

RELATO AOS CUSTOS, ECONOMIAS E LCOE DOS PROJETOS DE ENERGIA RENOVÁVEL

“AZORES PV & BESS”

30 de novembro de 2025

Relato elaborado a pedido de:
Força Açoreana, S.A.

Relato depositado e mantido em custódia por:
THE ATLÂNTICA TRUST
(enquanto entidade independente de custódia e arquivo)

nas pessoas de
João Rodrigues
António Gomes Menezes, PhD

Com contributos determinantes na modelação financeira de:
Richard Bercuvitz, MBA

Aviso ao Leitor: O presente Material foi encomendado por terceiros e encontra-se depositado junto de, ou mantido sob custódia da THE ATLÂNTICA TRUST, um fundo fiduciário irrevogável de fins caritativos, constituído ao abrigo das leis da Província da Nova Escócia, Canadá, com efeitos a 6 de julho de 2022. A THE ATLÂNTICA TRUST atua como um repositório independente de interesse público para investigação, dados, análises, modelos e estudos relacionados com sistemas energéticos sustentáveis, desenvolvimento de energias renováveis, micro-redes insulares e isoladas, e adaptação às alterações climáticas. A reprodução e redistribuição do presente Material são permitidas, desde que a atribuição seja mantida e que o Material não seja alterado, deturpado ou apresentado de forma enganosa. Determinados Materiais podem estar sujeitos a obrigações de confidencialidade ou restrições impostas por doadores.

© 2025 THE ATLÂNTICA TRUST: O presente Material encontra-se depositado junto de, ou mantido sob custódia da THE ATLÂNTICA TRUST, um fundo fiduciário de fins caritativos constituído ao abrigo das leis da Província da Nova Escócia, Canadá, com efeitos a 6 de julho de 2022. A reprodução é permitida mediante autorização. Determinados Materiais podem estar sujeitos a restrições ou embargos.

Índice

Tabelas 3

Nota dos Auditores 4

Sumário Executivo 5

Visão Geral 7

Metodologia..... 9

 Principais Suposições, Definições e Fórmulas 10

 Três métricas econômicas distintas 11

 Cadeia de Auditoria e Rastreabilidade (“Audit Trail”) 11

 Dimensionamento dos Sistemas PV e BESS 11

 CapEx – Estrutura e Verificação 13

 OpEx – Estrutura, Unidades e Cálculo 14

 Carregamento do BESS – Modelo híbrido 15

 Energia Entregue ao Sistema 15

 Custo marginal do diesel utilizado 15

 Transparência, Reprodutibilidade e Sensibilidades 15

Análise de Custos 16

 Custos de Capital 16

 Dimensão e Custos do Sistema de Armazenamento (BESS)..... 20

 Metodologia para Determinar a Dimensão Ideal do BESS 20

 Carregamento do BESS 22

 Custos BESS 22

 Despesas Operacionais 26

 Custos Operacionais do BESS 26

 Custos Operacionais Combinados de PV e BESS 26

 Fontes e Bases para os Custos Operacionais 28

Produção e Vendas 31

 Produção 31

 Exposição Solar 31

 Procura e restrição de energia..... 32

LCOE 37

Visão Geral do LCOE.....	37
Custo do Capital	38
LCOE combinado de PV e BESS	39
Comparação com outros estudos LCOE.....	40
Poupança da EDA e Preço Efetivo.....	44
Custo Efetivo	44
Poupanças e Custos da EDA.....	47
Metodologia Para Estimar os Custos Futuros da EDA	47
Preço do Combustível	47
Preço das licenças de CO2	47
Metodologia Para Estimar as Poupanças da EDA.....	48
Conclusões	56
Cronograma	58
Bibliografia	59
Notas Finais	61

Tabelas

Tabela 1: Resumo das Despesas do Projeto 18

Tabela 2: Despesas Detalhadas por Projeto 19

Tabela 3: Capacidade-alvo do BESS 21

Tabela 4: Custo projetado do BESS 23

Tabela 5: Componentes do Custo do BESS e Projeção de Custos da Base de Dados NREL 24

Tabela 6: Detalhes do Custo BESS das Projeções Financeiras 25

Tabela 7: Pressupostos de Custos Operacionais 28

Tabela 8: Resumo das Despesas Operacionais 29

Tabela 9: Despesas Operacionais Detalhadas por Projeto 30

Tabela 10: Capacidade, Produção e Procura 2028-2053 33

Tabela 11: Compras e Vendas de eletricidade, 2028-2053 34

Tabela 12: Capacidade, Produção e Procura em 2028-2029 35

Tabela 13: Compras e Vendas de Eletricidade, 2028-2029 36

Tabela 14: LCOE combinado de PV e BESS 40

Tabela 15: Estudo Lazard PV e BESS comparado com Força Açoreana LCOE 41

Tabela 16: Comparação detalhada do estudo Lazard e do LCOE da Força Açoreana 42

Tabela 17: Preço e Custo Efetivo por MWh 2028-2053 em Valores 2028 44

Tabela 18: Comparação do preço efetivo com o preço de outras fontes 45

Tabela 19: Comparação do preço efetivo com o preço de outras fontes (detalhada) 46

Tabela 20: Custos Projetados da EDA para Produção Não-Renovável 2029-2053 48

Tabela 21: Comparação Com Os Custos da EDA Para Produção Não-Renovável 48

Tabela 22: Poupança da EDA e Custo efetivo projetados em 25 anos (2028-2053) 50

Tabela 23: Resumo de Poupança da EDA (2028-2053) 51

Tabela 24: Economia de combustível (2028-2053) 51

Tabela 25: Poupança de CO2 (2028-2053) 52

Tabela 26: Poupança de CO2 (2028-2053) 52

Tabela 27: Cálculo detalhado das poupanças “Grid-Following” (2028-2029) 53

Tabela 28: Cálculo detalhado das poupanças “Grid-Forming” (2028-2029) 55

Tabela 29: Contribuição da Força Açoreana para as energias renováveis nos Açores, 2030 57

Nota dos Auditores

Estudo LCOE — Projeto Azores PV & BESS

The Atlântica Trust

30 de Novembro de 2025

É com satisfação que apresentamos o presente Estudo aos Custos, Poupanças e Custo Nivelado de Energia (LCOE) do Projeto **Azores PV & BESS** que representa, até à data, a análise económica e técnico-operacional mais completa realizada para um sistema híbrido fotovoltaico com armazenamento em baterias na Região Autónoma dos Açores.

Este estudo foi desenvolvido com base em normas internacionais consolidadas (NREL, IRENA, Lazard), nos requisitos do Regulamento Tarifário da ERSE e nas orientações técnicas do INESC TEC para redes insulares não interligadas. A preparação deste estudo incorporou igualmente recomendações e auditorias internas rigorosas, visando assegurar que todos os dados, pressupostos e modelos utilizados são **transparentes, reproduzíveis e tecnicamente auditáveis**.

O objetivo central deste trabalho é demonstrar, com rigor quantitativo, que o investimento em geração solar distribuída com apoio de armazenamento — concebido à escala de cada ilha e em conformidade com as limitações de rede, rampas térmicas e critérios de estabilidade — constitui uma oportunidade de elevado valor económico para o sistema elétrico dos Açores. A análise mostra que a combinação PV + BESS apresenta custos nivelados substancialmente inferiores aos da geração térmica convencional, proporcionando reduções significativas de cortes de produção, de consumo de combustível fóssil, de emissões e de custos operacionais para a EDA. Levando em consideração essas economias, o custo efetivo do sistema fotovoltaico e de armazenamento de energia em baterias dos Açores é menor do que o custo de outras fontes de energia renovável na região, considerando cada ilha individualmente.

O relato inclui a análise dos custos do capital, dos custos operacionais e dos custos para sistemas integrados de energia fotovoltaica e armazenamento de energia em baterias (PV e BESS) na Região dos Açores, bem como a comparação com estudos externos de domínio público. Inclui ainda a produção e as vendas projetadas do Projeto, os custos e as economias projetadas para a EDA, e a descrição da metodologia utilizada.

Com os melhores cumprimentos,

João Rodrigues

António Gomes Menezes, PhD

Richard Bercuvitz
Richard Bercuvitz, MBA

Sumário Executivo

Desde 2021, a Força Açoreana S.A. (“**Força Açoreana**”) tem vindo a desenvolver o Projeto de Sistema Fotovoltaico e de Armazenamento em Baterias dos Açores (“**Projeto Azores PV & BESS**” ou “**Projeto**”). O Projeto prevê instalar 75 MW de potência fotovoltaica (“**PV**”) e 83 MWh de armazenamento em baterias (“**BESS**”) em seis ilhas dos Açores (São Miguel, Terceira, Pico, Faial, São Jorge e Santa Maria). O objetivo é dar resposta a cerca de 9% da procura de eletricidade regional e permitir que a Região Autónoma dos Açores aproximar a meta de 70 % de eletricidade proveniente de fontes renováveis até 2030. Estima-se que a construção comece no início de 2027 e que todas as instalações estejam operacionais até o final de 2028, caso as aprovações regulamentares sejam atempadamente concedidas.

The Atlântica Trust foi contratada para realizar um relato independente aos custos e custo nivelado de energia (“**LCOE**”) do Projeto, bem como às potenciais poupanças da Eletricidade dos Açores S.A. (“**EDA**”) resultantes do Projeto e os benefícios financeiros indiretos do projeto Força Açoreana para a região.

Os relatores analisaram os modelos financeiros da Força Açoreana, validaram as despesas de capital e operacionais e compararam os pressupostos com bases de dados e estudos públicos (NREL, IRENA, Lazard). Para calcular LCOE para o sistema híbrido de cada uma das sete instalações que compõem o Projeto, a análise considerou a irradiação solar, a procura de eletricidade por ilha, o custo de capital, as taxas de degradação das baterias, tendências nos custos de equipamentos, entre outros fatores.

O custo total do Projeto está estimado em 97 milhões de euros. Cerca de 74 milhões referem-se a equipamentos e instalação e 23 milhões cobrem custos de financiamento e despesas operacionais durante a construção. A componente fotovoltaica representa 67,6 milhões de euros (0,90 €/W DC), enquanto o BESS e equipamentos associados representam 29,4 milhões de euros, equivalendo a 259 €/kWh excluindo custos financeiros. O sistema de armazenamento foi dimensionado para fornecer 30 minutos da potência de pico dos painéis e para substituir o funcionamento de uma pequena turbina a óleo em cada ilha durante 30 minutos. Inclui 83 MWh de capacidade total e 28 MW/71 MWh de capacidade utilizável nas ilhas.

As despesas operacionais são mais elevadas do que em projetos no continente, dado que é necessário manter pessoal permanente em cada ilha e o pessoal mais qualificado tem de viajar com frequência

entre ilhas. As despesas de capital são consistentes com os custos de capital de projetos de escala industrial na União Europeia e na América do Norte. De igual modo, o custo médio ponderado de capital do projeto de 8,75% (7,0% custo real, líquido de inflação), é consistente com o custo de capital de projetos fotovoltaicos noutras regiões de Portugal e com a taxa de desconto utilizada no cálculo do LCOE para o RAA e aprovada pela ERSE.

O relato estima que o LCOE da produção fotovoltaica integrada com sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS), incluindo os custos de PV, BESS, operações e carregamento, o sistema híbrido apresenta um LCOE médio ponderado de 148,50 €/MWh, valor coerente com referências internacionais ajustadas aos maiores custos operacionais e à menor irradiação solar dos Açores.

Considerando a economia gerada pela utilização do BESS no modo "Grid-Following", o preço efetivo ao longo da vida útil do projeto é de €115,09 (em valores de 2028) por MWh. Este valor é inferior à média ponderada projetada para 2028 e para 25 anos dos preços da energia fotovoltaica, do LCOE da energia fotovoltaica, da energia eólica, do LCOE da energia eólica, da energia geotérmica e da energia renovável em geral.¹ O custo efetivo, considerando a economia gerada pela utilização do BESS no modo "Grid-Forming", é de €93,97 por MWh ao longo da vida útil do projeto.

A auditoria estima que a poupança potencial total da EDA ao longo da vida útil do projeto Azores PV & BESS seja de aproximadamente 224 milhões de euros, com uma redução de 2,75 TWh de eletricidade gerada a partir de fontes não renováveis e uma redução de emissão de 1,8 milhões de toneladas de CO₂.

A auditoria conclui que os pressupostos de custos e produção da Força Açoreana são consistentes e que a integração do BESS constitui um elemento indispensável para elevar a penetração de energias renováveis e maximizar os benefícios económicos para a EDA. Os custos de capital e de operação são comparáveis aos de projetos semelhantes fora das ilhas quando se consideram prémios logísticos e de mão de obra. As estimativas de LCOE para PV + BESS estão alinhadas com estudos recentes, depois de considerados o menor recurso solar e os custos mais elevados.

Em suma, o Projeto deverá proporcionar benefícios significativos ao reduzir a dependência de combustíveis fósseis, reforçar a segurança energética, estimular o desenvolvimento económico nos Açores e, consequentemente, poupar à EDA e aos contribuintes do continente, uma quantidade substancial de dinheiro.

Visão Geral

O Projeto de Energia Renovável Azores Photovoltaic and Battery Energy Storage System (o Projeto Azores PV & BESS) foi iniciado pela Força Açoreana no início de 2021. O Projeto tem como objetivo fornecer 75MW DC/CC (54-58 MW CA/AC²) de eletricidade através de centrais fotovoltaicas (PV) e 83 MWh de sistemas de armazenamento de eletricidade em baterias (BESS), distribuídos pelas seis maiores ilhas da Região Autónoma dos Açores. O Projeto consiste na construção de 7 parques fotovoltaicos em 75 hectares distribuídos por 6 ilhas (São Miguel, Terceira, Pico, Faial, São Jorge e Santa Maria). Em toda a Região, o Projeto fornecerá aproximadamente 94 GWh de eletricidade anualmente, ou seja, até 11% do fornecimento regional de eletricidade a curto prazo e 7%-8% a longo prazo.

Considerando as economias adicionais obtidas pela redução do desperdício de outras fontes de energia renovável, proporcionadas pelo sistema de armazenamento de Azores PV & BESS, prevê-se que, ao longo dos seus 25 anos de vida útil, o Projeto substitua mais de 2,7 TWh de eletricidade na RAA que, de outra forma, seria fornecida por fontes não renováveis, gerando uma poupança de 224 milhões de euros para a EDA.

A partir de 2028, o Projeto facilitará uma transição significativa para longe dos combustíveis fósseis, permitindo que a Região Autónoma dos Açores (RAA) se aproxime da meta de 2030 de fornecer 70% da eletricidade da Região a partir de fontes renováveis. A utilização do sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) da F.A. no modo "Grid-Following" facilitará um aumento da penetração de energias renováveis de 56% para 66%, e no modo "Grid-Forming" a quota de energias renováveis na procura total aumentará para entre 68% e 70%.

Este Projeto reforçará a autonomia energética regional, reduzirá a pegada de carbono da Região, a dependência do petróleo e a importação de combustíveis, aumentará a segurança energética, a fiabilidade e a redundância das 6 (seis) redes insulares, ajudará a preparar a energia da Região para o futuro, reduzirá significativamente os custos da Eletricidade dos Açores e, consequentemente, o montante do subsídio concedido pelos contribuintes portugueses à EDA.

O Projeto facilitará também a adoção de ferries elétricos programados a bateria para as ligações entre o Grupo Central da RAA e garantirá que uma estação de amarração de cabos de fibra ótica e um *data*

center de computação em *cloud* em São Miguel – que se encontram em fase de planeamento pela Google – sejam alimentados exclusivamente por energia renovável.

Desde o início do Projeto, há 4 anos, foram selecionadas localizações – posteriormente aprovadas pela EDA, pela Região e pelos seis municípios onde as centrais serão instaladas –, foram celebrados contratos-promessa de compra e venda com os proprietários dos terrenos, foi concluída a conceção e engenharia das instalações e concluídos os estudos de impacto dinâmico na rede, cumprindo as especificações estabelecidas pela EDA e obtendo resultados favoráveis, foram definidos e assinados pela EDA os termos e condições de interligação e concedidas aprovações preliminares vinculativas do Projeto (“PIP”) por várias agências regionais e pelos municípios envolvidos. Adicionalmente, foram realizados outros estudos necessários, incluindo estudos geológicos e levantamentos topográficos, e concluídos planos de manutenção e recuperação do solo. Por fim, foi ainda efetuada a seleção dos fornecedores das principais componentes do Projeto.

Atualmente, o Projeto está na fase final do licenciamento urbanístico para todos os seus sete locais, e espera-se que esteja pronto para construção no 1.º trimestre de 2027 e que todas as instalações estejam operacionais no 4.º trimestre de 2028, se todas as restantes aprovações regulamentares forem prontamente e razoavelmente concedidas ao abrigo do atual quadro jurídico e regulamentar aplicável. Até à data, foram gastos cerca de € 2.000.000 e mais de 20.000 horas de trabalho no Projeto.

Na sequência da apresentação da proposta de preços do Contrato de Compra de Energia (“PPA”) pela Força Açoreana à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (“ERSE”) em agosto de 2024 e da resposta da ERSE em novembro de 2024, que fez referência à inexistência de um custo nivelado da energia (LCOE) de referência para a Região, a Força Açoreana solicitou à The Atlântica Trust estudo independente aos seus custos, ao LCOE do seu Projeto, e as potenciais economias para a EDA resultantes do projeto Força Açoreana. Este documento apresenta os respetivos resultados.

Metodologia

Foram analisados em detalhe os modelos financeiros criados pela Força Açoreana e comparou-os com fontes externas de informação disponíveis ao público sobre custos, estimativas de produção, custo do capital e LCOE.

Foram validados as despesas de capital, as despesas operacionais, o custo de capital, a produção projetada e as vendas projetadas, conforme detalhado nas projeções financeiras compiladas pela Força Açoreana. Foi calculado o LCOE para o Projeto em geral e para cada ilha, incluindo PV e BESS. Foram igualmente calculadas as poupanças de custos para a EDA ao substituir a produção baseada no petróleo pelo Projeto Azores PV & BESS.

Na elaboração deste relato foram analisados:

- Despesas de capital e despesas operacionais, ilha a ilha, para os projetos Azores PV & BESS e para a EDA.
- Bases de dados públicas sobre despesas de capital para projetos PV e PV-e-BESS, incluindo, sobretudo, a base de dados do Laboratório Nacional de Energia Renovável (“NREL”) sediada nos EUA, mas também bases de dados fornecidas pela Agência Internacional de Energia Renovável (“IRENA”) e pela empresa de consultoria Lazard.
- Uma variedade de fontes em linha sobre as tendências de preços dos painéis solares e do BESS.
- Estimativas de exposição solar e da produção solar, ilha a ilha, utilizando o banco de dados online PVGIS e o software PVSyst.
- Procura de eletricidade projetada, produção projetada a partir de outras fontes renováveis, produção mínima necessária a partir de fontes não renováveis, tendo em conta as projeções publicadas pela EDA e o plano de investimento estratégico da EDA para 2025, ilha a ilha.
- Custo de capital para projetos fotovoltaicos e para projetos de armazenamento de energia em Portugal continental e noutros países.
- Taxas de degradação e calendário de substituição do equipamento de produção e armazenamento de eletricidade.

- Tendências projetadas para os preços do petróleo e do carbono.
- Os custos atuais e os custos futuros projetados da EDA.
- Projeções LCOE fornecidas por várias fontes, incluindo especialmente a NREL, sediada bem como a IRENA, a Lazard e outras fontes online.
- Revisão das estimativas de poupanças potenciais do BESS para São Miguel e Terceira fornecidas numa análise detalhada do Prof. João Peças Lopes do INESC TEC, e revisão das estimativas de poupanças de EDA detalhadas fornecidas pela Força Açoreana,
- A metodologia foi estruturada segundo as melhores práticas internacionais (NREL, IRENA, Lazard), normas ERSE aplicáveis e recomendações do INESC TEC para sistemas híbridos PV+BESS em redes insulares.

Principais Suposições, Definições e Fórmulas

- Vida útil do projeto: Embora os painéis solares possam durar 30 ou 35 anos, o sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) e os inversores centrais terão uma vida útil mais curta. Além disso, o custo nivelado de energia (LCOE) para outras fontes de energia renovável para o projeto na RAA foi calculado com base em 25 anos. Portanto, 25 anos foi definido como a vida útil do Projeto.
- Custo dos painéis: €0,13/watt
- Custo de baterias: €145,00 /kWh
- Margem do lucro do EPC: 10% CapEx, 25% Mão de obra
- Custo de arrendamento de terreno: o custo real, baseado no preço de compra prometido, tem uma média aproximada de 600/ha/mês.
- Unidade base e moeda –todos os cálculos seguem as seguintes convenções:
 - **Moeda base:** euros constantes de **2028** (valores reais, sem inflação)
 - **Taxa de desconto:** 7,0% real (8,75% nominal)
 - **Unidade de potência:** kW-DC para PV; kW-AC para BESS (potência de descarga)
 - **Energia:** MWh entregues à rede (AC) após perdas
 - **Vida útil:** 25 anos

O estudo separa explicitamente três métricas. Esta separação elimina ambiguidades e cumpre as expectativas regulatórias para sistemas insulares.

Três métricas econômicas distintas			
Métrica	Definição	Usado Para	Fonte
LCOE	Valor presente dos custos de PV+BESS / MWh entregue	Decisão tarifária da ERSE	Convenções NREL/IRENA/Lazard
Custo Efetivo	LCOE – economia com diesel/redução de corte da produção	Análise da macroeconomia da EDA	Publicações da EDA; estudo adicional
Preço PPA	Preço regulamentado proposto com base no LCOE	Decisão tarifária da ERSE	Modelo financeiro FA

Cadeia de Auditoria e Rastreabilidade (“Audit Trail”)

A metodologia segue a cadeia:

CapEx → Opex → Degradação → Produção → Redução (Curtailment) → Carregamento do BESS → Perdas de Armazenamento → LCOE → Custos evitados pela EDA → Custo Efetivo → Proposta de PPA

Cada bloco é auditável e referenciado em tabelas únicas, garantindo consistência interna.

Dimensionamento dos Sistemas PV e BESS

PV – Capacidade, Exposição Solar e Produção

- Fonte: **PVGIS** e **PVSyst**
- Irradiação horizontais médias (GHI): 1.370–1.547 kWh/m², média 1.465 kWh/m²
- Degradação anual do módulo: 0,55%/ano
- Incerteza P90: 5% (metodologia PVSyst, distribuição histórica 20 anos)

Conversão Energia DC → AC Fórmula base:

$$[E_{AC,t} = E_{DC,t} \times (1 - L_{DC}) \times \eta_{inv} \times (1 - L_{AC})]$$

onde:

- (L_{DC}) = perdas DC específicas do sítio
- (η_{inv}) = eficiência média dos inversores ao longo da vida
- (L_{AC}) = perdas no lado AC, incluindo cabos, transformadores e interligação

BESS – Metodologia de Dimensionamento

A capacidade do BESS é definida em função de:

1. **absorção máxima da rede (INESC TEC)**
2. **redução de curtailment PV**
3. **uso de excedentes eólicos noturnos**
4. **capacidade de substituir turbina térmica por 30 minutos**
5. **requisitos futuros de grid-forming**

Justificação do fator de capacidade inutilizável (1,1765)

O fator 1,1765 representa:

$$1 / 1 - (\text{State of Charge mínimo (10\%)} + (1 - \text{State of Charge máximo 95\%}) = 1 / 0,85 = 1,1765.$$

CapEx – Estrutura e Verificação

PV Composto por:

- Módulos solares
- Estruturas
- Inversores
- Transformadores
- BOS AC/DC
- Interligação à rede
- EPC
- Mão de obra
- Preparação do site
- Contingência técnica (10%)

BESS Composto por:

- Baterias Li-ion (vida útil 15.000 ciclos)
- PCS / Inversores bidirecionais
- HVAC
- Sistema de proteção contra incêndio
- BOS AC/DC
- Sistema SCADA
- Recintos e fundações
- Mão de obra
- EPC
- Contingência técnica (10%)
- Proteção anticorrosão C5 (localização marítima)

Cálculo do CapEx total

$$[\text{CapEx} = \sum_i (\text{PV}_i + \text{BESS}_i + \text{BOS}_i + \text{EPC}_i + \text{OwnerCosts}_i)]$$

Todos os valores são convertidos para euros de 2028.

OpEx – Estrutura, Unidades e Cálculo

O OpEx é expresso em:

- €/kW-DC
- €/site/ano para custos administrativos

PV Inclui:

- O&M corretiva e preventiva
- Substituições elétricas e mecânicas
- Limpeza (quando aplicável)
- Manutenção PCS/inversores e transformadores
- Garantia expandida

BESS Inclui:

- Manutenção de módulos de bateria
- Manutenção PCS/inversores
- HVAC e autoconsumo
- Inspeções elétricas
- SCADA e software
- Garantia expandida

Custos administrativos

- Pessoal residente por ilha
- Viagens inter-ilhas
- Contabilidade
- Manutenção de tecnologia da informação
- Seguros
- Arrendamento de terrenos (corrigido por m²)
- Licenças e taxas municipais/regionais

Fórmula geral

$$[OpEx_{tot}] = \sum_{t=1}^{25} \frac{OpEx_{PV,t} + OpEx_{BESS,t} + Admin_t}{(1+r)^t}$$

Carregamento do BESS – Modelo híbrido

O BESS é carregado por:

1. **PV excedente diurno**
2. **Excedente eólico noturno** que, de outra forma, seria limitado
3. **Excedente eólico diurno**

Carga noturna: $[B_{\text{load,night}} = \min(\{\text{Excesso eólico}\}, 0,6 \times B_{\text{usable}})]$

Carga diurna: $[B_{\text{load,day}} = \max(\{\text{Excesso PV} + \text{Excesso eólico}\}, B_{\text{target}} - B_{\text{load,night}})]$

Energia Entregue ao Sistema

$[E_{\text{delivered}} = E_{\text{PV,AC}} + E_{\text{BESS,discharge}} - \text{Losses}_{\text{RT}} - \text{Aux}_{\text{HVAC}}]$

onde:

- $(\text{Losses}_{\text{RT}})$ = perdas do ciclo carga-descarga
- $(\text{Aux}_{\text{HVAC}})$ = autoconsumo médio (1,25% X MW descarga/hora de operação)

Custo marginal do diesel utilizado

Inclui:

- Custo combustível (base Brent)
- Transporte para cada ilha
- Custo lubrificantes
- O&M variável térmica
- Carbono (EU ETS shadow price)

Transparência, Reprodutibilidade e Sensibilidades

A metodologia é complementada por:

- **Tabelas completas de inputs** (CapEx, OpEx, WACC, degradação, mão de obra, demanda e produção por ora), por ilha e para todas as ilhas.
- **Ficheiros Excel** com todas as fórmulas auditáveis, incluindo para a produção, as poupanças, os cálculo da capacidade do BESS, cálculo do LCOE

Cumpre integralmente os requisitos de transparência exigidos pela ERSE.

Análise de Custos

O presente relato independente analisou as despesas previstas para o Projeto de acordo com as projeções da Força Açoreana, incluindo as despesas de capital e as despesas operacionais, comparando-as com dados públicos. Os custos são coerentes com os custos de projetos de dimensão comparável e mesmo com os custos de projetos de maior dimensão.

Custos de Capital

Os custos de capital (“**CapEx**”) variam moderadamente, ilha a ilha, com base na distância das ilhas em relação às principais rotas marítimas e à distância do continente europeu. No entanto, a maior parte das aquisições será efetuada a granel em todos os projetos, pelo que os custos de equipamento não variam por local.

Os custos de transporte são mais elevados nas ilhas mais pequenas (Pico, Faial, São Jorge, Santa Maria), uma vez que o equipamento tem de ser transbordado via São Miguel ou Terceira. Também os custos de mão de obra de construção são superiores nessas ilhas, uma vez que as equipas têm de ser deslocadas, alojadas e alimentadas localmente.

Os custos de interligação da rede dependem da distância de cada local ao ponto de interligação e da tensão de interligação. Por seu lado, os custos de interconexão da rede consistem apenas à engenharia e ao equipamento necessários para enterrar os cabos entre as instalações do Projeto e os pontos de interconexão nas subestações da EDA ou nas centrais térmicas e foram cotados, em termos aproximados, pela EDA.

Os custos totais do Projeto, incluindo as despesas não correntes durante a construção e os custos financeiros, estão estimados em € 96.900.000. O capital total em equipamento e instalação são de € 73.700.000 e as despesas de financiamento e despesas operacionais durante a construção totalizam € 24.200.000. O custo total do Projeto é de € 67.600.000 para a energia fotovoltaica e € 29.300.000 para o BESS e equipamento relacionado. O custo por watt (DC) é de € 0,90 para a componente PV do Projeto, incluindo custos financeiro. O custo do BESS é de € 259/kWh, com base no custo projetado de € 145,00/kWh só com baterias em T4 de 2026. Estes valores são coerentes com os valores disponíveis nas bases de dados habitualmente utilizadas.³

Os painéis solares e o sistema de baterias representam os custos mais significativos do Projeto. O preço dos painéis solares diminuiu substancialmente durante 2023 e 2024, sendo responsável por grande parte da diferença nos preços originalmente apresentados à ERSE pela Força Açoreana. No entanto, o preço dos painéis voltou a aumentar recentemente devido aos esforços chineses para reduzir o excesso de oferta. Prevê-se que os preços dos painéis se mantenham constantes até à aquisição para o Projeto, em cerca de € 0,13/watt (acrescidos de custos de envio).⁴ Os custos das baterias também diminuíram drasticamente nos últimos 2 anos e prevê-se que continuem a diminuir, embora exista um risco de aumento dos custos das baterias devido a tarifas mais elevadas.⁵ Os custos previstos das baterias para o Projeto pressupõem a aquisição em 2026, para entrega em 2027. Os custos de EPC baseiam-se em cotações informais fornecidas por fornecedores de EPC (10% dos custos de capital e 25% dos custos de mão de obra).

Todas as despesas de capital projetadas incluem um contingente de 10%. Esta contingência deve permitir a eventual inflação ou a diferença entre os custos reais e os custos previstos e é uma prática normal do setor. Em particular, os custos de transporte e as tarifas podem variar consideravelmente em função de fatores externos.

As taxas de desenvolvimento de €0,15 por watt estão incluídas nos custos do projeto; essas taxas estão de acordo com as normas do setor, que normalmente variam entre USD \$0,10 e \$0,50 por watt.⁶

Tabela 1: Resumo das Despesas do Projeto

Despesas do Projeto	USD /watt	EUR /watt	Total (€)	%	Fonte de custo
Despesas de Capital					
Equipamentos					
Painéis solares	0,18	0,16	11.652.870	12,0%	Pesquisa online
Racks e Postes	0,12	0,11	8.027.235	8,3%	
Inversores e Transformadores	0,18	0,16	11.805.621	12,2%	Cotação informal de fornecedores
Baterias	0,22	0,19	14.393.729	14,9%	
Balanco do sistema (BOS)	0,06	0,05	3.845.198	4,0%	Pesquisa online
Interligação à rede	0,03	0,03	1.925.000	2,0%	Informações prestadas pela EDA
Total de Equipamentos	0,79	0,69	51.649.653	53,3%	
Mão de obra e engenharia					
Mão de obra	0,08	0,07	5.223.656	5,4%	Pesquisa detalhada
Transporte e Logística	0,03	0,02	1.792.809	1,9%	
Preparação de Locais	0,12	0,10	7.695.155	7,9%	Engenharia civil local
Engenharia (EPC) e Integrador de Sistemas	0,11	0,10	7.307.633	7,5%	Cotação informal de fornecedores
Total de Mão de Obra e Engenharia	0,33	0,29	22.019.253	22,7%	
Total de Despesas de Capital	\$1,12	€0,98	73.668.906	76,0%	
Custos do Proprietário					
Custos Operacionais durante a Construção	0,02	0,02	1.577.360	1,6%	Pesquisa detalhada
Taxa do desenvolvedor	0,17	0,15	11.251.800	11,6%	Pesquisa detalhada
Custos totais do proprietário	0,20	0,17	12.829.160	13,2%	
Custos de Financiamento					
Taxas de Empréstimo	0,01	0,01	726.750	0,8%	Consulta com bancos
Juros durante a construção	0,09	0,08	6.084.196	6,3%	Consulta com bancos
Capital de Giro	0,02	0,02	1.405.048	1,4%	
Conta de reserva do serviço da dívida	0,03	0,03	2.185.940	2,3%	Consulta com bancos
Custos totais de financiamento	0,16	0,14	10.401.934	10,7%	
				100,0	
Despesas totais do Projeto	\$1,47	€1,29	96.900.000	%	
Custo PV	\$1,03	€0,90	67.645.304	69,8%	
Custo BESS	\$0,44	€0,39	29.254.696	30,2%	

Nota: os custos incluem o transporte

Tabela 2: Despesas Detalhadas por Projeto

Despesas do Projeto	São Miguel		Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Sta Maria
	Nascente	Poente					
Despesas de Capital							
Equipamento							
Painéis solares	2.387.081	2.170.074	2.398.235	1.779.035	1.691.778	818.003	408.663
Racks e Postes	1.644.373	1.494.884	1.652.057	1.225.512	1.165.404	563.492	281.513
Inversores e Transformadores	2.012.670	2.012.670	2.149.785	2.059.163	2.078.054	1.087.306	405.974
Baterias	2.104.845	2.104.845	2.603.650	2.627.647	2.651.644	1.429.216	871.883
Balanço do sistema (BOS)	704.835	679.583	618.752	554.029	544.647	375.132	368.220
Interligação à rede	450.000	100.000	300.000	425.000	200.000	225.000	225.000
Total de Equipamentos	9.303.803	8.562.056	9.722.479	8.670.386	8.331.527	4.498.149	2.561.253
Mão de obra e engenharia							
Mão de obra	874.033	846.507	1.019.336	777.371	764.169	564.462	377.778
Transporte e Logística	181.674	174.792	273.876	319.238	355.933	291.293	196.003
Preparação de Locais	1.526.375	1.244.375	1.523.125	1.561.250	997.750	542.250	300.030
Engenharia (EPC)	1.343.498	1.157.936	1.410.635	1.246.548	1.146.743	642.085	360.188
Total (Mão de Obra/Engenharia)	3.925.580	3.423.610	4.226.972	3.904.407	3.264.595	2.040.090	1.233.999
Total de despesas de capital	13.229.383	11.985.666	13.949.451	12.574.793	11.596.122	6.538.239	3.795.252
Custos do Proprietário							
Custos Operacionais (Construção)	413.462	266.283	242.000	164.287	271.821	121.445	98.062
Taxa do desenvolvedor	2.328.480	2.116.800	2.328.480	1.703.520	1.605.240	776.160	393.120
Custos totais do proprietário	2.741.942	2.383.083	2.570.480	1.867.807	1.877.061	897.605	491.182
Custos de Financiamento							
Taxas de Empréstimo	135.000	121.425	137.700	120.600	113.775	62.250	36.000
Juros durante a construção	1.132.867	1.015.917	1.162.903	1.017.575	941.263	517.400	296.271
Capital de Giro	337.315	322.261	129.345	140.034	302.916	99.103	74.074
Conta de reserva da dívida DSRA	423.493	361.648	410.121	359.191	338.863	185.403	107.221
Custos totais de financiamento	2.028.675	1.821.251	1.840.069	1.637.400	1.696.817	864.156	513.566
Despesas totais do Projeto	18.000.000	16.190.000	18.360.000	16.080.000	15.170.000	8.300.000	4.800.000
Custo PV	13.735.357	11.927.262	13.145.080	10.648.503	9.605.998	5.431.389	3.151.715
Custo BESS	4.264.643	4.262.738	5.214.920	5.431.497	5.564.002	2.868.611	1.648.285

Nota: o cálculo detalhado de cada um dos valores da tabela acima pode ser consultado na folha de cálculo das projeções financeiras fornecida para cada projeto e incluída no pacote de materiais de apoio.

Dimensão e Custos do Sistema de Armazenamento (BESS)

Esta secção aborda a base para determinar a capacidade e os custos do BESS. As razões para integrar a energia fotovoltaica e o armazenamento foram explicadas acima e incluem a suavização do fornecimento de produção irregular para manter a estabilidade da rede, a transferência de carga de períodos de menor procura para períodos de maior procura, a prevenção de cortes e a prevenção da produção noturna não utilizada de outras fontes de produção. Uma análise detalhada da necessidade de integrar sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) com sistemas fotovoltaicos (PV) e dos benefícios dos BESS foi fornecida pelo INESC TEC e será submetida à ERSE juntamente com este estudo de LCOE e custos.

Metodologia para Determinar a Dimensão Ideal do BESS

O dimensionamento do BESS deve ser efetuado tanto em kWh como em kW. O kWh mede a capacidade total de armazenamento, enquanto o kW mede a capacidade total de fornecimento à rede.

A prática padrão da indústria é que a capacidade BESS disponível seja igual a 15-30 minutos de produção de pico, e a tendência da indústria é para 30 minutos de produção de pico.⁷ Isto assegura a continuidade da produção durante os períodos de nuvens intermitentes – que são frequentes na RAA, que é geralmente menos soalheira do que as áreas da América do Norte ou da Europa.

A metodologia para determinar o tamanho ideal do sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) é complexa. Para as duas maiores ilhas, o INESC TEC realizou um estudo para determinar quanta capacidade do BESS poderia ser absorvida pela rede elétrica. Para as demais ilhas, onde a penetração de fontes de energia renováveis é muito menor, a capacidade do BESS foi determinada combinando a redução prevista da geração eólica e fotovoltaica, juntamente com o potencial para fornecer 30 minutos de substituição de uma turbina a óleo e 30 minutos de produção. Os cálculos detalhados são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 3: Capacidade-alvo do BESS

		São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Santa Maria	Fonte/Fórmula	
Capacidade da turbina	MW	7,700	6,100	3,376	3,697	1,540	1,811	A	EDA CARE 2024
Excesso fotovoltaica	MWh/dia	4,27	8,72	8,92	8,60	3,25	1,50	B	Folha de Cálculo do Projeto
Autoconsumo	MWh/dia	1,98	0,95	0,95	0,87	0,46	0,29	C	Folha de Cálculo do Projeto
Turbina 30 minutos	MWh	3,85	3,05	1,69	1,85	0,77	0,91	D	A X 50%
Vento médio	MWh/dia	80,55	120,55	32,33	28,49	30,14	18,08	E	Folha de produção eólica
Excesso eólica 10%	MWh/dia	8,05	12,05	3,23	2,85	3,01	1,81	F	E X 10%
Carga diária	MWh/dia	8,85	7,21	14,79	14,17	7,50	4,50	G	B+C+F (SM & TER: INESC TEC)
Carga annual	GWh/ano	3,23	2,63	5,40	5,17	2,74	1,64	H	G X 365 / 1000
Produção 25 minutos	MWh	10,00	5,00	3,33	3,33	1,67	0,83	I	Folha de Cálculo do Projeto
Capacidade alvo	MWh	10,00	7,21	14,79	14,17	7,50	4,50	J	Maior entre G e I
Capacidade alvo ajustado	MWh	11,77	8,48	17,40	16,67	8,83	5,30	K	K x 1.1765 (15% inutilizável) SM & TER: INESC;
Capacidade mínima	MWh	24,48	15,00	10,66	10,66	5,32	5,32	L	Outros: 2X capacidade inversor Múltiplo de 5,015 e/ou 4,073 mais próximo do valor mínimo ou da meta, que é o mais alto.
Capacidade planeada	MWh	24,44	15,05	15,05	15,05	8,15	5,02	M	
Carga mínima	MWh	6,29	4,55	3,19	3,35	1,58	1,41	N	M X 10%
Carga mínima	%	30,0%	30,0%	%	%	20,0%	30,0%	O	N / M arredondado
Carga mínima ajustada	MWh	7,33	4,51	3,19	3,35	1,63	1,50	P	M X O
Capacidade disponível	MWh	15,88	9,78	11,10	10,95	6,11	3,26	Q	M X (1-(O+ 5%))
Carga diária	MWh	11,77	8,48	11,10	10,95	6,11	3,26	R	Menor entre K e Q
Descarga diária	MWh	10,07	7,26	9,50	9,37	5,23	2,79	S	R X 85,6%
Descarga annual	GWh	3,68	2,65	3,47	3,42	1,91	1,02	T	S X 365 / 1000
Autoconsumo	GWh	(0,72)	(0,35)	(0,35)	(0,32)	(0,17)	(0,11)	U	Folha de Cálculo do Projeto
Montante vendido	GWh	2,95	2,30	3,12	3,10	1,74	0,91	V	T - U
Utilização da capacidade	%	74%	87%	100%	100%	100%	100%	W	R / Q
Inversores									
Pico de produção	MW	24,00	12,00	8,00	8,00	4,00	2,00	X	Capacidade planeada
Quantidade		4	3	2	2	1	1	Y	Folha de Cálculo do Projeto
Capacidade de inversor	MW	3,06	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	Z	Modelo selecionado
Capacidade total	MW	12,24	7,98	5,33	5,33	2,66	2,66	AA	Y x Z
Capacidade disponível	MW	7,94	4,89	5,33	5,33	2,66	1,63	AB	Maior entre Q/2 e AA
Capacidade disponível	Minutos(A1) Minutos(A25	19,9	24,4	40,0	40,0	39,9	48,9	AC	AB / X x 60
Capacidade disponível)	14,9	18,3	30,0	30,0	29,9	36,7	AD	AC x 0,75 (degradação)

A utilização de baterias de 2 até 4 horas tornou-se a norma do setor. A combinação do excesso de produção solar ao fim de semana com o excesso de produção eólica noturna de outros produtores justifica a quantidade total de armazenamento. Geralmente, os períodos de excesso de produção solar

não coincidem com os períodos de excesso de produção eólica. A capacidade BESS disponível em kW é coerente com a capacidade dos inversores e com os inversores de armazenamento, tal como estabelecido no estudo de impacto na rede. A Força Açoreana está a planear uma capacidade adicional de armazenamento de inversores em cada uma das ilhas que não São Miguel, de modo a permitir que a Força Açoreana BESS seja utilizada em Modo de Formação de Rede. Estudos adicionais de engenharia serão posteriormente realizados pela Força Açoreana para confirmar os requisitos técnicos necessários para o modo de Grid-Forming, a critério da EDA.

Carregamento do BESS

Para conseguir um funcionamento ótimo do sistema, uma parte do BESS deve ser carregada antes do início do dia de produção para garantir a fiabilidade e a consistência do fornecimento à rede. Assim, nas projeções detalhadas aqui incluídas, foi assumido que, em média, 20%-60% do BESS será carregado a partir da rede durante a noite (especificamente, do excesso de produção de fontes eólicas) e o restante a partir da produção diurna.

A parte do BESS que será carregada a partir da produção do parque solar variará com base no dia da semana, mês, quantidade de produção em excesso de procura (limitação de injeção na rede) e capacidade do BESS. Em particular, haverá comparativamente pouco excesso de produção nos dias de semana, e espera-se que a maior parte da capacidade BESS seja carregada a partir da rede durante a semana. A percentagem carregada a partir da rede aumentará ao longo do tempo, à medida que a procura global aumenta e a capacidade de produção do Projeto diminui, e à medida que são desenvolvidas outras fontes de produção renováveis.

A quantidade média de carregamento noturno por ilha é igual ou menor do que 50% da quantidade média de produção eólica cuja injeção na rede foi limitada entre 2022 e 2024. Portanto, em média, 100% do carregamento será realizado a partir de fontes renováveis. Em todas as ilhas, o carregamento noturno reduzirá a necessidade de limitar a produção eólica.

Custos BESS

Considerando o panorama geopolítico e as tendências macroeconómicas globais, bem como o impacto direto e indireto que as mesmas têm nos custos das baterias, a projeção dos custos dos BESS é complexa.

Nos últimos anos, registaram-se reduções drásticas dos custos anuais das baterias de íões de lítio, sobretudo motivadas pela rápida expansão da capacidade de produção na China. A imposição de tarifas americanas sobre as exportações chinesas poderá resultar num excesso de oferta e numa rápida descida dos preços. No entanto, a China pode reagir limitando a produção e/ou as exportações. E a União Europeia pode manter ou aumentar as tarifas sobre baterias ou negociar um acordo comercial com a China que resulte em tarifas mais baixas. Para estimar os custos das baterias para o Projeto, foi utilizada a maior e mais fiável base de dados de custos de BESS, desenvolvida pelo NREL nos Estados Unidos da América.

O custo do BESS projetado por kWh é de € 254. Esse valor é consistente com as despesas de capital nas folhas de cálculo de cada projeto e nos valores de 2024 na base de dados NREL amplamente utilizada, projetados para 2027.

Tabela 4: Custo projetado do BESS

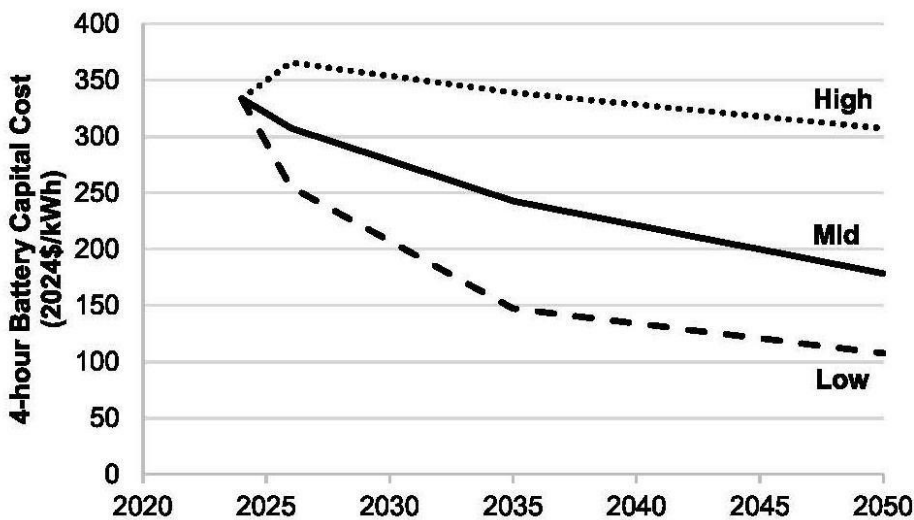


Figure ES-2. Battery cost projections for 4-hour lithium-ion systems.

Além disso, é de notar que o Projeto abarca a aquisição de BESS com uma vida útil projetada de 15.000 ciclos, aumentando modestamente as despesas de capital, mas eliminando as despesas de capital a longo prazo para substituição de baterias. O Projeto prevê ainda a aplicação de revestimento anticorrosivo de nível mais elevado (C5), devido ao ambiente marítimo da RAA. A aplicação deste revestimento aumenta o custo do Projeto, mas garante a longevidade do sistema.

Tabela 5: Componentes do Custo do BESS e Projeção de Custos da Base de Dados NREL

	2023	2024	2025	2026	UE	Fx	€	€/ kWh	
	\$ /kW Utilizável								
	Armazenamento Utilizável								
BOS Estrutural	11,22	11,44	11,67	11,91	(0,60)	(1,64)	€9,67	2,42	1,93
BOS Elétrico	181,59	185,22	188,93	192,70	(9,64)	(26,60)	€156,47	39,12	31,29
Licenças	3,12	3,18	3,25	3,31	(0,17)	(0,46)	€2,69	0,67	0,54
Lucro do Desenvolvedor	37,30	38,05	38,81	39,58	(1,98)	(5,46)	€32,14	8,04	6,43
Lucro EPC	47,50	48,45	49,42	50,41	(2,52)	(6,96)	€40,93	10,23	8,19
Despesas gerais EPC	47,50	48,45	49,42	50,41	(2,52)	(6,96)	€40,93	10,23	8,19
Instalação	49,33	50,32	51,32	52,35	(2,62)	(7,23)	€42,51	10,63	8,50
Inversor	84,97	86,67	88,40	90,17	(4,51)	(12,45)	€73,22	18,30	14,64
Custos indiretos do desenvolvedor							€97,38	24,34	19,48
Sobrecarga do desenvolvedor	93,51	95,38	97,29	99,23	(4,96)	(13,70)	€80,57	20,14	16,11
Contingência	44,35	45,24	46,14	47,06	(2,35)	(6,50)	€38,21	9,55	7,64
	1.207,7	1.026,5				(107,77)			
Baterias	5	9	872,60	741,71	-)	€633,94	158,48	126,79
Interligação	23,04	23,50	23,97	20,38	(1,02)	(2,81)	€16,54	4,14	3,31
Direitos e Impostos	75,77	77,29	98,17	83,44	-	(12,12)	€71,32	17,83	14,26
Custo Total	1.906,95	1.739,77	1.619,38	1.482,67	(32,88)	(210,65)	1.336,51	€334,13	€267,30

Como já foi referido, os custos totais do sistema BESS por kilowatt utilizável e por kilowatt-hora são consistentes com os valores da base de dados NREL, extrapolados para 2026. Estes custos são ligeiramente mais elevados para o projeto mais pequeno, devido à escala, mas são, na sua maioria, consistentes em todos os projetos.

As fontes para as rubricas individuais estão incluídas na bibliografia e nas notas finais e são também citadas nas folhas de cálculo fornecidas como apoio para as tabelas incluídas neste estudo.

Tabela 6: Detalhes do Custo BESS das Projeções Financeiras

Despesas do Projeto (BESS)	Total	São Miguel		Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Santa Maria
		Nascente	Poente					
Total kWh BESS	82.662	12.219	12.219	15.045	15.045	15.045	8.074	5.015
kWh utilizável	35.131	5.193	5.193	6.394	6.394	6.394	3.431	2.131
BESS CapEx / kW utilizável	651	622	622	633	678	684	672	626
BESS CapEx / kWh*	€259	€264	€264	€269	€250	€252	€250	€266
Custos:	14.393.72							
Baterias	9	2.104.845	2.104.845	2.603.650	2.627.647	2.651.644	1.429.216	871.883
Instalação	855.953	147.339	147.339	182.256	131.382	132.582	71.461	43.594
Preparação do Local	125.000	18.477	18.477	22.751	22.751	22.751	12.209	7.584
Inversores	3.872.707	648.292	648.292	847.296	574.081	579.348	289.674	285.724
Inversores (Grid-Forming)	1.443.103				574.081	579.348	289.674	
Fiação etc.	300.000	44.346	44.346	54.602	54.602	54.602	29.302	18.201
Engenharia	1.864.414	267.774	267.774	335.605	348.263	351.432	185.668	107.898
	22.854.90							
BESS (Total)	6	3.231.073	3.231.073	4.046.160	4.332.807	4.371.706	2.307.205	1.334.883
*Excluindo inversores adicionais para grid-forming e custos financeiros								

O mais recente estudo anual do Levelized Cost of Storage fornecido pela Lazard nos EUA também confirma estes valores.⁸ Os custos totais atuais dos sistemas BESS são estimados em € 250 a € 400 por kWh, diminuindo 8% a 10% por ano. Assumindo valores semelhantes para os 36,4MW de BESS de menor escala previstos para este Projeto, os custos totais em 2025 poderiam ser estimados em € 340/kWh e na aquisição em meados de 2026 (18 meses a partir da data de publicação do artigo) em € 282/kWh. O valor médio ponderado de € 254/kWh obtido a partir das projeções financeiras detalhadas da Força Açoreana também é consistente com esta análise.

Despesas Operacionais

Custos Operacionais do BESS

As despesas operacionais do Projeto ao longo da sua vida útil são consistentes com as despesas da maior base de dados de custos de projetos fotovoltaicos e de armazenamento; a base de dados NREL (ver Tabelas 9 e 10 abaixo).⁹ Além disso, os custos operacionais do BESS, que se traduzem em € 18,58 (\$20,44 USD) por kWh de armazenamento por ano, são superiores aos do estudo da Lazard.¹⁰ O sistema analisado pela Lazard é maior do que o sistema da Força Açoreana e, portanto, os custos operacionais no estudo da Lazard são mais baixos. O custo médio de operação para os sistemas BESS grandes e pequenos no estudo da Lazard é consistente com os custos anuais de manutenção projetados para o Azores PV & BESS.

O artigo do Inox.org citado na secção anterior estima os custos anuais de manutenção do BESS em 2% a 4% do investimento de capital inicial, dos quais a mão de obra representa 40% a 50%. No entanto, isto pressupõe a substituição do BESS em 11 anos. O BESS instalado, classificado para 15.000 ciclos, tenha uma vida útil de ~25 anos, igualando a vida útil do Projeto. Como tal, o custo de capital será mais elevado, mas o custo da mão de obra do Projeto será mais baixo do que seria caso se utilizassem baterias de custo inferior que exigissem uma substituição intensiva em termos de mão de obra. Os custos anuais de manutenção do BESS são projetados em 3% dos custos de capital do BESS. Isto é consistente com a estimativa da Inox.org, bem como com o estudo LCOE da Lazard.

Custos Operacionais Combinados de PV e BESS

O NREL 2024 fornece valores de referência para a combinação de PV & Armazenamento. Utilizando o valor médio dos três cenários e a categoria de exposição solar fotovoltaica mais baixa, o valor de referência para as despesas operacionais e de manutenção combinadas de PV & Armazenamento é de \$ 57,52/kW-ano, ou € 52,29/kW-ano convertidos a uma taxa de câmbio de 10% (2024). O custo médio anual de Operações e Manutenção do Projeto Azores PV & BESS em todas as instalações durante o período de vida útil do Projeto estima-se em € 56,81 por kW por ano. Este valor é ligeiramente mais alto do que os custos nos EUA; os custos de mão de obra e transporte, devido aos sítios dispersos da Força Açoreana, são os principais responsáveis por essa diferença.

As despesas operacionais (“**OpEx**”) exclusivamente relacionadas com produção fotovoltaica noutras localizações são de aproximadamente € 18 a € 22,5 euros por kW (DC) por ano.¹¹ Embora as OpEx combinadas do Projeto Azores PV & BESS sejam comparáveis com projetos de escala semelhante noutras localizações, o valor das OpEx apenas de produção fotovoltaica é mais elevado (perto de € 26,20/kW-ano).

Esta realidade deve-se ao seguinte:

- Deve ser mantido pessoal dedicado a tempo inteiro em cada ilha (acrescenta € 2,50/kW/ano).
- Os engenheiros qualificados (eletricista sênior, engenheiro de painéis solares, engenheiro de sistemas de baterias) têm de fazer viagens frequentes entre ilhas, o que resulta em despesas de viagem que não seriam incorridas em instalações em locais não insulares (€ 0,75/kW/ano).
- Os custos da eletricidade são mais elevados do que noutros locais, o que resulta em custos mais elevados para o consumo interno de eletricidade (€ 0,75/kW/ano).
- A escala dos projetos é inferior, o que resulta em custos fixos mais elevados em relação à capacidade total (€ 1,00/kW/ano).

Fontes e Bases para os Custos Operacionais

Os custos operacionais foram determinados a partir de uma série de fontes, incluindo investigação online, contacto direto com empreiteiros EPC e discussões com fornecedores e outros promotores e operadores de projetos. Os pressupostos detalhados para cada categoria de despesa são apresentados na tabela seguinte.

Tabela 7: Pressupostos de Custos Operacionais

Despesas de Manutenção	
Substituição de peças de painel solar	1,00 EUR /kW / ano
Substituição de peças elétricas	1,00 EUR /kW / ano Inclui a manutenção do inversor.
Garantia	Despesa anual de 2% do custo de capital para painéis e baterias. Necessária devido ao ambiente marítimo salino dos Açores, que resultará numa degradação mais rápida do equipamento do que noutros locais.
Manutenção do sistema de baterias	3% dos custos de capital para bateria.
Reparações de Infraestruturas Informáticas	125,00 EUR por sítio, por mês após os primeiros 4 anos
Ferramentas e suprimentos diversos	
Pessoal de Manutenção	Pessoal permanente de 1 a 5 pessoas por local. Um eletricitista, uma a quatro manutenções gerais e remoção de vegetação. Estes custos são mais elevados do que as normas noutros locais, porque cada local se situa numa ilha e deve haver pessoal disponível localmente em caso de mau funcionamento do sistema
Custo de descomissionamento	Custo do local de desmontagem no final da vida útil do Projeto, incluindo o envio de peças usadas para outro lugar. Estimado em 10 cêntimos por watt.
Custos Operacionais	
Aplicações informáticas	Software de operação para inversores, monitorização de cordas, previsão do tempo, etc. Estimativa de 100.000 por ano em todos os locais, além da despesa de capital inicial.
Largura de banda (Internet)	Necessário para a transmissão de informações em tempo real de e para o sistema de software da EDA.
Consumo de Eletricidade	Eletricidade para refrigerar recipientes de bateria. Varia de acordo com o site Aproximadamente 1,25% da capacidade de carregamento do BESS por hora.
Despesas Administrativas	
Taxa de Administração	Taxas de administração de terceiros. 2% da receita bruta
Viagens	Cobre viagens de pessoal técnico entre as ilhas; especialmente engenheiro sênior de painéis solares e engenheiro sênior de sistemas de bateria. Suposições detalhadas para cada ilha incluídas em projeções financeiras detalhadas.
Contabilidade	aproximadamente 2400 / site /ano
Seguros	Estimado em 0,3% do CapEx.
Avisos legais	aproximadamente 1500 / sítio /ano
Arrendamento de Terrenos	Terrenos adquiridos e financiados através de empresa separada. A empresa fundiária vende direitos de superfície a empresas operadoras, que pagam à empresa de terras uma taxa mensal para cobrir os custos da empresa de terras. Com base nos preços dos terrenos negociados com os proprietários, variando entre os 5 e os 8 euros por metro quadrado. Custo média de EUR 603 / Ha / mês.
Alvarás e Taxas	Estimativa de 1000 /h / ano + 1000 EUR/MW

Tabela 8: Resumo das Despesas Operacionais

Despesas Operacionais	Custo/kW/Ano		Por Ano	Total
	USD	EUR		
Vida útil do Projeto de 25 anos				
Despesas de Manutenção				
Substituição de peças de painel solar	1,07	0,97	72.960	1.824.000
Substituição de peças elétricas	1,07	0,97	72.960	1.824.000
Garantia	7,64	6,95	520.932	13.023.299
Manutenção do sistema de baterias	6,33	5,76	431.812	10.795.297
Reparações de Infraestruturas Informáticas	0,13	0,12	9.030	225.750
Ferramentas e suprimentos diversos	0,18	0,17	12.390	309.750
Pessoal de Manutenção	13,73	12,48	936.049	23.401.227
Custo de descomissionamento	4,40	4,00	300.048	7.501.200
Despesas totais de manutenção	34,56	31,42	2.356.181	58.904.523
Custos Operacionais				
Aplicações informáticas	1,08	0,98	73.650	1.841.250
Largura de banda (Internet)	0,12	0,11	8.400	210.000
Consumo de Eletricidade	7,37	6,70	502.665	12.566.624
Custos Operacionais Totais	8,58	7,80	584.715	14.617.874
Despesas Administrativas				
Taxa de Administração	3,50	3,18	238.815	5.970.383
Viagens	0,85	0,77	58.028	1.450.700
Contabilidade	0,25	0,22	16.800	420.000
Seguros	3,24	2,95	221.000	5.525.000
Avisos legais	0,12	0,11	8.000	200.000
Arrendamento de Terrenos	8,99	8,17	612.912	15.322.800
Alvarás e Taxas	2,17	1,98	148.200	3.705.000
Consultoria Profissional Diversa	0,12	0,11	8.085	202.125
Despesas de administração diversas	0,12	0,11	8.232	205.800
Total das Despesas Administrativas	19,36	17,60	1.320.072	33.001.808
Total de Despesas Operacionais	\$ 62,49	€ 56,81	4.260.968	106.524.206
NREL Benchmark PV&BESS Custos Operacionais	Convertido a 1,10 EUR/USD			
Custo por kW/ano (PV&BESS)	\$57,52	€52,29		

Tabela 9: Despesas Operacionais Detalhadas por Projeto

Despesas Operacionais	São Miguel		Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Santa Maria
Vida útil do Projeto de 25 anos	Nascente	Poente					
Despesas de Manutenção							
Substituição de peças de painel solar	384.000	336.000	384.000	264.000	264.000	120.000	72.000
Substituição de peças elétricas	384.000	336.000	384.000	264.000	264.000	120.000	72.000
Garantia	2.245.963	2.137.459	2.500.943	2.203.341	2.171.711	1.123.609	640.273
Manutenção do sistema de baterias	1.578.634	1.578.634	1.952.738	1.970.735	1.988.733	1.071.912	653.912
Reparações de Infraestruturas Informáticas	32.250	32.250	32.250	32.250	32.250	32.250	32.250
Ferramentas e suprimentos diversos	44.250	44.250	44.250	44.250	44.250	44.250	44.250
Pessoal de Manutenção	5.011.894	4.855.807	4.959.549	2.612.188	2.537.520	2.167.376	1.256.893
Custo de descomissionamento	1.552.320	1.411.200	1.552.320	1.135.680	1.070.160	517.440	262.080
Despesas totais de manutenção	11.233.311	10.731.600	11.810.049	8.526.444	8.372.624	5.196.837	3.033.658
Custos Operacionais							
Aplicações informáticas	380.525	346.155	380.525	279.870	262.685	127.660	63.830
Largura de banda (Internet)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Consumo de Eletricidade	2.155.588	2.070.049	2.230.306	2.178.155	2.001.705	1.187.017	743.804
Custos Operacionais Totais	2.566.113	2.446.204	2.640.831	2.488.025	2.294.390	1.344.677	837.634
Despesas Administrativas							
Taxa de Administração	1.120.809	1.003.799	1.125.217	970.143	928.504	516.847	305.064
Viagens	187.500	187.500	133.200	245.000	232.500	232.500	232.500
Contabilidade	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
Seguros	992.500	900.000	1.045.000	942.500	870.000	490.000	285.000
Avisos legais	37.500	37.500	37.500	37.500	25.000	12.500	12.500
Arrendamento de Terrenos	4.415.700	2.556.300	2.145.000	1.860.000	2.648.100	934.500	763.200
Alvarás e Taxas	792.500	702.500	692.500	550.000	550.000	267.500	150.000
Consultoria Profissional Diversa	32.900	32.900	32.900	32.900	29.225	20.650	20.650
Despesas de administração diversas	32.900	32.900	32.900	32.900	32.900	20.650	20.650
Total das Despesas Administrativas	7.672.309	5.513.399	5.304.217	4.730.943	5.376.229	2.555.147	1.849.564
Total de Despesas Operacionais	21.471.733	18.691.203	19.755.097	15.745.413	16.043.243	9.096.661	5.720.856
Custo por kW /ano (PV)							
Custo por kW / ano (EUR)	€38,23	€39,58	€36,15	€33,99	€35,86	€40,00	€44,75
Custo por kW/ ano (USD)	\$42,05	\$43,53	\$39,76	\$37,39	\$39,45	\$44,00	\$49,22
Custo por kW /ano (BESS)							
Custo por kW / ano (EUR)	€18,58	€15,76	€16,80	€16,92	€19,58	€19,98	€25,63
Custo por kW / ano (USD)	\$20,44	\$17,34	\$18,48	\$18,61	\$21,54	\$21,97	\$28,20
Custo por kW /ano (PV & BESS)							
Custo por kW / ano (EUR)	€56,81	€55,34	€52,95	€50,92	€55,44	€59,97	€70,38
Custo por kW / ano (USD)	\$62,49	\$60,87	\$58,24	\$56,01	\$60,99	\$65,97	\$77,42

Produção e Vendas

Produção

Os valores de produção estimados foram obtidos a partir do software PVSyst, um pacote de software amplamente utilizado na indústria fotovoltaica, com relatórios elaborados por um consultor com vasta experiência na indústria solar e na utilização do software PVSyst. As variáveis utilizadas na geração dos relatórios de produção são o padrão utilizado pelo setor¹², e as projeções de produção assumem os valores "P90" para levar em conta a incerteza da produção

As análises de produção foram efetuadas para cada uma das instalações PV e BESS dos Açores. A produção varia de instalação para instalação devido à latitude, altitude, sombra local, padrões típicos de cobertura de nuvens e capacidade DC em relação à capacidade AC. A produção diminui ao longo do tempo de cerca de 1,28 GWh/MWp para 1,02 GWh/MWp devido à degradação do painel solar e à diminuição da eficiência do inversor.¹³

Exposição Solar

Em geral, a exposição solar nos Açores é menor do que na maioria dos locais nos EUA continentais, menor do que em muitos locais no sul da Europa continental e menor do que na Madeira.¹⁴ Isso foi confirmado pelo maior LCOE para energia fotovoltaica nos Açores em comparação com a Madeira, conforme calculado pelo INESC TEC em seu estudo realizado a pedido da EDA e da RAA.

Uma exposição solar mais baixa (uma percentagem média menor de horas em que o sol brilha ao longo de um ano típico) resulta numa produção menor do mesmo número de painéis solares e, portanto, em custos mais elevados em relação à quantidade produzida e num LCOE mais elevado. A média ponderada da irradiação horizontal global anual é estimada em 1440 kWh/m² para as instalações Azores PV & BESS – cerca de 15% inferior à da Madeira e pelo menos 20% inferior à média de Portugal continental (e 33% inferior à do Sul de Portugal).

Procura e restrição de energia

Para estimar a procura e a restrição, foi examinada a procura local de cada ilha para 2022, 2023 e 2024, a contribuição estimada do turismo, da agricultura e da indústria para a demanda total, e o crescimento recente substancial do turismo. Pressupõe-se um aumento anual de 4,5% da procura até 2028, impulsionado em parte pela maior adoção de veículos elétricos, estabelecimento de um centro de dados para gerir o tráfego no novo cabo transatlântico do Google e rápido crescimento do turismo. Um aumento anual mais modesto na demanda de 1% é projetado após 2028.¹⁵

As projeções têm em conta a expansão antecipada das centrais geotérmicas da EDA, bem como a adição de pequenos projetos fotovoltaicos e eólicos incluídos no plano estratégico da EDA, a adição de alguns pequenos projetos fotovoltaicos em São Miguel e em Terceira, a adição de uma estação de aterragem de cabos transatlânticos da Google planeada para São Miguel, a introdução de ferries elétricos nas ilhas do Grupo Central do Pico, Faial e São Jorge, e nova microgeração resultante da legislação recente do governo regional que fornece subsídios para até 38 MW de capacidade de microgeração.

O autoconsumo, necessário principalmente para o arrefecimento das unidades BESS, mas também para operações gerais de TI, também está incluído nos cálculos.

As projeções assumem um certo nível mínimo de funcionamento das turbinas a petróleo em cada ilha; estes valores estão alinhados com a recomendação do Prof. Lopes do INESC-TEC e são consistentes com as recomendações da equipa de engenharia da EDA, tal como nos foram comunicadas pela Força Açoreana. A restrição de energia para a energia fotovoltaica sem BESS varia entre 10% e 20% durante o primeiro ano de funcionamento, diminuindo ao longo do tempo. Certos elementos estruturais ditam variações no corte por dia da semana (por exemplo, a procura é mais baixa em todo o lado aos domingos do que nos dias de semana) e por mês do ano (por exemplo, picos de procura durante a época turística e a procura relativa à produção é particularmente baixa durante o mês de abril). A integração de BESS com PV diminui a restrição para perto de zero (0,5%). Além disso, a energia fotovoltaica integrada e o BESS resultam num LCOE mais baixo para a componente BESS face a um BESS autónomo, uma vez que o BESS integrado beneficia de algum carregamento proveniente da produção fotovoltaica que, de outra forma, seria reduzido.

Tabela 10: Capacidade, Produção e Procura 2028-2053

		S. Miguel	Terceira	Pico	Faial	S. Jorge	Sta Maria	Total
Capacidade								
Capacidade CC	MW	29,64	15,52	11,36	10,70	5,17	2,62	75,01
Capacidade CA	MW	24,00	12,00	8,00	8,00	4,00	2,00	58,00
Painéis	#	42.336	22.176	16.224	15.288	7.392	3.744	107.160
Área por painel	m2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Irradiação Horizontal Global	kwh/m2	1.370	1.458	1.491	1.485	1.384	1.547	1.465
Eficiência do painel	%	22,56%	22,56%	22,56%	22,56%	22,56%	22,56%	22,56%
Diminuição da eficiência (média 25 anos)	%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	
Provisão para incerteza (P90) (PVSyst)	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	
Produção (25 Anos)								
								2.251,4
Produção Bruta*	GWh	852,16	474,97	355,31	333,55	150,31	85,10	0
Perdas CC	%	4,0%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	5,0%	5,4%
Perdas CC	GWh	(34,09)	(29,92)	(22,38)	(21,01)	(9,47)	(4,25)	(121,13)
Perdas CA	%	2,1%	4,8%	3,0%	4,2%	4,1%	3,4%	
Perdas CA	GWh	(17,14)	(21,30)	(10,05)	(13,18)	(5,82)	(2,75)	(70,24)
								2.060,0
Produção líquida	GWh	800,93	423,76	322,87	299,36	135,02	78,09	3
Autoconsumo	GWh	(18,04)	(8,69)	(8,69)	(7,96)	(4,24)	(2,66)	(50,28)
		(2,90)	(4,71)	(1,95)	(1,38)	(0,54)	(0,63)	(12,11)
								2.009,7
Produção disponível para venda	GWh	782,88	415,06	314,18	291,40	130,78	75,44	5
Fator de Produção (25anos)	Gwh/MWp	1,08	1,09	1,14	1,12	1,04	1,19	1,10

* Nota: a quantidade total produzida ao longo de 25 anos não é igual a 25 vezes a quantidade mostrada na Tabela 12 abaixo, devido à degradação dos painéis ao longo do tempo.

Tabela 11: Compras e Vendas de eletricidade, 2028-2053

Compras e Vendas 2028-2053		S. Miguel	Terceira	Pico	Faial	S. Jorge	Sta Maria	Total
Produção Vendida								2.009,7
Produção disponível para venda	GWh	782,88	415,06	314,18	291,40	130,78	75,44	5
Corte (Curtailment)	GWh	(3,71)	(10,51)	(27,39)	(26,24)	(12,00)	(7,88)	(87,72)
Produção Armazenada	GWh	(0,53)	(1,51)	(3,94)	(3,78)	(1,73)	(1,14)	(12,63)
Perdas de Armazenamento	GWh	3,17	8,99	23,44	22,46	10,27	6,75	75,09
Armazenamento Vendida	GWh	779,71	406,07	290,74	268,94	120,51	68,69	1.934,6
								6
								2.009,7
Produção vendida diretamente	GWh	782,88	415,06	314,18	291,41	130,78	75,44	5
Produção Vendida	GWh	€168,94	€170,50	€191,57	€196,32	€238,49	€244,76	€184,14
Preço (pressupõe aumento anual de 1,75%)								
	€/MWh	€168,94	€170,50	€191,57	€196,32	€238,49	€244,76	€184,14
Quantidade vendida em Euros	€M	132,26	70,77	60,19	57,21	31,19	18,46	370,1
Armazenamento Adicional Vendido								
Eletricidade comprada da EDA	GWh	99,40	70,66	68,63	66,54	40,24	20,25	365,72
Preço médio	€/MWh	145,46	159,37	155,64	156,14	175,50	175,50	156,97
Procura em Euros	€M	14,5	11,3	10,7	10,4	7,1	3,6	57,41
Menos: eletricidade usada internamente	GWh	(18,0)	(8,7)	(8,7)	(8,0)	(4,2)	(2,7)	(50,28)
Eletricidade comprada Armazenada	GWh	81,36	61,97	59,94	58,57	36,01	17,60	315,44
Perdas de armazenamento	GWh	(11,72)	(8,92)	(8,63)	(8,43)	(5,18)	(2,53)	(45,42)
Menos: eletricidade usada internamente	GWh	(15,77)	(7,46)	(8,69)	(7,96)	(4,24)	(2,66)	(46,78)
Armazenamento Adicional líquido vendido	GWh	53,87	45,58	42,61	42,18	26,59	12,41	223,23
Preço Médio	€/MWh	€168,94	€170,50	€191,57	€196,32	€238,49	€244,76	€184,14
Quantidade vendida em Euros	€M	9,10	7,77	8,16	8,28	6,34	3,04	42,69
Total Armazenamento adquirido pela EDA	GWh	57,043	54,573	66,058	64,639	36,854	19,155	298,32
								2.232,9
Total adquirido pela EDA	GWh	836,75	460,64	356,80	333,58	157,37	87,85	8
								1.934,6
								6
Fotovoltaica (procurada diretamente)	GWh	779,71	406,07	290,74	268,94	120,51	68,69	
Fotovoltaica (redução do corte)	GWh	3,17	8,99	23,44	22,46	10,27	6,75	75,09
Eólica (redução do corte)	GWh	53,87	45,58	42,61	42,18	26,59	12,41	223,23
Custo Total	€M	141,36	78,54	68,35	65,49	37,53	21,50	412,77
Custo líquido	€M	126,9	67,3	57,7	55,1	30,5	17,9	355,4
Custo líquido /MWh	€/MWh	€151,66	€146,05	€161,63	€165,18	€193,61	€204,30	€159,14
Custo líquido /MWh em valores 2028	€/MWh	122,09	117,58	130,12	132,98	155,86	164,47	128,12

Tabela 12: Capacidade, Produção e Procura em 2028-2029

Capacidade, Produção e Procura 2028-2029		S. Miguel	Terceira	Pico	Faial	S. Jorge	Sta Maria	Total
Capacidade								
Capacidade CC	MW	29,64	15,52	11,36	10,70	5,17	2,62	75,01
Capacidade CA	MW	24,00	12,00	8,00	8,00	4,00	2,00	58,00
Painéis	#	42.336	22.176	16.224	15.288	7.392	3.744	107.160
Área por painel	m2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Irradiação Horizontal Global	kwh/m2	1.370	1.458	1.491	1.485	1.384	1.547	1.465
Eficiência do painel	%	22,56%	22,56%	22,56%	22,56%	22,56%	22,56%	22,56%
Provisão para incerteza (P90)	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Fator de Produção	Gwh/MW p	1,25	1,27	1,32	1,31	1,22	1,42	1,28
Produção								
Produção Bruta	GWh	38,57	21,50	16,08	15,10	6,80	3,85	101,91
Perdas CC	%	4,3%	8,4%	6,4%	7,1%	7,0%	3,6%	6,1%
Perdas CC	GWh	(1,65)	(1,81)	(1,04)	(1,07)	(0,48)	(0,14)	(6,18)
Perdas CA	%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	
Perdas CA	GWh	(0,91)	(0,39)	(0,29)	(0,33)	(0,14)	(0,11)	(2,18)
Produção líquida	GWh	36,01	19,30	14,76	13,70	6,19	3,60	93,55
Autoconsumo	GWh	(0,72)	(0,35)	(0,35)	(0,32)	(0,17)	(0,11)	(2,32)
Produção disponível para venda	GWh	35,29	18,95	14,41	13,38	6,02	3,49	91,54
Procura								
Demanda projetada	GWh	552,0	212,9	68,3	63,2	37,8	25,4	959,5
Outras fontes renováveis	GWh	(395,0)	(99,4)	(24,1)	(19,6)	(13,7)	(8,9)	(560,8)
Uso projetado de turbina movida a óleo	GWh	(120,6)	(96,0)	(30,0)	(30,0)	(17,0)	(12,0)	(305,6)
Procura líquida	GWh	36,4	17,5	14,2	13,6	7,0	4,4	93,1

Tabela 13: Compras e Vendas de Eletricidade, 2028-2029

Compras e Vendas 2028-2029		S. Miguel	Terceira	Pico	Faial	S. Jorge	Sta Maria	Total
Produção Vendida								
Produção disponível para venda	GWh	35,29	18,95	14,41	13,38	6,02	3,49	91,54
Corte (Curtailment)	GWh	(0,15)	(0,60)	(0,50)	(0,37)	(0,08)	(0,10)	(1,81)
Produção Armazenada	GWh	(1,64)	(1,76)	(2,81)	(2,71)	(1,15)	(0,69)	(10,77)
Perdas de Armazenamento	GWh	(0,24)	(0,25)	(0,40)	(0,39)	(0,17)	(0,10)	(1,55)
Armazenamento Vendida	GWh	1,40	1,50	2,41	2,32	0,99	0,59	9,22
Produção vendida diretamente	GWh	33,40	16,56	11,07	10,23	4,75	2,68	78,68
Produção Vendida	GWh	34,80	18,06	13,47	12,55	5,73	3,28	87,90
Preço	€/MWh	€134,65	€133,51	€152,27	€156,38	€194,26	€199,91	€146,54
Quantidade vendida em Euros	€M	4,69	2,41	2,05	1,96	1,11	0,65	12,9
Porcentagem da Procura Total	%	6,3%	8,5%	19,7%	19,9%	15,2%	12,9%	9,2%
Armazenamento Adicional Vendido								
Eletricidade comprada pela F.A.	GWh	3,16	1,62	1,59	1,60	1,25	0,60	9,82
Preço médio	€/MWh	117,1	128,3	125,3	125,7	141,3	141,3	126,94
Procura em Euros	€M	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	1,24
Menos: eletricidade usada internamente	GWh	(0,72)	(0,35)	(0,35)	(0,32)	(0,17)	(0,11)	(2,01)
Eletricidade comprada armazenada	GWh	2,44	1,27	1,24	1,28	1,08	0,49	7,81
Perdas de armazenamento	GWh	(0,35)	(0,18)	(0,18)	(0,18)	(0,16)	(0,07)	(1,12)
Menos: eletricidade usada internamente	GWh	(0,72)	(0,35)	(0,35)	(0,32)	(0,17)	(0,11)	(2,01)
Armazenamento Adicional líquido vendido	GWh	1,36	0,74	0,72	0,78	0,76	0,32	4,67
Preço Médio	€/MWh	€134,65	€133,51	€152,27	€156,38	€194,26	€199,91	€146,54
Quantidade vendida em Euros	€M	0,18	0,10	0,11	0,12	0,15	0,06	0,72
Total Armazenamento adquirido pela EDA	GWh	2,77	2,25	3,12	3,10	1,74	0,91	13,89
Total adquirido pela EDA	GWh	36,17	18,80	14,19	13,33	6,49	3,59	92,57
Fotovoltaica (procurada diretamente)	GWh	33,40	16,56	11,07	10,23	4,75	2,68	78,68
Fotovoltaica (redução do corte)	GWh	1,40	1,50	2,41	2,32	0,99	0,59	9,22
Eólica (redução do corte)	GWh	1,36	0,74	0,72	0,78	0,76	0,32	4,67
Custo Total	€M	4,87	2,51	2,16	2,08	1,26	0,72	13,60
Custo líquido	€M	4,5	2,3	2,0	1,9	1,1	0,6	12,4
Custo líquido /MWh	€/MWh	€124,42	€122,46	€138,23	€141,29	€167,05	€176,32	€133,57

LCOE

Visão Geral do LCOE

Foi efetuado um cálculo detalhado do custo nivelado de energia por projeto para PV e BESS combinados. Foi utilizada a fórmula padrão para o cálculo do LCOE, ajustada para o corte antecipado (uma vez que a fórmula padrão se baseia no pressuposto de que toda a eletricidade produzida é vendida).¹⁶ É importante notar que existem aspectos estruturais da produção e da procura que tornam inevitável alguma redução na produção; em particular, a procura aos domingos é menor do que durante o resto da semana, e a produção é maior durante os meses de abril e maio do que a procura. Não obstante, a energia fotovoltaica está geralmente bem adaptada aos padrões de procura nos Açores e, ao longo da vida útil do projeto, tendo em conta os sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS), a redução na produção é de apenas 0,5% em todas as ilhas.

O LCOE de um sistema fotovoltaico-com BESS é calculado dividindo o valor atual dos custos totais do sistema durante a sua vida útil pelo valor atual da eletricidade total produzida e vendida durante a sua vida útil. Esta fórmula ajuda a determinar o custo de produção de eletricidade a partir do sistema fotovoltaico durante todo o seu período de funcionamento. A taxa de desconto utilizada para obter o valor atual é o custo médio ponderado do capital. Os cálculos incluem os custos de carregamento e a degradação da capacidade.

Nesta análise, considerámos 25 anos para efeitos da vida útil do Projeto. 25 anos é consistente com uma vida útil realista do projeto Força Açoreana, levando em consideração a corrosão causada pelo ambiente marítimo. Além disso, a vida útil de 25 anos do projeto é consistente com o valor utilizado no cálculo do LCOE para energia fotovoltaica e eólica, adotado pela RAA e aprovado pela ERSE.

Embora o LCOE seja útil na comparação de diferentes tecnologias a nível macro, a sua utilização é problemática no contexto da RAA devido a vários fatores que variam em relação a projetos noutras regiões. Entre estes fatores, incluem-se, entre outros:

- Custo elevado do capital.
- Escala limitada do Projeto.
- Custos elevados dos terrenos.

- Baixa irradiação solar (fator de capacidade de produção);
- Ambiente marítimo corrosivo, que exige uma proteção adicional do equipamento e custos de manutenção mais elevados;
- Distâncias de transporte marítimo dos centros de transporte;
- Custos de carregamento do BESS.

Fórmula de Cálculo do LCOE:

$$\text{LCOE} = (\text{Valor Atual dos Custos Totais}) / (\text{Valor Atual da Eletricidade Total Produzida e Vendida})$$

A base de cálculo do LCOE explica-se detalhadamente de seguida:

Valor Atual dos Custos Totais:

Inclui todos os custos associados ao sistema fotovoltaico, incluindo o investimento inicial (despesas de capital) e os custos operacionais e de manutenção correntes (despesas operacionais). Estes custos são depois descontados para o seu valor atual utilizando o custo médio ponderado do capital, líquida da taxa de inflação estimada para as despesas operacionais. Foram efetuados cálculos separados para o valor atual líquido ("NPV") das despesas de capital e das despesas de funcionamento.

Valor Atual da Eletricidade Total Produzida e Vendida:

Representa a quantidade total de eletricidade que se espera que o sistema PV produza e venda (diretamente ou através do BESS) durante o seu tempo de vida, mais energia adicional vendida através do BESS proveniente de outras fontes, também descontada para o seu valor atual utilizando a mesma taxa de desconto.

Custo do Capital

O custo de capital é um fator determinante do LCOE para a energia solar fotovoltaica e outras energias renováveis. Um estudo de 2023 da IRENA, o primeiro do género, realizou um levantamento do custo de capital para diferentes tipos de projetos de energias renováveis num grande número de países. Este estudo indicou um custo de capital de 10% para projetos fotovoltaicos em Portugal.¹⁷ O custo de capital foi calculado com base em cenários reais, consultando instituições financeiras em Lisboa que financiam projetos de energias renováveis de escala semelhante e vários potenciais investidores. A conclusão é que é expectável que os bancos cubram 50% dos custos totais do Projeto, com uma margem de 2,60

pontos percentuais sobre a taxa de referência. Prevê-se uma taxa de base média a longo prazo de 2,9%, o que resulta numa taxa de juro de 5,5% ao longo da vida do Projeto (amortizado inicialmente numa base trimestral ao longo de 17,5 anos). No que respeita aos investidores, os potenciais investidores em energia fotovoltaica que investem na fase de pronto-a-construir procuram normalmente um rendimento de 12% (depois de impostos). No entanto, devido a diversos fatores de risco neste Projeto, alguns dos quais são citados acima, os investidores consultados pela Força Açoreana procuram um retorno de 12%; 13,4% antes de impostos.

A média ponderada do financiamento bancário e do financiamento do investidor é assim de 8,75% ($50\% \times 5,5\% + 50\% \times 12\% = 8,75\%$). Para obter um valor para o WACC real, esse valor é reduzido pela taxa de inflação (1,75%) para obter o WACC usado como taxa de desconto para o cálculo do LCOE ($8,75\% - 1,75\% = 7,00\%$). Utilizou-se este valor como taxa de desconto no cálculo do LCOE. Isso também está de acordo com o valor utilizado no LCOE para energia eólica e fotovoltaica adotado pela RAA e aprovado pela ERSE.

LCOE combinado de PV e BESS

O LCOE para energia fotovoltaica integrada e BESS para os Açores varia de acordo com a ilha; ilhas menores têm um LCOE mais alto devido a custos mais altos e menor escala. O LCOE médio ponderado de todas as instalações é de 148,50€/MWh (136,23 €/MWh para São Miguel e Terceira combinados, e 162,58 €/MWh para Pico-Faial-São Jorge combinados).¹⁸

Tabela 14: LCOE combinado de PV e BESS

	VPL de CapEx	VPL de OpEx	VPL dos custos de carregamento	VPL de kwh Produzidos e Vendidos	LCOE (kWh Produzidas e Vendidas)
	€	€	€	kWh	€/MWh
São Miguel Nascente	17.580.839	9.490.715	2.160.105	212.903.193	137,30
São Miguel Poente	15.998.770	8.225.280	2.145.839	196.549.878	134,16
São Miguel	33.579.609	17.715.995	4.305.944	409.453.071	135,79
Terceira	18.379.506	8.679.524	3.363.300	221.993.138	137,04
Pico	16.179.165	7.003.391	2.936.440	169.621.839	153,98
Faial	14.987.370	7.165.186	2.925.473	158.922.194	157,80
São Jorge	8.304.235	4.065.598	2.234.876	76.190.427	191,69
Sta Maria	4.690.392	2.581.674	1.059.285	42.348.601	196,73
Todas as Ilhas	96.120.277	47.211.368	16.825.317	1.078.529.271	148,50
São Miguel e Terceira	51.959.115	26.395.520	7.669.244	631.446.209	136,23
Pico e Faial e São Jorge	39.470.770	18.234.175	8.096.788	404.734.460	162,58

Comparação com outros estudos LCOE

Comparar o LCOE com base em variáveis específicas do contexto local com estudos efetuados em contextos diferentes é problemático.

O estudo mais utilizado de LCOE para PV e BESS à escala de serviços públicos é o estudo anual da Lazard dos EUA¹⁹ que se baseia num custo de capital mais baixo do que os cálculos efetuados neste documento e num custo de carregamento mais baixo para o BESS.

A Lazard (2025) obteve um intervalo para o LCOE integrado PV-BESS de \$50 /MWh a \$131/MWh (€45,55/MWh a €119/MWh à taxa de câmbio em 2024). Dado os custos de materiais, transporte, e de mão de obra mais elevados, bem como maiores custos tarifário de carregamento do BESS nos açores, bem como a maior irradiação solar média nos EUA, o resultado obtido para o LCOE do Azores PV & BESS de aproximadamente € 148/MWh é consistente com os valores obtidos no estudo da Lazard.

Tabela 15: Estudo Lazard PV e BESS comparado com Força Açoreana LCOE

Comparação BESS e PV com Lazard 2025 LCOE		
LCOE BESS e PV	€/MWh	148,50
Diferença na Irradiação	€/MWh	(57,70)
Eficiência BESS	€/MWh	(2,70)
35 Anos v. 25 anos	€/MWh	(6,00)
Câmbio EUR/USD 2024 (10%)	€/MWh	8,21
LCOE BESS e PV Força Açoreana em USD	\$/MWh	90,31
Lazard LCOE (100MW-4 Horas+ PV) \$50-\$131	\$/MWh	90,50

A Lazard utilizou um fator de capacidade fotovoltaico excessivamente alto de 25%. Nos EUA, o fator de capacidade médio é muito inferior a esse (o fator de capacidade do projeto Força Açoreana é de 13,9%). Se substituirmos o fator de capacidade dos Açores no modelo da Lazard pelo LCOE combinado de energia fotovoltaica e BESS, sem alterar nenhuma outra variável, o LCOE da Lazard totaliza € 164,62. O maior investimento inicial (capex) no estudo da Lazard e os custos operacionais mais elevados para o projeto nos Açores compensam-se mutuamente no cálculo do LCOE.

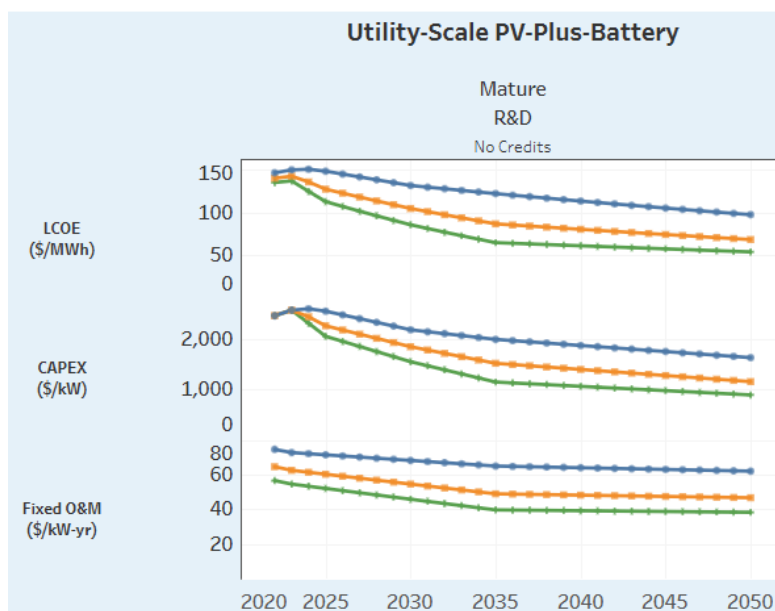
Tabela 16: Comparação detalhada do estudo Lazard e do LCOE da Força Açoreana

		Lazard		Força Açoreana	
Variáveis		USD	EUR	USD	EUR
Taxa de desconto	%	6,7%		7,0%	
Fator de capacidade fotovoltaica	%	25,0%		13,9%	
Capacidade fotovoltaica	MW	100,0		75,1	
Capacidade BESS	MWh	222,2		83,0	
Profundidade da descarga	%	90,0%		70,0%	
Capacidade utilizável	MWh	200,0		58,0	
Ciclos por ano	#	350,0		365,0	
BESS Eficiência de ida e volta	%	92,0%		85,6%	
Custo Tarifário BESS (Médio)	\$/MWh	\$-		\$121,10	€110,09
BESS CapEx /kWh	USD	\$225,26	€204,78	\$283,00	€259,00
BESS OpEx /kWh	USD	\$5,51	€5,01	\$18,47	€16,79
PV CapEx /kW	USD	\$1.375,00	€1.250,00	\$992,13	€901,94
PV OpEx /kW-ano	USD	\$30,38	€27,61	\$42,05	€38,23
Taxa de Câmbio (2024)	EUR/USD	1,1		1,1	
Vida útil do projeto	Anos	35		25	
Taxa de Inflação Anual (OpEx)	%	1,75%		1,75%	
Produção e Armazenamento					
Produzido	MWh	7.665.000,0		1.934.660,0	
Armazenado	MWh	2.381.400,0		403.160,0	
Perdas de armazenamento	MWh	(190.512,0)		(58.055,0)	
VPL Vendido	MWh	2.858.045		1.078.529	
Custo de carregamento					
Custo de carregamento				43.800.000	39.820.000
VPL do custo de carregamento				\$18.510.000	€16.827.317
CapEx					
VPL do BESS		\$50.058.506	€45.507.733	34.719.600	28.836.000
VPL PV		\$137.500.000	€125.000.000	81.012.400	67.284.000
VPL de CapEx		\$187.558.506	€170.507.733	\$115.732.000	€96.120.000
OpEx					
BESS OpEx		\$59.466.527	€54.060.479		
PV OpEx		\$147.519.618	€134.108.744		
VPL de OpEx		\$70.992.148	€64.538.317	\$51.932,505	€47.211.368
VPL de todas as despesas		\$258.550.654	€235.046.049	\$176.172.659	\$160.156.962
LCOE		\$90,46	€82,24	\$163,35	€148,50

Deve ainda referir-se um estudo de LCOE que compara diferentes tecnologias na Alemanha e que foi publicado em 2024 por um instituto de investigação solar alemão.²⁰ Ora, aqui entende-se que os parâmetros utilizados no estudo para o rácio entre PV e BESS não são realistas e não refletem cenários típicos. O padrão da indústria é de 30 minutos de capacidade BESS e baterias de 4 horas, o que se traduz em 1MWp:2MWh (0,5MW) BESS. Por oposição, o estudo Fraunhofer utilizou o armazenamento de 3MWp:2MWh. O LCOE apenas fotovoltaico derivado do seu estudo variou entre 40 e 70 euros/MWh. A diferença entre este intervalo e os nossos cálculos pode ser atribuída a um custo de capital mais elevado e ao corte de energia. O LCOE combinado PV-BESS no estudo Fraunhofer mostrou um intervalo de 60 a 110 euros/MWh, implicando assim um LCOE BESS muito baixo de 20 a 40 euros/MWh, o que é inconsistente com outras análises. Se o rácio entre BESS e PV for triplicado, produzindo 30 minutos de armazenamento com baterias de 4 horas, então o LCOE resultante da combinação PV e BESS no modelo Fraunhofer deverá situar-se entre € 100 e € 190/MWh, o que é consistente com o modelo Lazard. O LCOE do sistema fotovoltaico e BESS dos Açores, ajustado para 25 anos, é de € 148,5/MWh, o que se situa no meio deste intervalo.

Embora o LCOE mediano aproximado somente para armazenamento calculado pela Lazard tenha sido de US\$ 184,50/MWh, os estudos de caso da Lazard sobre receitas geradas pela BESS no modo autónomo ou quando integradas com energia fotovoltaica mostram receitas de US\$ 225,50 por MWh.²¹

O LCOE (custo nivelado de energia) do projeto Força Açoreana também é consistente com os valores combinados de energia fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) do banco de dados NREL, com sede nos EUA.²²



Poupança da EDA e Preço Efetivo

A Força Açoreana efetuou uma análise das poupanças da EDA com base nas demonstrações financeiras da EDA para 2024 e numa pesquisa sobre os preços do petróleo a longo prazo e os custos das licenças de carbono a longo prazo.²³ Foi revista esta análise e os detalhes da revisão efetuada fornecem-se abaixo.

Custo Efetivo

O projeto Força Açoreana proporcionará economias substanciais à EDA, incluindo economias decorrentes da redução do corte de energia eólica. Com o sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) utilizado no modo "Grid-Following", **o preço efetivo a longo prazo de €115,09 por MWh de energia produzida e vendida pelo projeto Açores PV & BESS é inferior ao custo médio ponderado da região para energia eólica isoladamente, energia fotovoltaica isoladamente, energia geotérmica e para energias renováveis em geral.** Se o BESS for utilizado no modo "Grid-Forming", o custo efetivo ao longo da vida útil do projeto, em euros de 2028, será de apenas 93,97 EUR/MWh, aumentando ainda mais a economia de custos em comparação com outras fontes de energia renováveis.

Tabela 17: Preço e Custo Efetivo por MWh 2028-2053 em Valores 2028

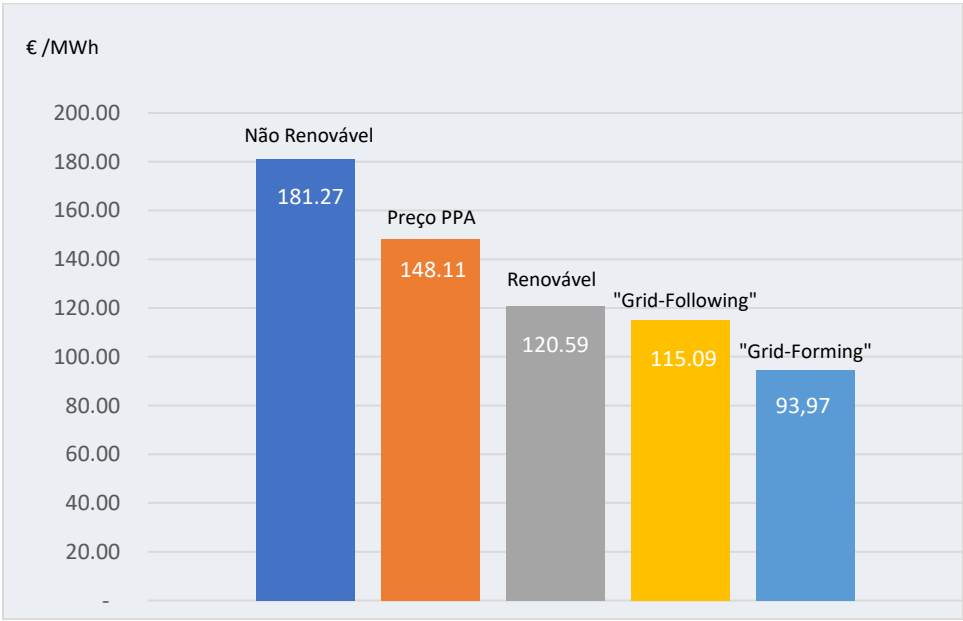


Tabela 18: Comparação do preço efetivo com o preço de outras fontes

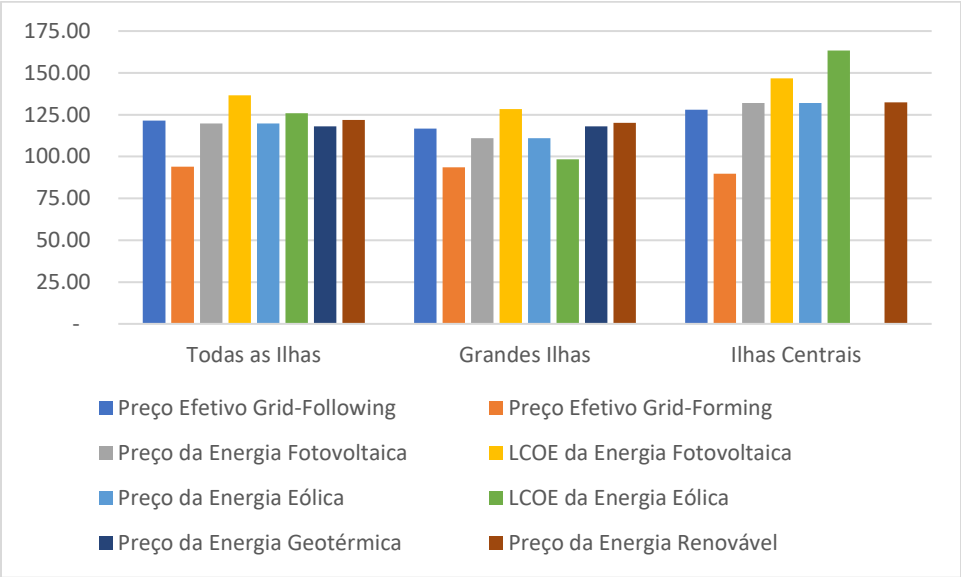


Tabela 19: Comparação do preço efetivo com o preço de outras fontes (detalhada)

	São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Santa Maria	Todas as Ilhas	Grandes Ilhas	Ilhas Centrais
LCOE (PV & BESS)	135,79	137,04	153,98	157,80	191,69	196,73	148,50	136,23	162,27
Preço Efetivo - Grid Following									
Poupança 2028	(18,72)	(20,79)	(24,26)	(29,93)	(66,96)	(68,37)	(26,91)	(19,43)	(34,32)
Preço Efetivo 2028	117,07	116,25	129,72	127,87	124,73	128,36	121,59	116,80	127,95
Poupança 2028-2053	(23,95)	(27,07)	(31,56)	(37,84)	(68,33)	(69,01)	(33,41)	(25,05)	(38,86)
Preço Efetivo 2028-2053	111,84	109,97	122,42	119,96	123,36	127,72	115,09	111,18	123,41
Preço Efetivo - Grid Forming									
Poupança 2028	(9,52)	(34,90)	(27,13)	(31,83)	(63,31)	(53,87)	(26,08)	(19,17)	(46,84)
Preço Efetivo 2028	107,55	81,35	102,59	96,04	61,42	74,49	95,51	97,63	81,11
Poupança 2028-2053	(8,99)	(28,83)	(19,64)	(23,59)	(50,62)	(39,98)	(21,12)	(17,54)	(33,58)
Preço Efetivo 2028-2053	102,85	81,14	102,78	96,37	72,74	87,74	93,97	93,64	89,82
Categoria	AT-10MW	MT-10MW	MT-5MW	MT-5MW	MT-2MW	MT-2MW			
Preço da Energia Fotovoltaica									
Preço Médio 2028	130,50	125,86	154,40	154,40	154,40	109,12	132,85	128,88	154,40
Preço Médio 2028-2053	162,10	156,34	191,79	191,79	191,79	135,55	165,02	160,09	191,79
LCOE 2025	129,40	126,40	143,90	143,90	160,00	164,40	136,56	128,35	146,78
Preço da Energia Eólica									
Preço Médio 2028	110,55	111,99	135,59	125,59	138,48	135,19	119,76	111,05	132,10
Preço Médio 2028-2053	137,32	139,11	168,43	156,00	172,02	167,93	148,77	137,95	164,09
LCOE 2025	98,40	98,40	162,00	162,00	169,90	190,50	125,98	98,40	163,42
Preço da Energia Geotérmica									
Preço Médio 2028	117,94	119,08					118,00	118,00	
Preço Médio 2028-2053	146,50	147,92	-	-	-	-	146,58	146,58	-
Preço da Energia Renovável									
Preço Médio 2028	121,47	117,67	138,04	122,89	140,18	131,62	121,92	120,14	132,35
Preço Médio 2028-2053	150,89	146,17	171,47	152,65	174,13	163,49	151,45	149,24	164,40
Preço da Energia Não Renovável									
Preço Médio 2028 sem CapEx	167,07	177,44	202,53	198,38	322,02	323,76	189,50	167,07	177,44
Preço Médio 2028 com CapEx	179,71	216,24	234,62	236,81	364,47	390,17	216,51	179,71	216,24
Preço Médio 2028-2053 sem CapEx	196,72	204,19	224,85	221,55	364,46	365,92	225,16	196,72	204,19
Preço Médio 2028-2053 com CapEx	217,76	257,34	251,63	252,65	405,91	434,82	260,03	217,76	257,34

Poupanças e Custos da EDA

Com base no preço médio esperado do PPA durante o período de vida do Projeto, o prevê-se poupanças para a EDA que totalizam mais de 500.000 toneladas de fuelóleo, 1.866.000 toneladas de emissões de CO₂, uma poupança bruta de €622.000.000 em despesas de produção relacionadas com o petróleo e uma poupança líquida de € 224.000.000. O custo total para a EDA da energia renovável gerada pelo Projeto fotovoltaico e BESS dos Açores é reduzido pelas receitas obtidas pela EDA com o carregamento do BESS e, em especial, pela venda de energia renovável que, de outro modo, seria restringida. As poupanças líquidas ascendem a € 41,02/MWh durante o período de vida do Projeto em modo “Grid-Following” e a € 66,66 /MWh em modo “Grid-Forming”.

Metodologia Para Estimar os Custos Futuros da EDA

Os cálculos das poupanças baseiam-se numa média de vários cenários a longo prazo para o preço do petróleo e para o preço das licenças de CO₂. Estes cenários são apresentados em pormenor na folha de cálculo "Custos e poupanças da EDA" que acompanha as projeções financeiras por localização. As projeções levam em consideração a produção adicional de energia renovável atualmente planeada, tanto de fontes privadas quanto da EDA.

Preço do Combustível

Estes valores têm em conta a evolução recente dos preços do petróleo e a consequente redução das previsões de preços do petróleo a curto prazo, embora exista um consenso entre os prognósticos de que os preços do petróleo a longo prazo se situarão no intervalo de \$ 70 - \$ 80/barril. O valor utilizado nos cálculos para esta análise foi de US\$ 73 por barril, em média, ao longo de 25 anos.²⁴ Os custos de combustível e de gasóleo para cada ilha são baseados nas demonstrações financeiras da EDA para 2024, multiplicadas pela proporção entre o custo do petróleo em 2024 e o custo futuro projetado do petróleo.

Preço das licenças de CO₂

O custo do carbono pressupõe um preço médio de 93,2/MWh e 209,2/Tonelada durante um período de 25 anos, derivado de diversos cenários. As projeções levam em consideração a produção adicional de energia renovável atualmente planeada tanto de fontes privadas quanto da EDA.²⁵

Tabela 20: Custos Projetados da EDA para Produção Não-Renovável 2029-2053

	Cape x	CO 2	Gasóleo		Fuel Oil		Lubrif .	Misc .	Licenças CO2	Total	Produção	Custo Unitário (€ / MWh)	
	€M	Mt	€M	MI	€M	Mt	€M	€	€M	€M	GWh	Com Capex	Sem Capex
São Miguel	85,9	4,4	7,3	7,8	405,7	835,2	7,4	0,13	382,2	888,6	4.080	217,76	196,72
Terceira	146,9	2,5	5,4	5,7	295,0	565,8	5,1	0,14	258,9	711,4	2.765	257,34	204,19
Pico	38,7	0,8	9,0	9,5	176,9	295,9	3,7	0,02	135,4	363,7	1.445	251,63	224,85
Faial	46,1	0,8	7,2	7,6	178,5	303,1	3,7	0,06	138,7	374,1	1.481	252,65	221,55
São Jorge	31,2	0,5	201,1	213,1	-	-	2,7	0,01	70,5	305,5	753	405,91	364,46
Santa Maria	36,7	0,6	144,6	153,2	-	-	0,5	0,01	49,9	231,8	533	434,82	365,92
Total	385,5	9,8	374,5	397	1.056,1	-	23,1	0,37	1.035,6	2.875	11.057	260,03	225,16

Tabela 21: Comparação Com Os Custos da EDA Para Produção Não-Renovável

	Preço PPA F.A.		Custo da EDA 2024		Projetado para 2028		Projetado para 2028 ate 2053		
	2028	Média 25 Anos*	Com Capex	Sem Capex	Com Capex	Sem Capex	Baixo (-15%)	Esperado	Alto (+15%)
Sao Miguel	135,79	168,94	173,29	160,65	179,71	167,07	185,10	217,76	250,43
Terceira	137,04	170,50	209,41	170,61	216,24	177,44	218,74	257,34	295,94
Pico	153,98	191,57	226,83	194,74	234,62	202,53	213,89	251,63	289,38
Faial	157,80	196,32	229,18	190,75	236,81	198,38	214,75	252,65	290,54
Sao Jorge	191,69	238,49	352,09	309,64	364,47	322,02	345,03	405,91	466,80
Santa Maria	196,73	244,76	377,72	311,30	390,17	323,76	369,60	434,82	500,04
Media Ponderada	148,50	183,98	209,22	182,21	216,51	189,50	221,02	260,03	299,03

*Pressupõe um aumento anual de 1,75%.

Metodologia Para Estimar as Poupanças da EDA

A redução da produção de energia eólica na região foi de aproximadamente 60% entre 2022 e 2024, e a EDA planeia um aumento significativo da capacidade instalada. As projeções utilizadas para estimar a economia para a EDA em São Miguel e Terceira, as duas maiores ilhas, que representam quase 75% da produção total, baseiam-se em estudos detalhados realizados pelo INESC TEC. A economia para as demais ilhas foi calculada estimando-se uma utilização de 75% da capacidade eólica na nova capacidade instalada, o que é otimista considerando a tendência recente (a redução da produção pode ser muito maior).

Em conjunto com a redução estimada, as projeções partem do pressuposto de que, com acompanhamento da rede, uma turbina a óleo será substituída em 50% pelo BESS da Força Açoreana, e com formação de rede, duas turbinas serão substituídas em 50%.

Em seguida, calcula-se a redução prevista na produção fotovoltaica da Força Açoreana, assumindo que a energia eólica tem prioridade sobre a fotovoltaica, e a capacidade total de armazenamento disponível no BESS é reduzida proporcionalmente. O valor líquido de armazenamento disponível é comparado com a redução da produção eólica e a redução do uso das turbinas, sendo utilizado o menor valor.

Posteriormente, após deduzir as perdas de armazenamento, o valor líquido da energia eólica e fotovoltaica reduzida e vendida em decorrência do BESS — seja diretamente ou por meio do BESS — é multiplicado pela diferença entre o custo líquido para a EDA da energia renovável e o custo da energia não renovável. No caso da eletricidade comprada da EDA Renováveis, o custo é considerado zero, pois a receita da eletricidade comprada pela EDA Renováveis compensa a despesa com a eletricidade da própria EDA.

A fórmula geral para a economia de EDA pode ser expressa da seguinte forma:

“Grid-Following”: $A \times (B - C) - E$

“Grid-Forming”: $A \times (B - C) - D - E$

Onde:

A=Redução do uso de turbinas em GWh

B=Preço médio marginal projetado por MWh para produção baseada em fontes não renováveis*

C=Preço médio por MWh pago pela EDA à F.A. pela compra de eletricidade.

D=Custos operacionais diretamente relacionados à formação da rede elétrica.

E= Custo total da energia renovável adquirida pela EDA Renewables de produtores privados.

*Nota Metodológica: Transferência de Custo Marginal. A transferência marginal está correta porque o sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias (PV+BESS) substitui primeiro a geração a diesel mais cara (baixa carga, alta taxa de calor).

Tabela 22: Poupança da EDA e Custo efetivo projetados em 25 anos (2028-2053)

Poupança 2028-2053		São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Sta.Maria	Total
Preço marginal projetado da Produção com Petróleo (sem CapEx)								
Preço projetado da Produção com Petróleo em valores 2028	€/MWh	196,72	204,19	224,85	221,55	364,46	365,92	225,16
Preço PPA (pressupõe um aumento anual de 1,75%).	€/MWh	158,36	164,38	181,02	178,36	293,40	294,58	181,27
Preço projetado da PPA em valores 2028	€/MWh	168,94	170,50	191,57	196,32	238,49	244,76	183,98
	€/MWh	136,00	137,26	154,22	158,05	191,99	197,04	148,11
Poupança da produção vendida diretamente								
Poupança em GWh	GWh	779,71	406,07	290,74	268,94	120,51	68,69	1.934,66
Custo em Euros	€M	131,72	69,23	55,70	52,80	28,74	16,81	355,93
Poupança em Euros	€M	21,66	13,68	9,68	6,78	15,18	8,32	79,68
Poupança por MWh	€/MWh	27,78	33,70	33,28	25,22	125,97	121,16	41,19
Poupança BESS no modo "Grid-Following"								
Poupança em GWh	GWh	106,65	66,43	69,31	75,97	41,60	23,80	383,75
Armazenamento adquirido pela EDA da F.A.	GWh	57,04	54,57	66,06	64,64	36,85	19,15	298,32
Custo em Euros (pago pela EDA a F.A.)	€M	9,64	9,30	12,66	12,69	8,79	4,69	57,76
Custo de carregamento e autoconsumo (pago pela F.A. a EDA)	€M	(13,77)	(11,50)	(11,16)	(11,65)	(7,04)	(3,54)	(58,67)
Custo para produtores privados de energia eólica	€M	-	0,14	-	-	-	-	0,14
Custo líquido	€M	(4,14)	(2,05)	1,49	1,05	1,74	1,14	(0,76)
Poupança em Euros	€M	25,12	15,61	14,09	15,78	13,42	7,56	91,59
Poupança por MWh	€/MWh	30,02	33,89	39,50	47,32	85,26	86,11	41,02
Custo efetivo	€/MWh	138,92	136,60	152,07	149,00	153,23	158,65	142,96
Custo efetivo em Euros 2028	€/MWh	111,84	109,97	122,42	119,96	123,36	127,72	115,09
Poupança BESS adicional no modo "Grid-Forming"								
Poupança potencial em GWh	GWh	125,45	139,89	59,44	65,14	35,67	20,41	473,44
Custo em Euros (pago pela EDA a F.A.)	€M	-	-	-	-	-	-	-
Custo operacional	€M	7,76	6,21	4,66	4,66	3,11	3,11	29,50
Custo para produtores privados	€M	7,57	5,86	-	-	-	-	13,43
Custo líquido	€M	15,33	12,07	4,66	4,66	3,11	3,11	42,93
Poupança em Euros	€M	9,34	16,50	8,71	9,77	9,89	4,36	58,58
Poupança por MWh	€/MWh	11,17	35,81	24,40	29,30	62,88	49,66	26,23
Custo efetivo	€/MWh	127,76	100,79	127,67	119,70	90,35	108,99	116,73
Custo efetivo em Euros 2028		102,85	81,14	102,78	96,37	72,74	87,74	93,97

Tabela 23: Resumo de Poupança da EDA (2028-2053)

Economia de eletricidade não renovável		São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Sta. Maria	Total
Produção Fotovoltaica	GWh	779,7	406,1	290,7	268,9	120,5	68,7	1.934,7
BESS (Grid-Following)	GWh	106,6	66,4	69,3	76,0	41,6	23,8	383,8
BESS (Grid-Forming)	GWh	125,4	139,9	59,4	65,1	35,7	20,4	446,0
Economia total de eletricidade não renovável		GWh	1.011,8	612,4	419,5	410,1	197,8	2.764,4
Economia de custos para EDA								
Produção Fotovoltaica	€M	21,7	13,7	9,7	6,8	15,2	8,3	75,3
BESS (Grid-Following)	€M	25,1	15,6	14,1	15,8	13,4	7,6	91,6
BESS (Grid-Forming)	€M	10,4	14,1	8,7	9,8	9,9	4,4	57,2
Economia total de custos para EDA		€M	57,1	43,4	32,5	32,3	38,5	224,1

Tabela 24: Economia de combustível (2028-2053)

Economia de Óleo Combustível		São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Sta. Maria	Total
Produção Fotovoltaica	kt	159,6	83,1	59,6	55,0	-	-	357,3
BESS (Grid-Following)	kt	21,8	13,6	14,2	15,5	-	-	65,2
BESS (Grid-Forming)	kt	25,7	28,6	12,2	13,3	-	-	79,8
Economia Total de Combustível		kt	207,1	125,3	85,9	83,9	-	502,2
Economia de Óleo Combustível								
Produção Fotovoltaica	€M	76,4	42,7	33,9	31,2	-	-	184,1
BESS (Grid-Following)	€M	10,4	7,0	8,1	8,8	-	-	34,3
BESS (Grid-Forming)	€M	12,3	14,7	6,9	7,6	-	-	41,5
Economia Total de Óleo Combustível		€M	99,1	64,3	48,9	47,6	-	259,9
Economia de Gasóleo								
Produção Fotovoltaica	kL	1.692	958	2.183	1.579	39.012	22.574	67.999
BESS (Grid-Following)	kL	231	157	521	446	13.466	7.821	22.642
BESS (Grid-Forming)	kL	272	330	446	382	11.547	6.707	19.685
Economia Total de Gasóleo		kL	2.196	1.445	3.150	64.025	37.103	110.326
Economia de Gasóleo								
Produção Fotovoltaica	€M	1,4	0,8	1,8	1,3	32,3	18,4	56,0
BESS (Grid-Following)	€M	0,2	0,1	0,4	0,4	11,1	6,4	18,6
BESS (Grid-Forming)	€M	0,2	0,3	0,4	0,3	9,6	5,5	16,2
Economia Total de Gasóleo		€M	1,8	1,2	2,6	53,0	30,3	90,9

Tabela 25: Poupança de CO2 (2028-2053)

Economia de CO2		São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Sta. Maria	Total
Produção Fotovoltaica	kt	526,3	274,1	196,2	181,5	81,3	46,4	1.305,9
BESS (Seguimento da Rede)	kt	72,0	44,8	46,8	51,3	28,1	16,1	259,0
BESS (Formação da Rede)	kt	84,7	94,4	40,1	44,0	24,1	13,8	301,0
Economia Total de CO2	kt	683,0	413,4	283,2	276,8	133,5	76.2	1.866,0
Economia de Licenças de CO2								
Produção Fotovoltaica	€M	34,4	17,9	12,8	11,8	5,3	3,0	85,2
BESS (Grid-Following)	€M	4,7	2,9	3,1	3,3	1,8	1,0	16,9
BESS (Grid-Forming)	€M	5,5	6,2	2,6	2,9	1,6	0,9	19,7
Economia Total de Licenças de CO2	€M	44,6	27,0	18,5	18,1	8,7	5,0	121,8

Tabela 26: Poupança de CO2 (2028-2053)

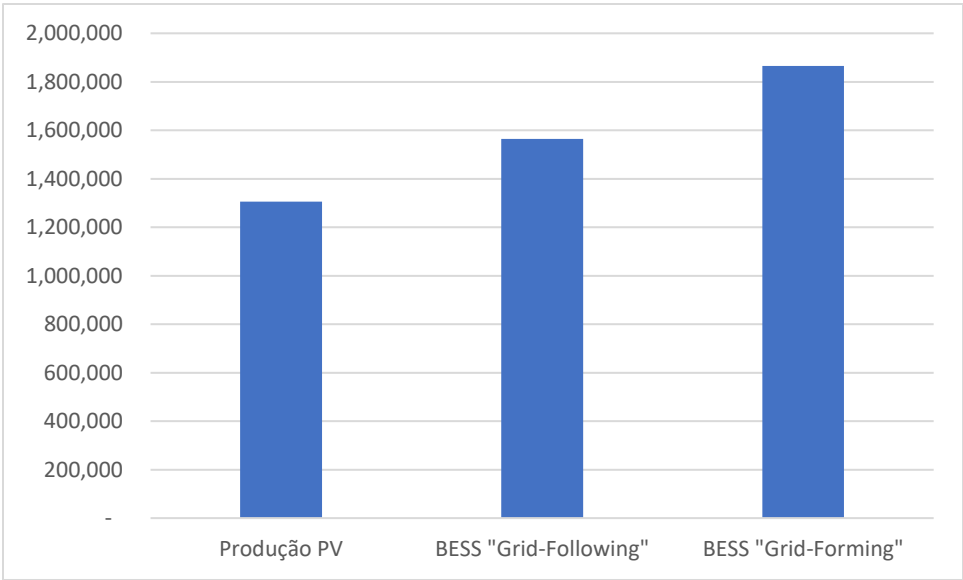


Tabela 27: Cálculo detalhado das poupanças “Grid-Following” (2028-2029)

Economia BESS no modo "Grid-Following"		São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Sta. Maria	Total
Produção Fotovoltaica								
Preço da Força Açoreana (2028-2029)	€/MWh	135,79	137,04	153,98	157,80	191,69	196,73	148,50
Produção Líquida Vendida Diretamente para a EDA	GWh	33,40	16,56	11,07	10,23	4,75	2,68	78,68
Total Comprado pela EDA	€M	4,5	2,3	1,7	1,6	0,9	0,5	11,56
Produção armazenada	GWh	1,64	1,76	2,81	2,71	1,15	0,69	10,77
Perdas de armazenamento	GWh	(0,24)	(0,25)	(0,40)	(0,39)	(0,17)	(0,10)	(1,55)
Produção armazenada de FA vendida	GWh	1,40	1,50	2,41	2,32	0,99	0,59	9,22
Armazenamento fotovoltaico adquirido pela EDA	€M	0,2	0,2	0,4	0,4	0,2	0,1	1,44
Total adquirido pela EDA	GWh	34,8	18,1	13,5	12,6	5,7	3,3	87,90
	€M	4,7	2,5	2,1	2,0	1,1	0,6	13,00

Produção Outros Produtores		São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Sta. Maria	Total
Fator de Capacidade Eólica		0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Capacidade Eólica em MW (2024)	MW	9,0	12,6	3,3	4,3	1,8	1,5	32,5
Produção potencial em GWh (2024)	GWh	27,6	38,63	10,1	13,0	5,5	4,6	99,5
Produção Eólica Média (2022-2024)	GWh	15,8	31,94	4,9	5,2	1,9	1,4	61,1
Utilização da capacidade (2022-2024)	%	57,3%	82,7%	47,9%	40,1%	33,7%	31,2%	61,4%
Capacidade Eólica (2028)	MW	12,7	17,7	6,9	5,7	4,5	2,7	50,2
Capacidade Eólica em GWh (2028)	GWh	38,9	54,3	21,2	17,5	13,8	8,3	153,9
Utilização da capacidade projetada com BESS "Grid Following" (2028)	%	80,0%	90,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	82,5%
Redução Projetada (Eólica) (2028)	GWh	7,8	5,4	5,3	4,4	3,4	2,1	28,4
Porção da redução durante a noite		67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
Redução noturna sem BESS (eolica)	GWh	5,2	3,6	3,5	2,9	2,3	1,4	18,9
Redução diurna sem BESS	GWh	2,6	1,8	1,8	1,5	1,2	0,7	9,5
Redução noturna média/hora (8 horas)	MW/h	2,67	1,24	1,21	1,00	0,79	0,47	7,37
Carregamento BESS durante a noite/hora (5 horas)	MW/h	0,44	0,24	0,23	0,25	0,24	0,10	1,50
Autoconsumo	GWh	0,72	0,35	0,35	0,32	0,17	0,11	2,01
Comprado pela F.A. durante a noite (2028-2029)	GWh	1,53	0,79	0,77	0,78	0,61	0,29	4,75
Preço pago pela F.A. (durante a noite)	€/MWh	98,50	108,20	108,20	121,80	121,80	121,80	
Pago a EDA durante a noite	€M	0,15	0,08	0,08	0,09	0,07	0,04	0,52
Redução diurna média/hora (16 horas)	MW/h	1,33	0,31	0,30	0,25	0,20	0,12	2,51
Carregamento BESS durante o dia (10 horas)	MW/h	0,22	0,12	0,12	0,13	0,12	0,05	0,75
Autoconsumo	GWh	0,72	0,35	0,35	0,32	0,17	0,11	2,01
Comprado pela F.A. durante o dia (10 horas)	GWh	1,53	0,79	0,77	0,78	0,61	0,29	4,8
Preço pago pela F.A. (durante o dia)	€/MWh	125,43	154,70	154,70	160,78	160,78	160,78	

Pago a EDA durante o dia	€M	0,19	0,12	0,12	0,12	0,10	0,05	0,70
Total Comprado pela F.A.	GWh	3,05	1,57	1,53	1,55	1,21	0,58	9,50
Total Pago a EDA	€M	0,34	0,21	0,20	0,22	0,17	0,08	1,22
Preço médio pago pela F.A. à EDA	€/MWh	111,97	131,45	131,45	141,29	141,29	141,29	128,66
Preço pago pela EDA pela energia eólica (2024)	€/MWh	(112,38)	(112,38)	(112,38)	(112,38)	(112,38)	(112,38)	
Preço pago pela EDA pela energia eólica (2028-2029, projetado)	€/MWh	(118,11)	(118,11)	(118,11)	(118,11)	(118,11)	(118,11)	
Total pago pela EDA pela produção privada	€M	-	(0,003)	-	-	-	-	(0,00)
Total armazenado (eólica)	GWh	1,61	0,88	0,84	0,91	0,88	0,37	5,48
Perdas de armazenamento	GWh	(0,23)	(0,13)	(0,12)	(0,13)	(0,13)	(0,05)	(0,79)
Armazenamento eólico adquirido pela EDA	GWh	1,37	0,75	0,72	0,78	0,75	0,32	4,69
Armazenamento eólico adquirido pela EDA	€M	0,19	0,10	0,11	0,12	0,14	0,06	0,73
Custo líquido para EDA	€M	0,16	0,10	0,09	0,10	0,03	0,02	0,49
Armazenamento total adquirido pela EDA	GWh	2,78	2,25	3,12	3,10	1,74	0,91	13,91
Total vendido pela F.A.	GWh	36,18	18,81	14,19	13,33	6,48	3,59	92,59
Custo líquido	€M	4,88	2,58	2,17	2,08	1,13	0,66	13,49

Poupança BESS no modo "Grid-Following"		São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Sta. Maria	Total
Redução no uso de turbinas movidas a óleo	MW/h	3,85	3,05	1,69	1,85	1,01	0,72	
Horas por dia	#	3,54	2,93	5,00	5,00	5,00	4,00	
Dias por ano		313	313	365	365	365	365	
Poupança projetada em GWh	GWh	4,27	2,80	3,08	3,38	1,85	1,06	16,43
Armazenamento adquirido pela EDA da F.A.	GWh	2,78	2,25	3,12	3,10	1,74	0,91	13,91
Custo em Euros (pago pela EDA a F.A.)	€M	0,38	0,31	0,48	0,49	0,33	0,18	2,17
Custo de carregamento e autoconsumo (pago pela F.A. a EDA)	€M	(0,34)	(0,21)	(0,20)	(0,22)	(0,17)	(0,08)	(1,22)
Custo para produtores privados de energia eólica	€M	-	0,00	-	-	-	-	0,00
Custo líquido	€M	0,04	0,11	0,28	0,27	0,16	0,10	0,95
Poupança em Euros	€M	0,68	0,39	0,34	0,40	0,43	0,25	2,49
Poupança por MWh	€/MWh	18,72	20,79	24,26	29,93	66,96	68,37	26,91
Custo efetivo €/MWh	€/MW h	117,07	116,25	129,72	127,87	124,73	128,36	121,59

Tabela 28: Cálculo detalhado das poupanças “Grid-Forming” (2028-2029)

		São Miguel	Terceira	Pico	Faial	São Jorge	Sta. Maria	Total
Economias BESS adicionais no modo "Grid-Forming"								
Produção Não Renovável Projetada (2028-2029)	GWh	151,00	97,00	48,00	49,20	25,00	17,70	387,90
Capacidade inversores	MW	-	-	10,64	10,64	5,32	2,66	
Redução média estimada no uso de turbinas	MW/h	3,08	2,44	3,80	3,80	1,90	0,95	15,97
Porcentagem de horas diárias economizadas		19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
Potencial de economia com a Grid-Forming	GWh	5,06	4,01	6,24	6,24	3,12	1,56	26,2
Redução no uso de turbinas movidas a óleo	MW/h	3,85	3,05	1,69	1,85	1,01	0,72	
Horas por dia	#	4,16	6,17	5,00	5,00	5,00	4,00	
Dias por ano		313	313	313	313	313	313	
Poupança potencial em GWh	GWh	5,02	5,89	2,64	2,90	1,59	0,91	18,94
Poupança potencial em GWh	GWh	5,02	4,01	2,64	2,90	1,59	0,91	17,05
Custo Projetado de Energias Renováveis (2028-2029)	€/MWh	121,47	117,65	138,04	122,89	140,18	131,62	
Custo pago por energias renováveis privadas	€M	(0,2)	(0,2)	-	-	-	-	(0,4)
Economia com a redução do uso de turbinas	€M	0,84	1,05	0,54	0,57	0,51	0,29	3,80
Custo estimado do modo de Grid-Forming	€M	(0,25)	(0,20)	(0,15)	(0,15)	(0,10)	(0,10)	(1,0)
Economia Líquida potencial com F.A. BESS (Grid-Forming)	€M	0,34	0,66	0,39	0,42	0,41	0,19	2,41
Economia Líquida potencial com F.A. BESS (Grid-Forming)	GWh	5,02	5,89	2,64	2,90	1,59	0,91	18,9
Economia Adicional no Modo Grid-Forming	€/MW h	9,52	34,90	27,13	31,83	63,31	53,87	26,08

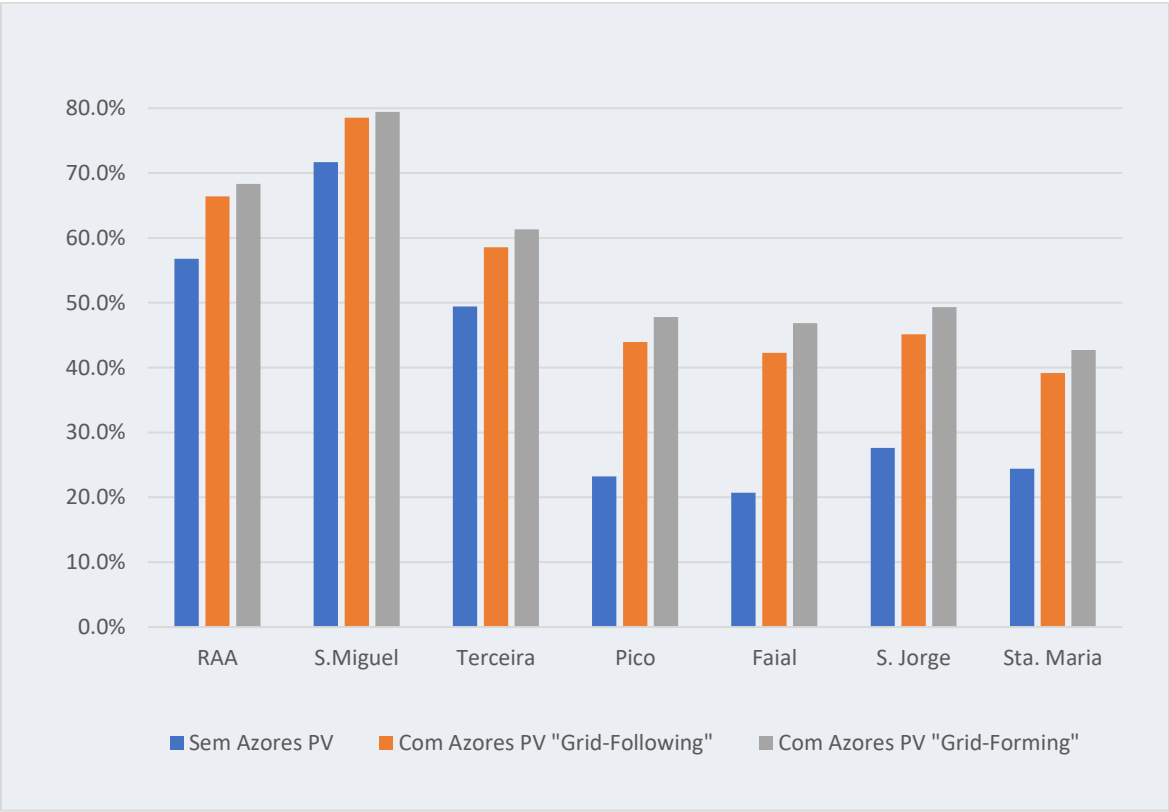
Conclusões

As principais conclusões são as seguintes:

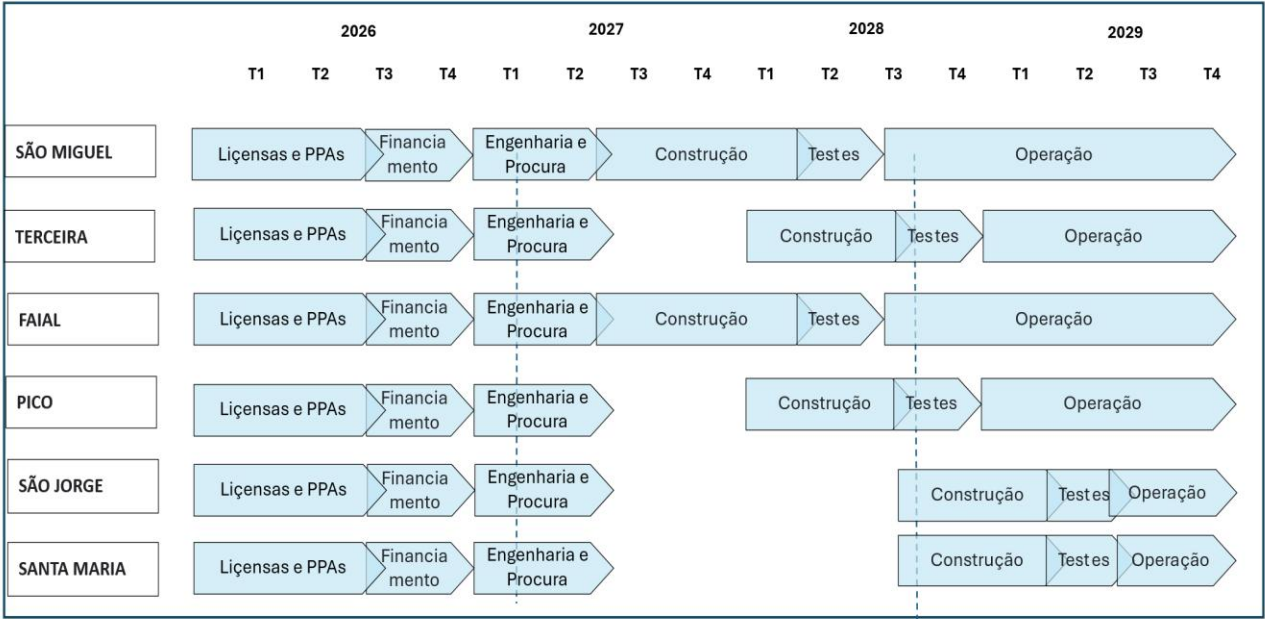
1. A metodologia e os valores das projeções financeiras preparadas pela Força Açoreana são adequados. Os custos de capital (CapEx) e os custos operacionais (OpEx) são comparáveis com os custos noutras localizações, exceto no que se refere aos custos de transporte e de mão de obra de construção. Estes são mais elevados devido à localização remota da RAA.
2. A produção solar por watt de capacidade instalada é mais baixa na RAA do que em muitas outras localizações devido à exposição solar.
3. A integração de PV e BESS é justificada pela necessidade de manter a consistência do abastecimento, para reduzir o desperdício de energia renovável proveniente tanto da energia eólica quanto da fotovoltaica, para maximizar o valor do investimento em fontes de produção de energia eólica e fotovoltaica, e para maximizar a economia para a EDA.
4. BESS e PV integrados economizarão custos em comparação com BESS autónomo.
5. Dada a incerteza relativamente à limitação de injeção na rede, é adequado calcular o LCOE com base na eletricidade vendida, em vez da eletricidade produzida. No entanto, ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto, a diferença entre essas duas abordagens para calcular o LCOE é insignificante.
6. O LCOE para a energia fotovoltaica combinada com o sistema BESS para os Açores é de €148,50/MWh, média ponderada de todas as instalações (São Miguel €135,79, Terceira €137,04, Pico €153,98, Faial €157,80, São Jorge €191,69, e Santa Maria 196,73).
7. Para cada ilha, o custo efetivo para a combinação de energia fotovoltaica e BESS em modo “Grid-Following” é menor para o custo médio ponderado projetado de energia renovável.
8. Estes valores são comparáveis com o LCOE calculado recentemente em nome da Direção Regional de Energia para a energia fotovoltaica e para outras fontes de produção de energia renovável (considerando a economia obtida com o uso do BESS no modo de “Grid-Following”), e são coerentes com os resultados de estudos sobre o LCOE noutras regiões, depois de consideradas as diferenças de escala, o custo do capital e a qualidade e natureza da exposição solar.

- 9. Prevê-se que as poupanças líquidas para a EDA sejam, em média, de cerca de € 7.500.000 por ano no modo “Grid-Following” e até € 9.000.000 por ano no modo “Grid-Forming”.
- 10. Prevê-se que as poupanças totais do Projeto para a EDA excedam € 167.000.000 durante o período de vida útil do Projeto (€ 224.000.000 no modo “Grid-Forming”), e que os benefícios financeiros do Projeto, incluindo os benefícios indiretos, excedam € 535.000.000 (€ 662.000.000 no modo “Grid-Forming”) durante o período de da útil do Projeto.
- 11. Estima-se que, no curto prazo, cada mês de atraso na aprovação do Projeto custe à EDA cerca de € 710.000.
- 12. Considerando os benefícios da utilização do BESS no modo de formação de rede, o custo efetivo para a EDA é estimado em aproximadamente €94,45 por MWh ao longo de 25 anos (em valores de 2028).

Tabela 29: Contribuição da Força Açoreana para as energias renováveis nos Açores, 2030



Cronograma



Bibliografia

A presente Bibliografia reúne as principais fontes normativas e científicas consultadas durante o processo, incluindo legislação aplicável, regulamentos técnicos e literatura especializada.

As referências selecionadas fundamentam as análises realizadas e sustentam as conclusões apresentadas no relatório. Esta compilação visa proporcionar transparência metodológica e facilitar futuras consultas e verificações.

Todos os documentos de seguida listados são passíveis de consulta pública.

- INESC TEC - Estudo de Integração Dinâmica - INESC_TEC.PV_Terceira_FA 2023_V2;
- ERSE - Estudo sobre custos de referência e metas de eficiência em atividade de compra de combustível;
- EDA - Relatórios e Contas de 2024, 2023, 2022, 2021 e 2020;
- Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis;
- Plano Nacional de Energia e Clima;
- Programa Regional para as Alterações Climáticas;
- Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050;
- Estratégia Açoriana para a Energia 2030;
- Plano REPowerEU;
- Pacto Ecológico Europeu da União Europeia;
- Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimento "Uma estratégia-quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro";
- Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018 relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis;
- Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018 relativa à eficiência energética;
- Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018 relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática;
- Iniciativa Energia Limpa para as Ilhas da UE;
- Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativo ao mercado interno da eletricidade;
- Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho

de 2019 relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade:

- Decreto Legislativo Regional nº 15/1996/A, de 1 de agosto;
- Decreto Legislativo Regional n.º 14/2019/A, de 12 de junho;
- Decreto Legislativo Regional n.º 12/2022/A, de 25 de maio;
- Decreto Legislativo Regional n.º 19/2019/A, de 6 de agosto;
- Decreto Legislativo Regional n.º 9/2025/A, de 12 de fevereiro;
- Decreto Legislativo Regional n.º 21/2019/A, de 8 de agosto;
- Resolução do Conselho do Governo n.º 106/2019, de 4 de outubro;
- Resolução do conselho do Governo n.º 92/2018, de 7 de agosto;
- Decreto Legislativo Regional n.º 30/2019/A, de 28 de novembro;
- Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 1/2015/A, de 7 de janeiro;
- [Portal da Energia – Direção Regional da Energia](#).

Notas Finais

As Notas Finais com as quais a presente Auditoria se encerra complementam o corpo do relatório e servem, sobretudo, para o leitor poder livremente consultar as fontes que robustece a análise aqui perfilhada, além de permitirem uma análise mais pormenorizada dos temas eminentemente técnicos sobre os quais a Auditoria se pronuncia.

odos os documentos de seguida listados são passíveis de consulta pública.

¹ A única exceção é São Miguel, onde o custo efetivo é ligeiramente superior ao LCOE (custo nivelado de energia) para energia eólica em grande escala, mas inferior ao custo de todas as outras fontes e inferior ao custo misto projetado para energia eólica.

² O estudo de impacto na rede para São Miguel foi realizado, e o projeto aprovado pela EDA, utilizando uma produção máxima de 20 MW, mas com inversores com capacidade total de 24 MW. Um estudo revisado será realizado pelo INESC TEC em janeiro de 2026 para validar se a produção máxima de 24 MW não terá impacto negativo na rede. As projeções financeiras, as projeções de produção e os cálculos de LCOE foram realizados considerando uma produção máxima de 24 MW para as duas projetos de São Miguel.

³ Os componentes de custo do BESS discriminados com base na análise do NREL estão disponíveis em https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage

⁴ Preços dos painéis solares:

- O preço para janeiro de 2026 está projetado em USD\$0,15/watt, o que equivale a € 0,1425. As projeções da Força Açoreana incluem € 0,1370, acrescidos de 4% de contingência, perfazendo 0,1425):

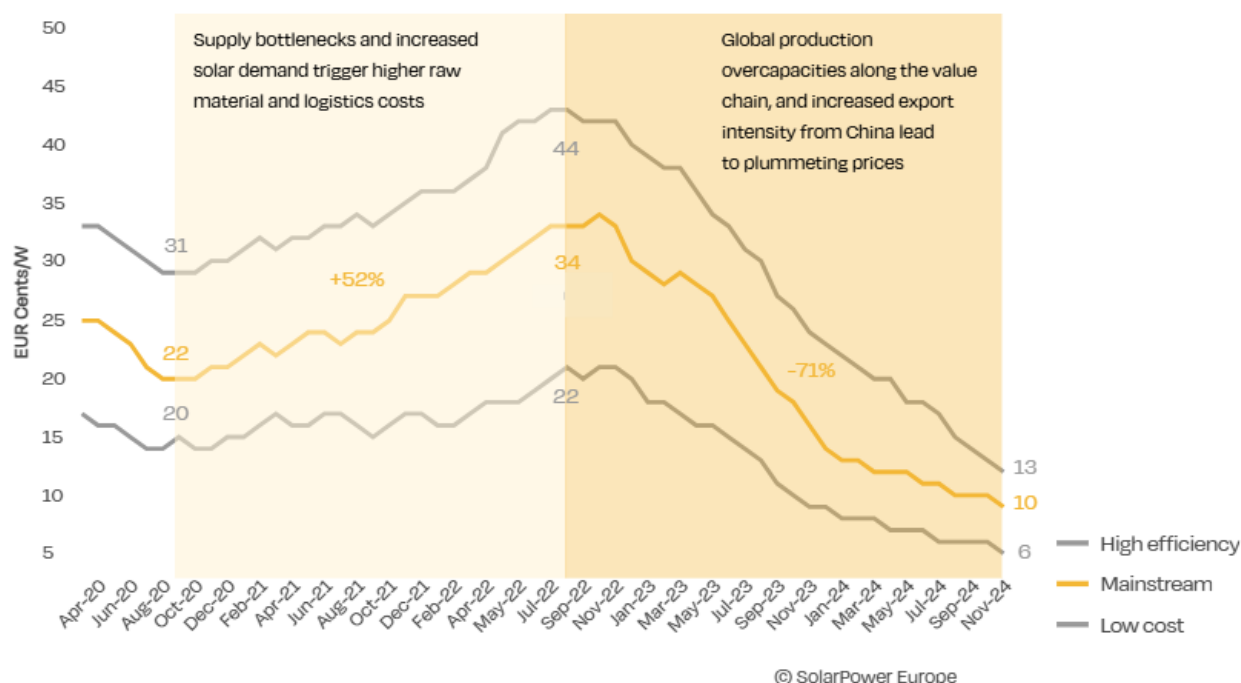
"Enquanto 2024 foi um ano de ajuste, 2025 será o ano da racionalização. Nos últimos dois anos, o mundo registou preços baixos sem precedentes para os painéis solares, uma vez que o excesso de capacidade global forçou os fabricantes a uma concorrência feroz. Enquanto os compradores de módulos estavam entusiasmados com os preços baixos sem precedentes, outros estavam preocupados com o impacto desses preços baixos na indústria transformadora. 2025 traz uma mudança substancial, pois os preços aumentarão para cerca de US \$ 0,15/W FOB China, atingindo níveis não vistos desde 2021. Embora ainda exista um excesso de capacidade significativo em todos os segmentos do fabrico de componentes para módulos, os fabricantes comprometeram-se a limitar a produção. Os fabricantes de polissilício GCL e Tongwei concordaram em limitar a sua produção, enquanto os principais fabricantes de módulos como Trina, Longi, Jinko, JA, Canadian Solar e Tongwei chegaram a um consenso sobre os preços mínimos. Os fabricantes de módulos também decidiram limitar a produção aos níveis da procura mundial, o que

conduzirá novamente a um mercado de vendedores". O estudo "Wood MacKenzie, janeiro de 2025 Global solar: four things to look for in 2025" encontra-se disponível em: go.woodmac.com/l/131501/2025-01-15/33q5lj/131501/1736963856UozBrZws/WTW25_Global_solar_four_things_to_look_for_in_2025_pr.pdf

- **Perspetivas do mercado europeu de energia solar 2024-2028 - SolarPower Europe.** Ver imagem 2 para os preços dos painéis solares até novembro de 2024. Os módulos de maior eficiência, que serão utilizados no Projeto Azores PV & BESS, situaram-se em € 0,13 por watt. Outras fontes referem uma contenção nas fontes de produção chinesas e o primeiro trimestre de 2025 trouxe um aumento dos custos. Assumimos que os custos voltarão aos níveis de novembro de 2024 no momento da aquisição para este Projeto, durante 2026.

After peaking in August 2022, EU wholesale prices for solar modules have dropped by more than 70%

EU wholesale PV module prices 2020-2024



⁵ Custos BESS

- [Metodologia de lões de Lítio \(p.10 para CapEx\).](#)
- [Relatório de desempenho de custos do ESGC 2022 PNPL-33283 \(p.46\).](#)
- [Utility Scale Battery Storage | Electricity | 2024 | ATB | NREL](#) (também citado acima).

Outra fonte útil para os custos atuais dos BESS na Europa pode ser encontrada na seguinte ligação: [Custo real do armazenamento de baterias à escala da rede: análise do mercado europeu em 2024 - INOX Solar](#)

⁶ [typical utility-scale developer fees - Google Search](#)

[HOW A SOLAR DEVELOPER MAKES MONEY - Power My Home](#)

⁷

[Weekend Read: Hanging in the balance PV Magazine.](#)

Uma pesquisa rápida no motor de pesquisa Google permite compreender alguns dos conceitos utilizados na presente Auditoria. São disso exemplo os seguintes resultados:

- [O BESS de 30 minutos tornou-se a norma do sector:](#)

"Embora um BESS (Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria) de 30 minutos não seja necessariamente o único padrão da indústria, tornou-se cada vez mais comum e é um marco significativo na evolução do armazenamento de energia. Isto deve-se em grande parte à transição para períodos de despacho mais longos no equilíbrio da rede e à necessidade de energia de reserva fiável para várias aplicações."

- [Equilíbrio da rede:](#)

"Muitos operadores de rede estão a mudar para períodos de despacho mais longos (por exemplo, 30 minutos) para os sistemas de armazenamento de energia em bateria, permitindo-lhes participar em [mecanismos de equilíbrio](#) e fornecer reserva de regulação."

- **Energia de reserva:**

"Em instalações críticas, como centros de dados, um BESS de 30 minutos fornece tempo suficiente para mudar para geradores ou outras fontes de energia de reserva durante interrupções, evitando interrupções."

- **Custo-eficácia:**

"Um BESS de 30 minutos oferece um equilíbrio entre custo e tempo de funcionamento, tornando-o uma solução prática para várias aplicações."

- **Regulação da frequência:**

"Os BESS podem responder rapidamente a desvios de frequência na rede, ajudando a manter a estabilidade e a evitar cortes de energia."

- [Integração das energias renováveis:](#)

“Os BESS podem ajudar a gerir a intermitência das fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, carregando quando há excesso de produção e descarregando quando a procura é elevada.

Embora o BESS de 30 minutos seja predominante, a duração ótima de um BESS depende de necessidades específicas e de casos de utilização. Por exemplo, [o armazenamento de longa duração \(p. ex. hidroelétrica por bombagem\)](#) é adequado para a mudança sazonal de energia. No entanto, para muitas aplicações, a duração de 30 minutos proporciona um bom equilíbrio entre custo, desempenho e fiabilidade, tornando-a uma escolha popular na indústria.”

⁸ Estudo “Lazard Levelized Cost of Energy + (June 2024)”, disponível aqui: [Lazard LCOE+ \(June 2024\)](#).

⁹ https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_pv-plus-battery

¹⁰ Estudo “Lazard Levelized Cost of Energy + (June 2025)”, disponível aqui: [Levelized Cost of Energy+ \(LCOE+\) | Lazard | Lazard](#)

		Low		High	Low		High
Storage							
Power Rating	MW	50			50		
Duration	Hours	4			4		
Usable Energy	MWh	200			200		
90% Depth of Discharge Cycles/Year	%	350			350		
Roundtrip Efficiency	%	92%			92%		
Inverter Cost	\$/kW	\$19	–	\$50	\$19	–	\$50
Total Capital Cost (excl. Inverter)	\$/kWh	\$122	–	\$313	\$122	–	\$313
Storage O&M	\$/kWh	\$3.00	–	\$8.02	\$3.00	–	\$8.02
Generation							
Capacity	MW	100			100		
Capacity Factor	%	30.0%	–	20.0%	55.0%	–	30.0%
Project Life	Years	35			30		
Total Capital Cost	\$/kW	\$1,150	–	\$1,600	\$1,900	–	\$2,300
Fixed O&M	\$/kW	\$11.00	–	\$14.00	\$24.50	–	\$40.00
Extended Warranty Start	Year	3			3		
Warranty Expense % of Capital Costs	%	0.7%	–	1.9%	0.7%	–	1.9%
Charging Cost	\$/MWh	\$0.00			\$0.00		
Unsubsidized LCOE	\$/MWh	\$50	–	\$131	\$44	–	\$123

¹¹ [Utility-Scale PV | Annual Technology Baseline.](#)

¹² Variáveis utilizadas nos relatórios do PV Syst:

- a. O espaçamento das linhas varia consoante a instalação. Em geral, cerca de 8 m.

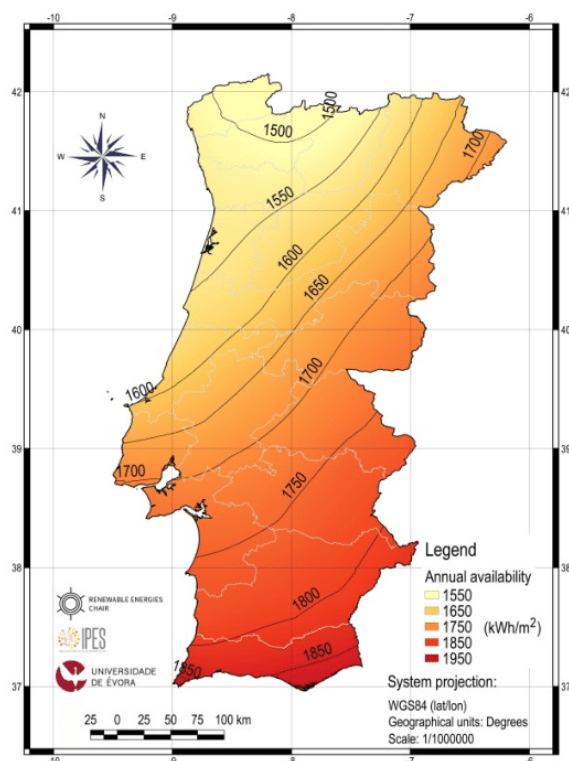
-
- b. O nível de restrição depende do total de AC autorizado para cada local de acordo com os estudos de impacto da rede, exceto que, para cada um dos dois locais de Lagoa, o nível de restrição é fixado em 12MW em vez de 10MW, porque o estudo da rede para São Miguel será revisto e espera-se que a quantidade total de eletricidade autorizada a entregar à rede aumente de 20MW para 24MW.
 - c. As cordas são compostas por 28 x 700W painéis bifaciais na maioria dos locais do projeto; 26 em partes de dois dos locais menores.
 - d. Os painéis são instalados numa base de inclinação fixa. Os mecanismos de seguimento de eixo único ou de eixo duplo não são adequados ao ambiente marítimo dos Açores.
 - e. 2% de perdas de sujidade e 2% de tempo de inatividade do sistema.

¹³ Diversas são as fontes que justificam a opção pelos números aqui adotados, algumas das quais já incluídas na Bibliografia. De seguida, listam-se fontes adicionais que reforçam os motivos pelos quais se seguiu a metodologia já apresentada.

- As projeções do Projeto pressupõem uma taxa de degradação dos painéis de 1%. Um estudo do NREL realizado em 2020 encontrou uma degradação combinada de painéis e inversores em todo o sector de 0,8%. Este estudo pode consultar-se aqui: [System-Level Performance and Degradation of 21 GWDC of Utility-Scale PV Plants in the United States](#).
- Um estudo mais recente encontrou uma mediana de degradação do inversor (apenas do inversor) de 0,75% por ano. Este estudo encontra-se disponível aqui: [NREL says long-term degradation of 8 GW of US solar 'matches expectations'](#).
- A taxa de degradação típica dos painéis varia entre 0,5% e 1%. Uma análise conduzida em 2023 (aqui passível de consulta: [Analysis of Performance Degradation of PV Modules](#)) registou uma taxa que varia entre 0,5% e 0,7%. Contudo, estudos recentes demonstram que os módulos de alto desempenho podem ter uma taxa de degradação muito mais elevada em determinados ambientes: "Ainda em 2020, [pensava-se que tinham uma taxa de degradação média de cerca de 0,5% por ano](#) os painéis solares à escala da rede - o que significa que, daqui a 20 anos, os painéis ainda terão uma produção próxima dos 90%. Num estudo sobre os novos módulos fotovoltaicos de elevada eficiência, um estudo do Laboratório Nacional Sandia encontrou [uma taxa de](#) degradação [anual tão elevada como 2%](#), o que significa que os painéis terão uma produção próxima dos 60% durante o mesmo período. Nos últimos cinco anos, [vários estudos encontraram também taxas de](#) degradação [entre os módulos fotovoltaicos à escala da rede em vários locais desérticos e tropicais](#) que variam entre 1,2% e 1,8%".

¹⁴ A exposição solar é um tema bastante relevante para compreensão plena presente documento. Deste modo, incluem-se, de seguida, algumas referências que ajudam a compreender as variações de exposição solar observáveis em Portugal.

- A média anual ponderada da Irradiação Global Horizontal para os parques instalados nos Açores é de 1464 kWh/m². Na Madeira, a exposição solar é 10% a 20% superior. Ver [Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica do CCI \(PVGIS\) - Comissão Europeia](#).
- Adicionalmente, recomenda-se a consulta do seguinte documento: [Solargis maps-2019-04-26 EU-EN](#).
- Em Portugal continental, é geralmente 10% a 33% superior (em média, 20% superior). Ver [GHI-AVERAGE-ANNUAL-AVAILABILITY-IN-PORTUGAL-CONTINENTAL-TERRITORY-kWh-m-2-year](#) para ligação à imagem abaixo.



¹⁵ Consulte os cálculos de apoio para futura procura da EDA.

¹⁶ Estudos recentes apontam para a inadequação do LCOE como determinante do preço das energias renováveis em mercados em que estas constituem uma elevada proporção da produção global, e.g. Eric Loth, Chris Qin, Juliet G. Simpson, Katherine Dykes, Why we must move beyond LCOE for renewable energy design, Advances in Applied Energy, Volume 8, 2022, disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792422000300#section-cited-by>

¹⁷ [Panorama global do financiamento das energias renováveis em 2023](#). Em 2023, a Irena publicou o primeiro estudo abrangente de sempre sobre o custo de capital no setor das energias renováveis. Obteve dados de 172 respostas a inquéritos de 56 peritos, bem como de 33 entrevistas. As respostas fornecem dados sobre o custo de capital (CoC) de 45 países para pelo menos uma das três tecnologias renováveis em seis continentes. Mesmo pequenas diferenças no CoC que não são devidamente contabilizadas entre países e tecnologias podem resultar em deturpações significativas dos custos das energias renováveis e levar a uma má formulação de políticas", afirma a IRENA no relatório. "Dados fiáveis e uma melhor compreensão da composição do CoC e dos seus fatores são, por isso, essenciais para o desenvolvimento de mecanismos de apoio adaptados e de conceções de mercado que tenham em conta os diferentes riscos tecnológicos e nacionais." Os resultados mostram que, em todos os locais inquiridos, o custo de capital para a energia fotovoltaica à escala da rede pública é mais baixo na Alemanha e nos Países Baixos, ambos com 2,2%. Na Europa, segue-se a Suécia, com 3%, e a Dinamarca e o Reino Unido, com 3,3%. O CoC em Espanha, França e Itália é de 5,1%, 3,4% e 4,3%, respetivamente. **A Irlanda, Portugal e a Ucrânia apresentam os piores resultados, com 9,9%, 10% e 12,2%, respetivamente.**

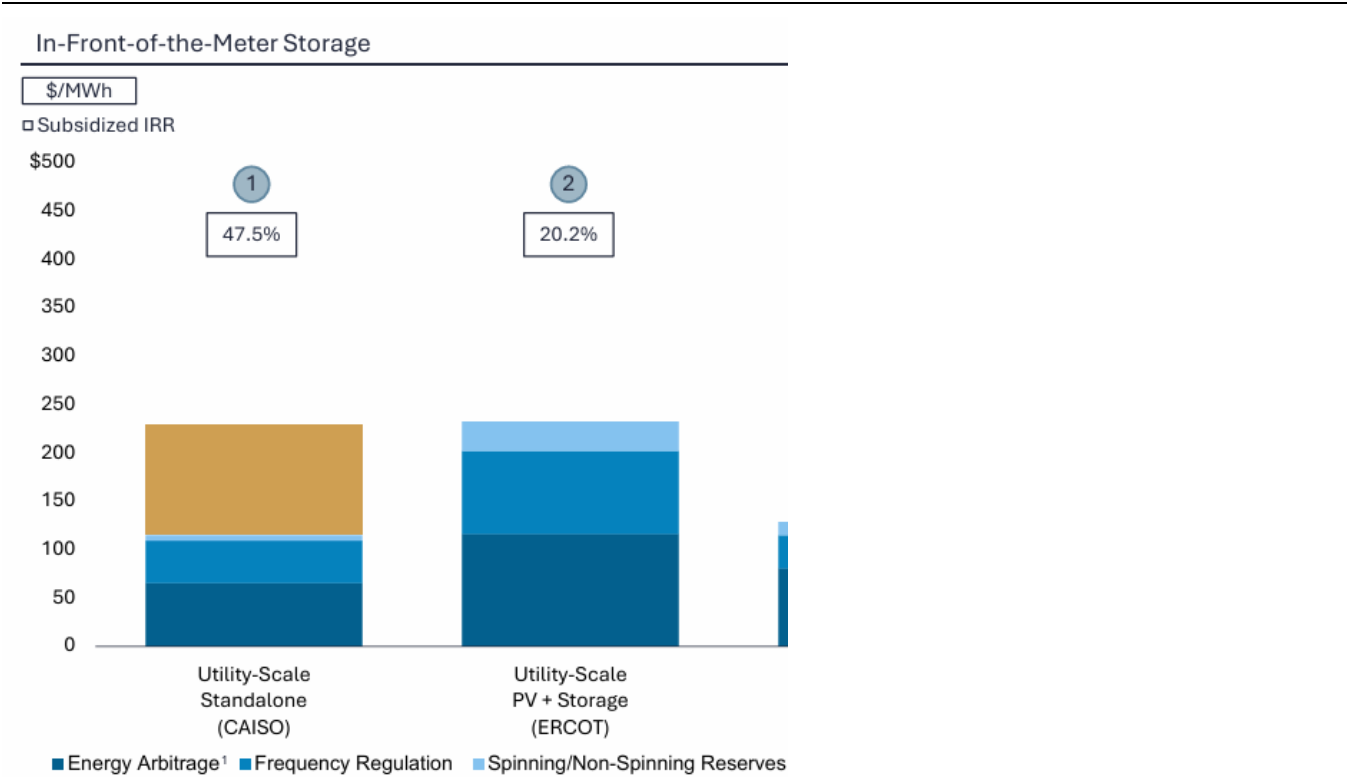
¹⁸ Para obter detalhes adicionais e cálculos de fluxo de caixa descontado, consulte os cálculos LCOE nos materiais de apoio.

¹⁹ Estudo "Lazard Levelized Cost of Energy + (June 2025)", disponível aqui: [Levelized Cost of Energy+ \(LCOE+\) | Lazard | Lazard](#).

²⁰ Estudo "Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies" disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>.

Sublinhe-se que este estudo utiliza um custo de capital baixo (5,3% nominal em vez de 8,5% nominal) e o LCOE da componente de armazenamento da combinação PV-BESS baseia-se em custos de carregamento mais baixos.

²¹ Veja a imagem abaixo



²² [Utility-Scale PV-Plus-Battery | Electricity | 2024 | ATB | NREL](#)

²³ O pacote de folhas de cálculo que acompanha o presente documento inclui uma folha de cálculo detalhada que serve de base a estes cálculos. Será oportunamente apresentada uma revisão dos valores das poupanças da EDA com base nas demonstrações financeiras de 2024 da EDA, que foram recentemente publicadas.

24

2023	2028-29	2030	2035	2040	2045	2050	2055	Média 2025-2053	
Preço por barril, petróleo Brent, USD									Fonte
	61	71	76	81	84	87	90	79	A
	51							51	B
	58	60	91,35					70	C
	60	55	50	45	40	35	30	45	D
83	88,4	91	93,7	96,4	99,1	101,8	103	96	E
	63,68	69,25	77,76	74,13	74,37	74,60	74,33	72,59	
	76,7%	83,4%	93,7%	89,3%	89,6%	89,9%	89,6%	87,5%	
A	Oil Price Forecast 2023-2050 (thebalancemoney.com)								
B	Long Forecast								
C	OIL PRICE PREDICTION 2025, 2026-2036								
D	Oil and gas price forecast - Strategic transitioning: The future of oil and gas in a decarbonized world (deloitte.com)								
E	P P1 hm 230821.151836.pdf (eia.gov)								
	Brent Crude Oil Prices - 10 Year Daily Chart MacroTrends								
	average brent crude oil price 2022 - Google Search								

25

Em 2023 a emissão específica de CO2 na RAA foi de 445,6 gCO2 /kWh.					
source:					
EDA EDA - Eletricidade dos Açores					
Toneladas					
gCO2/kWh	CO2/MWh	Custo da licença por MWh			
445,6	0,4456	43,55817069			
			Ponderação	2027-2053	Fonte
Cenário 1	Custo do carbono por EUR/MWh		0,1	235,5	A
	Custo do carbono EUR/tCO2			528,5	
Cenário 2	Custo do carbono por EUR/MWh		0,2	52,9	B
	Custo do carbono EUR/tCO2			118,7	
Cenário 3	Custo do carbono por EUR/MWh		0,2	69,0	C
	Custo do carbono EUR/tCO2			155,0	
Cenário 4	Custo do carbono por EUR/MWh		0,2	100,3	D
	Custo do carbono EUR/tCO2			225,0	
Cenário 5	Custo do carbono por EUR/MWh		0,2	74,9	E
	Custo do carbono EUR/tCO2			168,1	
Cenário 6	Custo do carbono por EUR/MWh		0,1	106,8	F
	Custo do carbono EUR/tCO2			239,7	
Média de todos os cenários		Custo do carbono por EUR/MWh		93,7	
		Custo do carbono EUR/tCO2		210,2	
*Fonte					
A	ec.europa.eu/regional_policy/sources/guides/vademecum_2127/vademecum_2127_en.pdf				
B	CARBON VALUES BEYOND 2050 (publishing.service.gov.uk)				
C	EU ETS Market Outlook 1H 2024: Prices Valley Before Rally BloombergNEF (bnef.com)				
D	Table 7: CO2 certificate price (Heizkostenvergleich 2024				
E	EU Carbon Border Adjustment Mechanism to raise \$80B per year by 2040 S&P Global (spglobal.com)				
F	Carbon Price Forecast 2030-2050: Assessing Market Stability & Future Challenges Enerdata				

CERTIFICATE OF CUSTODIANSHIP & AUTHENTICITY, THE ATLÂNTICA TRUST**Effective as of:** 6 July 2022**Governing Law:** Province of Nova Scotia, Canada

This Certificate of Custodianship & Authenticity ("Certificate") is issued by **Thrum Capital Ltd.**, as Trustee of **THE ATLÂNTICA TRUST**, under the authority of the Trust Indenture dated as of 6 July 2022.

CERTIFICATE OF CUSTODIANSHIP & AUTHENTICITY**1. Purpose of This Certificate**

This Certificate serves to confirm that the Material described below:

- has been deposited with,
- is held in custodianship by,
- and is preserved and authenticated by,

THE ATLÂNTICA TRUST, acting through its Trustee, **Thrum Capital Ltd.**

This Certificate may be affixed to:

- LCOE analyses
- grid-integration studies
- research reports
- technical documents
- digital files
- datasets
- physical archival materials
- or any Material deposited into the Trust

to demonstrate provenance, authenticity, and custodianship.

2. Description of the Material Being Certified**Title of Material:**

RELATO AOS CUSTOS, ECONOMIAS E LCOE DO PROJETO DE ENERGIA RENOVÁVEL "AZORES PV & BESS"

Type of Material (check all that apply):

- X Study / Report
- X Dataset
- X Model
- X Technical Assessment
- X Financial / Economic Analysis
- X Policy or Regulatory Document
- X Archival Item

Author / Originator:

João Rodrigues & António Gomes Menezes, PhD - in consultation with Richard Bercuvitz, MBA

Date of Creation / Issue: 30 November, 2025

3. Custodianship Confirmation

The Trustee hereby confirms that:

-
1. The Material described above has been received and accepted into the custodianship of **THE ATLÂNTICA TRUST**.
 2. The Material is preserved in its original form, subject only to necessary preservation measures.
 3. The Material is recorded in the Trust's archival and custodial registry.
 4. This Certificate verifies provenance and authenticity as of the date of signature.
 5. Dissemination, citation, reproduction, or redistribution of the Material must comply with the Trust's Custodianship & Use Policy.

4. Conditions of Use

4.1

Users may reproduce or reference the Material **only with proper attribution**, such as:

"Held in custodianship by THE ATLÂNTICA TRUST."

4.2

Materials authored by third parties are included for completeness and context and are relied upon as provided, without independent verification by the Trustee.

4.3

Embargo or confidentiality terms (if any) must be respected.

4.4

The Trustee may issue updated or superseding certificates if:

- the Material is corrected,
- metadata is updated,
- or preservation formats change.

5. Certification

This Certificate is issued under the authority granted to the Trustee by the Trust Indenture.

SIGNATURE BLOCK

THRUM CAPITAL LTD.

as Trustee of THE ATLÂNTICA TRUST



Signature

Date: 22 December, 2025

Resumo do Currículo de António Gomes Menezes e João Rodrigues**António José Vasconcelos Franco Gomes de Menezes**

Economia pela NOVA School of Business and Economics, Lisboa, Portugal, uma Pós-Graduação em Gestão Executiva pela Universidade Católica Portuguesa (Lisboa, Portugal), um Mestrado em Economia e um PhD / Doutoramento em Economia pelo Boston College, Boston, EUA, e desempenhou diversas funções executivas e não-executivas, ao nível de conselho de administração, em companhias aéreas e aeroportos na Europa e na América do Norte (e.g., TAP Air Portugal, Grupo SATA, EuroAtlantic Airways, Nieuport Aviation Infrastructure Partners do JP Morgan Asset Management, inter alia), bem como em empresas de construção civil e hotelaria, além de lecionar e investigar, nas áreas da economia, gestão e finanças, em diversas universidades (Boston College, EUA, Universidade de Harvard EUA, Universidade Bocconi, Itália, e Universidade dos Açores, Portugal). António JVF Gomes de Menezes tem cerca de 30 anos de experiência como consultor para investimentos, quer para investidores privados, quer para investidores institucionais (ex. JP Morgan Asset Management, Infrastructure Investment Fund, um fundo com cerca de 50 mil Milhões de USD de ativos em gestão), quer para fundos soberanos, com foco em hospitalidade – com destaque para hotelaria, infraestruturas, turismo e transportes (aviação) e energia.

João Carlos Rodrigues

Organização e Gestão de Empresas na Universidade dos Açores, Portugal, Pós-Graduação em Fiscalidade e Finanças pela Universidade Católica Portuguesa (Lisboa, Portugal), e desempenha(ou) diversas funções executivas e não-executivas, ao nível de conselho de administração, em empresas de hoteleira e de animação turística, bem como em empresas de construção civil. Tem cerca de 35 anos de experiência como consultor para investimentos essencialmente para investidores privados com destaque para hotelaria, saúde privada, indústria da construção e afins, comércio, turismo e energia.

Entre os mais importantes projetos em que ambos participaram destacam-se:

Project	Ilha	Atividade	Ano	Valor do Investimento
Força Açoreana (PV & BESS)	São Miguel, Terceira, Pico, Faial, São Jorge, Santa Maria	Energia	2022 a 2025 (em projeto)	97 Milhões de Euros
TERVOLT (PV)	Terceira	Energia	2015	6 Milhões de Euros
Azoris Royal Garden	São Miguel	Hospitalidade	2002	25 Milhões de Euros
Hotel Vila Nova	São Miguel	Hospitalidade	2002	12 Milhões de Euros
Octant Hotels Furnas	São Miguel	Hospitalidade	2004-2024	17 Milhões de Euros
Hospital Internacional dos Açores / CUF Açores	São Miguel	Saúde	2018	40 Milhões de Euros
Octant Hotel Ponta Delgada	São Miguel	Hospitalidade + Casino	2004/2017	35 Milhões de Euros
Double Tree by Hilton - Lagoa	São Miguel	Hospitalidade	2019	25 Milhões de Euros
The Book Hotel	Faial	Hospitalidade	2023 (em execução)	8 Milhões de Euros
Azoris Faial Garden Resort Hotel	Faial	Hospitalidade	2002	12 Milhões de Euros
Tapestry Collection by Hilton	São Miguel	Hospitalidade	2023 (em execução)	23 Milhões de Euros
Capelas Eco Village Aldeamento Turístico	São Miguel	Hospitalidade	2025 (em projeto)	16 Milhões de Euros
Aparthotel Quinta do Mirante		Hospitalidade	2004	10 Milhões de Euros