéis, potência dos inversores e tempo de garantia do fabricante, evitando, portanto, possíveis distorções na análise comparativa.

Quadro 14: Comparativo entre os fornecedores do sistema de minigeração distribuída.

Descrição	Fornecedor A	Fornecedor B
Equipamentos e instalação do sistema para a geração de energia.	R\$ 592.500,00	R\$ 639.900,00
Formato do sistema: conectado à rede (<i>on-grid</i>), dispensando o uso de baterias.		
Garantia dos equipamentos: 10 anos.		

Fonte: desenvolvido pelos autores.



Quanto às adequações estruturais, o investimento de R\$ 20.000,00, citado na Seção 4, fecha a relação dos custos de aquisição, tendo em vista que adaptações no sistema de medição são necessárias para viabilizar a contabilização confiável do consumo dentro da modalidade *on-grid*. Da mesma forma que no ACL, este valor é pago em parcela única, não sofrendo impactos mercadológicos da esfera macroambiental, diferente do que ocorre com as manutenções preventivas.

Sendo um custo de posse, a manutenção preventiva deve ser realizada para garantir a eficiência máxima do sistema fotovoltaico. Embora diversos fatores possam influenciar na necessidade de manutenção e limpeza das placas, recomenda-se que este serviço seja feito anualmente, estando sujeito a alterações de preços, de acordo com as variações do mercado. Cotado em torno de 0,5% do valor inicial do sistema fotovoltaico, o custo de manutenção projetado é apresentado no Quadro 15 em uma série atualizada a partir das mesmas referências adotadas nas demais apurações, propiciando uma verificação sobre os efeitos das oscilações do ambiente de negócios investimento.

Quadro 15: Projeção dos dispêndios com a manutenção preventiva do sistema (2025 – 2033).

Ano	IPCA médio	Custo anual com Manutenção
2025	Base	R\$ 2.962,50
2026	4,62%	R\$ 3.099,48
2027	4,62%	R\$ 3.242,79
2028	4,62%	R\$ 3.392,73
2029	4,62%	R\$ 3.549,60
2030	4,62%	R\$ 3.713,73
2031	4,62%	R\$ 3.885,44
2032	4,62%	R\$ 4.065,10
2033	4,62%	R\$ 4.253,06
Total		R\$ 32.164,42

Fonte: desenvolvido pelos autores.

A taxa de degradação é o custo de posse relativo ao declínio de eficiência ao longo do tempo. Estima-se que as placas podem funcionar por, pelo menos, 25 anos com eficiência mínima de 80% na geração de energia. Segundo Zilles *et. al.* (2012), a potência da saída dos módulos, em geral, tende a ter uma degradação maior no primeiro ano, em torno de 2,5%, diminuindo a taxas lineares de 0,73% a cada ano posterior.

Aplicando estas taxas ao horizonte de investimento, constatou-se que a degradação acumulada chega a 7,61%, impactando em uma perda de 2,32% sobre a eficiência do sistema fotovoltaico. Mesmo assim, o projeto de migração chega a uma redução potencial de R\$ 1.275.795,31 na geração de energia, quando comparado com os custos projetados no Ambiente de Contratação Regulada até 2033 (Quadro 16).



CRA-DF

Conselho Regional de
Administração do Distrito Federal



Quadro 16: Degradação do sistema fotovoltaico (2025 – 2033).

Ano	ACR	Degradação	Eficiência %	Eficiência em R\$
2025	R\$ 403.887,67	100,00%	30,54%	R\$ 123.362,15
2026	R\$ 422.562,47	97,50%	29,78%	R\$ 125.839,47
2027	R\$ 442.100,76	96,77%	29,56%	R\$ 130.672,24
2028	R\$ 462.542,45	96,04%	29,33%	R\$ 135.682,89
2029	R\$ 483.929,32	95,31%	29,11%	R\$ 140.877,53
2030	R\$ 506.305,06	94,58%	28,89%	R\$ 146.262,47
2031	R\$ 529.715,41	93,85%	28,67%	R\$ 151.844,20
2032	R\$ 554.208,20	93,12%	28,44%	R\$ 157.629,40
2033	R\$ 579.833,47	92,39%	28,22%	R\$ 163.624,97
Total (2025-2033)	R\$ 4.385.084,81	7,61%	2,32%	R\$ 1.275.795,31

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Diferentemente do comparativo entre o ACR e o ACL, não foi preciso calcular o custo proporcional de 2025, pois o sistema *on-grid* não incide em encerramento de contrato com a distribuidora. Isso ocorre porque a concessionária permanece sendo responsável pela entrega da energia no período noturno ou quando a insolação for menor (períodos chuvosos, nublados, inverno, etc.). A partir de tal apuração, os resultados são somados aos valores projetados, bem como aos demais custos de aquisição e posse (Quadro 17).

Quadro 17: Custo total de propriedade do sistema fotovoltaico – projeção de custos entre 2025 e 2033.

Composição do custo	Montante
Sistema Fotovoltaico	R\$ 592.500,00
(+) Adequação	R\$ 20.000,00
1 - Total de investimento no sistema	R\$ 612.500,00
Projeção do consumo de energia no ACR (2025 - 2033)	R\$ 4.359.526,88
(-) Eficiência energética - Sistema Fotovoltaico (2025 - 2033)	R\$ 1.268.359,49
2 - Consumo de Energia (2025 - 2033)	R\$ 3.091.167,39
3 - Manutenção do Sistema (2025 - 2033)	R\$ 32.164,42
(1 + 2 + 3) Total do consumo aplicando o sistema fotovoltaico (2025 - 2033)	R\$ 3.735.831,81
Total do ACR em 2033 (Quadro 4)	R\$ 4.359.526,88
Saving	R\$ 623.695,07
Impacto percentual	-14,31%
Payback (anos)	5,99

Fonte: desenvolvido pelos autores.

O comparativo indica que o sistema de geração de energia fotovoltaica também se mostra mais competitivo que o ACR, resultando em um *saving* de R\$ 623.695,07; um impacto de -14,31%. Contudo, ainda que o indicador seja mais atrativo, a principal objeção pela distribuição fotovoltaica pode ser o alto investimento inicial, ainda que, sob perspectiva do TCO, o comportamento das economias (Quando 18) mostre que o *payback* se dará em seis anos.



CRA-DF

Conselho Regional de
Administração do Distrito Federal



Quadro 18: Análise de viabilidade financeira do projeto de migração para a distribuição fotovoltaica.

Ano	Fluxo	ACR	Fotovoltaico ⁷	Saving
2025	FC0	R\$ 401.533,66	R\$ 894.353,01	-R\$ 492.819,36
2026	FC1	R\$ 420.099,62	R\$ 298.093,07	R\$ 122.006,55
2027	FC2	R\$ 439.524,03	R\$ 312.856,19	R\$ 126.667,84
2028	FC3	R\$ 459.846,58	R\$ 328.347,24	R\$ 131.499,35
2029	FC4	R\$ 481.108,80	R\$ 344.601,96	R\$ 136.506,84
2030	FC5	R\$ 503.354,13	R\$ 361.657,86	R\$ 141.696,27
2031	FC6	R\$ 526.628,03	R\$ 379.554,27	R\$ 147.073,75
2032	FC7	R\$ 550.978,06	R\$ 398.332,47	R\$ 152.645,59
2033	FC8	R\$ 576.453,98	R\$ 418.035,74	R\$ 158.418,24
Total		R\$ 4.359.526,88	R\$ 3.735.831,81	R\$ 623.695,07

Fonte: desenvolvido pelos autores.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo apresentou um *case* prático sobre como uma análise fundamentada nas premissas do TCO pode proporcionar uma visão mais holística quanto à maximização de performance nas ações relativas às estratégias de suprimentos, contribuindo na identificação de elementos que estão acima de seus custos diretos. Isso é devido ao fato de que uma análise comparativa de TCO consiste em não trabalhar com dados superficiais, propiciando a identificação de gastos futuros e demais custos ocultos de um projeto.

As análises comparativas possibilitam a constatação de que tanto o ACL quanto o Sistema de Geração Distribuída são mais competitivos que o ACR, apresentando retornos de investimento promissores e dentro do horizonte de avaliação. Todavia, mesmo que o Sistema de Geração Distribuída apresente uma curva mais competitiva de redução de custos e *payback* mais rápido, o ACL surge como a melhor opção sob o ponto de vista geral de investimentos, já que o investimento inicial no sistema fotovoltaico pode ser uma objeção para uma geração de eficiência de 30,54%.

A cobertura dos sistemas é outro quesito crucial para determinar o grau de atratividade. Ainda que investimento inicial aponte o Sistema de Geração Distribuída como menos atrativo, é preciso considerar que ele será conectado à rede (*on-grid*) em uma proporção 30-70 de hibridismo com o ACR. Os benefícios deste nível de cobertura serão melhor observáveis no longo prazo, dado que em 25 anos o sistema sofrerá menos impactos do ambiente macroeconômico em relação ao ACL que, no primeiro comparativo, responderá por 100% da demanda.

Apesar de o Sistema de Geração Distribuída requerer uma grande concentração de recursos para a sua implementação e manutenção, o emprego de fontes de energia limpa e renovável torna-se um fator que vai ao encontro das políticas de sustentabilidade vislumbrada para as próximas décadas, seguindo um

⁷ Salvo o ano de 2025 que foi marcado pelo investimento no sistema fotovoltaico, como mostra o Quadro 17, os demais períodos foram apurados a partir dos custos de manutenção (Quadro 15) somados aos custos do ACR (Quadro 4) subtraídos dos índices de degradação do sistema (Quadro 16).



movimento mundial pró matrizes energéticas mais baratas e corretas em relação ao meio ambiente.

Diante do contexto em que o presente artigo foi realizado, pode-se afirmar, portanto, que o alcance das contribuições do TCO ultrapassou os limites da visão de curto prazo ao sugerir panoramas avaliativos mais amplos a respeito dos aspectos estratégicos, financeiros e operacionais envolvidos nas decisões de investimentos em projetos de suprimentos de longo prazo. Tal percepção pode ser observada no presente estudo por meio de uma visão quantitativa e qualitativa não lineares que fornecem à empresa objeto do estudo a possibilidade de escolha por duas alternativas de projetos plenamente viáveis.

É importante ressaltar que a pesquisa em questão foi realizada em meio a diversas mudanças macroambientais, tais como: o aumento das tarifas por conta das oscilações dos índices de inflação e a aprovação do marco legal da energia distribuída que prevê a cobrança de encargos ligados ao uso dos sistemas de distribuição por parte dos clientes. Neste sentido, propõe-se um novo estudo a partir deste contexto, comparando, inclusive, as análises que contemplem os fluxos da logística reversa no processo.

Aplicando as premissas do TCO, buscar-se-ia comparar os ambientes já estudados com um sistema que combine acrescente ao ACL e ao Sistema de Geração Distribuída as respectivas propostas de custos de pós-posse que fazem parte de uma análise de *Total Cost of Ownership*. A exemplo do que foi efetivado nesta pesquisa, estar-se-ia empregando os mesmos indicadores de viabilidade, diferenciando-se apenas pelo horizonte de investimento de 25 anos, que tende a favorecer o delineamento de avaliações com maior amplitude e o entendimento dos processos de reuso, reciclagem e descarte que podem impactar no projeto.

6 REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Mercado Livre de Energia Elétrica**: guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais. Brasília, 2016.

ANAEEL. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**. 1ª Edição. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia+_Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019-02-07.pdf/d7cc619e-0f85-2556-17ff-f84ad74f1c8d> Acesso em: 02 nov. 2024.

BALLOU, Ronald H. **Gerenciamento da Cadeia de Suprimentos**. 5ª Edição. Porto Alegre: Bookman, 2007.

BERMAN, Célio. **Energia no Brasil**: para quê? para quem? crise e alternativas para um país sustentável. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2001.

BRITO, Osias. **Guia Prático de Economia e Finanças**. 1ª Edição. São Paulo: Saraiva, 2016.

BRUNI, Adriano Leal. **Avaliação de Investimentos**. 3ª Edição. São Paulo: Atlas, 2018.

BOWERSOX, Donald J.; CLOSS, David J.; COOPER, M. Bixby; BOWERSOX, John C.. **Gestão Logística da Cadeia de Suprimentos**. 4ª Edição. Porto Alegre: Bookman, 2014.



CASTRO, Nivalde de; FERREIRA, Daniel; MAESTRINI, Marcelo; OZÓRIO, Luiz de Magalhães. Os desafios da Regulação de Perdas Não Técnicas no Segmento de Distribuição no Brasil. **Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)**. São Paulo, julho de 2012. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/48_castro233.pdf>. Acesso em: 14 nov. 2024.

CORRÊA, Henrique Luiz. **Administração de Cadeias de Suprimentos e Logística: integração na era da Indústria 4.0**. 2ª Edição. São Paulo: Atlas, 2019.

DENNIS, Alan; Fitzgerald, Jerry. **Comunicações de Dados Empresariais e Redes**. 10ª Edição. Rio de Janeiro: LTC, 2010.

JACOBS, F. Robert; CHASE, Richhard B.. **Administração de Operações e da Cadeia de Suprimentos**. 13ª Edição. Porto Alegre: Bookman, 2012.

JASPERSEN, Birgit Dam; SKJØTT-LARSEN, Tage. **Supply Chain Management: in theory and practice**. Copenhagen: Copenhagen Business School Press, 2005.

KAPLAN, Robert S.; COOPER, Robin. **Cost and Effect: using integrated cost systems to drive profitability and performance**. Boston: Harvard Business School Press, 1998.

KON, Anita. **Economia Industrial: teorias e estratégias**. Rio de Janeiro: Alta Books, 2017.

MANKIW, Gregory N.. **Introdução à Economia**. 4ª Edição. São Paulo: Cengage, 2020.

MITSUTANI, Claudio. **Compras Estratégicas (Strategic Sourcing) e Gestão de Categorias de Compras**. In: MITSUTANI, Claudio (org.). **Compras Estratégicas: construa parcerias com fornecedores e gere valor para seus negócios**. São Paulo: Saraiva, 2017, cap. 2.

PANDIT, Kirit; MARMANIS, Haralambos. **Spend Analysis: the window into strategic sourcing**. Plantation: J. Ross Publishing, 2008.

SIMCHI-LEVI, David; KAMINSKY, Philip; SIMCHI-LEVI, Edith. **Cadeia de Suprimentos, Projetos e Gestão: conceitos, estratégias e estudos de caso**. 3ª Edição. Porto Alegre: Bookman, 2010.

VASCONCELLOS, Marco Antônio Sandoval de. **Economia: micro e macro**. 6ª Edição. São Paulos: Atlas, 2015.

WALLACE, Walter L.; XIA, Yusen. **Delivering Customer Value Through Procurement and Strategic Surcing: a professional guide to creating a sustainable supply network**. Saddle River: Pearsons, 2014.

_____. **Fundamentos de Economia**. 6ª Edição. São Paulos: Saraiva, 2019.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros; OLIVEIRA; Sérgio Henrique Ferreira. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.