

Machbarkeitsstudie

Dezentrale Solar- und Wasserstofflösung für Rarotonga

IMPRESSUM

Herausgeberin

German New Zealand Chamber of Commerce
Repräsentanz der Deutschen Wirtschaft
Level 14, HSBC Tower, 188 Quay Street, Auckland 1010, Neuseeland
Tel.: +64 9 304 0120
Website: <https://neuseeland.ahk.de/de>

Autor*innen

Timo Schuseil, ostermeier H₂ydrogen Solutions GmbH
Iris Heinz, Leitung DEinternational Projekte und Services
Karoline Spiessl, Research Consultant

Gestaltung und Produktion

Iris Heinz, Leitung DEinternational Projekte und Services
Karoline Spiessl, Research Consultant

Stand

März 2026

Druck

Digital

Titelbild:

Canva

In Zusammenarbeit mit:



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz
und nukleare Sicherheit



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis.....	3
1 Einführung.....	5
1.1 Anwendungsfall.....	5
1.2 Zielsetzung.....	8
1.3 Bedeutung für die Cookinseln und bestehende Herausforderungen.....	9
2 Standort- und Rahmenbedingungen.....	10
2.1 Geografische und klimatische Faktoren.....	10
2.2 Klimatische Bedingungen und ihre Auswirkungen auf die Energieerzeugung.....	11
2.3 Risiken durch Klimawandel für Infrastruktur und Energieversorgung.....	14
2.4 Wirtschaftliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	15
2.5 Strommarkt, Netzbetreiber und bestehende Einspeiseregulungen.....	15
2.6 Bestehende erneuerbare Energien und Netzstruktur.....	16
2.7 Energiepreise, Importabhängigkeit und bestehende Versorgungsstrukturen.....	18
2.8 Regulatorische und politische Rahmenbedingungen.....	19
2.9 Normen und Sicherheitsvorschriften für Strom- und Wasserstoffinfrastruktur.....	21
2.10 Lastprofile.....	23
2.11 Identifizierte Stromeinsparungspotenziale.....	25
2.12 PV-Erzeugungsprofil.....	26
2.13 Anpassung der aufgezeichneten Lastprofile.....	27
3 Technische Planung und Systemdesign.....	28
3.1 Systemkomponenten und deren Integration.....	28
3.2 Energiespeicherkonzept.....	30
3.2.1 Batteriespeicher.....	30
3.3 Langzeitspeicherung.....	30
3.4 Zollvorschriften für die Systemkomponenten.....	32
3.5 Dimensionierung der Anlagenkomponenten.....	32
3.6 Vorgehensweise der Energiesimulation.....	32
3.7 Simulation der Anlagenkomponenten.....	33
3.8 Auswahl der Anlagenkomponenten.....	35
3.8.1 Photovoltaik-Generator.....	35
3.8.2 Wechselrichter.....	36
3.8.3 Batteriespeicher.....	36
3.8.4 Wasserstoffbasierter Speicher.....	36
4 Kosten und Finanzierungsoptionen.....	37
4.1 CAPEX.....	37
4.1.1 CAPEX PV-Anlage, Batteriespeicher und wasserstoffbasierter Speicher.....	37

4.1.2	Logistik	39
4.1.3	Netzaufbau und Vorbereitungen vor Ort	39
4.1.4	Engineering	39
4.1.5	OPEX.....	40
4.2	Fördermöglichkeiten und Investitionsanreize	41
5	Implementierungsplanung.....	43
5.1	Projektzeitplan und Meilensteine (36 Monate).....	43
5.1.1	Vorbereitung in Deutschland, möglichen anderen (europäischen) Standorten und auf Rarotonga	43
5.1.2	Implementierung und Inbetriebnahme	43
5.1.3	Begleitung, Monitoring, Schulung und Wissenstransfer.....	44
5.2	Risikobewertung und Gegenmaßnahmen	44
5.3	Stakeholder-Analyse und Kapazitätsaufbau	45
5.3.1	Einbindung lokaler Organisationen	45
5.4	Wissenstransfer und Schulungsmaßnahmen	46
6	Umwelt- und sozioökonomische Auswirkungen	46
6.1	Ökologische Effekte des Projekts	46
6.2	Wirtschaftliche und gesellschaftliche Vorteile.....	47
6.3	Modellcharakter, Multiplizierungs- und Skalierungsmöglichkeiten.....	49
7	Fazit und Handlungsempfehlungen	50
7.1	Technische Machbarkeit	50
7.2	Wirtschaftliche Bewertung	50
7.3	Nachhaltigkeit und strategische Bedeutung	51
7.4	Innovations- und Positionierungspotenzial	51
7.5	Regulatorische und institutionelle Einordnung	51
7.6	Empfehlungen für nächste Schritte	51
7.7	Gesamteinschätzung	52
8	Abbildungsverzeichnis.....	53
9	Tabellenverzeichnis	53
10	Literaturverzeichnis	54
11	Anhang	61

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
ADB	Asian Development Bank (Asiatische Entwicklungsbank)
AHK	Auslandshandelskammer
AS	Australian Standard
ATEX	Atmosphères Explosibles
BESS	Battery Energy Storage System (Batteriespeichersystem)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMS	Batteriemanagementsystem
BMUKN	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
CAN	Controller Area Network
CAPEX	Capital Expenditure
CCD	Cooling Degree Days
CIIC	Cook Islands Investment Corporation
CIREC	Cook Islands Renewable Electricity Chart
CITC	Cook Islands Tourism Corporation
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EEZ	Exclusive Economic Zone (Ausschließliche Wirtschaftszone)
EMS	Energy Management System
EN	Europäische Norm
ENSO	El Niño–Southern Oscillation (El Niño–Südliche Oszillation)
EU	Europäische Union
EXI	Exportinitiative Umweltschutz
FP	Funding Proposal
GCF	Green Climate Fund
GDP	Gross Domestic Product (Bruttoinlandsprodukt, BIP)
GEF	Global Environment Fund
HNEI	Hawai'i Natural Energy Institute
HS	Harmonized System (Harmonisiertes System)
ICI	Infrastructure Cook Islands
IEC	International Electrotechnical Commission
IEC	International Electrotechnical Commission
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPP	Independent Power Provider (Unabhängiger Stromerzeuger)
IRENA	International Renewable Energy Agency (Internationale Organisation für erneuerbare Energien)
ISO	International Organization for Standardization (Internationale Organisation für Normung)
ISO	International Organisation for Standardization
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MFAM	Ministry of Finance and Economic Management
MFAT	Ministry of Foreign Affairs and Trade
MFEM	Ministry of Finance and Economic Management
MOU	Memorandum of Understanding (Absichtserklärung)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NES	National Environment Service
NIIP	National Infrastructure Investment Plan
NOW	Nationale Organisation für den Wandel in der Mobilität
NZD	New Zealand Dollar (Neuseeland-Dollar)
NZS	New Zealand Standard
OHRLLS	Office of the High Representative for the Least Developed Countries, Landlocked Developing Countries and Small Island Developing States
OPEX	Operating Expenses

PACER	Pacific Agreement on Closer Economic Relations
PED	Pressure Equipment Directive (Druckgeräterichtlinie)
PEM	Proton-Exchange-Membran
PHR	Pacific Hydrogen Roadmap
PISC	Pacific Islands Standards Committee
PPA	Purchase Power Agreement
PV	Photovoltaik
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SIDS	Small Island Developing State
SOC	State of Charge
SOFF	Systematic Observations Financing Facility
SOH	State of Health
SPC	Pacific Community
SPCZ	South Pacific Convergence Zone (Südpazifische Konvergenzzone)
SPREP	Secretariat of the Pacific Regional Environment Programme
TAU	Te Aponga Uira
UN	United Nations (Vereinte Nationen)
UNEP	United Nations Environment Programme (Umweltprogramm der Vereinten Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen)
V	Volt
VHF	Very High Frequency (Ultrakurzwellen, UKW)
WBG	World Bank Group (Weltbankgruppe)
WMO	World Meteorological Organization (Weltorganisation für Meteorologie)
Wp	Watt-Peak

1 Einführung

Die vorliegende Machbarkeitsstudie untersucht die technische, wirtschaftliche und strukturelle Umsetzbarkeit eines integrierten Energiesystems auf Rarotonga (Cookinseln), das Photovoltaik, grünen Wasserstoff, Brennstoffzellentechnologien und einen Batteriespeicher kombiniert.

Integrierte Wasserstoff- und Brennstoffzellensysteme gelten insbesondere im Kontext isolierter Energiesysteme als technologisch vielversprechender Ansatz zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien. Während Batteriespeicher primär kurzfristige Lastschwankungen ausgleichen, ermöglicht grüner Wasserstoff die mittel- bis langfristige Speicherung von überschüssigem Solarstrom und dessen bedarfsgerechte Rückverstromung über Brennstoffzellen. Gerade in Inselstaaten mit begrenzten Netzverbänden und hoher Importabhängigkeit fossiler Energieträger können solche Systeme zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen sowie zur Substitution dieselbasierter Stromerzeugung beitragen. Vor dem Hintergrund globaler Umwelt- und Klimaschutzziele sowie der besonderen Verwundbarkeit pazifischer Inselstaaten gegenüber den Folgen des Klimawandels wird die Untersuchung integrierter Wasserstofflösungen daher als relevanter Baustein einer nachhaltigen und resilienten Energieinfrastruktur betrachtet.

Die Machbarkeitsstudie knüpft an ein im Jahr 2023 im Rahmen der Exportinitiative Umweltschutz (EXI) des Bundesministeriums für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) durchgeführtes Vorgängerprojekt an. In diesem wurden in vier pazifischen Inselstaaten – den Cookinseln, Fidschi, Samoa und Tonga – anhand einer Umfeldanalyse die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit eines Microgrid-Konzepts mit grünem Wasserstoff für jeweils einen ausgewählten Standort untersucht. Auf Grundlage dieser Analyse konnten für das Standortcluster auf den Cookinseln geeignete Rahmenbedingungen für eine vertiefte Betrachtung eines konkreten Anwendungsfalls identifiziert werden.

Hieraus entwickelte sich das Projekt zur Erstellung der nun vorliegenden vertieften Machbarkeitsstudie. Das betrachtete Standortcluster auf Rarotonga umfasst das Motu Beachfront Art Villas Resort, das Titikaveka College und die Kent Community Hall. Aufgrund ihrer räumlichen Nähe sowie ihrer unterschiedlichen Lastprofile bietet sich dieser Verbund zur Untersuchung eines gemeinsamen Microgrid-Konzepts unter realen Bedingungen an.

Im Rahmen der Studie werden die Systemdimensionierung, regulatorische Anforderungen, wirtschaftliche Aspekte, Emissionswirkungen sowie infrastrukturelle und institutionelle Rahmenbedingungen analysiert. Ziel ist es, belastbare Aussagen darüber zu treffen, ob und unter welchen Voraussetzungen ein solches Energiesystem technisch umsetzbar und wirtschaftlich sinnvoll betrieben werden kann.

Für die technische und wirtschaftliche Analyse wurden durch die AHK Neuseeland die ostermeier H2hydrogen Solutions GmbH sowie ICTnexus als Unterauftragnehmer eingebunden.

Die Ergebnisse der Studie sollen als Entscheidungsgrundlage für mögliche weitere Schritte dienen. Ein beispielhafter Implementierungsplan wird zwar vorgestellt, die Umsetzung selbst ist jedoch nicht Gegenstand der Untersuchung und würde eine gesonderte Genehmigung sowie eine eigenständige Finanzierung erfordern.

1.1 Anwendungsfall

Die drei Projektstandorte befinden sich auf Rarotonga, der größten und bevölkerungsreichsten Insel der Cookinseln. Sie liegen in unmittelbarer Nachbarschaft in der Ortschaft Titikaveka (1.276 Einwohner*innen¹) im Süden der Insel entlang der Hauptstraße Ara Tapu und verknüpfen Tourismus, Bildung und Gemeinschaft zu einem zusammenhängenden Standortverbund. Diese räumliche und funktionale Nähe schafft ideale Voraussetzungen für ein integriertes Energiesystem, das als Modell für weitere Anwendungen auf den Cookinseln dienen kann. Im Folgenden werden Lage, Umfeld und projektrelevante Merkmale der drei benachbarten Standorte dargestellt.

¹ Cook Islands Statistics Office. 2021 Census of Population and Dwellings.

Titikaveka College

Das Titikaveka College², das aus mehreren langgestreckten Gebäuden besteht, befindet sich in einem flachen, gut zugänglichen Gebiet, umgeben von verstreuten Wohnhäusern, tropischer Vegetation und landwirtschaftlich genutzten Flächen. Die Küste mit ihrer Lagune und den vorgelagerten Korallenriffen ist in Sichtweite.



Abbildung 1: Titikaveka College³

Kent Community Hall

Die Kent Community Hall⁴ liegt ebenfalls in Titikaveka, direkt an der Hauptstraße und weniger als fünf Gehminuten vom College entfernt. Sie ist 369 m² groß und steht auf einem 834 m² großen Grundstück. Sie ist in einer ruhigen, leicht erreichbaren Zone angesiedelt und dient als sozialer Treffpunkt für die lokale Bevölkerung. Im Erdgeschoss befindet sich ein Fitnessstudio. Außerdem ist das Gebäude ein ausgewiesener Schutzraum im Falle von Zyklonen. Es steht auf ebenem Terrain mit guter Zufahrtsmöglichkeit über die Ara Tapu.



Abbildung 2: Kent Community Hall Motu Beachfront Art Villas

² Titikaveka College. Facebook-Profilseite des Titikaveka College.

³ Foto: Timo Schuseil, ostermeier H2yrogen Solutions GmbH

⁴ Kent Community. Facebook-Profilseite.

Das Resort Motu Beachfront Art Villas⁵ liegt auf der gegenüberliegenden Straßenseite des Colleges und der Community Hall. Das rund 4.470 m² große Gelände⁶ erstreckt sich von der Ara Tapu bis zur Lagune, mit tropischer Bepflanzung und flacher Topografie. Die Nähe zum Meer sorgt für eine tourismuswirtschaftlich günstige Lage, bringt aber auch Herausforderungen hinsichtlich Erosionsschutz, Salzwasserintrusion und nachhaltiger Energieversorgung mit sich.



Abbildung 3: Motu Beachfront Art Villas⁷

Verortung der drei Projektstandorte in Titikaveka:



Abbildung 4: Motu Beachfront Art Villas, Kent Community Hall und Titikaveka College in unmittelbarer Nachbarschaft entlang der Ara Tapu⁸

⁵ MOTU Beachfront Art Villas Website

⁶ Bayleys Real Estate. Motu Villas, Ara Tapu, Takitumu District, Rarotonga – Business listing

⁷ Foto: Timo Schuseil, ostermeier H2ydrogen Solutions GmbH

⁸ Foto: Motu Beachfront Art Villas, eigene Bearbeitung

Verortung der drei Projektstandorte auf Rarotonga:



Abbildung 5: Verortung auf Rarotonga – Ortschaft Titikaveka an der Südküste markiert⁹

1.2 Zielsetzung

Mit dieser Machbarkeitsstudie soll das im Vorgängerprojekt¹⁰ identifizierte Potenzial in konkrete, praxisnahe Umsetzungsschritte überführt und die Konzeption eines modellhaften Pilotprojekts fundiert ausgearbeitet werden. Ziel ist die Planung einer vollständig erneuerbaren, autarken Energieversorgung der ausgewählten Projektstandorte, wobei der Schwerpunkt auf der Langzeitspeicherung von Photovoltaikstrom in Form von grünem Wasserstoff liegt.

Die drei Projektstandorte bilden mit ihren unterschiedlichen Nutzungsprofilen und Lastcharakteristika ein breites Spektrum typischer Energiebedarfe im Bildungs-, Gemeinde- und Tourismussektor der Cookinseln ab. Durch die Kombination von grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher soll ein integriertes Energiesystem entwickelt und untersucht werden, das Dieselabhängigkeit und Treibhausgasemissionen messbar reduziert und gleichzeitig eine zuverlässige, klimafreundliche und langfristig wirtschaftlich tragfähige Energieversorgung ermöglicht.

Im Zentrum der Machbarkeitsstudie steht eine mehrdimensionale Analyse:

Technische Machbarkeitsanalyse: Ermittlung der geeigneten Systemarchitektur, Dimensionierung der PV-Anlagen, Speicherkapazitäten von Batterie- und Wasserstoffspeichern sowie Festlegung der erforderlichen Komponenten für einen sicheren, stabilen und unterbrechungsfreien Betrieb.

Energiemodellierung und Lastprofilanalyse: Systematische Erhebung und Analyse der standortspezifischen Stromverbräuche, Untersuchung aktueller und zukünftig zu erwartender Energiebedarfe, Bewertung tages- und jahreszeitlicher Lastvariationen sowie Entwicklung geeigneter Betriebsstrategien für ein hybrides System aus grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher.

Wirtschaftlichkeitsbewertung: Betrachtung der Investitions- und Betriebskosten sowie Bewertung der langfristigen ökonomischen Tragfähigkeit des Gesamtsystems.

Auf dieser Grundlage wird ein belastbarer Musterprojektplan mit konkreter Systemauslegung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erstellt. Die Studie schafft damit eine fundierte Grundlage hinsichtlich der weiteren Projektentwicklung und möglichen Implementierung.

Parallel zur technischen und wirtschaftlichen Analyse sind Maßnahmen zur Vernetzung und Information lokaler sowie deutscher Stakeholder*innen vorgesehen. Ziel ist der Aufbau nachhaltiger Partnerschaften sowie die Stärkung

⁹ Quelle: Google Maps mit eigener Bearbeitung

¹⁰ Exportinitiative Umweltschutz: Umfeldanalyse AHK Neuseeland

technischer Kompetenzen vor Ort. Das Titikaveka College und die Kent Community Hall sollen dabei als Informations- und Schulungszentren fungieren, in denen Wissen über Planung, Betrieb, Wartung und Vorteile erneuerbarer Energiesysteme vermittelt wird. Durch gezielte Schulungen und die aktive Einbindung der lokalen Gemeinschaft werden nachhaltige Kapazitäten geschaffen, Akzeptanz gefördert und Know-how aufgebaut.

Langfristig soll das Gemeinschaftsprojekt Motu–Titikaveka–Kent als Modell und Blaupause für weitere Standorte auf den Cookinseln sowie in anderen pazifischen Inselstaaten dienen. Angestrebt werden die Skalierung erfolgreicher Technologien, die Erweiterung der Umweltbildung sowie der Aufbau eines Netzwerks nachhaltiger Einrichtungen im Bildungs- und Tourismussektor. Damit würde das Projekt einen konkreten Beitrag zur Dekarbonisierung und zur unabhängigen Energieversorgung kleiner Inselstaaten leisten und zugleich die Rolle deutscher Technologien und Expertise für eine resiliente und nachhaltige Energiezukunft im Pazifikraum unterstreichen.

1.3 Bedeutung für die Cookinseln und bestehende Herausforderungen

Die pazifischen Inselstaaten stehen im Zentrum der globalen Klimakrise. Ihre isolierte Lage, begrenzte Energieinfrastruktur und die starke Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen führen zu hohen Energiekosten, Versorgungsrisiken und bei einem zunehmenden Verbrauch¹¹ auch zu steigenden CO₂-Emissionen. Gleichzeitig verfügen sie über ein enormes Potenzial für den Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Solarenergie, und für innovative Speicherlösungen, die Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit miteinander verbinden. Daneben gewinnt die Region geopolitisch zunehmend an Bedeutung: Als Bindeglied zwischen Asien, Amerika und Australien rücken die Pazifikstaaten verstärkt in den Fokus internationaler Klima-, Sicherheits- und Wirtschaftspolitik – auch für Deutschland und die Europäische Union (EU).

Die Energieversorgung über erneuerbare Energien, im vorliegenden Fall dezentrale Stromerzeugung mittels PV und Speicherung über Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, und der damit einhergehende Rückgang oder gar vollständige Wegfall der Abhängigkeit von importiertem fossilen Brennstoffware für die Cookinseln von immenser Bedeutung. Da für die Stromversorgung, vor allem auf Rarotonga, aktuell (2026) überwiegend Dieselgeneratoren eingesetzt werden, wäre der Nachweis der Machbarkeit einer Stromversorgung der drei Projektstandorte aus 100 % erneuerbaren Energien unter Umständen sogar der Anstoß für einen umfassenden Ausbau dieser, nicht nur auf Rarotonga, sondern im ganzen Land.

Der Umstieg auf erneuerbare Energien bietet erhebliche Vorteile, die von mehr Energiesicherheit und -souveränität bis hin zur langfristigen Kostensenkung und einer umfassenden Dekarbonisierung reichen. Dafür sind jedoch hohe Investitionen erforderlich, die nur durch internationale Kooperation sowie den Zugang zu Know-how und Technologien realisiert werden können. Die geringe Größe des Landes, die räumliche Zersplitterung in zahlreiche Inseln und die sich noch entwickelnde Wirtschaft machen die Energiewende für die Cookinseln und die Pazifikinseln insgesamt anspruchsvoll. Zugleich zeigt sich gerade unter diesen Bedingungen ein hohes Potenzial für dezentrale Energiesysteme. Es bestehen aber auch erhebliche technische und infrastrukturelle Hürden. Ein hoher Anteil witterungs- und tageszeitabhängig erzeugter erneuerbarer Energien erfordert leistungsfähige Speichertechnologien sowie intelligente Regel- und Steuerungssysteme, um die Netzstabilität sicherzustellen. Die geografische Zersplitterung in viele Inseln erschwert den Aufbau durchgängiger Energieinfrastrukturen, denn für jede Insel müssen angepasste Lösungen entwickelt werden, etwa in Form von Inselnetzen (Microgrids), die beispielsweise Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien mit PV und Batteriespeichern kombinieren. Zusätzlich erschweren logistische Anforderungen (Transport, Installation und Wartung von Anlagen zwischen den Inseln) die Umsetzung und führen zu höheren Kosten. Institutionell führen begrenzte Verwaltungskapazitäten und der Mangel an spezialisierten Fachkräften in Behörden zudem zu Verzögerungen bei Planung, Genehmigung und Monitoring von Projekten. Häufig besteht eine starke Abhängigkeit von externen Dienstleistenden, wodurch langfristige Unabhängigkeit und lokale Kompetenzentwicklung nur schrittweise erreicht werden können.

Auch sozioökonomisch erfordert der Wandel Anpassungsprozesse. Die aktive Einbindung der Bevölkerung und lokaler Unternehmen ist entscheidend, um Akzeptanz und Verständnis für neue Energietechnologien zu fördern. Gleichzeitig könnten anfänglich höhere Strompreise durch Investitionskosten insbesondere für einkommensschwache Haushalte eine Belastung darstellen. Zudem besteht Bedarf an gezielten Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen, um die für Betrieb und Wartung der Anlagen erforderlichen Fachkräfte im Land selbst auszubilden.

¹¹ Cook Islands News (2025). TAU's renewable energy share drops to 11% as utility targets 'unrealistic' 60% by 2030

Die Cookinseln fallen unter die Definition der SIDS (Small Island Developing States)¹² der Vereinten Nationen (United Nations, UN). Diese sind kleine Inselentwicklungsstaaten in der Karibik, im Pazifik und Atlantik, die weniger als 0,5 % der Weltfläche einnehmen, für weniger als 1 % der globalen Treibhausgasemissionen verantwortlich und gleichzeitig sehr anfällig für die Auswirkungen des Klimawandels sind. Aufgrund komplexer Antragsverfahren, strenger Anforderungen an die Kofinanzierung und technischen Kapazitäten zur Planung und Verwaltung von Klimaschutzprojekten erhalten sie nur einen Bruchteil der internationalen Klimafinanzierung. Die Internationale Organisation für erneuerbare Energien (International Renewable Energy Agency, IRENA) geht davon aus, dass einige SIDS „bis 2030 jährlich rund 5,9 Milliarden US-Dollar [5,43 Milliarden EUR] investieren [müssten], um ihre Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu beenden und ihre Ziele für erneuerbare Energien zu erreichen“¹³. Mit einem BIP von 337 Millionen EUR im Jahr 2023¹⁴ sind solche Investitionen für die Cookinseln aus eigenem Antrieb nicht möglich. Obwohl diese Finanzierungshürde keine Herausforderung für die Machbarkeitsstudie an sich darstellt, muss sie bei einer eventuellen Umsetzung dennoch überwunden werden. Die Finanzierungsoptionen und Förderinstrumente sind in Kapitel 4 ausführlich beschrieben.

Sollte das vorliegende Projekt umgesetzt werden, könnte es unter realen Bedingungen aufzeigen, wie durch gezielte Partnerschaften, angepasste Technologiepfade sowie die Einbindung lokaler Beteiligter der Übergang zu einer nahezu vollständig erneuerbaren Versorgung gelingen könnte. Die dabei gewonnenen Erfahrungen und standardisierten Vorgehensweisen ließen sich auf weitere Inseln übertragen und könnten damit eine multiplizierbare Blaupause für nachhaltige Entwicklung auf den Cookinseln und in der Region insgesamt schaffen.

2 Standort- und Rahmenbedingungen

2.1 Geografische und klimatische Faktoren

Die Cookinseln liegen westlich von Französisch-Polynesien und östlich von Tonga im Südpazifik und sind rund 3.000 km von Neuseeland entfernt. Sie bestehen aus 15 Inseln mit einer Landmasse von 236,7 km² (damit ungefähr so groß wie Malta), erstrecken sich jedoch mit einer exklusiven Wirtschaftszone (Exclusive Economic Zone, EEZ) von fast 2 Mio. km² über eine gewaltige Meeresfläche¹⁵.



Abbildung 6: Lage der Cookinseln im Südpazifik sowie Darstellung der zugehörigen Inseln des Landes.

¹² UN Office of the High Representative for the Least Developed Countries, Landlocked Developing Countries and Small Island Developing States (OHRLS). List of Small Island Developing States (SIDS)

¹³ Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen (DGVN). Aufbruch aus der Krise: Wie kleine Inselstaaten eine nachhaltige Zukunft anstoßen wollen.

¹⁴ UN Trade and Development. General profile: Cook Islands.

¹⁵ Radio New Zealand (RNZ). Cook Islands: Manihiki Plateau claim adds 350,000 sq km of seabed rights.

Rarotonga ist mit 67,1 km² die größte Insel der Cookinseln und mit 10.898 Einwohner*innen auch die bevölkerungsreichste (Volkszählung 2021; Vergleich Cookinseln insgesamt: 15.050)¹⁶. Es handelt sich bei Rarotonga um eine vulkanische Insel mit markanter Topografie. Im Zentrum erhebt sich ein zerklüftetes Gebirge mit dem Te Manga als höchstem Punkt (652 m), umgeben von dicht bewaldeten Hängen. Die steilen Berghänge gehen rasch in ein schmaleres, flaches Küstenplateau über, das von einem ringförmigen Korallenriff umgeben ist. Die meisten Siedlungen, Straßen und touristischen Einrichtungen befinden sich in diesem flachen Küstenstreifen, insbesondere entlang der Küstenstraße Ara Tapu. Wie eingangs dargestellt, liegen die drei Projektstandorte in Titikaveka in unmittelbarer Nachbarschaft entlang der Ara Tapu. Die Lagune zwischen Küste und Riff prägt das Landschaftsbild und bietet Schutz vor starkem Wellengang.

Wie in der Region allgemein, herrscht auch auf den Cookinseln ein generell stabiles Temperaturniveau. In der nördlichen Inselgruppe schwanken die Durchschnittstemperaturen das ganze Jahr über zwischen 26 °C und 28 °C, in der südlichen Gruppe, Rarotonga inbegriffen, zwischen 23 °C und 26 °C. Die Höchsttemperaturen erreichen etwa 30 °C, die Tiefsttemperaturen liegen bei rund 20 °C. Die Cookinseln verzeichnen eine erhebliche durchschnittliche jährliche Niederschlagsmenge, die in der Regel zwischen Dezember und März ihren Höhepunkt erreicht und typischerweise im Bereich von 1.200 bis 2.000 Millimetern (mm) pro Jahr liegt. Das Klima der Cookinseln wird stark durch die El Niño-Southern Oscillation (ENSO) sowie durch die Lage der Südpazifischen Konvergenzzone (SPCZ) beeinflusst, die mit Gewitteraktivitäten einhergeht.¹⁷

2.2 Klimatische Bedingungen und ihre Auswirkungen auf die Energieerzeugung

Zur Einordnung der langfristigen klimatischen Rahmenbedingungen am Standort Rarotonga wird die Klimatafel des Deutschen Wetterdienstes herangezogen. Sie basiert auf Messdaten der DWD-Wetterstation auf der Nordseite Rarotongas aus dem Zeitraum 1948–1990¹⁸ und dient ausschließlich als klimatologische Referenz zur Beschreibung grundlegender Standortmerkmale wie der mittleren Sonnenscheindauer und der Luftfeuchte. Die mittlere Sonnenscheindauer liegt demnach bei etwa 5,2 bis 6,3 Stunden pro Tag, die relative Luftfeuchte im mittleren Tagesmittel bei rund 80 %.

Die Klimatafel wird in dieser Studie nicht als Grundlage für die Auslegung oder Dimensionierung der Energieerzeugung verwendet, sondern dient einer langfristigen Einordnung der Standortbedingungen.

¹⁶ Cook Islands Statistics Office. 2021 Census of Population and Dwellings.

¹⁷ Climate Risk Country Profile Cook Islands (S. 5)

¹⁸ 1899 erbaute die Deutsche Seewarte die Wetterstation im Norden Rarotongas. Diese war bis 1909 in Betrieb und war eine von 43 Wetterstationen der Deutschen Seewarte im Südpazifik.
Deutscher Wetterdienst Marine Climate Monitoring. Climate Data from the Overseas Stations of the Deutsche Seewarte (Hamburg) in the tropical Pacific Ocean.

Klimatafel von Rarotonga / Cook-Inseln / Neuseeland

Koordinaten: geographische Breite: 21° 12' S, geographische Länge: 159° 49' W

Stationshöhe: 5 m über NHN

	JAN	FEB	MRZ	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ	JAHR	Periode von bis	
LUFTEMperatur															
Absolutes Maximum [°C]	33,9	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,2	31,1	30,0	29,8	31,1	32,2	33,9	1948	1990
Mittl. tägl. Maximum [°C]	28,8	29,1	28,9	28,3	26,7	26,7	25,0	24,9	25,3	26,1	27,1	27,8	27,0	1941	1970
Mittl. Tagesmittel [°C]	25,8	26,1	25,9	25,2	23,8	22,6	21,8	21,7	22,4	22,8	24,0	24,8	23,9	1961	1990
Mittl. tägl. Minimum [°C]	22,7	22,8	22,4	21,8	20,1	19,1	18,3	18,1	18,8	19,9	20,9	21,7	20,6	1941	1970
Absolutes Minimum [°C]	16,6	17,4	16,7	15,1	14,1	11,7	11,6	11,9	11,6	13,1	13,9	15,6	11,6	1948	1990
NIEDERSCHLAG															
Mittl. Monats-/Jahressumme [mm]	241,0	280,0	221,0	211,0	179,0	115,0	98,0	132,0	135,0	95,0	150,0	189,0	2.046,0	1961	1990
Zahl der Tage mit ≥ 0,1 mm Niederschlag	19,0	19,0	20,0	17,0	16,0	13,0	14,0	12,0	14,0	14,0	14,0	19,0	191,0	1948	1960
Zahl der Tage mit ≥ 1,0 mm Niederschlag	15,0	13,0	15,0	14,0	13,0	10,0	9,0	10,0	9,0	10,0	10,0	13,0	141,0	1968	1990
RELATIVE LUFTFEUCHTE															
Mittl. Tagesmittel [%]	83	83	82	82	80	79	77	77	78	78	79	80	80	1957	1990
Mittel zur Ortszeit 14 Uhr [%]	77	77	74	75	74	72	70	70	71	71	72	74	73	1973	1990
SONNENSCHEN															
Mittl. Tagessumme [Std.]	5,6	6,2	6,3	5,4	5,2	5,2	5,4	5,9	5,8	6,0	5,8	5,5	5,7	1948	1990
WASSERTEMPERATUR															
Mittel [°C]	27,0	27,8	27,9	27,4	27,1	24,8	24,2	24,0	24,5	25,0	25,6	26,1	26,0		

Abbildung 7: Klimatafel von Rarotonga des Deutschen Wetterdienstes¹⁹

Im Rahmen des Projekts wurde Ende September 2025 am Gebäude des Titikaveka Colleges eine eigene Wetterstation (Weather Station Compact WSC11 von Thies CLIMA) installiert, die seitdem kontinuierlich standortspezifische Messdaten liefert. Für den Monat Oktober 2025 werden die daraus abgeleiteten Temperaturkennwerte den langfristigen Referenzwerten der DWD-Klimatafel gegenübergestellt.

Wertetyp	Wetterstation Titikaveka	DWD-Klimatafel
Minimum	18,1 °C	18,8 °C
Maximum	29,1 °C	30,0 °C
Durchschnitt	24,01 °C	22,4 °C
Mittleres Maximum	–	25,3 °C
Mittleres Minimum	–	18,8 °C

Tabelle 1: Vergleich Daten Thies CLIMA-Wetterstation mit DWD-Klimatafel

Der Vergleich zeigt, dass die gemessenen Temperaturwerte im Oktober 2025 insgesamt im Bereich der historischen Klimadaten für Rarotonga liegen. Das gemessene Minimum und Maximum fallen geringfügig niedriger aus als die entsprechenden Referenzwerte, während der gemessene Durchschnittswert leicht über dem langjährigen Mittel der Klimatafel liegt. Dies deutet auf einen etwas wärmeren Oktober hin, ohne dass die Werte außerhalb der für den Standort typischen klimatischen Bandbreite liegen.

Die solaren Rahmenbedingungen am Projektstandort sind sehr günstig. Die monatliche Sonneneinstrahlung in Titikaveka liegt mit Werten zwischen etwa 100 und 250 kWh/m² im globalen Vergleich auf einem hohen Niveau. Daraus ergeben sich jährliche Einstrahlungswerte von rund 1.900 bis 2.200 kWh/m², was sehr gute Voraussetzungen für die Stromerzeugung aus Solarenergie bietet (zum Vergleich: Berlin ca. 1.010–1.133 kWh/m²/Jahr)²⁰.

¹⁹ Quelle: siehe oben

²⁰ Solarpotentialanalyse Berlin – Datendokumentation, S. 2

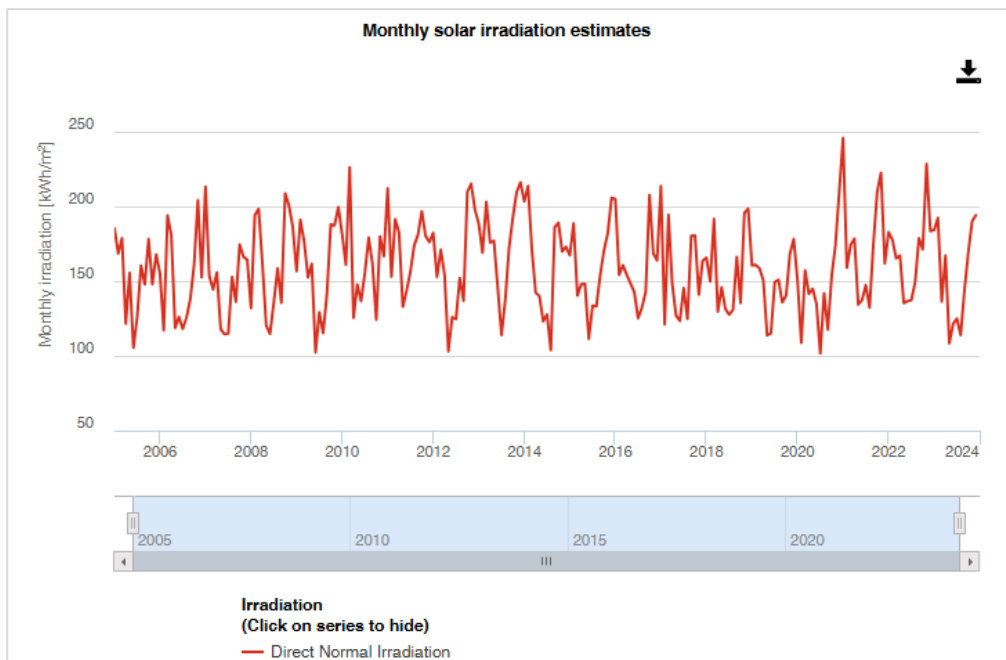


Abbildung 8: Monatliche Sonneneinstrahlung Titikaveka, Rarotonga, 2005–2023²¹

Aus den klimatischen und solaren Rahmenbedingungen ergibt sich, dass die Voraussetzungen für eine zuverlässige Stromerzeugung mittels Photovoltaik grundsätzlich sehr gut sind. Gleichzeitig ist aufgrund der tageszeitlichen Schwankungen sowie der bewölkten und niederschlagsreichen Monate von Dezember bis März ein Energiespeicher erforderlich, um die Projektstandorte auch nachts und in Phasen reduzierter Sonneneinstrahlung zuverlässig mit erneuerbarem Strom versorgen zu können.

Mit der Installation der Wetterstation am Titikaveka College stehen nun erstmals hochaufgelöste, kontinuierliche Messdaten direkt am Projektstandort zur Verfügung. Diese erfassen lokale Einflüsse wie Mikroklima, Bewölkung und Verschattung und ermöglichen künftig eine präzisere Bewertung sowie die Überwachung und Optimierung des Gesamtsystems aus grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher. Darüber hinaus schafft die Wetterstation eine belastbare Datengrundlage für weitere PV-Projekte in der Umgebung und unterstützt damit den Multiplizierungs- und Demonstrationscharakter des Vorhabens.

Exkurs: Windenergiepotenzial auf Rarotonga

Aus Gründen der Vollständigkeit und zur Berücksichtigung weiterer Energiequellen wird hier kurz das Potenzial von Windenergie auf Rarotonga beleuchtet. Eine Machbarkeitsstudie von 2008 (COWI/Risø)¹ weist für Rarotonga ein gutes Windangebot nach: 6,7 m/s in 29 m bzw. etwa 7,1 m/s in 50 m Nabenhöhe; für einen 2-MW-Park wurden 3.800–4.700 MWh/Jahr prognostiziert (Kapazitätsfaktor ca. 22–27 %). Damit liegt Rarotonga, im beispielhaften Vergleich, näher an norddeutschen Küstenwerten als etwa an typisch deutschen Binnenlandstandorten. Demzufolge ist Windenergie auf Rarotonga theoretisch realisierbar und als Ergänzung zur Photovoltaik grundsätzlich wirtschaftlich denkbar, insbesondere in hybriden Systemen.

Praktische Hürden bleiben: begrenzte verfügbare Flächen und konkurrierende Nutzungen, viele Regularien im Luftraum, bislang wenig lokale Erfahrung mit Windenergie (Photovoltaik ist hingegen etabliert), Anforderungen an Zyklon- und Korrosionsresilienz, Logistik und Service für Großkomponenten, Netzintegration bei hoher Durchdringung (ggf. Speicher oder angepasste Dieselaggregate) sowie potenziell langwierige Genehmigungsverfahren und mangelnde Akzeptanz.

Auf dem Gelände des Titikaveka Colleges selbst wären die Windgeschwindigkeiten aufgrund der Lage am Küstenstreifen zu gering und instabil für eine wirtschaftliche und zuverlässige Stromerzeugung. Zudem könnte eine Windenergieanlage auf dem Schulgelände die Schüler*innen (im Unterricht) und die Umgebung (Tourist*innen im Motu Resort, lokale Bevölkerung) durch Lärm und optische Beeinträchtigungen stören. Somit wäre die Akzeptanz des Projekts in der Bevölkerung gefährdet.

²¹ European Commission Joint Research Centre (JRC). PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System.

2.3 Risiken durch Klimawandel für Infrastruktur und Energieversorgung

In einem Bericht²² der World Bank Group (WBG) und der Asian Development Bank (ADB) von 2021 wird davon ausgegangen, dass die Temperaturen im Pazifikraum bis 2090 zwischen 1,4 °C und 3,1 °C ansteigen werden. Dieser Anstieg hängt jedoch auch davon ab, inwieweit die globalen Emissionen gesenkt werden können. In diesem Bericht wird erwartet, dass zukünftige Temperaturanstiege auf den Cookinseln voraussichtlich unter dem globalen Durchschnitt liegen werden (beim Szenario der höchsten Emissionen bis zu 2,8 °C verglichen mit 3,7 °C weltweit). Diese Abweichung könnte auf den mildernden Einfluss der großen umliegenden Meeresflächen zurückzuführen sein. Da jedoch Meeresflächen auch die Ergebnisse von Klimamodellen verfälschen können und die derzeitigen globalen Modelle nicht über die räumliche Auflösung verfügen, um Klimaprozesse in kleinen Inselstaaten zuverlässig abzubilden, sollten diese Prognosen mit Vorsicht betrachtet werden.²³

Auch zu künftigen Änderungen bei den durchschnittlichen Niederschlagsmengen pro Jahr lassen sich aufgrund der vielen variablen Parameter wie ENSO-Änderungen oder der Komplexität bei der Simulation tropischer Regenfälle nur schwer Prognosen erstellen²⁴. Die WBG und ADB gehen in ihrem Bericht davon aus, dass es bis 2100 keine großen Veränderungen bei der Niederschlagsmenge geben wird.

Der Meeresspiegel um die Cookinseln ist laut diesem Bericht gegenüber dem Jahr 1950 um 10 cm angestiegen (Stand: 2021). Global soll der Meeresspiegel laut dem Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) bis zum Ende des 21. Jahrhunderts zwischen 44 cm und 74 cm ansteigen. Nur bei einem großflächigen Verlust des antarktischen Eisschildes geht das IPCC bis 2100 von einem mittleren Anstieg des Meeresspiegels von bis zu 2,47 m aus²⁵. Andere Quellen prognostizieren einen Anstieg des Meeresspiegels um Rarotonga von rund 24 cm bis zum Jahr 2100²⁶ oder von 17 cm bis 2054²⁷.

Sowohl das Titikaveka College als auch die Kent Community Hall liegen mit etwa 9 m beziehungsweise 8 m über Meereshöhe über diesem höchstmöglichen Anstiegspunkt des Meeresspiegels.²⁸ Da die Pilotanlage bei einer möglichen Umsetzung auf dem Gelände des Colleges errichtet würde, wäre die diese durch einen Anstieg des Meeresspiegels nicht gefährdet. Das Resort liegt zwischen 2 m (am Strand) und 8 m (an der Straße Ara Tapu) über dem Meeresspiegel.

Zyklone stellen eine wesentlich realere Gefahr für die Cookinseln dar. Das Land erleidet derzeit im Durchschnitt direkte Verluste von rund 4,6 Millionen EUR pro Jahr infolge von Zyklonen, was etwa 2 % des BIP entspricht, wobei rund 90 % dieser Verluste im Bausektor auftreten.²⁹ Laut Bericht der WBG und der ADB könnte sich die Häufigkeit von Zyklonen auf den Cookinseln verringern, allerdings die Intensität der Zyklone und die Häufigkeit der extremen Ereignisse erhöhen. Wie bei den anderen Prognosen ist jedoch die Datenlage auch hier sehr komplex und häufig nicht ausreichend, wodurch keine sicheren Angaben gemacht werden können. Zwischen 1969 und 2010 wurden 47 tropische Zyklone innerhalb einer Zone von 400 km Entfernung zu Rarotonga gemessen, was etwas mehr als einem Zyklon pro Jahr entspricht. Innerhalb eines Jahres kann die Anzahl der Zyklone variieren, wodurch es in manchen Jahren keinen Zyklon gibt, in anderen wiederum bis zu sechs. In den beobachteten 41 Jahren traten während El Niño häufiger Zyklone auf als in anderen Jahren³⁰.

Zu wellenbedingten Überflutungen³¹ liegen hingegen genauere Studien vor. So beeinflussen die Höhe und der Zustand des Korallenriffs diese Art der Überflutung. Eine Verschlechterung des Zustands des Korallenriffs könnte eine Erosion an den Küsten nach sich ziehen. Ein CO₂-Anstieg in der Atmosphäre führt durch die Übersäuerung der Ozeane, die etwa 25 % der CO₂-Emissionen speichern können³², zu einem Rückgang des für Korallen nötigen Kalziumkarbonats. Da Rarotonga von einem Korallenriff umgeben ist, das die Insel vor Wellen schützt, würde ein Absterben der Korallen die Gefahr von Überflutungen und Erosion weiter verschärfen. Bei einem Anstieg des Meeresspiegels werden diese Überflutungen auch höher gelegene Bereiche erreichen. Solche Sturmfluten gehen oft mit Zyklonen einher. Laut World Meteorological Organization (WMO) stieg die Anzahl der Überflutungen an den Küsten zwischen 1980 und 2021 im gesamten Pazifik an und auf den Cookinseln von fünf- auf 43-mal im Jahr³³.

²² Climate Risk Country Profile: Cook Islands

²³ siehe oben (S. 8)

²⁴ siehe oben (S. 9)

²⁵ Climate Risk Country Profile: Cook Islands (S. 14)

²⁶ National Oceanic and Atmospheric Administration. Relative Sea Level Trend, 775-001 Penrhyn, Cook Islands.

²⁷ Sea Level Summary for Rarotonga, Cook Islands (S. 1) (NASA)

²⁸ Topographic-map.com. Rarotonga Topographic Map.

²⁹ Cook Islands Office of the Prime Minister. Cook Islands secures largest ever Green Climate Fund project to strengthen climate resilience.

³⁰ Logistics Cluster. Cook Islands.

³¹ Climate Risk Country Profile: Cook Islands (S. 15)

³² World Meteorological Organization (WMO). Climate change transforms Pacific islands.

³³ World Meteorological Organization (WMO). Climate change transforms Pacific islands.

Trotz dieser ungenauen Prognosen geht die Weltbank davon aus, dass durch einen tropischen Zyklon in den nächsten 50 Jahren mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % landesweit ein Verlust von über 48,7 Mio. EUR und mit 10 % Wahrscheinlichkeit ein Verlust von über 164 Mio. EUR eintritt³⁴.

Fazit

Obwohl einige Aspekte der Auswirkungen des Klimawandels ungewiss bleiben, sollte mit einer Zunahme der Intensität der heftigsten Sturmfluten sowie von extremen Starkregenereignissen gerechnet werden³⁵. Der Recherche für diese Machbarkeitsstudie zufolge scheint es nicht wahrscheinlich, dass der Klimawandel einen Einfluss auf die Energieerzeugung im Rahmen des vorliegenden Projekts haben würde, allerdings könnte die Infrastruktur durch Sturmfluten und extreme Wetterereignisse anfällig für Schäden und Ausfälle sein. Sowohl die Kent Community Hall als auch das Titikaveka College liegen hoch genug über dem Meeresspiegel und weit genug vom Strand entfernt, um nicht von Sturmfluten betroffen zu sein. Da das System bei einer möglichen Umsetzung auf dem Gelände des Titikaveka Colleges errichtet würde, besteht keine Ausfallgefahr durch Sturmfluten. Das Risiko tropischer Zyklone ist unabhängig vom Standort überall auf Rarotonga beziehungsweise den Cookinseln gegeben. Für die Instandhaltung und eventuelle Reparatur nach Extremwetterereignissen müssen daher Vorkehrungen getroffen werden. Diese umfassen etwa die Verfügbarkeit von Ersatzteilen und geschulten Fachkräften auf der Insel.

2.4 Wirtschaftliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Cookinseln haben rund 15.000 Einwohner*innen. Laut Volkszählung von 2021 waren 7.733 Personen im erwerbstätigen Alter (15 Jahre und älter), bei einer Erwerbsquote von 68,9 %. Der Dienstleistungssektor dominiert mit rund 85 %³⁶ der Beschäftigten, während Landwirtschaft und Industrie nur eine untergeordnete Rolle spielen. Die Arbeitslosenquote lag 2021 bei 1,2 %.

Die Wirtschaft der Cookinseln ist stark vom Tourismus abhängig. Mit rund 70 % Anteil am Bruttoinlandsprodukt³⁷ stellt er den wichtigsten Wirtschaftszweig und die zentrale Quelle für Deviseneinnahmen dar. Die touristischen Aktivitäten konzentrieren sich vor allem auf die Inseln Rarotonga und Aitutaki. Nach dem Einbruch, während der COVID-19-Pandemie hat sich der Sektor deutlich erholt; 2025 lagen die Besucherzahlen wieder deutlich über dem Vorkrisenniveau. Die hohe wirtschaftliche Bedeutung des Tourismus macht eine zuverlässige Infrastruktur, insbesondere im Bereich Energie- und Wasserversorgung, zu einem wichtigen Standortfaktor. Gleichzeitig wächst im Zuge steigender Besucherzahlen der Druck auf natürliche Ressourcen und Energieversorgungssysteme. Vor diesem Hintergrund gewinnen nachhaltige und emissionsarme Energieversorgungslösungen zunehmend an Bedeutung.

2.5 Strommarkt, Netzbetreiber und bestehende Einspeiseregulungen

Für die Stromversorgung auf Rarotonga ist die staatliche Energiegesellschaft Te Aponga Uira (TAU)³⁸ zuständig, die zugleich der einzige Netzbetreiber auf der Insel ist. TAU ist eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der Cook Islands Investment Corporation (CIIC), einem staatlichen Unternehmen. Als staatlicher Energieversorger spielt TAU eine zentrale Rolle bei der Versorgungssicherheit und bei allen Entscheidungen zur Modernisierung des Stromsystems.

Die durch TAU bereitgestellte Stromversorgung auf Rarotonga erfolgt zum Großteil über sieben Dieselgeneratoren im Kraftwerk im Avatiu Valley im Zentrum der Insel. Es handelt sich bei den Generatoren um folgende Modelle: fünf Dieselgeneratoren des Modells QSK60, einen MAN Engine und einen Mirrlees Blackstone (hat Ende der Lebensdauer erreicht). Laut TAU sind durchschnittlich 0,26 Liter Diesel für das Erzeugen von 1 kWh nötig. Daneben sind auch erneuerbare Energiequellen wie Photovoltaikanlagen und Batteriespeichersysteme Teil des Netzstroms. Die Vision von TAU ist es, „die Gemeinde durch nachhaltige und innovative Energielösungen zu bemächtigen“³⁹. Somit fügt sich das vorliegende Projekt nahtlos in die Energieversorgungsstrategie für Rarotonga ein.

³⁴ Climate Risk Country Profile: Cook Islands (S. 19)

³⁵ siehe oben

³⁶ 2021 Census Report with Tables and Questionnaires (S. 24)

³⁸ Te Aponga Uira (TAU). Te Aponga Uira – Home.

³⁹ Te Aponga Uira (TAU). Te Aponga Uira – About Us.

TAU möchte am staatlichen Ziel von 60 % erneuerbare Energien bis 2030⁴⁰ festhalten und führte zum Ausbau der Erneuerbaren beispielsweise von Anfang Juni bis zum 16. Juli 2025 ein Verfahren zur Interessenbekundung für unabhängige Stromerzeuger (Independent Power Providers, IPPs) auf Rarotonga durch. Es gibt zwar bereits IPPs auf Rarotonga, aber hier wurden nun die Bedingungen für IPPs verbessert, um die wirtschaftliche Attraktivität zu steigern: TAU kauft Solarstrom zu einem festen Preis von 0,13 EUR pro Einheit mit einer Vertragslaufzeit von 20 Jahren (plus fünf Jahre) und sucht Projekte zwischen 20 kW und 1.200 kW. Parallel dazu gab TAU eine Modernisierung seiner Infrastruktur bekannt, darunter ein neuer Microgrid-Controller, ein aktualisiertes SCADA-System und bereits installierte Schaltanlagen, um die Zuverlässigkeit und Integration erneuerbarer Energien zu gewährleisten.

Das Unternehmen arbeitet außerdem an einem 13 km langen 33-kV-Kabel, das Strom auf der Insel von Norden nach Süden übertragen soll, und fühlt sich somit für die nächste Phase des großflächigen Ausbaus erneuerbarer Energien gut gerüstet. CEO Lesley Katoa betont in einem Zeitungsartikel vom 15. Oktober 2025⁴¹ das Engagement von TAU für nachhaltige und innovative Energielösungen.

Unabhängig von TAU haben alle Haushalte und Unternehmen die Möglichkeit, netzunabhängigen Strom zu erzeugen, allerdings nur für den Eigengebrauch – sie können nicht ans Netz angeschlossen sein und gleichzeitig selbst erzeugten Strom nutzen. Die Besitzer*innen der Solaranlagen müssen bei diesem Verfahren also den gesamten erzeugten Solarstrom einspeisen, für den sie 0,13 EUR pro Einheit erhalten und den Strom für den Eigengebrauch zu 0,41 EUR pro Einheit aus dem Netz beziehen.

Die Nutzung von eigens erzeugtem Solarstrom mit Einspeisung von überschüssigem Strom und Beziehung von Strom aus dem Netz im Bedarfsfall ist auf Rarotonga Stand Februar 2026 nicht möglich. Dies bedeutet, dass das Microgrid aus grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher, dessen Machbarkeit hier geprüft wird, aktuell nur netzunabhängig möglich wäre, sofern TAU seine Richtlinie nicht ändert.^{42 43} Allerdings wird TAU von der Regierungsoption dafür kritisiert, dass der Anteil des Solarstroms am Stromverbrauch zwischen 2012 und 2025 zurückgegangen ist. TAU nennt als Gründe für den Rückgang der Erneuerbaren den höheren Strombedarf und die Entnahme einiger kleinerer Solarsysteme aus dem Netz. Die Opposition hält außerdem das Ziel von 60 % Erneuerbaren bis 2030 nicht mehr für realistisch. Möglicherweise könnte dieser politische Druck die Veränderung herbeiführen, dass Erneuerbare-Energiesysteme in Zukunft an das Netz auf Rarotonga angeschlossen werden, die Menschen den daraus erzeugten Strom für den Eigenbedarf nutzen und ggf. überschüssigen Strom einspeisen können.

2.6 Bestehende erneuerbare Energien und Netzstruktur

Am Flughafen von Rarotonga befindet sich eine Solaranlage, Te Mana o Te Ra, die von TAU betrieben wird. Auf einer Fläche von 1 Hektar stehen 3.051 Solarpaneele mit einem Peak Output von 960 kW. Ergänzt wird die Anlage durch einen BESS (Battery Energy Storage System, Batteriespeichersystem) mit 5,6 MWh Kapazität. Der durch die PV-Anlage erzeugte Strom wird an Ort und Stelle in einen 11.000-V-Transformer und darüber in das Netz eingespeist. Der Peak Demand des Netzes liegt bei etwa 5,5 MW für die rund 5.000 Kund*innen von TAU. Rund 15 % des Energiebedarfs auf Rarotonga wird durch PV (sowohl Te Mana o Te Ra und ähnliche PV-Anlagen als auch netzunabhängige Anlagen auf Hausdächern) und Biomasse (hauptsächlich zum Kochen) gedeckt. Im Jahr 2024 stammten 16 % der öffentlichen Stromversorgung von TAU auf Rarotonga aus PV.^{44 45 46}

⁴⁰ Cook Islands Economic Development Strategy 2030 (S. 23)

⁴¹ Cook Islands News. TAU's renewable energy share drops to 11% as utility targets 'unrealistic' 60% by 2030 - Talaia Mika.

⁴² Cook Islands News. Chamber calls for proactive approach to electricity debt - Talaia Mika.

⁴³ Te Aponga Uira (TAU). Te Aponga Uira to progress renewable energy through partnerships.

⁴⁴ Te Aponga Uira (TAU). Annual Report for the year ended 30 June 2024.

⁴⁵ Hawai'i Natural Energy Institute (HNEI). Research Highlights – International Support Energy Regulatory and Technical Support for the Cook Islands.

⁴⁶ Cook Islands Statistics Office. Energy Statistics December Quarter.

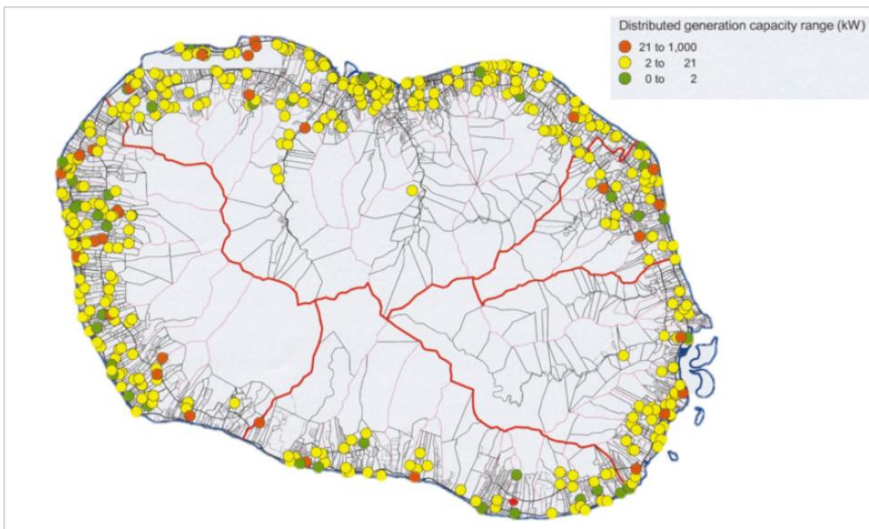


Abbildung 9: Standorte von Solaranlagen auf Rarotonga, farblich markiert nach Kapazität (kW)⁴⁷

Das Stromnetz auf Rarotonga ist als Verteilnetz konzipiert, das aus einem zentralen Diesellochwerk im Avatiu Valley, mehreren dezentralen Solaranlagen sowie einem Batteriespeicher besteht. Der Netzbetrieb erfolgt fast zur Hälfte über unterirdische Leitungen – eine Besonderheit im Pazifikraum, die vor allem dem Schutz vor tropischen Stürmen dient. Die Mittelspannungsebene ist auf 11 kV ausgelegt und bildet das Rückgrat des Verteilnetzes. Mittels Transformatoren erfolgt die Umspannung auf die Niederspannungsebene von 415 V, über die Haushalte, Gewerbe und öffentliche Einrichtungen versorgt werden. Insgesamt umfasst das Netz ca. 80 km unterirdische Mittelspannungsleitungen und rund 200 km ober- und teilweise unterirdische Niederspannungsleitungen.

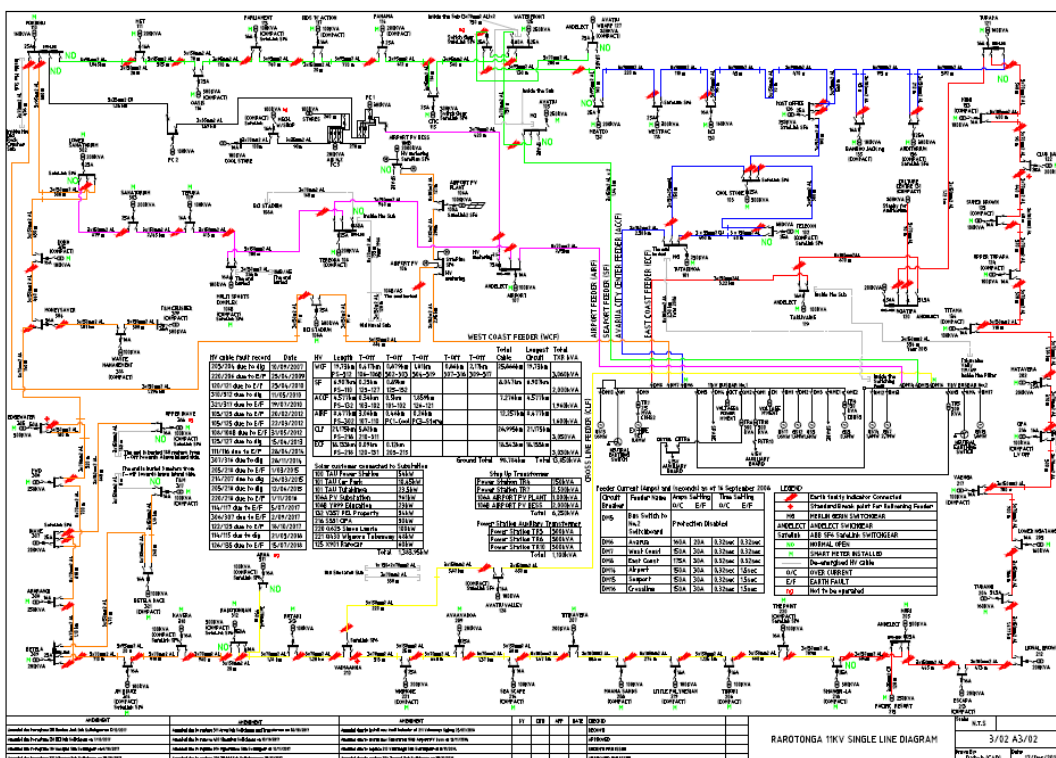


Abbildung 10: Einliniendiagramm (11 kV) auf Rarotonga⁴⁸

Die Diesellochaggregate im zentralen Diesellochwerk werden manuell über das dortige Kontrollzentrum gesteuert. Mit der Einführung von BESS-Systemen wurde auch eine Frequenz- und Spannungsstabilisation des Netzes bereitgestellt.

⁴⁷ Case Studies from Integrating Renewables into the Grid (S. 9)

⁴⁸ Case Studies from Integrating Renewables into the Grid (S. 6); das Diagramm dient hier nur zur Veranschaulichung und findet sich in höherer Auflösung in der angegebenen Quelle.

2.7 Energiepreise, Importabhängigkeit und bestehende Versorgungsstrukturen

Die Strompreise auf Rarotonga gehören mit 0,32–0,46 EUR pro kWh (plus MwSt.)⁴⁹ (Stand: Mai 2023) zu den höchsten weltweit. Zum Vergleich: In Deutschland lagen die Strompreise für Haushalte im November 2025 bei 0,23–0,45 EUR/kWh (bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh)⁵⁰, in Neuseeland im Mai 2025 bei 0,17–0,24 EUR/kWh⁵¹. Dabei muss auch berücksichtigt werden, dass das BIP pro Kopf in Deutschland etwa 51.861 EUR (Jahr 2025)⁵², in Neuseeland rund 39.917 EUR (ebenfalls 2025)⁵³ und auf den Cookinseln rund 14.200 EUR (letzte Zahlen aus dem Jahr 2023)⁵⁴ beträgt. Diese sind in der folgenden Tabelle gegenübergestellt:

Land	Strompreis pro kWh (Haushalt) in EUR	BIP pro Kopf in EUR
Cookinseln	0,32–0,46	14.200
Neuseeland	0,17–0,24	39.917
Deutschland	0,23–0,45	51.861

Tabelle 2: Vergleich der Strompreise und des BIP zwischen den Cookinseln, Neuseeland und Deutschland

Die Strompreise auf Rarotonga sind dabei wie folgt strukturiert: Für private Haushalte gilt ein gestaffelter Tarif mit einem Abrechnungszeitraum von 30 Tagen. Auf alle Strompreise wird ein einheitlicher Zuschlag von 0,03 EUR pro kWh als Treibstoffzuschlag erhoben. Der Primärtarif umfasst die ersten 60 kWh zu einem Preis von 0,32 EUR pro kWh. Für den Sekundärverbrauch zwischen 61 und 300 kWh beträgt der Preis 0,45 EUR pro kWh, während für darüberhinausgehenden Verbrauch ein Satz von 0,46 EUR pro kWh gilt. Für gewerbliche Verbraucher*innen wird ein Pauschaltarif von 0,45 EUR pro kWh erhoben, zusätzlich zu einer festen monatlichen Grundgebühr von 2,75 EUR. Für Großverbraucher*innen mit einem registrierten Lastprofil gilt ein Einheitspreis von 0,40 EUR pro verbrauchter kWh.⁵⁵

Die hohen Stromkosten auf den Cookinseln resultieren aus der starken Abhängigkeit von importiertem Diesel, aus dem der Großteil des Stroms erzeugt wird (vor allem auf Rarotonga). Es gibt weder Erdölförderung noch Raffinerien im Land. Die Preise für fossile Brennstoffe, inklusive Diesel, werden alle zwei Monate vom Price Tribunal⁵⁶ angepasst. Grundlage für die Preisanpassung bilden die Einfuhrrechnungen und Zolleinträge für LPG, Diesel und Benzin, die von den lokalen Anbieter*innen eingereicht werden. Privat- und Geschäftskund*innen sind damit den globalen Preisschwankungen weitgehend ausgeliefert. Die Kosten für importierte mineralische Erzeugnisse beliefen sich im Jahr 2019 auf rund 17 Mio. EUR, was etwa 25 % der gesamten Importe entsprach. Im Jahr 2024 stieg der absolute Importwert dieser Erzeugnisse auf rund 21 Mio. EUR, während ihr Anteil an den Gesamtimporten auf 12,34 % zurückging.⁵⁷ Dies ist auf den deutlichen Anstieg des gesamten Importvolumens zurückzuführen und ändert nichts an der weiterhin hohen Abhängigkeit der Energieversorgung von importierten fossilen Brennstoffen. Der Diesel für die Stromerzeugung stammt hauptsächlich aus Australien, Neuseeland, Südkorea und Singapur, je nach aktueller Preislage. Die Lieferungen erfolgen in der Regel im Drei-Wochen-Rhythmus nach Rarotonga. TOA Petroleum, Pacific Energy und Triad Petroleum unterhalten eigene Kraftstoffspeicher, deren Reserven aus Cashflow-Gründen jedoch oft nur für wenige Tage reichen⁵⁸. Verspätet sich eine Lieferung, kann dies rasch zu Engpässen führen. Wie zuletzt im November 2025, als ein Dieseltanker, der für den 12. November angekündigt war, aufgrund technischer Probleme drei Wochen später immer noch nicht eingetroffen war und die Diesel- und Benzinvorräte von TOA Petroleum am 27. November erschöpft waren. Dies führte an manchen Tankstellen zu Treibstoffrationierungen oder auch einer Erschöpfung der Vorräte. Zwei Schiffe, die Taporo 8 aus Tahiti und die Olomana, steuerten in der Folge Rarotonga an und lieferten Ende November Diesel und Benzin.^{59 60}

Auf den kleineren bewohnten Inseln (Pa Enua) sind die Bewohner*innen ebenfalls stark von importiertem Diesel abhängig, allerdings weniger für die Stromerzeugung als für den Transport. Auf diesen Inseln liegen die Strompreise auch etwas niedriger als auf Rarotonga, da staatliche Subventionen und ein höherer Anteil an erneuerbaren Energien den Kostendruck mindern. Auf ihnen werden rund 95 % des Stroms über hybride Minigrig-Systeme mit Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern erzeugt. Strom wird auf den Pa Enua allerdings nachts mitunter abgestellt, da die BESS nicht immer groß genug ausgelegt sind. Grüner Wasserstoff zur Energiespeicherung wäre hier auch

⁴⁹ Te Aponga Uira (TAU). \$0.05 OFF TEMPORARY FUEL SURCHARGE.

⁵⁰ StromAuskunft. Strompreis aktuell.

⁵¹ Figure NZ Trust. Domestic electricity prices in New Zealand towns and cities.

⁵² GTAI – Germany Trade & Invest. Wirtschaftsdaten kompakt – Deutschland.

⁵³ GTAI – Germany Trade & Invest. Wirtschaftsdaten kompakt – Neuseeland.

⁵⁴ Cook Islands Statistics Office. National Accounts – (Gross Domestic Product).

⁵⁵ Angaben aus dem E-Mail-Verkehr mit TAU im Mai 2025

⁵⁶ Cook Islands Ministry of Finance and Economic Management (MFEM). Price Tribunal.

⁵⁷ Energy Statistics December Quarter 2024 – Cook Islands Statistical Bulletin (S. 10)

⁵⁸ Logistics Cluster. Cook Islands.

⁵⁹ Radio New Zealand (RNZ). Cook Islands fuel supplier faces diesel shortage after tanker delay.

⁶⁰ Cook Islands News. Delayed fuel shipment worsens diesel shortage.

machbar, allerdings ist der Fachkräftemangel hier höher als auf Rarotonga. Im 4. Quartal 2024 entfielen 87,9 % des gesamten Stromverbrauchs auf Rarotonga, aber 37,5 % des erzeugten erneuerbaren Stroms auf die Pa Enuā⁶¹ – obwohl dort nur etwa 25 % der Bevölkerung leben. Diesellgeneratoren dienen auch hier als Back-up⁶² und Diesel wird zusätzlich für Fischerboote und Fahrzeuge benötigt. Auf Manihiki kostet Treibstoff etwa 2,00 EUR pro Liter; der Verbrauch ist auf 10 bis 20 Liter pro Person und Woche begrenzt. Ein Ausbau der Speicherkapazitäten für Solarstrom würde beispielsweise den Fischern ermöglichen, ihre Boote häufiger einzusetzen, da weniger Diesel für die Stromproduktion benötigt würde. Dies wäre vor allem bei verspäteten Diesellieferungen wichtig, bei denen die Fischer in der Ausübung ihres Berufs eingeschränkt sind. Zudem könnte mehr Fisch gekühlt gelagert werden, was wiederum besonders beim Ausbleiben von Schiffen, die den Fang abholen, relevant ist⁶³. Sollte das System aus grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher, dessen Machbarkeit hier untersucht wird, umgesetzt und multipliziert werden, könnten auch andere Standorte auf den Cookinseln einen Vorteil daraus ziehen.

2.8 Regulatorische und politische Rahmenbedingungen

In Bezug auf die Genehmigungen für den Aufbau erneuerbarer Energieanlagen muss zunächst ein kurzer Blick auf die Grundbesitzverhältnisse auf den Cookinseln allgemein und der drei Projektstandorte, Titikaveka College, Kent Community Hall und Motu Beachfront Art Villas, im Besonderen geworfen werden.

Grundbesitzansprüche werden auf den Cookinseln vererbt. Die Nachkommen erben im Todesfall alle Ansprüche, welche der oder die Verstorbene hatte. Es gibt regelmäßig Anhörungen vor Gericht, in denen Hinterbliebene diese geltend machen. Daher ist es nicht selten, dass Dutzende oder gar Hunderte Personen Eigentümer*innen eines einzigen Grundstücks sind. Dadurch gestaltet sich das Einholen von Genehmigungen oft als komplex, da für Nutzungsrechte oder langfristige Projekte zunächst der erforderliche Konsens unter einer Vielzahl von Miteigentümer*innen hergestellt und dieser formal gegenüber dem Land Court nachgewiesen werden muss. Parallel dazu sind, je nach Art des Vorhabens, weitere Behörden wie etwa die Umweltbehörde (NES), Infrastructure Cook Islands (ICI) und zuständige Ministerien einzubeziehen, was zusätzliche Abstimmungs- und Prüfprozesse mit sich bringt. Die Oppositionspartei plant die Einrichtung einer sog. *Renewables Land Facilitation Unit*, die Pachtfragen fair vermitteln und sicherstellen soll, dass Gemeinden von Solarprojekten profitieren, „...damit Landbesitzer*innen am Erfolg von Solarfarmen teilhaben“⁶⁴. Mit Einbeziehung des Titikaveka Colleges und der Kent Community Hall würden diese Anforderungen erfüllt.

Keiner der drei Projektstandorte wird von der jeweiligen Einrichtung im Eigentum gehalten; die Grundstücke sind gepachtet. Der Grund, auf dem die Kent Community Hall steht, ist für 60 Jahre gepachtet. Der aktuelle Pachtvertrag läuft 2036 aus. Das Resort hat zwei Pachtverträge mit jeweils rund 55 Jahren Laufzeit abgeschlossen: Das größere Grundstück (Taero) gehört einer Familie auf den Cookinseln, das kleinere Grundstück gehört ebenfalls einer lokalen Familie, ist aber sog. „title land“. Dies bedeutet, dass der Mataiapo, ein Unterherrscher, das alleinige Sagen darüber hat und keine weiteren Familienmitglieder entscheidungsbefugt sind. Das Grundstück, auf dem das College steht und auf dem die Anlage bei einer möglichen Umsetzung errichtet werden soll, ist sogenanntes Crown Land, also staatliches Eigentum.⁶⁵ Für die Nutzung und Bebauung sind daher nicht die Zustimmung zahlreicher Miteigentümer*innen, sondern die Genehmigungen der zuständigen Regierungsstellen erforderlich. In der Regel sind dies das Ministry of Education⁶⁶ als Nutzer, das Ministry of Finance and Economic Management (MFAM)⁶⁷ als Eigentümervertreter sowie, für Infrastrukturfragen, die Gesellschaft Infrastructure Cook Islands (ICI)⁶⁸. Darüber hinaus sollte das Crown Law Office⁶⁹ einbezogen werden, da es alle rechtlichen Vereinbarungen zur Nutzung von Crown Land sowie Fragen der Haftung, Sicherheit und Eigentumsverhältnisse prüft und für die Regierung freigibt.

Für den Bau einer Solaranlage selbst gibt es aktuell keine Regeln und Vorschriften, die im Besonderen eingehalten werden müssten. Dies gilt ebenso für den Bau einer Anlage mit Wasserstofftechnologien. Eine solche existiert bisher nicht auf den Cookinseln, es liegt also kein Präzedenzfall mit entsprechenden Regelungen vor. Es wird allerdings empfohlen, allgemeine Best Practices beim Bau anzuwenden, um mögliche Probleme im Nachhinein zu verhindern und der Anlage einen Beispielcharakter zu geben, der zum Bau weiterer solcher Anlagen einlädt. Für die einzelnen Komponenten müssen eventuell geltende Normen und Sicherheitsvorschriften erfüllt sein, die nachfolgend in der Studie

⁶¹ Energy Statistics December Quarter 2024 – Cook Islands Statistical Bulletin (S. 1)

⁶² Case Studies Guidelines 202 S. 7

⁶³ Cook Islands News. Sharks biting into Pa Enuā fisheries.

⁶⁴ Cook Islands News. TAU's renewable energy share drops to 11% as utility targets 'unrealistic' 60% by 2030 - Talaia Mika.

⁶⁵ E-Mail-Verkehr mit Cook Islands Investment Corporation vom 3.12.2025

⁶⁶ Cook Islands Government – Education. Ministry of Education – Cook Islands.

⁶⁷ Cook Islands Ministry of Finance and Economic Management (MFEM). Ministry of Finance and Economic Management – Home.

⁶⁸ Infrastructure Cook Islands. Infrastructure Cook Islands – Home.

⁶⁹ Cook Islands Crown Law Office. Crown Law Office – Cook Islands.

aufgeführt sind. Es sei an dieser Stelle festzuhalten, dass fehlende Regeln oder Vorschriften mitunter zu längeren Bearbeitungsdauern für Genehmigungen führen.

Obwohl sich der politische Rahmen für Energieversorgung und erneuerbare Energien auf den Cookinseln derzeit noch im Aufbau befindet, wirken mehrere Entwicklungen positiv auf Projekte zu erneuerbaren Energien ein. Die Regierung arbeitet an der Einführung eines neuen Gesetzes, das künftig eine klarere Regulierung für Stromversorgung, Netzanschluss, Versorgungssicherheit und Infrastrukturinvestitionen schaffen soll. Eine solche gesetzliche Grundlage erhöht die Planungssicherheit und ermöglicht die Einführung einheitlicher Standards für Erzeugung, Speicherung und Netzintegration. Ergänzend dazu unterstützen nationale Energieziele, darunter der politisch verankerte Ausbau erneuerbarer Energien und die Reduzierung der Dieselabhängigkeit, Investitionen in innovative Pilotprojekte.⁷⁰

Eine Übersicht der gültigen zentralen Energie-Strategiedokumente der Cookinseln:

Dokument	Jahr	Inhalt / Bedeutung	Aktualität / Hinweis
Cook Islands Renewable Electricity Chart (CIREC) ⁷¹	2011	Grundlegender nationaler Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Stromversorgung	Veraltet, aber weiterhin offizielles Basisdokument
CIREC – Update ⁷²	2016	Aktualisierung von Zielen und Zuständigkeiten	Formal gültig, inzwischen überholt
Climate Change & Renewable Energy Programme ⁷³	2019	Verknüpft Energie-, Klima- und Emissionsziele	Strategischer Bezugsrahmen
National Infrastructure Investment Plan (NIIP) ⁷⁴	2021–2031	Infrastruktur- und Energieinvestitionsprogramm	Aktuellster Regierungsrahmen

Tabelle 3: Energie-Strategiedokumente der Cookinseln

Ergänzend dazu liefert der Medienbericht „Renewable Energy 2030 Commitment“ einen informellen Hinweis auf politische Zielsetzungen und den damaligen Umsetzungsstand (13 von 15 Inseln mit PV-Anlagen) und spiegelt die öffentliche Diskussion über die Erreichbarkeit von letztendlich 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien, insbesondere im Hinblick auf die deutlich höheren Anforderungen auf Rarotonga im Vergleich zu den Pa Enua, wider; er stellt jedoch kein offizielles Regierungsdokument dar.⁷⁵

Die Cookinseln verfügen über etablierte Mechanismen zur internationalen Zusammenarbeit, insbesondere mit Australien, Neuseeland, IRENA und der Pacific Community (SPC), die die Umsetzung von technischen Leitlinien, den Wissenstransfer und die Finanzierung erleichtern. Diese politischen und regulatorischen Bestrebungen schaffen ein grundsätzlich förderliches Umfeld für die Realisierung von Projekten zu erneuerbaren Energien und tragen dazu bei, dass deren Ergebnisse in künftige nationale Richtlinien und Ausbaupfade einfließen können. Der Bürgermeister von Aitutaki führte in einem Interview⁷⁶ vom 20. November 2025 mit Cook Islands News ganz konkret an, wie zentral der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere von Solarenergie, für die Insel sei, um für die Stromversorgung weg von fossilen Brennstoffträgern zu kommen und die Energiesicherheit zu erhöhen.

Auf regionaler Ebene wurde 2023 die Pacific Hydrogen Roadmap (PHR)⁷⁷ als strategische Orientierung entwickelt, um den möglichen Einsatz von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten auf den Pazifikinseln zu bewerten. Die Roadmap zeigt auf, dass Wasserstoff perspektivisch eine Rolle in schwer elektrifizierbaren Sektoren wie Schifffahrt, Luftfahrt und ausgewählten Mobilitäts- oder Industriesegmenten spielen kann. Gleichzeitig wird darin betont, dass auf den pazifischen Inselstaaten, aufgrund hoher Kosten, begrenzter Infrastruktur und fehlender regulatorischer Grundlagen, zunächst der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung und Speichersysteme höchste Priorität hat. Diese Einschätzung ist unmittelbar relevant für das vorliegende Projekt: Diese Machbarkeitsstudie folgt exakt dem in der PHR empfohlenen Entwicklungsweg, indem sie zunächst die lokale Versorgung mit erneuerbarer Energie untersucht. Die Roadmap unterstreicht, dass erst stabile und ausreichend dimensionierte erneuerbare Energiesysteme die Grundlage für spätere,

⁷⁰ Cook Islands Ministry of Finance and Economic Management (MFEM). Utilities Regulation Policy.

⁷¹ Renewable Energy Development Division. Cook Islands Renewable Energy Chart.

⁷² Renewable Energy Development Division. Update to the Cook Islands Renewable Energy Chart.

⁷³ Cook Islands Climate Change Division. Cook Islands Climate Change Country Programme. Avarua: Government of the Cook Islands.

⁷⁴ Cook Islands Investment Corporation. National Infrastructure Investment Plan 2021–2030.

⁷⁵ Cook Islands News. Renewable energy 2030 commitment.

⁷⁶ Cook Islands Television. Local News Tuesday 18 November 2025, Aitutaki.

⁷⁷ Pacific Hydrogen Strategy. Startseite.

größere Wasserstoffanwendungen schaffen. Der in dieser Machbarkeitsstudie untersuchte Technologiepfad mit grünen Wasserstofftechnologien für die Langzeitspeicherung, als ergänzende Option zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, entspricht daher der regionalen Strategie. Die PHR sieht in den kommenden Jahren insbesondere Maßnahmen zur Qualifizierung, zur Nutzung internationaler Standards sowie zu Pilotprojekten vor:

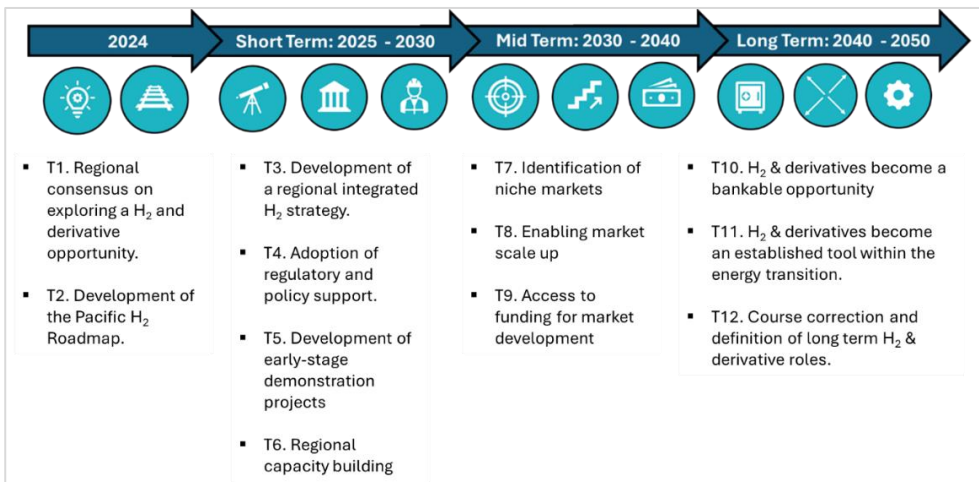


Abbildung 11: Zeitstrahl der Pacific Hydrogen Roadmap⁷⁸

Genau hier setzt das Projekt auf Rarotonga an: Es würde als praktischer Demonstrator dienen, der technische und organisatorische Erfahrungen liefert, lokale Kompetenzen stärkt und zeigt, wie sich dieselbasierte Versorgung zuverlässig durch erneuerbare Energien ersetzen lässt. Die Ergebnisse wären damit nicht nur für Rarotonga selbst relevant, sondern auch auf andere Inseln der Cookinseln und die gesamte Region übertragbar.

Das Vorgängerprojekt sowie die vorliegende Machbarkeitsstudie wurden explizit in drei von vier Berichten erwähnt, die im Zusammenhang mit der Pacific Hydrogen Roadmap veröffentlicht wurden. Die entsprechenden Nennungen sind im Anhang (Abbildungen A1–A3) dargestellt.

2.9 Normen und Sicherheitsvorschriften für Strom- und Wasserstoffinfrastruktur

Auf den Cookinseln existiert bislang kein eigenständiges nationales Normenwerk für importierte Komponenten der Strom- oder Wasserstoffinfrastruktur. Zwar liegt dem Parlament ein Gesetzesentwurf für den Versorgungssektor vor (sog. Draft Utilities Bill), dieser wurde aber noch nicht verabschiedet. Der rechtliche und technische Rahmen stützt sich ansonsten auf bestehende Gesetze, die den Sektor tangieren, sowie allgemeine Bau- und Qualitätsvorgaben, die sich an internationalen Standards orientieren.⁷⁹

Der Energy Act 1998⁸⁰, der dem Energieministerium die Verantwortung überträgt, die Qualität von Energieprodukten, insbesondere importierter Mineralöle, zu überwachen und deren Einhaltung von Kraftstoffstandards sicherzustellen, ist für den Sektor relevant. Damit besteht ein klarer gesetzlicher Auftrag zur Kontrolle von Qualität und Sicherheit im Energiesektor. Eine detaillierte Liste anwendbarer technischer Normen (beispielsweise IEC-, ISO- oder AS/NZS-Normen) ist im Gesetz jedoch nicht enthalten.

Für Bau- und Installationsfragen gilt der Cook Islands Building Code (2019)⁸¹. Er definiert die baulichen Mindestanforderungen an Tragfähigkeit, elektrische Installationen und Brandschutz und wird für alle Bau- und Infrastrukturprojekte herangezogen. Auch wenn der Code keine eigenen Normen für Photovoltaik- oder Batteriesysteme enthält, dient er als verbindlicher Rahmen für die Integration solcher Systeme in Gebäuden und Versorgungsstrukturen.

Ergänzend legt die Cook Islands Renewable Electricity Chart (aktualisiert 2016)⁸² energiepolitische Zielvorgaben fest. Sie betont den Einsatz von bewährten und zuverlässigen Technologien für erneuerbare Energieprojekte. Konkrete nationale

⁷⁸ A Hydrogen Roadmap for the Pacific (Executive Summary)

⁷⁹ International Renewable Energy Agency. Pacific Lighthouses – Renewable energy opportunities and challenges in the Pacific Islands region.

⁸⁰ Cook Islands Ministry of Finance and Economic Management (MFEM). Energy Act 1998. Avarua: MFEM.

⁸¹ Infrastructure Cook Islands. Cook Islands Building Code.

⁸² Renewable Energy Development Division. Update to the Cook Islands Renewable Energy Chart.

Zertifizierungs- oder Prüfverfahren für Solarmodule, Wechselrichter oder Speichersysteme sind aber auch dort nicht festgelegt. Projektträger orientieren sich daher in der Praxis an international anerkannten Standards, etwa den IEC-Normen für PV-Anlagen.

Weder der Energy Act noch die Renewable Electricity Chart enthalten spezifische Bestimmungen zur Produktion, Lagerung oder zum Transport von Wasserstoff. Geplante oder künftige Pilotvorhaben zur Anwendung grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien werden daher voraussichtlich auf internationale Sicherheits- und Technikstandards zurückgreifen, etwa ISO 19880 (Betankungsinfrastruktur) oder IEC 62282 (Brennstoffzellensysteme), bis nationale Regelungen eingeführt sind. Für die Speicherung von Wasserstoff in Flaschenbündeln können nach Absprache mit der für die Genehmigung zuständigen Stelle möglicherweise die Sicherheitsvorschriften zur Lagerung von LPG herangezogen werden.

Neuseeland unterstützt die Cookinseln beim Aufbau von Normungs- und Konformitätskompetenzen im Rahmen eines vom neuseeländischen Außen- und Handelsministerium (MFAT) finanzierten, dreijährigen Programms unter der Leitung von Standards New Zealand⁸³. Über das Pacific Islands Standards Committee (PISC), dem die Cookinseln angehören, werden unter anderem der Zugang zu Normen über ein Online-Bibliotheksportal ermöglicht, Delegiertenstipendien für lokal ausgerichtete Workshops bereitgestellt, ein „Pacific Island Standards Week“-Forum in Neuseeland durchgeführt sowie E-Learning-Inhalte für die kontinuierliche Weiterbildung erstellt. Das Programm ist auf die wirtschaftliche Entwicklung und Handelsfähigkeit der Pazifikstaaten ausgerichtet und fördert die Gestaltung, Übernahme und Anwendung technischer Vorschriften, Normen und Konformitätsbewertungsverfahren, wie sie auch in regionalen Initiativen wie PACER adressiert werden. Da viele PISC-Mitglieder keine ISO- oder IEC-Mitglieder sind, profitieren die Cookinseln zudem von Neuseelands laufender Einbindung in internationale Normungsaktivitäten nach dem Standards and Accreditation Act 2015, wodurch aktuelles Wissen und bewährte Verfahren in die Region getragen werden.⁸⁴

Australien und Neuseeland haben in vielen Bereichen dieselben Normen (AS und NZS), die sich häufig auch nach internationalen Normen richten. Für die Anlage des vorliegenden EXI-Projekts, die grüne Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher kombiniert,⁸⁵ wären folgende Normen relevant:

Wasserstoffsystem

Komponente	Neuseeländische/australische Norm(en)	Entsprechende europäische Norm(en)	Hinweise
Elektrolyseur	ISO 22734 (Wasserstofferzeuger auf Basis der Wasserelektrolyse)	ISO 22734 + EU-Konformitätsbewertung gemäß Druckgeräterichtlinie (PED) oder nationalen Richtlinien	Internationale ISO-Norm, die weltweit (einschließlich in Europa, Neuseeland und Australien) angewendet wird
Kompressor	Druckbehälternormen und Vorschriften für den Umgang mit Wasserstoffgas (AS/NZS ISO 19882, AS/NZS 2430)	Druckgeräterichtlinie (PED 2014/68/EU) + EN 13445 (Unbefeuerte Druckbehälter)	Europäische PED- und EN-Normen sind mit den neuseeländischen/australischen Druckgerätevorschriften harmonisiert
Speichertanks (Flaschen)	AS/NZS ISO 19882, AS/NZS 2430	EN 13445 + zusätzliche Ermüdungsfestigkeits- und wasserstoffspezifische Normen	Sicherheit von Druckbehältern ist durch ISO- und EN-Referenzen konsistent gewährleistet
Brennstoffzellen	ISO 14687 (Wasserstoffqualität), IEC 62282 (Brennstoffzellentechnologien)	ISO 14687, IEC 62282	Dieselben internationalen Normen werden weltweit angewendet
Sicherheit und Vorschriften	AS/NZS IEC 60079-Reihe (Explosionsschutz), elektrische Vorschriften	ATEX-Richtlinie, IEC 60079-Reihe, nationale elektrische Sicherheitsvorschriften	Explosions- und elektrische Sicherheit sind zwischen den Rechtsräumen harmonisiert

Tabelle 4: Komponenten des Wasserstoffsystem und zugehörige Normen

⁸³ Standards New Zealand. Startseite.

⁸⁴ Standards New Zealand. Pacific Islands Programme supports standardisation.

⁸⁵ Standards New Zealand. Hydrogen standards review – Integrating hydrogen into New Zealand’s energy landscape.

Die Zuordnung der genannten Normen basiert auf öffentlich zugänglichen Übersichten und Leitlinien von ISO, IEC, CEN sowie Standards Australia/New Zealand (AS/NZS). Die europäische Vergleichbarkeit ergibt sich insbesondere aus der Druckgeräte-Richtlinie (PED 2014/68/EU) sowie harmonisierten EN-Normen.

PV-Anlage

Komponente	Neuseeländische/ australische Norm(en)	Entsprechende europäische Norm(en)	Hinweise
Solar-mod- ule ⁸⁶	AS/NZS 5033:2021 (Installation und Sicherheitsanforderungen für PV-Anlagen)	IEC 61215 (Design und Leistung von PV-Modulen) + EN 61215	In Neuseeland und Australien werden AS/NZS-Normen verwendet, die auf IEC/EN-Standards basieren. EN 61215 und IEC 61215 sind harmonisierte Normen, die auch in Europa für Modultests angewendet werden.
Wechsel- richter ⁸⁷	AS/NZS 4777-Serie: 4777.1:2024 (Installation), 4777.2:2020 (Leistung und Netzanbindung)	EN 50549 und EN 62109 (Sicherheits- und Netzanschlussanforderungen für Wechselrichter)	Die Normen gewährleisten eine sichere Netzintegration und Leistungsfähigkeit für private und gewerbliche Systeme.
Lithium- batterien ⁸⁸	AS/NZS 5139:2019 (Sicherheitsanforderungen und Installation von Batteriespeicher- systemen)	IEC 62619, IEC 62620, EN 62619 (Sicherheits- und Leistungsanforderungen für Lithium-Ionen-Batterien, einschließlich Li-FePO ₄ /LFP)	Die AS/NZS-Normen sind eng an die IEC/EN-Standards für die Sicherheit und Leistung von Lithium-Ionen- Batteriesystemen angelehnt.

Tabelle 5: Komponenten der PV-Anlage und zugehörigen Normen

Die Verwendung von Geräten, die den neuseeländischen und australischen Wasserstoffnormen entsprechen, gewährleistet eine weitgehende oder vollständige Übereinstimmung mit den europäischen Anforderungen an Wasserstoff- und PV-Systeme. Dies liegt an der gemeinsamen Anwendung internationaler ISO- und IEC-Normen sowie an der zunehmenden Angleichung der Sicherheitsvorschriften in beiden Regelwerken.

Insgesamt zeigt sich, dass die Cookinseln derzeit internationale Normen und bewährte Verfahren als Orientierung nutzen, während ein formalisierter nationaler Normenrahmen noch im Aufbau ist. Bestehende Gesetze und Dokumente, der Energy Act 1998, der Cook Islands Building Code 2019 und die Renewable Electricity Chart 2016, bilden das Fundament, auf dem künftige technische Richtlinien entwickelt werden können. Die enge Zusammenarbeit mit Neuseeland fördert die Einführung von internationalen, beziehungsweise den in Neuseeland und Australien geltenden Normen.

2.10 Lastprofile

Ohne ausreichend aufgelöste zeitliche Energieverbrauchs- und Erzeugungsprofile lassen sich die Anforderungen an die Dimensionierung des Systems nicht ermitteln und die Betriebsweise der Anlagenkomponenten (Wasserstoffsystem und Batteriespeicher) nicht zuverlässig simulieren. Detaillierte Lastprofile sind für die Simulation von Stromspeichern notwendig, da Speicher sehr stark vom zeitlichen Verlauf von Erzeugung und Verbrauch abhängig sind. Nur mit entsprechend genauen Last- und Erzeugungsdaten lässt sich realistisch bestimmen, wann ein Speicher geladen oder entladen werden muss, wie sich sein Ladezustand entwickelt und welche Leistungen er bereitstellen oder aufnehmen kann. Insbesondere beim Zusammenspiel zweier, sich in ihrer Charakteristik stark unterscheidenden Speichertechnologien (hier beispielsweise Batterie- und Wasserstoffspeichersystem) ist dies besonders ausschlaggebend.

Seitens des Stromnetzbetreibers auf Rarotonga sind Lastprofile der einzelnen Stromverbraucher in erforderlicher Qualität nicht verfügbar, da für die betrachteten Projektstandorte keine entsprechenden Messeinrichtungen verbaut wurden.

⁸⁶ Clean Energy Council. Approved solar modules.

⁸⁷ Clean Energy Council. Approved solar inverters.

⁸⁸ Clean Energy Council. Approved solar batteries.

Motu Beachfront Art Villas

Die im Resort verfügbaren Daten beschränkten sich zunächst auf die monatlichen Stromrechnungen. Auf dieser Grundlage lassen sich jedoch keine hinreichend granulareren Lastprofile ableiten. Eine rechnerische Aufteilung der monatlichen Verbräuche auf Tageswerte wäre zwar anhand der bereitgestellten Belegungspläne möglich, diese zeitliche Auflösung ist jedoch für eine belastbare Simulation ebenfalls nicht ausreichend. Neben den elektrischen Verbrauchern werden im Resort einzelne Anwendungen (Warmwasserbereitung und Wäschetrocknung) mit Gas betrieben. Diese Verbraucher sind im Rahmen der vorliegenden Betrachtung zunächst nicht zur Substitution vorgesehen. Perspektivisch besteht jedoch die Möglichkeit, das System aus grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher in einzelnen oder allen Bereichen zu einem späteren Zeitpunkt gezielt zu erweitern. Die vorzunehmenden Anpassungen im Resort wären mit Kosten verbunden, allerdings wäre der Verzicht auf Gas angesichts der jährlichen Gasrechnungen in Höhe von rund 15.000 EUR auf längere Sicht in Erwägung zu ziehen (siehe dazu Kapitel 6.2).

Titikaveka College

Vom Titikaveka College wurde eine Tabelle mit den letzten Stromrechnungen bereitgestellt. Analog zur Datengrundlage des Resorts wies auch diese Quelle keine ausreichende zeitliche Auflösung für eine belastbare Energiesimulation auf. Darüber hinaus erschienen einzelne Verbrauchswerte unplausibel. Dies könnte beispielsweise auf Ablesefehler bei der visuellen Erfassung der Zählerstände oder auf unvollständige Übermittlungen zurückzuführen sein. In derartigen Fällen legt der Netzbetreiber häufig Schätzwerte zugrunde, die nur eine eingeschränkte Aussagekraft besitzen. Vor diesem Hintergrund wurde auch für diesen Projektstandort eine eigenständige, projektseitige Datenerhebung erforderlich.

Kent Community Hall

Die Beschaffung der Lastkennzahlen der Kent Community Hall waren ebenso unzureichend. Da der Energieverbrauch an diesem Projektstandort gering ausfällt und sich schnell abzeichnete, dass eigene Messungen nötig sein würden, wurde hier auf eine weitere Recherche bezüglich externer Daten verzichtet.

Installation von Smartmetern

Es war also erforderlich die Daten für die Lastprofile projektseitig zu generieren. Dazu wurde an jedem der drei Projektstandorte ein Smartmeter installiert, um exakte Lastprofile aufzeichnen zu können. Die erhobenen Daten wurden aufbereitet und bilden die empirische Grundlage für die Modellierung und Planung des Energiesystems. Außerdem unterstützen sie die technische Dimensionierung von PV-Anlage, Batterie- und Wasserstoffspeicher und ermöglichen eine belastbare wirtschaftliche Bewertung. Darüber hinaus würde eine kontinuierliche Datenerfassung eine spätere Optimierung des Betriebs sowie eine transparente Dokumentation der Projektergebnisse ermöglichen.



Abbildung 12: Janitza UMG103 Smartmeter im Resort (Foto: ICTnexus)

2.11 Identifizierte Stromeinsparungspotenziale

Bevor aufwendige Speichersysteme ausgelegt werden, bietet es sich an, einfache Energieeinsparpotenziale zu identifizieren, um die Anlagen nicht größer, und somit teurer, als notwendig zu gestalten. Auf Basis der durch die installierten Smartmeter generierten Daten, ließen sich bereits erste Rückschlüsse ziehen.

In der nachfolgenden Tabelle findet sich zur Orientierung eine Aufstellung der wesentlichen Verbraucher innerhalb der betrachteten Liegenschaften:

Verbraucher	Anteil %
Motu Beachfront Art Villas	100 %
Klimageräte	50 %
Abwassersystem	15 %
Poolpumpe	5 %
Trinkwasser-Druckerhöhungsanlage	5 %
Geräte Wäscherei	10 %
Sonstige Elektrogeräte (Kühlschränke, Licht, TV, Deckenventilatoren)	10 %
Büro IT (PC, Server und weitere Geräte)	5 %
Titikaveka College	100 %
Klimageräte	60 %
Trinkwasser-Druckerhöhungsanlage (bereinigter Verbrauch)	15 %
Sonstige Elektrogeräte (Kühlschränke, Licht, Deckenventilatoren)	10 %
Unterrichtsbedarf (Laptops, Screens und weitere Geräte)	10 %
Büro IT (PC, Server und weitere Geräte)	5 %
Kent Community Hall	100 %
Klimageräte	80 %
Sonstige Elektrogeräte (Kühlschränke, Licht, Deckenventilatoren)	20 %

Tabelle 6: Stromverbraucher der drei Projektstandorte⁸⁹

Das Resort wurde einem umfassenden Energieaudit, einschließlich eines intensiven Belastungstests, unterzogen. Im Rahmen dieses Stresstests wurden sämtliche relevanten Verbraucher, insbesondere Klimageräte, Wasseraufbereitungsanlagen sowie Gästeservices, sukzessive zugeschaltet, um die theoretische Maximallast des Standorts zu ermitteln. Dabei konnten keine signifikanten Einsparpotenziale identifiziert werden. Die maßgeblichen technischen Systeme befanden sich bereits auf einem zeitgemäßen Stand der Technik, beispielsweise in Form moderner Inverter-Klimaanlagen. Der Verbrauch des Resorts liegt jährlich bei 41.522 kWh.

Bei der Auswertung der Lastdaten des Titikaveka Colleges (14.851 kWh pro Jahr) fiel zunächst eine ungewöhnlich hohe und nicht unmittelbar plausible Grundlast auf. Im Rahmen eines Vor-Ort-Termins konnte eine dauerhaft betriebene Pumpe zur Frischwasserversorgung aus einem Wasserspeicher identifiziert werden. Der kontinuierliche Betrieb der Pumpe wurde durch eine Leckage im unterirdisch verlegten Wasserleitungsnetz verursacht. Aufgrund der druckgeregelten Steuerung lief die Anlage permanent, was sowohl zu einem unnötig erhöhten Energieverbrauch als auch zu zusätzlichem Wasserverlust führte. Da eine kurzfristige Instandsetzung der Leckage aus verschiedenen Gründen nicht realisierbar war, wurde als Übergangslösung eine zeitgesteuerte Schaltung in Betracht gezogen, um den Pumpenbetrieb zumindest während der Schließzeiten der Schule zu reduzieren. Die Leckage sollte vor einem möglichen Bau der Anlage behoben werden.

Die Kent Community Hall weist mit 6.542 kWh pro Jahr einen sehr geringen Stromverbrauch auf. In den ausgewerteten Lastprofilen waren keine unplausiblen Lastspitzen erkennbar, sodass keine nennenswerten Optimierungspotenziale identifiziert werden konnten.

⁸⁹ Datenquelle: lokales Unternehmen ICTnexus

Im regulären Betrieb beschränkt sich der Strombedarf im Wesentlichen auf die beiden Ventilatoren im Fitnessbereich im Erdgeschoss. Zusätzlich versorgt ein Batteriekasten im Gebäude eine VHF-Antenne auf dem Dach mit Strom. Diese Antenne gehört Vodafone und wird nach aktuellem Kenntnisstand nicht mehr genutzt. Da sie über einen separaten Zähler verfügt, kann ihr Stromverbrauch eindeutig erfasst und isoliert abgerechnet werden. Sofern die Antenne nicht zurückgebaut wird, wäre eine Weiterberechnung der entsprechenden Stromkosten an den Eigentümer möglich.

2.12 PV-Erzeugungsprofil



Abbildung 13: Wetterstation auf dem Dach des Titikaveka Colleges⁹⁰

Für das PV-Erzeugungsprofil zur Anlagenauslegung werden im Idealfall historische PV-Profile des jeweiligen Standorts herangezogen. Nachdem weder an den Projektstandorten noch in der Nähe eine PV-Anlage installiert ist, deren Erzeugungsprofil hätte aufgezeichnet werden können, wurden alternative Methoden herangezogen.

PV-Erzeugungsprofile werden primär durch die Globalstrahlung, die Modultemperatur und die Anlagenkonfiguration (Ausrichtung und Neigung) bestimmt. Zur Erfassung standortspezifischer Wetterdaten wurde am Titikaveka College Ende September die Wetterstation installiert, welche kontinuierlich die relevanten meteorologischen Parameter aufzeichnet. Die gewonnenen Daten können vor allem im späteren Anlagenbetrieb als Grundlage für ein optimiertes Energiemanagement genutzt werden.

Die aufgezeichneten Daten zu Sonneneinstrahlung und Temperatur können als Grundlage für eine hinreichend genaue Abschätzung des PV-Erzeugungsprofils dienen. Voraussetzung hierfür ist jedoch die Erfassung über mindestens ein vollständiges Kalenderjahr, um saisonale Schwankungen adäquat abzubilden.

Da die Datenerhebung erst im zweiten Halbjahr 2025 begann, stand zum Zeitpunkt der Analyse noch kein vollständiger Jahresdatensatz zur Verfügung, sodass diese Datenbasis für eine verlässliche Simulation noch nicht herangezogen werden konnte.

Bei räumlich nahe beieinanderliegenden Standorten weist die zeitliche Struktur der solaren Einstrahlung in der Regel eine hohe Übereinstimmung auf; Unterschiede bestehen primär in der relativen Höhe der Erzeugung. Vor diesem Hintergrund kann das Erzeugungsprofil eines geeigneten Referenzstandorts als Referenzprofil herangezogen und auf einen für das jeweilige Projekt angemessenen Leistungswert skaliert werden. Im vorliegenden Fall wurden die aufgezeichneten Wetterdaten der installierten Wetterstation mit dem Ertrag einer bestehenden PV-Anlage im Norden der Insel (auf dem Dach des CITC-Supermarkts mit ähnlicher Ausrichtung der PV-Module wie auf dem Dach des Colleges) für den entsprechenden Zeitraum abgeglichen. Dabei zeigte sich eine hinreichend gute Korrelation zwischen den Messdaten der Wetterstation und dem tatsächlichen Ertragsverlauf der herangezogenen PV-Anlage, sodass das dortige Ertragsprofil als Referenz für die Simulation verwendet werden konnte. Aufgrund der geringen Dachneigung, sowohl am Referenzstandort als auch auf den betrachteten Dachflächen des Titikaveka Colleges, sind die Einflüsse der

⁹⁰ Foto: Timo Schuseil, ostermeier H2ydrogen Solutions GmbH

Ausrichtung (Azimut) vergleichsweise gering. Die Übertragung des zeitlichen Profils auf den Projektstandort des Titikaveka Colleges kann daher als ausreichend genau angesehen werden. Etwaige Abweichungen können im Nachgang auf Grundlage der fortlaufend aufgezeichneten Strahlungsdaten quantifiziert werden, sobald ein vollständiger Jahresdatensatz vorliegt (voraussichtlich im September 2026). Zur Skalierung des PV-Profiles auf die erforderliche Anlagengröße wurde das bekannte Erzeugungsprofil des Referenzstandorts auf eine installierte Leistung von 1 kWp normiert. Dadurch wird die Profilform vom absoluten Leistungsniveau entkoppelt und eine sachgerechte Übertragbarkeit auf unterschiedliche Anlagengrößen ermöglicht.

2.13 Anpassung der aufgezeichneten Lastprofile

Die erhobenen Verbrauchsdaten der drei Projektstandorte wurden ausgewertet und angepasst. Konkret wurde der aufgezeichnete Zeitraum der Verbrauchslasten auf ein vollständiges Jahr skaliert. Es lagen für die Abschätzung lückenlose Daten für die Monate April bis August des Jahres 2025 vor.

Diese Daten bilden die Basis für die nachfolgend beschriebene Extrapolation auf das vollständige Jahr: Im Motu Beachfront Art Villas Resort sind die Klimaanlage der ausschlaggebende Faktor für den Energiebedarf. Demnach wurden die fehlenden Daten mit Korrekturwerten auf Basis von Cooling Degree Days (CDD) multipliziert. Cooling Degree Days sind ein meteorologischer Index, der den Energiebedarf zur Kühlung von Gebäuden misst. Die Beziehung zwischen der Last und CDD-Werten wurde mittels einfacher linearer Regression analysiert. Die CDD jedes Monats wurden durch Division durch die CDD des Monats August (Referenzwert) normalisiert. Dieser Faktor beschreibt, in welchem Verhältnis der monatliche Kühlbedarf zum Referenzmonat August, einem typischen Minimum des Kühlbedarfs, steht. Dieser Faktor kann so die monatlichen Energiesimulationswerte für fehlende Monate direkt skalieren. Die aufgezeichneten Werte der Monate April bis Juli wurden aus Gründen der Genauigkeit als tatsächlich vorliegende Messwerte beibehalten.

Für das Titikaveka College sind keine eindeutigen Abhängigkeiten der Last zum Wetter erkennbar. Dies ist plausibel, da hier keine Klimageräte installiert sind, sondern lediglich Deckenventilatoren, deren Energiebedarf im Verhältnis zum Gesamtstromverbrauch eher gering ausfällt.

Anpassungen an das aufgezeichnete Profil wurden jedoch auch hier vorgenommen: Zum einen wurde der Verbrauch der Trinkwasserpumpe zu einem Anteil von 85 % herausgerechnet, unter der Annahme, dass die identifizierte Leckage in der Wasserversorgungsleitung, und damit der unnötige Betrieb der Pumpe, mittelfristig behoben wird. Außerdem wurde die Lastkurve entsprechend der Ferienzeiten analysiert und das Profil dem Ferienplan angepasst. Für die Kent Community Hall waren keine speziellen Anpassungen nötig. Das Lastprofil wurde lediglich auf das vollständige Jahr extrapoliert.

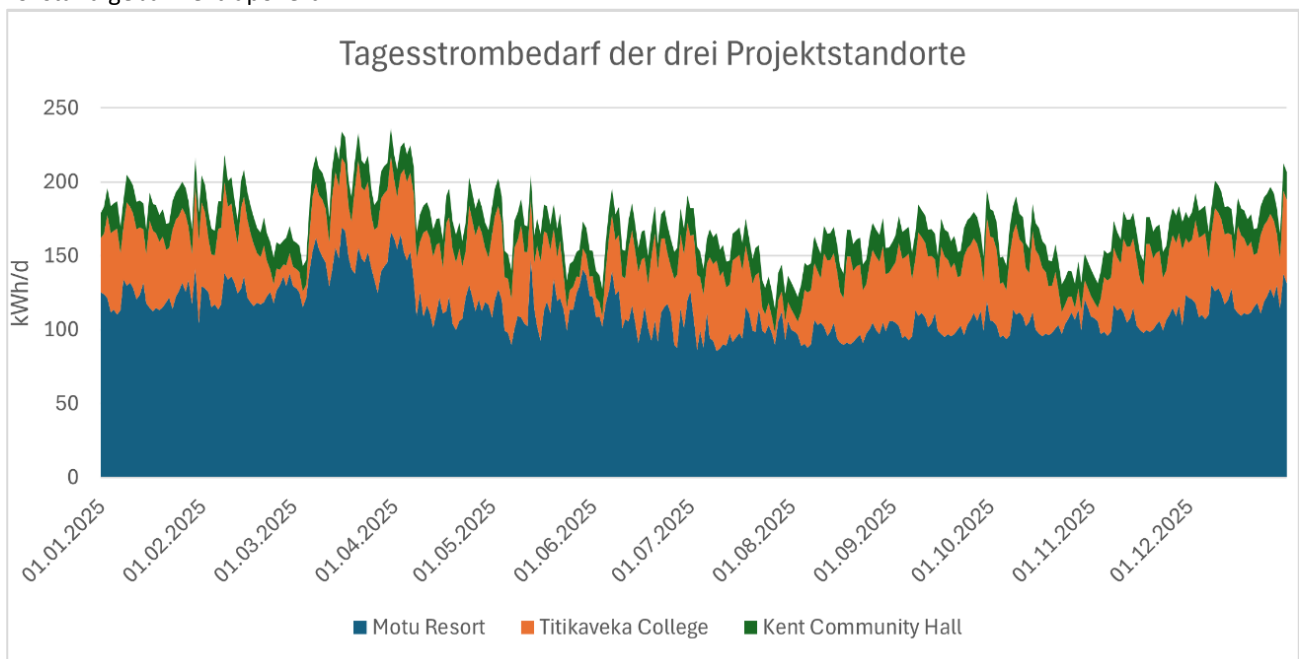


Abbildung 14: Lastkurve der zu versorgenden Projektstandorte

3 Technische Planung und Systemdesign

3.1 Systemkomponenten und deren Integration

Die Kombination aus Photovoltaik zur Stromerzeugung (in Abbildung 15 Abbildung 15: Schematische Darstellung des Microgridgelb gekennzeichnet), Batteriespeicher (grün) und wasserstoffbasiertem Langzeitspeicher (blau) vereint die hohe Effizienz und Dynamik des Batteriespeichers zur Deckung kurzfristiger Lastspitzen mit der Fähigkeit, größere Energiemengen über längere Zeiträume zu speichern. Somit können die Verbraucher (rot) lückenlos mit elektrischer Energie versorgt werden.

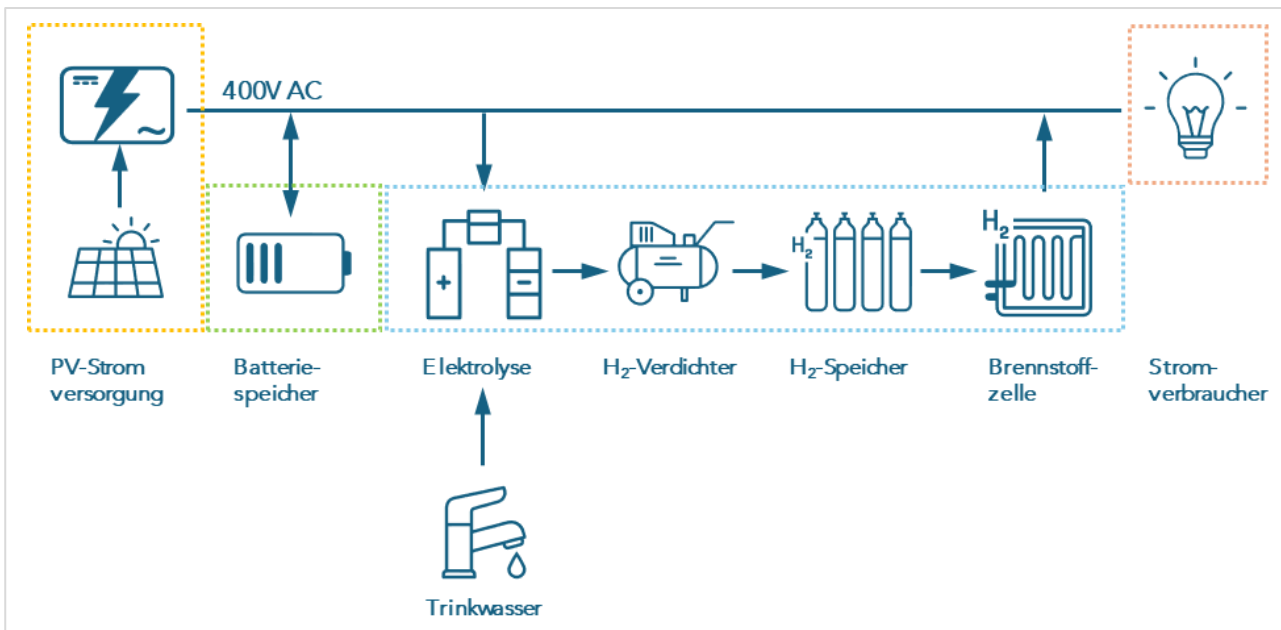


Abbildung 15: Schematische Darstellung des Microgrid

Die Anordnung der betreffenden Gebäude ist auf dem Satellitenbild (Abbildung 16) zu erkennen. Im oberen, nördlichen Bereich ist eine mögliche Aufstellfläche für den Speichercontainer (20'-Seecontainer, ca. 6 m x 2,5 m) markiert, ebenso die Aufstellfläche für die Wasserstoffspeicher (etwa 8 m²).

Dies soll zunächst nur eine Veranschaulichung der Größenverhältnisse darstellen, ein geeigneter Standort ist flexibel nach den örtlichen Gegebenheiten auszuwählen. Bezüglich des Speichercontainers müssen, falls vorhanden, auch Abstandsvorgaben zu Gebäuden eingehalten werden.

Blau umrandet sind die verfügbaren Dachflächen des Titikaveka Colleges für die PV-Module. Im Falle einer Umsetzung des beschriebenen Projekts sind übliche Vorklärungen wie beispielsweise die Statik der in Frage kommenden Dächer für die Montage der PV-Module zu prüfen. Durch die Kombination mehrerer Ausrichtungen der PV-Module könnte deren Dimensionierung hinsichtlich identifiziertem Lastprofil optimiert werden.



Abbildung 16: Satellitenbild des betreffenden Areals, bearbeitet auf Basis von maps.google.de

Auf der linken Seite (Westseite) des Areals befindet sich die Kent Community Hall und an der Küste im südlichen Teil das Motu Beachfront Art Villas Resort.

3.2 Energiespeicherkonzept

3.2.1 Batteriespeicher

Ein Batteriesystem deckt kurzfristige Schwankungen, Spitzen und eine hohe Dynamik der Lastkurven ab: Erzeugt die PV-Anlage mehr Leistung als aktuell benötigt wird, wird der Überschuss in der Batterie gespeichert. Bei unzureichender PV-Erzeugung, etwa in den Abendstunden, nachts oder bei Bewölkung, wird die gespeicherte Energie zur Deckung des Verbrauchs wieder bereitgestellt.

Meist werden Speicherbatterien aus mehreren gleichartigen Modulen aufgebaut, welche eine individuelle Skalierung der Systeme auf die erforderliche Größe erlauben. Hier werden Wechselrichter benötigt, um die batterie-seitige Gleichspannung in eine für Netze nötige AC-Spannung zu wandeln.

Je nach Anlagenkonfiguration kann ein mit der PV-Anlage kombinierter Hybridwechselrichter eingesetzt werden oder aber ein separater Batteriewechselrichter in Verbindung mit PV-Wechselrichtern nötig sein. Die jeweiligen Vor- und Nachteile sind projektspezifisch abzuwägen.

Für eine Off-Grid-Anlage müssen netzbildende Wechselrichter gewählt werden. Diese Wechselrichter können Spannung und Frequenz für das zu versorgende Microgrid ohne die Vorgabe eines bestehenden Stromnetzes erzeugen. Herkömmliche Wechselrichter (nicht netzbildend) benötigen eine Vorgabe des Stromnetzes (beispielsweise 3~400 VAC 50Hz).



Abbildung 17: Elektrolyseanlage inklusive Brennstoffzelle

3.3 Langzeitspeicherung

Ein wasserstoffbasierter Energiespeicher dient dazu, elektrische Energie über lange Zeiträume zu speichern, indem er sie in die chemische Form von Wasserstoff überführt und bei Bedarf wieder rückverstromt. Er ermöglicht damit die Überbrückung von saisonalen oder längerfristigen Erzeugungslücken erneuerbarer Energien.

Die Funktionsweise kann wie folgt beschrieben werden: Überschüssige elektrische Energie (typischerweise aus fluktuierenden Quellen wie Photovoltaik oder Wind) wird zunächst einem Elektrolyseur (Abbildung 17) zugeführt. Dieser spaltet Wasser mithilfe dieser elektrischen Energie in Wasserstoff und Sauerstoff. Das Herzstück stellen die sogenannten Elektrolysestacks dar, eine Baugruppe aus mehreren gestapelten Einzelzellen. Jede Einzelzelle besteht aus Anode, Kathode und Membran. Kathodenseitig bildet sich im Betrieb Wasserstoff, an der Anode Sauerstoff. Während der Sauerstoff üblicherweise in die Umgebung abgelassen wird (in der Regel ist dieser nicht wirtschaftlich nutzbar), wird der Wasserstoff zur späteren Nutzung gespeichert. Aus den hier betrachteten Stacks nach der PEM-Technologie (Proton-Exchange-Membran) wird der Wasserstoff in der Regel bereits mit Überdruck (beispielsweise 35 bar) bereitgestellt. Daher kann der Wasserstoff schon auf diesem Druckniveau in Niederdruckspeichern gespeichert werden. Dies ermöglicht den zeitlich sinnvollen Betrieb der nachgelagerten Verdichter. Die Verdichtung auf ein höheres Druckniveau spart Speichervolumen und ist ab einer, nach wirtschaftlichen Aspekten zu bestimmenden, Speichermenge kostengünstiger umzusetzen als eine Speicherung auf Stackdruck.



Abbildung 18: H₂-Druckspeicher

Im konkreten Fall kommen Druckspeicher (Abbildung 18) zum Einsatz, welche den Wasserstoff durch einen speziellen Kompressor (Abbildung 19) mit bis zu 300 bar verdichtet speichern. In dieser Phase liegt die Energie in Form eines chemischen Energieträgers vor, der praktisch keine Selbstentladung aufweist und somit auch für mehrwöchige bis saisonale Speicherperioden geeignet ist.

Bei Energiebedarf wird der gespeicherte Wasserstoff einer Brennstoffzelle zugeführt, wo er unter kontrollierter Reaktion mit Sauerstoff wieder in elektrische Energie umgewandelt wird. Diese Rückverstromung erlaubt die bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie unabhängig vom Zeitpunkt ihrer Erzeugung.



Abbildung 19: H₂-Kompressor

Weitere erforderliche Systemkomponenten des wasserstoffbasierten Langzeitspeichers sind im Folgenden aufgeführt:

- Um das Wasser für die Nutzung in Elektrolysestacks zu reinigen, muss dieses mittels verschiedener Aufbereitungsstufen gefiltert werden. Dies ist wichtig, um Leistung, Effizienz und vor allem Lebensdauer der Stacks zu gewährleisten. Bei Komplettsystemen sind diese Filtermaßnahmen üblicherweise bereits in die Anlagen integriert.
- Im mittels Elektrolyse erzeugten Wasserstoff ist technologiebedingt am Stackausgang noch ein relevanter Anteil an Feuchte vorhanden. Zur Verdichtung und Speicherung muss dieser Wasseranteil abgeschieden werden. Dies geschieht über nachgeschaltete Trockner, welche zu berücksichtigen wären.
- Die anschließende Verteilung des Wasserstoffs zu Niederdruckspeicher, Verdichter, Hochdruckspeicher und wieder zur Brennstoffzelle wird über ein spezielles H₂-Management-Modul (Ventilblock mit verschiedenen Magnet- und Sicherheitsventilen sowie Sensoren) geregelt.
- Zuletzt sind verschiedene Sicherheitseinrichtungen erforderlich, bestehend aus Gaswarnanlage mit verschiedenen Sensoren, Lüftern und Warneinrichtungen.

Ein übergeordnetes Energiemanagementsystem koordiniert dabei den Einsatz des Elektrolyseurs, die Speicherfüllstände sowie die Rückverstromung und optimiert so die energetische Gesamteffizienz des Systems.

Insgesamt ermöglicht ein wasserstoffbasierter Speicher, elektrische Energie in großen Mengen und über lange Zeiträume praktisch verlustfrei vorzuhalten. Damit stellt er eine zentrale Technologie für die Langzeitspeicherung erneuerbarer Energie dar und ergänzt kurzzeitorientierte Speicher wie Batteriesysteme auf systemischer Ebene. So werden hohe Wirkungsgrade und Netzstabilität (Batterie) mit großer, langlebiger Energiespeicherung (Wasserstoff) ergänzt.

3.4 Zollvorschriften für die Systemkomponenten

Laut Zollagenten vor Ort in Rarotonga bestehen für den Import der Komponenten der Anlage keine grundsätzlichen Hürden; die Waren können zollfrei eingeführt werden. Sofern das Projekt dem Programm Renewable Energy Development⁹¹ zugeordnet wird, ist darüber hinaus auch eine Befreiung von der Mehrwertsteuer möglich. Erfolgt keine entsprechende Einstufung oder Befreiung, fällt auf Basis des deklarierten Zollwerts der Ware die Mehrwertsteuer in Höhe von 15 % an. Der Zollwert richtet sich nach dem Transaktionswert und kann um Verpackungs-, Versicherungs- und Transportkosten bis zur Ausfuhr ergänzt werden. Unabhängig von Zoll- und Steuerbefreiungen können administrative Abfertigungsgebühren anfallen. Für die Verzollung werden alle Werte in Neuseeland-Dollar (NZD) umgerechnet. Eine vollständige und korrekte Dokumentation (Handelsrechnung, Frachtpapiere, technische Datenblätter) ist notwendig, um Verzögerungen beim Import zu vermeiden. Für gewerbliche Importeurbetriebe ist zudem eine ordnungsgemäße Registrierung oder Importlizenzierung erforderlich. Für die im Rahmen des vorliegenden Projekts untersuchten Systemkomponenten ist die Auswahl und korrekte Anwendung der Harmonisierten Warenklassifikationscodes (HS-Codes) besonders wichtig, da sie die Grundlage für die Zolltarifizierung bilden. Die Wasserstoffanlage könnte in einem Container geliefert werden, die Druckflaschen aus Platzgründen separat:

1. Gesamtsystem der Wasserstoffanlage in einem 20'-Container mit ca. 6t Gewicht verpackt
 - a. Zolltarifnummer: 85433070
 - b. Versand ab einem europäischen Produktionsstandort (Deutschland)
2. Behälter aus Eisen/Stahl über 50 l (leere und mit Stickstoff gespülte Druckflaschen zur Speicherung des Wasserstoffs; 6 Bündel à 1 500 kg)
 - a. Zolltarifnummer: 73110019
 - b. Versand ab einem europäischen Produktionsstandort, abhängig von der finalen Lieferkette

In Anhang B1 befinden sich die HS-Codes und Zolltarifnummern für die einzelnen Bestandteile der Wasserstoffanlage im Container.

Auch die Komponenten für die PV-Anlage und die Batteriespeicher würden in einem Container geliefert. Die relevanten HS-Codes und Zolltarifnummern sind ebenfalls in Anhang B2 aufgeführt.

3.5 Dimensionierung der Anlagenkomponenten

Um eine Gesamtanlage passgenau auf die jeweils vorliegenden Gegebenheiten auszulegen, wurde eigens dazu ein Simulationswerkzeug entwickelt. Auf dem Markt existieren zwar diverse Softwarelösungen zur Simulation von Energieflüssen, diese sind jedoch ohne hohen Schulungsaufwand kaum sinnvoll anzuwenden, da sie in der Regel für deutlich komplexere Anlagenkonfigurationen ausgelegt sind. Daher wurde seitens ostermeier H₂hydrogen Solutions speziell für die Konfiguration der vorliegenden Kurz- und Langzeitspeicherkombination ein passgenaues, leicht zu bedienendes Werkzeug entwickelt, um diese Systeme auch mit sehr kurzer Einarbeitungszeit und einfacher, projektspezifischer Systemkonfiguration in ausreichender Genauigkeit effizient zu simulieren. Dieses erlaubt es, die zu erwartenden Energieprofile (Erzeugung und Last) gegenüberzustellen und die Anlagenkomponenten (PV-Anlage, Batteriespeicher, Elektrolyse- und Brennstoffzellenleistung sowie Wasserstoffspeicher) hinsichtlich Effizienz und Wirtschaftlichkeit optimal zu dimensionieren. Die Vorgehensweise wird dazu in den folgenden Absätzen dargestellt.

3.6 Vorgehensweise der Energiesimulation

Die Auslegung eines Langzeitspeichers auf Wasserstoffbasis erfolgt datengetrieben und stützt sich wesentlich auf die zeitlich aufgelösten Erzeugungs- und Lastprofile des betrachteten Energiesystems. Ziel ist es, die langfristige Differenz zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf zuverlässig auszugleichen. Zunächst werden Erzeugungs- und Lastprofile mit geeigneter zeitlicher Auflösung (hier 1 Stunde) über einen repräsentativen Zeitraum, idealerweise ein vollständiges Jahr, erfasst. Die Profile werden zeitlich synchronisiert, bereinigt und auf Plausibilität geprüft. Dies wurde für das

⁹¹ Cook Islands Office of the Prime Minister. Renewable energy development.

betrachtete Projekt in Kapitel Anpassung der aufgezeichneten Lastprofile 2.13 beschrieben. Im nächsten Schritt wird für jeden Zeitschritt die Differenz zwischen Erzeugung und Last berechnet. Positive Differenzen kennzeichnen Energieüberschüsse, negative Differenzen Energiedefizite. Durch Integration der Defizite über längere Zeiträume lassen sich Dauer und Tiefe von Versorgungslücken bestimmen, die nicht durch Kurzzeitspeicher abgedeckt werden können. Diese Analyse bildet die Grundlage für die Dimensionierung des Langzeitspeichers. Anschließend wird festgelegt, welche Defizite durch Kurzzeitspeicher ausgeglichen werden und ab welcher Dauer oder Energiemenge der Langzeitspeicher aktiv wird. Daraus ergibt sich der energetische und zeitliche Einsatzbereich der Brennstoffzelle zur Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffs.

Die Speicherkapazität wird aus der maximal kumulierten Energiemenge bestimmt, die während längerer Defizitperioden benötigt wird. Hierzu wird der zeitlich integrierte Energiebedarf während der längsten zusammenhängenden Unterdeckung herangezogen, unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade von Elektrolyse, Speicherung und Rückverstromung. Die resultierende Energiemenge wird in eine erforderliche Wasserstoffmasse beziehungsweise ein Speichervolumen umgerechnet. Die Elektrolyseurleistung wird auf Basis der benötigten Speichermenge an Wasserstoff festgelegt. Daraus resultiert zwar meist noch ein relevanter Überschuss der PV-Leistung zu Zeiten mit hohem Überschuss, jedoch würde bei einer Auslegung auf Basis der verfügbaren Überschussleistung deutlich mehr Wasserstoff produziert als zur sicheren Versorgung der Verbraucher erforderlich ist. Die Leistung der Brennstoffzelle wird aus der erforderlichen elektrischen Leistung während Defizitphasen abgeleitet. Einzelne Leistungsspitzen können über eine festzulegende Restkapazität der Batterie gedeckt werden, sodass die Brennstoffzellenleistung nach finanziellen Gesichtspunkten nicht zu groß gewählt werden muss.

In allen Auslegungsschritten werden die Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten (Elektrolyseur und Brennstoffzelle) sowie Hilfsenergiebedarfe berücksichtigt. Diese Verluste erhöhen den erforderlichen Erzeugungsüberschuss und beeinflussen direkt die Dimensionierung der Speicher- und Wandlungskomponenten. Die initiale Auslegung wird anschließend in einem zeitaufgelösten Simulationsmodell über den betrachteten Zeitraum überprüft. Dabei werden Ladezustände, Wasserstofffüllstände und Versorgungssicherheit analysiert. Die zu dimensionierenden Komponenten werden iterativ angepasst, um ein ausgewogenes Verhältnis zwischen technischer Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Da die Anforderungen an diese Eigenschaften je nach Projektumgebung sehr individuell sein können, sind die Voraussetzungen zwingend vorab zu klären. Bei Off-Grid-Anlagen, wie sie hier betrachtet wird, hat die Versorgungssicherheit meist oberste Priorität.

3.7 Simulation der Anlagenkomponenten

Dementsprechend wurde im beschriebenen, iterativen Prozess eine den Gegebenheiten entsprechend möglichst wirtschaftliche Anlagenkonfiguration erarbeitet. Den jeweiligen Komponenten sind dazu Richtpreise zugeordnet, die auch die für das Projekt relevanten Logistikkosten und regionale Produkt- sowie Lohnkosten für Lieferung, Installation, Inbetriebnahme und Wartungsarbeiten beinhalten. Die Werte, sowie die Ermittlung der relevanten Kosten werden in Kapitel **Error! Reference source not found.** beschrieben.

Insbesondere für die Anlagenkomponenten Photovoltaik-Module, Wechselrichter und Batteriespeicher zeigen marktübliche Preisstrukturen bei vergleichbaren technischen Spezifikationen eine vergleichsweise geringe Streuung zwischen unterschiedlichen Herstellern. Vor diesem Hintergrund ist die konkrete Auswahl einzelner Produkttypen für die vorliegende Wirtschaftlichkeitsbewertung nicht ausschlaggebend. Eine detaillierte Herstellerfestlegung kann daher im weiteren Projektverlauf erfolgen, ohne dass wesentliche Abweichungen in der wirtschaftlichen Gesamtbewertung zu erwarten sind.

Die Ausgangswerte der Simulation werden von den Lastprofilen der zu versorgenden Gebäude und dem PV-Erzeugungsprofil vorgegeben. Der jährliche Energieverbrauch beläuft sich auf etwa 63.000 kWh. Der PV-Ertrag ist im Rahmen der verfügbaren Dachflächen des Titikaveka Colleges konfigurierbar. Die Simulation zeigt, dass für das betrachtete Jahr eine installierte Peak-Leistung von 100 kWp ideale Ergebnisse liefert und einen vollständig autarken Betrieb der Projektstandorte zuließe.

Auf dieser Grundlage ergibt sich für eine vollständig autarke Versorgung folgende wirtschaftlich optimale Anlagenauslegung:

Komponente	Wert	Einheit
PV-Anlage:	100	kWp
Batterie:		
• nutzbare Speicherkapazität	145	kWh
• Peak-Leistung	20	kW
Elektrolyseleistung:	10	kW
Brennstoffzellenleistung:	8	kW
Speicherkapazität H₂:	108	kg

Tabelle 7: Wirtschaftlichste Auslegung der Anlage bei vollständiger Autarkie

Das Diagramm in Abbildung 20 zeigt in täglicher Auflösung den PV-Ertrag und den Verbrauch. Sichtbar wird daraus, dass an den meisten Tagen ein Batteriespeicher ausreicht, um die zeitliche Differenz von Ertrag zu Erzeugung auszugleichen. Dies ist daran erkennbar, dass an den jeweiligen dargestellten Punkten (Tagesertrag/-Verbrauch) der PV-Ertrag den Verbrauch übersteigt. Jedoch häufen sich gerade in den Monaten Mai bis September die Zeiträume, an denen teils an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen der PV-Ertrag nicht ausreicht, um den Verbrauch aus einer Batterie zu decken, welche für eine Tagesspeicherung ausgelegt ist. Um auch diese Zeiträume mit einer Batterie abzudecken, müsste deren Speicherkapazität entsprechend so groß ausgelegt werden, dass die Batteriekosten die Kosten eines wasserstoffbasierten Speichersystems wesentlich überschreiten würden. Dies zeigt deutlich die Notwendigkeit des wasserstoffbasierten Langzeitspeichers.

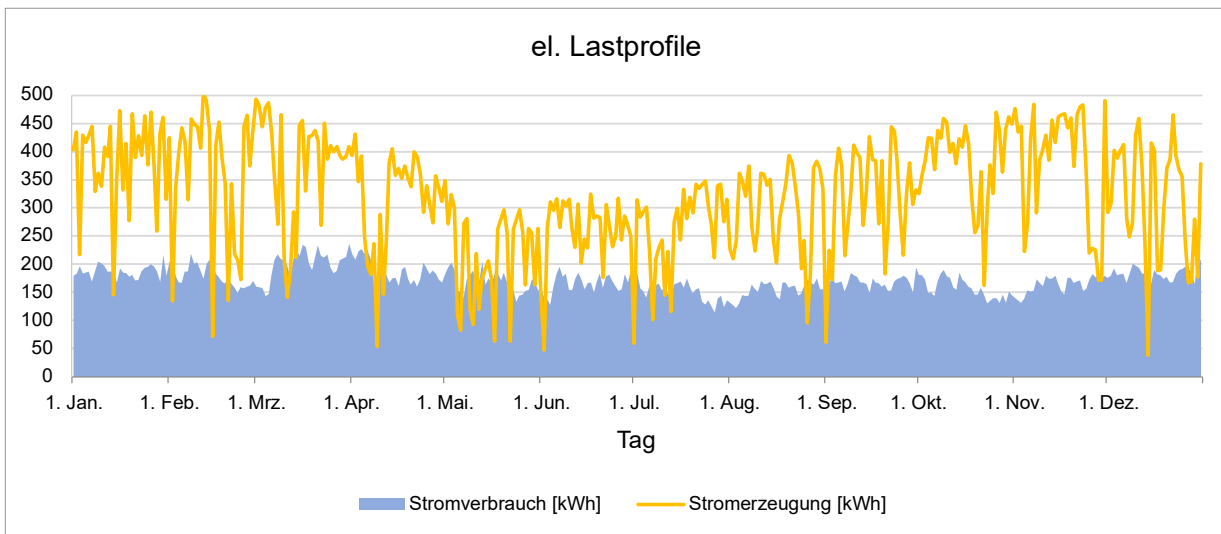


Abbildung 20: Gegenüberstellung Erzeugung – Verbrauch

Die Auslegung des Langzeitspeichers erfolgt nach den oben beschriebenen Kriterien: Um die Anlage nicht unnötig groß zu dimensionieren, muss lediglich so viel Wasserstoff gespeichert und produziert werden, wie für die verbleibenden Versorgungslücken erforderlich ist. Die in Abbildung 21 dargestellte Wasserstoffbilanz von Erzeugung zu Verbrauch ist mit dem jeweiligen Speicherstand der Wasserstoffspeicher zu erkennen. Die dargestellten blauen Balken zeigen jeweils die wöchentlichen Wasserstoffproduktionen aus Überschussstrom, die grünen Balken die Entnahme durch die Brennstoffzelle zur Stromversorgung bei längeren Perioden mit zu wenig PV-Ertrag. Die hellgrüne Fläche stellt die zu jedem Zeitpunkt eingespeicherte Menge an Wasserstoff dar. Wichtig für die Auslegung eines Systems ist, dass die gespeicherte Menge an Wasserstoff am Ende einer Periode (in diesem Fall ein Jahr) in etwa der zu Beginn der Periode gespeicherten Menge entspricht. Für eine gute Auslegung gilt, dass die gespeicherte H₂-Menge zum Ende der Periode etwas größer, zumindest aber nicht geringer ist als zu Beginn. So wird vermieden, dass die Wasserstoffreserven während der nachfolgenden Perioden zuneige gehen und tatsächliche Versorgungslücken aufgrund zu leerer Langzeitspeicher entstehen.

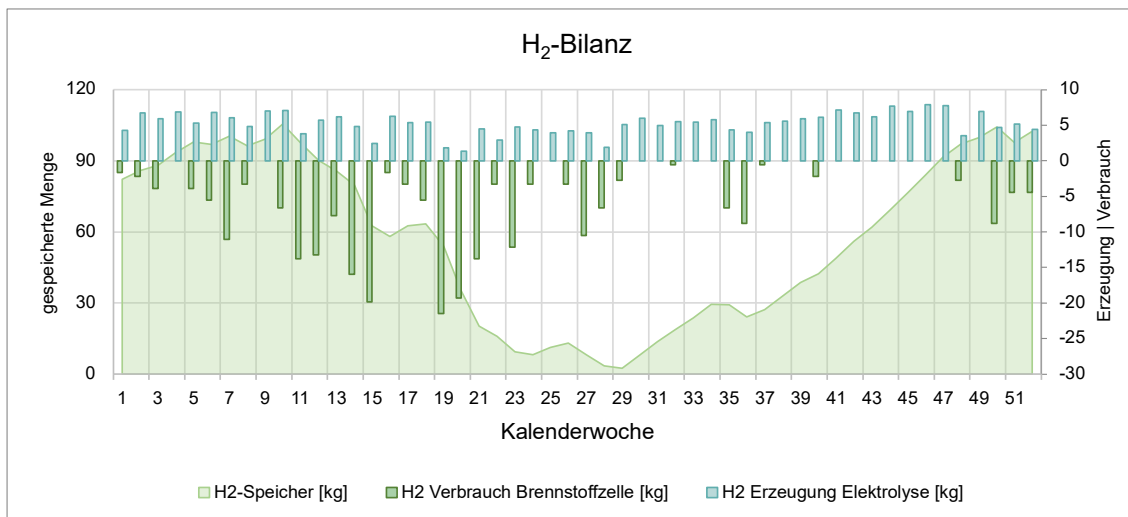


Abbildung 21: Wasserstoffbilanz des Langzeitspeichers

3.8 Auswahl der Anlagenkomponenten

3.8.1 Photovoltaik-Generator

Die Auswahl der PV-Module kann in der aus den Simulationsergebnissen ergebenden Größenordnung nach verschiedenen Auswahlkriterien erfolgen.

Je nach projektbezogenen Randbedingungen sind einzelne Qualitätsmerkmale von größerer oder geringerer Bedeutung: In Abhängigkeit der verfügbaren Dachfläche kann die Flächeneffizienz der Module, definiert als installierte Leistung pro Modulfläche, eine größere oder geringere Rolle spielen. Im vorliegenden Projekt stehen auf den Dächern des Titikaveka Colleges mehr als 1.000 m² nutzbare Fläche zur Verfügung. Beim Einsatz moderner Module entspricht dies in der Regel einer installierbaren Leistung von etwa 200 kWp. Zur Berücksichtigung planerischer Reserven empfiehlt es sich, zusätzlich zu der aus der Simulation resultierenden Anlagengröße von 100 kWp eine Überdimensionierung in der Größenordnung von etwa 15 % bis 20 % vorzusehen, um zu erwartende Schwankungen in Energieerzeugung und -verbrauch auszugleichen. Bei einer angenommenen installierten Leistung von rund 120 kWp ist auf den Dachflächen des Titikaveka Colleges weiterhin ausreichend Platz vorhanden. Vor diesem Hintergrund stellt die Flächeneffizienz der Module kein ausschlaggebendes Auswahlkriterium dar.

Eine größere Bedeutung auf Rarotonga hat für die Modulauswahl der Temperaturkoeffizient. Dieser gibt an, wie stark die erzeugte Leistung bei hohen Temperaturen sinkt.

Durch die unmittelbare Küstennähe sind im Projekt vor allem spezielle Qualitätsprüfungen von Bedeutung, allen voran ist hier die Salz- und Feuchtigkeitsbeständigkeit zu nennen. Die ausgewählten Module sollten die Zertifizierung nach IEC 61701-Salt Mist / Salt-Spray-Zertifizierung haben.

Bei der Größe der geplanten PV-Anlage ist es erforderlich, diese in mehrere „Strings“ zu unterteilen. Im konkreten Projekt könnten dies beispielsweise 280 PV-Module à 430 Wp (Watt-Peak) sein, welche auf 20 Strings aufgeteilt werden. Mögliche weitere Kriterien, insbesondere im Rahmen der praktischen Umsetzung, sollten nach fundierter Projektplanung in Abhängigkeit von projektindividuellen Gegebenheiten von entsprechend qualifizierten Expert*innen bewertet werden.

Zur Befestigung der Module sind entsprechende Montagesysteme erforderlich, welche für alle gängigen Dachkonstruktionen auf dem Markt erhältlich sind. Meist handelt es sich dabei um Aluminium-Strangpressprofile, welche die PV-Module mit entsprechend auf die Profile angepassten Klauen auf den Dächern befestigen. Dies sollte vorbehaltlich der Prüfung erfolgen, ob die Statik der Dachfläche auch für eine PV-Anlage geeignet ist und die verbauten Materialien keine Herausforderungen verursachen. Da die Dachkonstruktion und -beschaffenheit⁹² des Titikaveka

⁹² Asbest ist im Dachmaterial des Titikaveka nicht enthalten; in der Außenverkleidung des Gebäudes jedoch schon, was bei Montagearbeiten gegebenenfalls berücksichtigt werden muss (siehe Survey of the Regional Distribution and Status of Asbestos Contaminated Construction Material and Best Practice Options for its Management in Pacific Island Countries S. 52).

Colleges nicht im Detail bekannt sind, kann im Rahmen dieser Untersuchung eine Auswahl des Montagesystems nicht erfolgen. Auch hier sind (im Idealfall lokale) Fachfirmen für eine finale Auswahl heranzuziehen.

3.8.2 Wechselrichter

Da nach derzeitigem Stand die Einbindung von Einspeiseanlagen in das Stromnetz vom Netzbetreiber auf Rarotonga (TAU) nicht zulässig ist, muss eine Insellösung (Off-Grid) angestrebt werden. Dies ist bei der Auswahl der Wechselrichter zwingend zu berücksichtigen. Für Off-Grid-Anlagen in diesen Größenordnungen kommen grundsätzlich zwei unterschiedliche Systemkonfigurationen in Frage, wobei jeweils zu beachten ist, dass die Wechselrichter netzbildend, das heißt für Off-Grid-Anlagen geeignet sind: Es gibt zum einen Hybridwechselrichter, welche PV-Module und Batteriespeicher direkt integrieren. Sie verteilen die Energie intelligent zwischen PV, Batterie und Verbrauchern. Zum anderen kann die Anlage auch aus Clustern mit PV-Wechselrichtern und netzerzeugenden Batteriewechselrichtern aufgebaut werden. In beiden Fällen ist darauf zu achten, dass die Batterie- oder Hybridwechselrichter netzbildend sind, das heißt ein eigenständiges 230/400-V-Inselnetz ohne öffentlichen Netzanschluss erzeugen können. Die Abschätzung, welche Konfiguration schlussendlich umzusetzen ist, sollte final von erfahrenen Fachbetrieben getroffen werden, da dies nicht die Kernkompetenz der Autor*innen dieser Machbarkeitsstudie abdeckt. Im Weiteren wird hier die Konfiguration aus geclusterten PV und Batteriewechselrichter betrachtet, da diese im Allgemeinen als die robustere Variante gilt.

3.8.3 Batteriespeicher

Für die Auswahl der Speicherbatterie ist zunächst die nutzbare Speicherkapazität eines der ausschlaggebendsten Kriterien. Insbesondere bei Off-Grid-Anlagen, wie sie hier betrachtet wird, ist es wichtig, auch hinsichtlich der Speicherung gewisse Reserven einzuplanen. Dies ist nötig, um zum einen unvorhergesehene Ereignisse innerhalb der Erzeugungs- und Lastprofile sowie zu erwartende Abweichungen der tatsächlichen, künftigen Profile gegenüber den Referenzprofilen abzudecken, und zum anderen, um einen Puffer für künftige Degradation vorzusehen.

Für die simulierten 145 kWh nutzbare Speicherkapazität sind demnach 160 kWh bis 180 kWh Nennkapazität ratsam.

Weitere Kriterien sind:

- Chemie- und Zell-Technik: LiFePO₄ (LFP) zeichnet sich durch lange Zyklenfestigkeit und hohe Sicherheit aus.
- Leistung (kW): Aufgrund der Lastprofile der zu versorgenden Projektstandorte ist dieses Kriterium im konkreten Projekt nicht das relevanteste. Es sind keine größeren Lastspitzen bei den Verbrauchern zu erwarten. In der Simulation treten lediglich kurze Lastspitzen von weniger als 20 kW auf. Übliche Batteriespeicher können C-Raten (für 100 kWh ist 1C = 100 kW) von mindestens 0,5 erreichen, was bei einer Batterie mit 170 kWh einer 85-kW-Leistung entspricht. Zu beachten ist jedoch, dass die Nennleistung des Batteriewechselrichters so ausgelegt wird, dass die maximal gleichzeitig auftretenden Lastspitzen vollständig gedeckt werden können.
- Batteriemanagementsystem (BMS) und Schnittstellen: Wichtig sind Zellbalancing, SOC/SoH-Schätzung, Schutz gegen Über-/Unterspannung, Überstrom, Temperaturschutz, Isolationsüberwachung, Tiefentladeschutz und gängige Kommunikationsprotokolle (CAN, Modbus).
- Umweltbeständigkeit und Korrosionsschutz: IEC-Salt-Spray Tests / IEC 60068-2-11 oder ähnliche Prüfungen für Gehäusekomponenten.
- Aktive Kühlung: Im Projekt ist auch eine gemeinsame Aufstellung des Batteriesystems in einem klimatisierten Container gemeinsam mit der Wasserstofftechnik sinnvoll.
- Modulbauweise und Modularität beziehungsweise Redundanz: Zu bevorzugen sind Systeme, die modular skaliert und modular gewartet werden können. Das erhöht Betriebssicherheit und Verfügbarkeit.
- Recycling und Entsorgung: Ein Herstellerkonzept für Rücknahme/Recycling ist einzufordern. Insbesondere der Transport von defekten oder degradierten Batterien von der Insel muss sichergestellt werden.

Für die hier betrachtete Konfiguration sind entsprechende Speicher seitens dafür qualifizierter Fachunternehmen nach der vorgegebenen Speicherkapazität auszuwählen. Außerdem muss die Kompatibilität mit den Wechselrichtern sichergestellt werden.

3.8.4 Wasserstoffbasierter Speicher

Ein wasserstoffbasierter Energiespeicher besteht aus mehreren, aufeinander abgestimmten Baugruppen. Die wesentlichen Komponenten sind hierbei die Elektrolyseeinheit zur Produktion des Wasserstoffs mit vorgeschalteter Wasseraufbereitung, die Speicherung in Druckbehältern mit vorgelagertem Niederdruckspeicher sowie die

Brennstoffzelle zur Rückverstromung des Wasserstoffs. Je nach Auslegung und Speicherbedarf ist der Einsatz eines Wasserstoffverdichters und eines Hochdruckspeichers für große Wasserstoffmengen sinnvoll (siehe Abbildungen in Kapitel 3.3). Wichtig ist hier, dass die jeweiligen Baugruppen unabhängig voneinander dimensioniert werden können. Im simulierten Projekt sind demnach ein Elektrolyseur mit 10 kW Nennleistung, ein Wasserstoffspeicher mit einem Fassungsvermögen von mindestens 108 kg sowie eine Brennstoffzelle mit 8 kW Nennleistung ideal.

Um die Anlage unter den speziellen Bedingungen auf der Insel dauerhaft und ohne außerplanmäßige Ausfälle betreiben zu können, sind individuelle Vorkehrungen zu treffen, um den besonderen Umweltbedingungen gerecht zu werden. Zum einen ist die dauerhafte Beständigkeit gegen salzhaltige, feuchte Atmosphäre zu gewährleisten und zum anderen sind Maßnahmen gegen das Eindringen von Kleinlebewesen wie Insekten und Reptilien zu treffen. Solche individuellen Anpassungen sind vor der Beschaffung unbedingt mit dem Hersteller abzustimmen.

4 Kosten und Finanzierungsoptionen

4.1 CAPEX

Für die folgende CAPEX-Berechnung werden die relevanten Investitionskosten der benötigten Komponenten sowie die Dienstleistungskosten für Engineering und Installation betrachtet.

Grundstruktur des CAPEX:

$$\text{CAPEX}_{\text{gesamt}} = \text{CAPEX}_{\text{PV}} + \text{CAPEX}_{\text{Batterie}} + \text{CAPEX}_{\text{H}_2} + \text{CAPEX}_{\text{Logistik}} + \text{CAPEX}_{\text{Netz\&Bau}} + \text{CAPEX}_{\text{Engineering}}$$

Exakte Angaben zu den Investitionskosten der erforderlichen Positionen sind im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie nur eingeschränkt möglich. Für zahlreiche Leistungsumfänge sind weiterführende Detailplanungen sowie die Einbindung spezialisierter Fachunternehmen erforderlich, die auf Grundlage projektspezifischer Anforderungen konkrete Angebote erstellen. Eine belastbare und abschließende Kostenermittlung ist daher erst auf Basis entsprechender Kostenschätzungen beziehungsweise nach Durchführung und Vergabe von Ausschreibungen möglich.

4.1.1 CAPEX PV-Anlage, Batteriespeicher und wasserstoffbasierter Speicher

Jedoch können je nach Baugruppe exakte bis sehr gute Schätzungen einen guten Anhaltspunkt über den CAPEX des Vorhabens liefern. Sofern nicht anders angegeben, handelt es sich um durchschnittliche Preise ab/in Deutschland.

PV-Anlage 120 kWp

PV-Module: ⁹³	45.000	EUR
PV-Wechselrichter: ⁹⁴	7.000	EUR
Montagesysteme: ⁹⁵	16.000	EUR
Elektroinstallation: ⁹⁶	11.000	EUR
Montage, Installation, Abnahme: ⁹⁷	42.000	EUR
CAPEX_{PV}	121.000	EUR

Tabelle 8: CAPEX Übersicht PV

⁹³ Kostenschätzung in Anlehnung an Preisindikation einer lokalen Firma

⁹⁴ Erfahrungswert aus Projekten vergleichbarer Größenordnung (ostermeier H₂hydrogen Solutions)

⁹⁵ Kostenschätzung in Anlehnung an Preisindikation einer lokalen Firma

⁹⁶ Kostenschätzung in Anlehnung an Preisindikation einer lokalen Firma

⁹⁷ siehe oben

Für die Lebensdauer von PV-Modulen kann heutzutage ein Zeitraum von 25 bis 35 Jahren angenommen werden.⁹⁸ Wechselrichter weisen im Durchschnitt eine Lebensdauer von 10 bis 15 Jahren auf, bei qualitativ hochwertigen wird eher von 20 Jahren ausgegangen. Des Weiteren gilt es zu berücksichtigen, dass Ausfälle meist in den ersten Jahren des Betriebs auftreten, oft sogar innerhalb von Garantiezeiträumen. Wechselrichter, welche die ersten Jahre stabil funktionieren, haben demnach meist eine Lebensdauer weit über 15 bis 20 Jahre. (Fraunhofer ISE Annual Report 2022/23, S 81)

Batteriespeicher (rund 170 kWh, einschließlich Wechselrichter und BMS sowie Integration in Container)

Batteriespeicher ca. 170kWh	84.000	EUR
Batteriewechselrichter (3x8 kW)	18.000	EUR
Integration in Containerbauweise	38.000	EUR
CAPEX_{Batterie}	140.000	EUR

Table 9: CAPEX Übersicht Batterie

Die Lebensdauer von Batteriespeichern der hier betrachteten LiFePO4 Zelltechnologie beträgt zwischen 15 und 20 Jahren.⁹⁹

Wasserstoffbasierter Speicher

Elektrolyse 10 kW:	70.000	EUR
Brennstoffzelle 8 kW:	55.000	EUR
Niederdruckspeicher (16 x 50 l):	8.000	EUR
Verdichter (H₂ 300 bar)	40.000	EUR
7 x Hochdruckspeicher (16 x 50 l)	63.000	EUR
H₂-Management (Gasverteilung)	16.000	EUR
Sicherheitstechnik	8.000	EUR
Technikcontainer inkl. Installation	55.000	EUR
Montage- und Installationsmaterial vor Ort	5.000	EUR
Installation/Inbetriebnahme inkl. Reisekosten	40.000	EUR
CAPEX_{H2}	360.000	EUR

Table 10: CAPEX Übersicht Wasserstoffsystem

Der erzeugte Wasserstoff könnte auch mit niedrigerem Druck gespeichert werden, etwa mit den 35 bar Stackdruck. Eine solche Niederdruckspeicherung ist allerdings nur für geringe Mengen wirtschaftlich. Würde man die hier angegebene Menge an Wasserstoff mit 35 bar speichern, bräuchte man zwar den Verdichter nicht, dafür allerdings 47 Speicherbündel, deren Kosten sich auf 376.000 EUR belaufen würden. Die Verdichtung auf 300 bar ist daher wirtschaftlicher.

Der Elektrolysestack hat nach 30.000 Betriebsstunden noch 80 % der Betriebsleistung¹⁰⁰. Bei der vorliegenden Auslegung würde dies einer Lebensdauer von rund 17 Jahren entsprechen (1.725 Betriebsstunden pro Jahr). Der Stack könnte dann entweder ausgetauscht (Kosten von ca. 20.000 EUR) oder mit verminderter Betriebsleistung noch weiterverwendet werden.

⁹⁸ Özkalay, Ebrar, Hugo Quest, Anika Gassner, u. a. Three Decades, Three Climates: Environmental and Material Impacts on the Long-Term Reliability of Photovoltaic Modules.

⁹⁹ Solar Insure. Study: Solar Battery Longevity and Reliability.

¹⁰⁰ Angabe Fa. HIAT (Hersteller Elektrolysestacks)

Analog ist für den Brennstoffzellenstack ebenso von einer Degradation im selben Bereich auszugehen (80% Leistung nach 30.000 Betriebsstunden¹⁰¹), was nach der simulierten Auslegung (ca. 950 Vollaststunden) über 31 Jahre Lebensdauer bedeutet.

Die weiteren verbauten Komponenten in der hier betrachteten Anlage (Wasserstofftechnik von ostermeier H₂Hydrogen Solutions) sind Komponenten in Industriequalität, welche keinem relevanten Verschleiß oder Degradation unterliegen.

4.1.2 Logistik

In Summe werden Logistikkosten für drei 20'-Container veranschlagt:

- Container 1: Die Speichertechnik (Batteriespeicher sowie Wasserstofftechnik) sollte möglichst in einem gemeinsamen 20'-Technikcontainer in Deutschland aufgebaut, in Betrieb genommen und als Turnkey-System zur fertigen Aufstellung vor Ort verschifft werden. Je nach Herkunftsort können in diesem Container auch die PV-Wechselrichter transportiert werden.
- Container 2: Die insgesamt acht geplanten Druckspeicherbündel (je 16 Stück 50l Stahlzylinder, zusammengefasst zu einem Bündel können direkt ab Hersteller ebenso in einem 20'-Seefrachtcontainer verschifft werden.
- Container 3: Die PV-Module mit entsprechendem Zubehör.

Für jeden Container sind Frachtkosten (Seefracht, Hafen Umschlag, Gebühren und Transportkosten an Land im Herkunftsland und auf Rarotonga) von durchschnittlich ca. 14.000 EUR veranschlagt. Für drei Container demnach

CAPEX _{Logistik}	42.000	EUR
---------------------------	--------	-----

4.1.3 Netzaufbau und Vorbereitungen vor Ort

Da die drei Projektstandorte derzeit nur über das öffentliche Stromnetz von TAU miteinander verbunden sind, das Projekt jedoch nach derzeitigem Kenntnisstand als autarkes Microgrid aufgebaut werden müsste, sind neue Stromleitungen zur Verbindung der drei Standorte erforderlich. Hierzu werden die Kosten auf 16.000 EUR geschätzt. Für weitere, vorbereitende Baumaßnahmen, wie Verlegung von Medienleitungen (Wasser, Abwasser, Strom und Netzwerk zum Speichercontainer) sowie Fundamente für Container und H₂-Speicher werden weitere 6.000 EUR angesetzt.

CAPEX _{Netz&Bau}	22.000	EUR
-------------------------------	--------	-----

4.1.4 Engineering

Die Entwicklungsaufwendungen für das dargestellte Projekt sind ebenso der Gesamt-CAPEX zuzuordnen und beinhalten im Wesentlichen die Umfänge der detaillierten Standortuntersuchung vor Ort, enge Abstimmung der beteiligten Gewerke (Netzaufbau und Bauleistungen, PV und Batterie, Wasserstofftechnik sowie EMS/Software) mit der detaillierten Anlagenplanung sowie Betreiber- und Serviceschulungen.

CAPEX _{Engineering}	75.000	EUR
------------------------------	--------	-----

Nach der oben aufgezeigten Grundstruktur:

$$\text{CAPEX}_{\text{gesamt}} = \text{CAPEX}_{\text{PV}} + \text{CAPEX}_{\text{Batterie}} + \text{CAPEX}_{\text{H}_2} + \text{CAPEX}_{\text{Logistik}} + \text{CAPEX}_{\text{Netz\&Bau}} + \text{CAPEX}_{\text{Engineering}}$$

ergibt sich demnach ein CAPEX_{gesamt} von:

CAPEX _{gesamt}	= 121.000 EUR + 140.000 EUR + 360.000 EUR + 42.000 EUR + 22.000 EUR + 75.000 EUR	760.000	EUR
-------------------------	--	---------	-----

¹⁰¹ Angabe Fa. Proton Motor (Hersteller Brennstoffzellensysteme)

4.1.5 OPEX

Die OPEX-Struktur der jährlichen Betriebskosten zur betrachteten Anlage wird wie folgt aufgestellt:
 $OPEX_{\alpha} = \text{Wartung} + \text{Ersatzteile} + \text{Verbrauchsstoffe}$

4.1.5.1 Wartung und Service

Für die geplanten Anlagenkomponenten sind jeweils Wartungs- und Servicearbeiten einzuplanen.

PV-Anlage

Aufgrund der Küstennähe sind für die Module entsprechende Reinigungsintervalle mit Sichtprüfung und Funktionskontrolle vorzusehen. Dazu werden für die 120 kWp-Anlage jährlich ca. 1.100 EUR angesetzt.

Batteriespeicher

Die Wartungsumfänge der Batteriespeicher sind minimal und beschränken sich in der Regel auf Sichtprüfungen, Softwareprüfungen/-updates und Monitoring des Systems. Die Kosten hierzu werden auf jährlich 500 EUR geschätzt.

Wartung der Wasserstoffkomponenten

Die Wartung der Wasserstofftechnik erfordert Fachwissen, welches im Rahmen von Schulungsmaßnahmen vermittelt werden kann (in $CAPEX_{\text{Engineering}}$ sind die Schulungsmaßnahmen bereits berücksichtigt). Diese Arbeiten können dann von einer lokalen Firma durchgeführt werden. Die Wartungskosten wurden nach den seitens des Autors bekannten Erfahrungswerten zum Arbeitszeitaufwand (mit einem großen Sicherheitsaufschlag aufgrund fehlender Routine bei einer lokalen Firma) und den vor Ort geltenden Stundensätzen¹⁰² ermittelt.

Die Wartungsmaßnahmen umfassen im Wesentlichen:

- Container: Begutachtung aller Anlagenteile (Container, Blitzschutzanlage, Rückkühler, Ausbläser, Elektrolyse), Prüfung auf Schäden, Grundreinigung der Anlage und Ausbesserung kleinerer Lackschäden am Container, Überprüfung der Kühlflüssigkeit im Rückkühler und Nachfüllen sowie Überprüfung der ATEX-Lüfter.
- Elektrolyse: Austausch von Luftfilter, Wasseraufbereitungsmaterial, Elektrocheck, Prüfung aller Elektroverbindungen, Einzelzellspannungsmessung der Stacks, Leckagemessung aller Verbindungsstellen sowie Überprüfung aller Sensoren und Anzeigeräte.
- H₂-Managementmodul (Gasverteilung): Leckagemessung aller Verbindungsstellen, Überprüfung aller Sensoren und Anzeigeräte
- Kompressor (Wartung für die simulierte Wasserstoffproduktion ca. 2-jährlich)
- H₂-Druckspeicher: Reinigung, Leckagemessung aller Verbindungsstellen
- Dokumentation der durchgeführten Arbeiten anhand einer Checkliste

Für diese Wartungsmaßnahmen werden jährlich ca. 800 EUR angesetzt.

Insgesamt beläuft sich demnach der Arbeitsaufwand für Wartung und Service auf 2.400 EUR.

4.1.5.2 Verschleiß- und Ersatzteile

Sowohl die PV-Anlage als auch die Batterie sind grundsätzlich verschleißfrei und benötigen im regulären Betrieb keine Ersatzteile.

Für die Wasserstofftechnik jedoch sind Verschleiß- und Ersatzteile vorzuhalten:

- Tauschfilter für die Wasseraufbereitung (jährlich): 250 EUR
- Wartungskit Verdichter (Anteilig für zweijährigen Revisionsturnus): 650 EUR

4.1.5.3 Verbrauchsstoffe

Als Verbrauchsstoff ist im Wesentlichen Wasser zu berücksichtigen. Bei einem Betrieb der Elektrolyseanlage gemäß den Simulationsergebnissen ist von einem jährlichen Wasserbedarf von rund 5.000 l (etwa 14 l pro Tag) auszugehen. Dieser Bedarf liegt auf einem sehr niedrigen Niveau und ist im lokalen Kontext unkritisch. Die Trinkwasserversorgung auf Rarotonga gilt als gesichert. Das Trinkwasser stammt aus Flüssen und Bächen und wird über ein Leitungsnetz verteilt. Mit einer durchschnittlichen jährlichen Niederschlagsmenge von etwa 1.637 mm¹⁰³ besteht auf Rarotonga grundsätzlich keine Wasserknappheit, wenngleich saisonale Unterschiede zwischen trockeneren Monaten (Mai bis November) und

¹⁰² Die Informationen über die lokalen Stundensätze stammen von einer im PV-Bereich tätigen lokalen Firma.

¹⁰³ Climate Data. Rarotonga Muri Climate.

niederschlagsreicheren Perioden (Dezember bis April) bestehen. Vor diesem Hintergrund könnte man für die Anlage eine kleine Pufferbevorratung in Erwägung ziehen, um eine robuste Versorgung sicherzustellen. Dazu wäre etwa ein 2.000 l-Wassertank ausreichend (Kosten ca. 200 EUR). Eine alternative Versorgung der Elektrolyse über Regenwassernutzung wäre technisch möglich, würde jedoch zusätzlichen Aufwand (etwa erweiterte Filtration und UV-Desinfektion) sowie entsprechende Mehrkosten verursachen. Angesichts der stabilen Wasserverfügbarkeit ist dies im vorliegenden Fall nicht erforderlich. Ein Wasserkreislauf, in dem das Kondensat der Brennstoffzelle als Wasser zur Nutzung in der Elektrolyse wieder aufgefangen wird, wäre theoretisch möglich, allerdings nur unter hohem technischem und finanziellem Aufwand. Des Weiteren kann auch nur ein Teil des Wassers rezirkuliert werden, da in der Praxis nicht der gesamte Wasseranteil aus der Brennstoffzellenabluft aufgefangen werden kann. Dies ist aufgrund der geringen Wasserpreise auf Rarotonga nicht wirtschaftlich: Die aktuellen Wasserpreise liegen bei umgerechnet etwa 0,70 EUR/m³ zuzüglich 15 % Mehrwertsteuer¹⁰⁴. Selbst unter Berücksichtigung einer zusätzlichen Bevorratung sind die daraus resultierenden Betriebskosten für das Projekt als vernachlässigbar einzustufen.

Nach der oben aufgezeigten Grundstruktur: $OPEX\alpha = \text{Wartung} + \text{Ersatzteile} + \text{Verbrauchsstoffe}$

ergibt sich demnach eine **jährliche OPEX** von:

OPEXα	= 2.400 EUR + 900 EUR	3.300	EUR
--------------------------------	------------------------------	--------------	------------

4.2 Fördermöglichkeiten und Investitionsanreize

Die Cookinseln haben Zugang zu mehreren internationalen Förder- und Finanzierungsquellen für Projekte im Bereich erneuerbarer Energien. Innerhalb des Landes selbst bestehen jedoch derzeit keine spezifischen nationalen Subventionen.

Über die Mechanismen des UNFCCC-Rahmens haben die Cookinseln Zugang zu Mitteln wie dem Adaptation Fund, dem Green Climate Fund (GCF)¹⁰⁵ sowie dem Global Environment Fund (GEF). Diese Klimafinanzierung dient speziell der Unterstützung von Entwicklungsländern bei Klimaanpassung und Klimaschutz.¹⁰⁶

Zudem ist das Land Mitglied der ADB und wurde 2023 erneut in die Kategorie „Gruppe B“ der ADB Graduation Policy eingestuft. Staaten dieser Gruppe haben begrenzte Kreditwürdigkeit und erhalten daher besondere Förder- und Unterstützungsangebote. Bislang wurden den Cookinseln über die ADB in Form von Darlehen, Zuschüssen und technischer Hilfe insgesamt 256 Mio. EUR bereitgestellt.¹⁰⁷

Im Rahmen der Klimafinanzierungspartnerschaft „Kerekere Moana“ stellte Neuseeland den Cookinseln für den Zeitraum 2022–2025 insgesamt rund 13,2 Mio. EUR zur Verfügung, u. a. für ein Batteriespeicher-Upgrade-Projekt auf den nördlichen Pa Enua.¹⁰⁸

Die EU finanzierte im Rahmen der NZ-EU Energy Partnership gemeinsam mit Neuseeland die Solaranlage „Te Mana o Te Ra“ auf den Cookinseln.¹⁰⁹ Darüber hinaus ist die EU auch Fördergeberin der ADB und des GEF, die Projekte auf den Cookinseln unterstützen.

Ein weiterer wichtiger Geber ist Japan, unter anderem über den Pacific Environment Community Fund (über SPREP/Forum Secretariat). Aus diesem Förderinstrument wurden beispielsweise auf abgelegenen Inseln wie Rakahanga, Pukapuka und Nassau Solaranlagen und Meerwasserentsalzungsanlagen sowie auf Rarotonga die Solaranlage des Krankenhauses finanziert. Australische Ko-Finanzierungen erfolgen über Mechanismen des United Nations Environment Programme (UNEP) und der ADB, etwa für ozonfreundliche Kühlprojekte. Das US-amerikanische Office of Naval Research (über das Hawai'i Natural Energy Institute) bietet technische und regulatorische Unterstützung für die Cookinseln, unter anderem durch Workshops zur Kapazitätsbildung oder Machbarkeitsstudien.

¹⁰⁴ To Tatou Vai. Water Tariff.

¹⁰⁵ Green Climate Fund. FP281: Direct Financing for Communities and Businesses to Respond to Climate Change in the Cook Islands.

¹⁰⁶ Update on the Inclusion of Cook Islands as SOFF Beneficiary with SIDS Status (S. 8)

¹⁰⁷ Asian Development Bank (ADB). Cook Islands: Overview.

¹⁰⁸ MFAT – Ministry of Foreign Affairs and Trade New Zealand. Joint statement on the New Zealand–Cook Islands Joint Ministerial Forum 2024.

¹⁰⁹ The Beehive – New Zealand Government. NZ welcomes progress on Te Mana o te Rarotonga.

Eine laufende Projektliste mit Umwelt- und Energievorhaben auf den Cookinseln ist auf der Website der Umweltbehörde einsehbar.¹¹⁰

Der GCF hatte bis 2025 ca. 11 Mio. EUR allein für Solaranlagen und Batteriespeicher auf den Cookinseln bereitgestellt und insgesamt vier Projekte mit einem Gesamtvolumen von rund 29 Mio. EUR finanziert. Am 30. Oktober 2025 erreichte die Regierung der Cookinseln mit der Bewilligung ihres zweiten nationalen Antrags beim GCF einen wichtigen Meilenstein: Das Programm „Direct Financing for Communities and Businesses to Respond to Climate Change“ mobilisiert rund 40 Mio. EUR an GCF-Mitteln sowie etwa 3,9 Mio. EUR an Kofinanzierung, insgesamt rund 44 Mio. EUR für klimaresiliente Infrastruktur.¹¹¹ Vor dem Hintergrund der hohen jährlichen wirtschaftlichen Verluste durch Zykclone sollen über 2.150 Gebäude nach dem Building Code 2019 ertüchtigt, Wasser- und Sanitärsysteme verbessert und ein revolving Fonds für langfristigen Zugang zu Klimafinanzierung aufgebaut werden. Das Programm stärkt lokale Strukturen, technische Standards und Kapazitätsaufbau und schafft somit auch ein günstiges Umfeld für Investitionen in erneuerbare Energien, Speichersysteme und perspektivisch auch das hier untersuchte Projektvorhaben.

Ein wichtiger Geldgeber für Projekte auf den Cookinseln ist auch China. Im Februar 2025 unterzeichneten China und die Cookinseln einen Aktionsplan für eine umfassende strategische Partnerschaft 2025–2030 sowie weitere Abkommen¹¹². Die Cookinseln erhielten aus dem Abkommen über wirtschaftliche und technische Zusammenarbeit auch rund 2,3 Mio. EUR für gegenseitig vereinbarte Projekte im Land. Im Rahmen des Aktionsplans sind die Cookinseln verpflichtet, China vor ihrer Teilnahme an regionalen Treffen mit anderen Pazifikstaaten zu konsultieren und politische Positionen abzustimmen. Es ist außerdem vorgesehen, dass China den Cookinseln maritime Infrastruktur, hydrographische Unterstützung sowie Zusammenarbeit im Katastrophenschutz bereitstellt – Maßnahmen, die es China ermöglichen könnten, militärische Kräfte in die Region zu bringen. Die Regierung der Cookinseln hat die mit dem Aktionsplan unterzeichneten Absichtserklärungen (MOUs) bislang nicht veröffentlicht. Der Premierminister der Cookinseln, Mark Brown, gab an, dass das Land sich an verschiedene Geldgeber wenden müsse, um die rund 320 Mio. EUR aufzubringen, die für Infrastrukturprojekte im Land erforderlich wären. Unter der Bevölkerung ist die Unterzeichnung des Aktionsplans, wie auch vergangene Einflussnahmen Chinas durch die Finanzierung von Projekten im Land¹¹³, stark umstritten; die Opposition im Parlament ist gegen den Aktionsplan, sprach sich nach der Unterzeichnung für vorgezogene Neuwahlen aus und fordert die Reparatur der Beziehungen mit Neuseeland, mit dem sich die Cookinseln in freier Assoziierung befinden.

Neuseeland muss im Rahmen dieser freien Assoziierung in außen- und verteidigungspolitischen Fragen von den Cookinseln konsultiert werden, wurde aber von diesen Abkommen völlig überrascht. Als Folge dessen setzte Neuseeland, einer der größten Geldgeber für die Cookinseln¹¹⁴, im Juni 2025 rund 9 Mio. EUR an Budgetunterstützung für das Land aus. Im Oktober schrieb der neuseeländische Außenminister Winston Peters an Premierminister Brown und teilte ihm mit, dass „die Schwere des Vertrauensbruchs durch die Cookinseln“ dazu geführt habe, dass die neuseeländische Regierung sämtliche direkte Budgetzahlungen aussetzen werde, bis die bestehenden Bedenken ausgeräumt seien. Neuseeland leistet trotzdem weiterhin Unterstützung in Höhe von rund 15 Mio. EUR für einzelne Programme auf den Cookinseln.^{115 116}

Dieser aktuelle Disput zwischen Neuseeland und den Cookinseln macht deutlich, dass das Land in der internationalen Geopolitik zunehmend an Bedeutung gewinnt, vor allem durch seine Lage im zentralen Südpazifik und seine große ausschließliche Wirtschaftszone (EEZ). Der Südpazifik ist heute eine der weltweit strategisch am stärksten umworbenen Regionen. China, die USA, Australien, Neuseeland, Frankreich, Japan und zunehmend auch europäische Staaten ohne Überseegebiete in der Region konkurrieren dort um politischen Einfluss, wirtschaftliche Partnerschaften und sicherheitspolitische Präsenz.

Die Finanzierung von Projekten zu erneuerbaren Energien ist auf den Cookinseln hauptsächlich über externe Institutionen und nicht nationale Mechanismen möglich.

¹¹⁰ Cook Islands Government – Environment Service. National Environment Service – Home.

¹¹¹ Cook Islands Office of the Prime Minister. Cook Islands secures largest ever Green Climate Fund project to strengthen climate resilience.

¹¹² Cook Islands Office of the Prime Minister. Cook Islands and China formalise agreements to strengthen partnership and cooperation.

¹¹³ Weltspiegel (ARD). Cook Inseln – Wie viel Unabhängigkeit bietet Chinas Hilfe?.

¹¹⁴ In den drei Jahren bis Juni 2025 unterstützte Neuseeland die Cookinseln mit insgesamt rund 100 Mio. EUR (Financial Times. New Zealand freezes funding to Cook Islands over closer China ties. Nic Fildes (Sydney).)

¹¹⁵ The Post. Holding self-interested leaders in the Cook Islands accountable.

¹¹⁶ Radio New Zealand (RNZ). New Zealand challenges Cook Islands PM to independence vote after his comments on China.

5 Implementierungsplanung

5.1 Projektzeitplan und Meilensteine (36 Monate)

In diesem Kapitel wird ein möglicher Plan für den potenziellen Bau der Anlage, die grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher kombiniert, dargelegt. Eine Umsetzung des Projekts würde in klar strukturierten Schritten erfolgen, die sowohl den technischen Ablauf als auch die spezifischen Rahmenbedingungen auf Rarotonga berücksichtigen und eine verlässliche Planung der gesamten Implementierung ermöglichen. Eine Übersicht in Form eines Gantt-Diagramms befindet sich in Anhang C.

5.1.1 Vorbereitung in Deutschland, möglichen anderen (europäischen) Standorten und auf Rarotonga

Standortvorbereitung – 3 bis 5 Monate

Dazu gehören erste Bestandsaufnahme an den drei Projektstandorten (Flächen sowie Zugänglichkeit) sowie technische Voruntersuchungen, Abstimmung mit Grundbesitzer*innen sowie Crown Law Office, MFAM, ICI und weiteren Behörden, lokalen Partner*innen und TAU. In dieser Phase erfolgt eine erste überschlägige Auslegung der erforderlichen PV-Leistung, Speicher- und Elektrolysekapazitäten sowie des Flächen- und Netzanschlussbedarfs auf Basis vorhandener Lastdaten und Standortbedingungen. Diese Arbeiten dienen der Erstellung eines belastbaren Vorprojekts als Grundlage für Genehmigungen und Detailplanung.

Einholung der Genehmigungen – 4 bis 7 Monate

Diese Phase umfasst Baugenehmigungen, sicherheitsrelevante Freigaben, ggf. Umweltauflagen für Wasserstoffsysteme, Straßen- und Grabgenehmigung für die Querung der Ara Tapu, Netzaspekte (falls relevant) sowie vorbereitende Import- und Zolldokumente. Diese Phase kann teilweise parallel zur Ausarbeitung der finalen Anlagenplanung laufen, die genehmigungsrelevanten Unterlagen müssen aber früh vorliegen.

Finale Anlagenplanung – 3 bis 4 Monate

Nach Vorliegen der wichtigsten Genehmigungen erfolgt die endgültige Auslegung aller Systemkomponenten (grüne Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher), inklusive Sicherheitsstudien, Kabeltrassen, Schnittstellenplanung und Betriebsstrategien. Eine enge Abstimmung mit Herstellern und den drei Projektstandorten ist nötig.

Anlagenfertigung in Deutschland – 5 bis 7 Monate

Produktion, Einkauf beziehungsweise Vorbereitung der Unterkonstruktionen, Batteriesysteme und H₂-Einheiten (z. B. vormontierte Containerlösungen). Werkseitige Tests, Sicherheitsprüfungen und Qualitätssicherung gehören hier ebenfalls dazu. Parallel dazu erfolgt die Beschaffung der PV-Wechselrichter und Batteriespeicher-Komponenten. Verzögerungen bei Lieferzeiten, Materialverfügbarkeit und Fertigungsfenster sind hier berücksichtigt.

Internationaler Transport und Einfuhr – 2 bis 3 Monate

Seetransport Deutschland – Neuseeland – Rarotonga, Zollabfertigung auf den Cookinseln, technische Sicht- und Dokumentenprüfungen. Verzögerungen aufgrund von Wetter, Schiffsverbindungen oder Hafenbelastung sind üblich und daher einkalkuliert.

5.1.2 Implementierung und Inbetriebnahme

Verlegung der Stromkabel – 2 bis 3 Monate

Bau und Verlegung des unterirdischen Kabels unter der Ara Tapu, inklusive Grabungs- und Verkehrsmanagement, Schutzrohrinstallation, Wiederherstellung der Straße und elektrischer Abnahme. Die Ausführung kann teilweise parallel zur PV- und Fundamentinstallation erfolgen. Diese Verlegung des Kabels könnte nach lokalen Informationen kostengünstiger bereits zu oder vor Beginn der möglichen Implementierung erfolgen, da in naher Zukunft eine Erneuerung der Ara Tapu an dieser Stelle geplant ist. Auch müssten die Kabel zur Kent Community Hall und auf dem Gelände des Titikaveka Colleges verlegt werden.

Installation der Anlagen vor Ort – 5 bis 6 Monate

Bau- und Fundamentarbeiten, Montage der PV-Anlagen, Installation von Batterie- und Wasserstoffsystemen, Verkabelung, Einbindung der Steuer- und Überwachungstechnik an allen drei Standorten.

Testbetrieb und Optimierung – 3 bis 4 Monate

Dazu gehören Inbetriebnahme, Funktions- und Sicherheitstests, Optimierung der Betriebsführung, Monitoring von Erzeugung, Last und Speichern sowie Erprobung definierter Betriebsmodi wie PV-Direktversorgung, PV-Batteriegestützter Inselbetrieb, Elektrolyse bei PV-Überschuss und Rückverstromung über Brennstoffzelle bei geringer Batterieladung. Die Systemparameter werden anhand realer Betriebsdaten optimiert.

Übergabe an die Betreiber*innen – 2 bis 4 Monate

Formale Abnahme, Übergabe der Dokumentation und Werkzeuge, Einführung in die Betriebssoftware.

5.1.3 Begleitung, Monitoring, Schulung und Wissenstransfer

Betriebsbegleitung und Optimierung – 6 bis 14 Monate

Regelmäßige Auswertung der Betriebsdaten, Feineinstellung der Systemintegration, Unterstützung bei Routinewartung, Monitoring-Berichte und Optimierungsschleifen zur Steigerung der Effizienz.

Schulung und Kapazitätsaufbau – 6 bis 15 Monate

Kontinuierliche Schulungen für das Personal des Titikaveka Colleges, des Motu Resorts und der Kent Hall und Lieferung von Informationen über die Anlage unter den Schüler*innen, der lokalen Bevölkerung und den Gästen im Resort, begleitet von regionalen und überregionalen PR-Maßnahmen. Aufbau lokaler Kompetenzen für Betrieb, einfache Wartung und Notfallmaßnahmen. Einbindung in Workshops, Trainings mit deutschen Technologiepartnern und Aufbereitung des Projekts als regional übertragbares Modell.

Insgesamt ist für die Implementierung des Projekts eine Dauer von rund 24 bis 36 Monaten realistisch, wobei in dieser Spanne bereits ein zeitlicher Puffer für Verzögerungen enthalten ist. Einzelne Schritte können parallel erfolgen, etwa Teile der finalen Anlagenplanung mit der Genehmigungsphase, vorbereitende Bauarbeiten mit der Verlegung des Stromkabels zum Motu Resort sowie Installationsarbeiten an den drei Projektstandorten in gestaffelter oder überlappender Form. Mögliche Verzögerungen können sich insbesondere aus längeren Genehmigungsprozessen, eingeschränkten Transportkapazitäten im Südpazifik, wetterbedingten Einschränkungen bei Bau- und Installationsarbeiten, der Verfügbarkeit lokaler Fachkräfte oder unvorhergesehenen Anpassungsbedarfen bei der technischen Auslegung ergeben.

5.2 Risikobewertung und Gegenmaßnahmen

Aufgrund der spezifischen Rahmenbedingungen auf den Cookinseln, von möglichen politischen Verschiebungen bis hin zu technischen und logistischen Hürden, ist eine systematische Bewertung der Risiken von großer Bedeutung. In der nachfolgenden Tabelle sind die wichtigsten projektrelevanten Risiken zusammengefasst und es wird aufgezeigt, mit welchen Maßnahmen ihnen vorausschauend begegnet werden soll.

Risiko	Beschreibung	Maßnahmen zur Risikominimierung
Änderungen der politischen Rahmenbedingungen	Änderungen der Regierungspolitik oder regulatorischer Vorgaben	Kontinuierliche Beziehungspflege zu politischen Entscheidungsträger*innen, aktive Beteiligung an Fachdialogen und frühzeitige Einbindung in regulatorische Entwicklungen
Mangelnde Akzeptanz durch die lokale Bevölkerung	Geringe Unterstützung oder Widerstand in der lokalen Gemeinschaft	Frühzeitige und transparente Kommunikation, Informationsveranstaltungen und Workshops zur Stärkung von Verständnis und Akzeptanz
Technische Herausforderungen	Schwierigkeiten bei Datenerhebung und -analyse	Enge Abstimmung mit technischen Expert*innen und lokalen Stakeholder*innen, frühzeitige technische Validierung
Systemausfälle und Datenerhebungsprobleme	Beeinträchtigung der Datenerhebung durch technische Störungen oder Ausfälle	Technische Begleitung durch spezialisiertes Ingenieurbüro sowie lokale Partner*innen; Redundanz- und Backup-Strategien
Projektkoordination	Abstimmungsprobleme zwischen Projekt-partner*innen	Klare Rollenverteilung, definierte Kommunikationsstrukturen, regelmäßige Abstimmungsmeetings und Reporting
Kosten überschreitungen	Unerwartete Mehrkosten oder Verzögerungen mit Budgetüberschreitung	Vertragliche Leistungsdefinition, strukturierte Budgetkontrolle und regelmäßige Finanzberichterstattung

Tabelle 11: Risikobewertung und Gegenmaßnahmen

5.3 Stakeholder-Analyse und Kapazitätsaufbau

Die Identifikation und aktive Einbindung der zentralen Stakeholder*innen auf Rarotonga ist für den Erfolg einer möglichen Umsetzung des vorliegenden Projekts von grundlegender Bedeutung. Wie im vorherigen Kapitel erwähnt, stellen sowohl eine mangelnde Akzeptanz in der lokalen Bevölkerung als auch politische Veränderungen auf nationaler Ebene zentrale Risikofaktoren dar, die die Projektumsetzung beeinflussen können. Vor diesem Hintergrund wurden die Stakeholder-Analyse und erste Aktivitäten zum Kapazitätsaufbau sowohl im Rahmen des Vorgängerprojekts als auch während der Delegationsreise der AHK Neuseeland nach Rarotonga im März/April 2025 durchgeführt.

Die Stakeholder-Analyse stützte sich auf drei Säulen: eine strukturierte Internet- und Dokumentenrecherche zu relevanten Behörden und Ministerien, die Kontaktaufnahme mit bestehenden Netzwerkpartner*innen der AHK sowie gezieltes, persönliches Netzwerken vor Ort. Dabei konnten jene Schlüsselorganisationen identifiziert werden, die wesentliche Entscheidungsbefugnisse besitzen oder für regulatorische, infrastrukturelle oder strategische Fragen relevant sind. Es wurden folgende Schlüsselorganisationen ermittelt:

Organisation	Relevanz für das Projekt
Abteilung für Erneuerbare Energien im Büro des Premierministers	Koordination nationaler Energieziele und Steuerung strategischer Vorhaben im Bereich erneuerbarer Energien
Cook Islands Tourism Corporation (CITC)	Strategische Verankerung von Nachhaltigkeit im Tourismussektor sowie Positionierung der Cookinseln als nachhaltiges Reiseziel
Crown Law Office	Zuständig für rechtliche Vereinbarungen zur Nutzung von Crown Land
Infrastructure Cook Islands (ICI)	Planung und Genehmigung energiebezogener Infrastrukturmaßnahmen sowie Integration neuer Systeme in bestehende Strukturen
Ministry of Education	Nutzer des Grundstücks des Titikaveka Colleges
Ministry of Finance and Economic Management (MFAM)	Eigentümer des Grundstücks des Titikaveka Colleges (Crown Land)
National Environment Service (NES)	Zuständig für Umweltgenehmigungen, regulatorische Prüfungen und Einhaltung umweltrechtlicher Vorgaben
Te Aponga Uira (TAU)	Einzigiger Netzbetreiber auf Rarotonga; verantwortlich für Netzanschluss, Systemintegration, Abstimmung zur Skalierbarkeit erneuerbarer Anlagen

Tabelle 12: Zentrale Organisationen für das Projekt

5.3.1 Einbindung lokaler Organisationen

Neben den zentralen Stakeholder*innen auf nationaler Ebene ist die Einbindung lokaler Akteur*innen entscheidend, da sie unmittelbar an der Umsetzung beteiligt sind und den Projektstandorten sowie den betroffenen Gemeinschaften nahestehen. Lokale Partner*innen bringen nicht nur praktisches Wissen über technische, geografische und organisatorische Gegebenheiten ein, sondern stärken durch ihre Mitwirkung auch die Akzeptanz und Verankerung des Projekts in der Bevölkerung.

Die folgenden Organisationen nehmen zentrale Funktionen ein – von der Bereitstellung der Standorte über politische Unterstützung bis hin zu technischen Leistungen bei Installation, Datenbereitstellung und späterem Betrieb der Anlagen.

Organisation	Relevanz für das Projekt
Titikaveka College	Projektstandort; Installation der Anlage auf dem Gelände bei möglicher Umsetzung
Kent Community Hall	Projektstandort
MOTU Beachfront Art Villas	Projektstandort
Wahlkreis Titikaveka	Lokalpolitische Unterstützung
Tourism Council	Branchenvertretung; Förderung nachhaltiger Tourismusinitiativen, etwa durch die Ausrichtung der Air New Zealand Cook Islands Tourism Awards ¹¹⁷

Tabelle 13: Lokal wichtige Organisationen und Partner für das Projekt

¹¹⁷ Projektstandort Motu Beachfront Art Villas gewann 2025 in drei Kategorien: *Air New Zealand Supreme Award*, *Cook Islands News Business Sustainability Award* und *BSP Business Excellence Award under \$2mil* (Cook Islands Tourism Industry Council. Air New Zealand Cook Islands Tourism Awards 2025.)

5.4 Wissenstransfer und Schulungsmaßnahmen

Ein wesentlicher Bestandteil dieses Projekts ist der Aufbau und die Weitergabe von Wissen zu nachhaltigen Energielösungen an die Akteur*innen vor Ort. Die AHK Neuseeland nutzt das Projekt, um deutsche Expertise zu Wasserstoff- und Solartechnologien in den Kontext der Cookinseln zu übertragen und gemeinsam mit lokalen Partner*innen weiterzuentwickeln. Ziel ist es, Entscheidungs- und Umsetzungskompetenzen auf den Cookinseln zu stärken, sodass Behörden, Versorger, Tourismusakteure, Bildungseinrichtungen und Unternehmen die Potenziale dieser Technologien besser einschätzen und für eigene Vorhaben nutzen können. Die AHK Neuseeland übernimmt dabei auch die Rolle einer Vermittlerin: Sie bringt lokale Akteur*innen mit internationalen Technologieanbietern und Fachleuten zusammen und fördert den fachlichen Austausch zu technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Fragen. Wissenstransfer und Schulungsmaßnahmen dienen damit nicht nur der Information, sondern sollen zu einem Multiplikationseffekt führen – indem lokale Partner*innen das erworbene Wissen in ihren eigenen Organisationen, Netzwerken und Projekten weitergeben. Eine positive Aufnahme und aktive Nutzung der vermittelten Inhalte durch die lokale Bevölkerung und die beteiligten Institutionen ist ein zentraler Erfolgsfaktor des Projekts und trägt dazu bei, nachhaltige Energielösungen langfristig auf den Cookinseln zu verankern.

Ein erster Schritt zum Wissenstransfer wurde bereits während der Projektreise im März/April 2025 geleistet, als die AHK Neuseeland den Kindern einer Grundschulklasse die Funktionsweise von erneuerbaren Energien näherbrachte. Dies ist ein Beispiel nicht nur für den Wissenstransfer, sondern auch die Einbindung der lokalen Bevölkerung. Die Kent Community Hall und das Titikaveka College können insgesamt als Schulungszentren dienen, um die lokale Bevölkerung über erneuerbare Energien aufzuklären, was das technische Verständnis und die Nachhaltigkeit des Projekts und die lokale Akzeptanz fördert.

Ein wichtiger technischer Wissenstransfer würde dann mit der Errichtung der Anlage vor Ort erfolgen. Es wird bisher kein Wasserstoff auf den Cookinseln erzeugt, wodurch sich technische Fachkräfte vor Ort für den fortlaufenden Betrieb der Anlage gänzlich neues Wissen aneignen würden. Dieses Wissen könnte dann auf mögliche weitere Wasserstoffprojekte auf den Cookinseln oder in der Region angewendet werden.

6 Umwelt- und sozioökonomische Auswirkungen

6.1 Ökologische Effekte des Projekts

Der größte ökologische Effekt des Projekts bestünde in der vollständigen Eliminierung von Dieselmotoren und der damit verbundenen Reduzierung der CO₂-Emissionen, die bei der Erzeugung des aktuell für die drei Projektstandorte benötigten Stroms anfallen. Im Idealfall, wenn also kein durch Dieselgeneratoren erzeugter Netzstrom mehr bezogen werden müsste, könnten diese Emissionen vollständig entfallen. Für ein tropisches Resort hat das Motu Beachfront Art Villas Resort bereits einen sehr niedrigen Stromverbrauch. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass zu einem zukünftigen Zeitpunkt der Pool beheizt wird. Dies müsste bei einer tatsächlich erfolgenden Umsetzung des Projekts mit den Eigentümer*innen des Resorts abgesprochen werden. Die Anlage ließe sich nach oben skalieren, da auf dem Dach der Schulgebäude Platz für weitere PV-Module und auf dem Schulgelände Platz für weitere Wasserstoff-Speicherbündel vorhanden wäre. Der Stromverbrauch im Resort ist im Winter rückläufig, da die Klimaanlage in den Unterkünften nachts wegen der kühleren Temperaturen weniger eingesetzt wird. Das Titikaveka College erhitzt sein Wasser durch Strom – allerdings gibt es heißes Wasser nur in der Küche, die laut Mitteilung der Schuldirektorin vom Juni 2025 derzeit nicht benutzt wird.

Zugrunde gelegt wird demnach der Vergleich im operativen Betrieb, also der reine Stromverbrauch der Projektstandorte. In der Simulation wird von einem Energieverbrauch von ca. 63.000 kWh ausgegangen. Nachdem das Projekt als Off-Grid-Projekt ausgelegt ist, gibt es keinen Netzbezug von externen Quellen, weswegen als alleinige Primärstromquelle die lokale PV-Anlage fungiert.

Als Vergleichswert wird demnach für den Netzbezug der Anteil an fossiler Energie herangezogen. Für das Jahr 2024 lag der Anteil erneuerbarer Energie auf Rarotonga bei 16 % (5.173 MWh erneuerbare Energie / 32.017 MWh

Gesamtenergieerzeugung)¹¹⁸. Die Dieselgeneratoren der Avatiu Valley Power Station auf Rarotonga verbrauchen je kWh erzeugtem Strom durchschnittlich 0,26 l Dieselkraftstoff¹¹⁹.

Demnach wird im Strommix auf Rarotonga je kWh generiertem Strom, 0,22 l Dieselkraftstoff verbrannt. (0,26 l – 16 % erneuerbare Energie). Auf den Jahresverbrauch des betrachteten Projekts von 63.000 kWh, bedeutet das eine Einsparung von 13.860 l Diesel / Jahr.

Bei einem üblichen Ausstoß von rund 2,7 kg CO₂ pro Liter könnten mit dem Bau der Anlage im Rahmen dieses Projekts jährlich 37.422 kg CO₂ eingespart werden.

Mit diesen Einsparungen sind zusätzliche Umweltvorteile verbunden. Die vermiedene Verbrennung dieser Kraftstoffmenge reduziert Ruß- und Feinstaubemissionen (Black Carbon) am zentralen Kraftwerksstandort im Avatiu Valley. Dadurch wird die Luftqualität im Umfeld des Kraftwerks verbessert und die Ablagerung von Schadstoffen in Boden und Vegetation verringert.

Auch wenn die drei Projektstandorte selbst keine lokalen Emissionen aus Dieselverbrennung verursachen, trägt das Projekt durch die Substitution fossiler Stromerzeugung zur Reduktion der gesamten Umweltbelastung auf Rarotonga bei und unterstützt die übergeordneten Klima- und Umweltschutzziele der Cookinseln.

Fazit: Mit dem tatsächlichen Bau des Systems, das grüne Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher kombiniert, würden jährlich¹²⁰ 13.860 l Diesel und damit 37.422 kg CO₂ eingespart.

6.2 Wirtschaftliche und gesellschaftliche Vorteile

Der wichtigste wirtschaftliche Vorteil für die drei Projektstandorte liegt im Wegfall der Kosten für den netzbezogenen Strom.

In der Gegenüberstellung Betriebskosten (OPEX) und aktuelle Stromkosten werden die Investitionskosten (CAPEX) bewusst ausgeklammert. Hintergrund ist, dass die Untersuchung den Fokus auf die laufenden Betriebskosten der autarken Energieversorgung legt und deren Vergleichbarkeit mit dem kontinuierlichen Energiebezug aus dem Netz sicherstellen soll.

Da für die betrachteten Technologien eine anteilige Förderung der Investitionskosten angenommen wird, erfolgt die wirtschaftliche Bewertung auf Basis der laufenden Kosten, welche die tatsächliche wirtschaftliche Belastung des Betreibers während des Betriebs widerspiegeln.

Somit sind den ermittelten Betriebskosten des Off-Grid-Systems, den Stromkosten (0,82 NZ\$ / kWh + monatlich 5,00 NZ\$ „Service Charge“ je Anschluss) aus dem Netzbezug gegenüberzustellen:

$$= 63.000 \text{ kWh} * 0,82 \text{ NZ\$} + (3 * 12 * 5 \text{ NZ\$}) = 51.840 \text{ NZ\$} (* 0,49 \text{ €/NZ\$}) \cong 25.402 \text{ €}$$

Demnach stehen jährlich aktuelle Stromkosten von 25.402 € möglichen OPEX von 3.300 € gegenüber.

Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass die Bezugskosten von fossil erzeugter elektrischer Energie auch in Zukunft stark volatil sein, und eher einer überdurchschnittlichen Preissteigerung unterliegen werden. Aktuelle Statistiken dazu existieren leider nicht, jedoch zeigt eine Studie¹²¹ aus 2009 bereits eine äußerst volatile Preisentwicklung des Stromsektors. In dieser Studie wird im Zeitraum zwischen 2002 und 2008 ein Anstieg der Strompreise von 293 % ermittelt. Zwischen 2015¹²² und 2025 blieb der Strompreis allerdings stabil. Die Ausnahme war ein Zuschlag von 0.07 EUR im Oktober 2022 bzw. 0.025 EUR aufgrund der gestiegenen Dieselpreise als Folge der COVID-19-Pandemie. Auch diese Größe zeigt, dass eine verlässliche Angabe von Amortisationszeiten aufgrund von nicht prognostizierbaren Strombezugspreisen, welche den Betriebs- und Abschreibungskosten einer hier beschriebenen autarken Anlage gegenüberzustellen wäre, nicht möglich ist.

¹¹⁸ Cook Islands Statistics Office. Miscellaneous Statistics – March Quarter 2025.

¹¹⁹ Quelle TAU, abgefragt durch die AHK Neuseeland

¹²⁰ Basierend auf dem Referenzjahr 2024

¹²¹ Cook Islands National Energy Committee. Sustainable Energy Action Plan (S. 36).

¹²² Pacific Regional Data Repository for Sustainable Energy for All: Te Aponga Uira Electricity Tariff Schedule

Dennoch kann mit einigen Annahmen eine Gegenüberstellung der Kosten aufgezeigt werden. Berücksichtigt werden zum einen die Investitionskosten der Off-Grid-Anlage (CAPEX), deren Betriebskosten (OPEX) und auch mögliche Kosten auf Basis der jeweiligen Lebensdauerannahmen relevanter Komponenten (Kapitel 4.1.1).

Folgende Annahmen liegen der Darstellung zugrunde:

- Konstanter Strombedarf der Projektteilnehmer über den betrachteten Zeitraum.
- Jährliche Preissteigerung der Strombezugspreise von 8%: Mit Preissteigerungen in dieser, oder auch deutlich höheren Größenordnungen könnte mittel- und langfristig gerechnet werden. Durch den sehr hohen fossilen Anteil in der Stromerzeugung auf Rarotonga, hängen die Gestehungskosten stark von den Kraftstoffpreisen ab.
- Jährliche Inflationsrate von 5%: Betrifft die Kalkulation der OPEX Kosten. Die Annahme der Inflationsrate ist eher hoch angesetzt. Eine niedrigere Inflationsrate verkürzt die Amortisationszeit der Off-Grid-Anlage in der Praxis. Die Inflationsrate ist auch bei den Kosten der Tauschkomponenten berücksichtigt. Lediglich für die Batterie wurde keine Inflation berücksichtigt, da bei dieser Technologie eher von fallenden Preisen auszugehen ist.

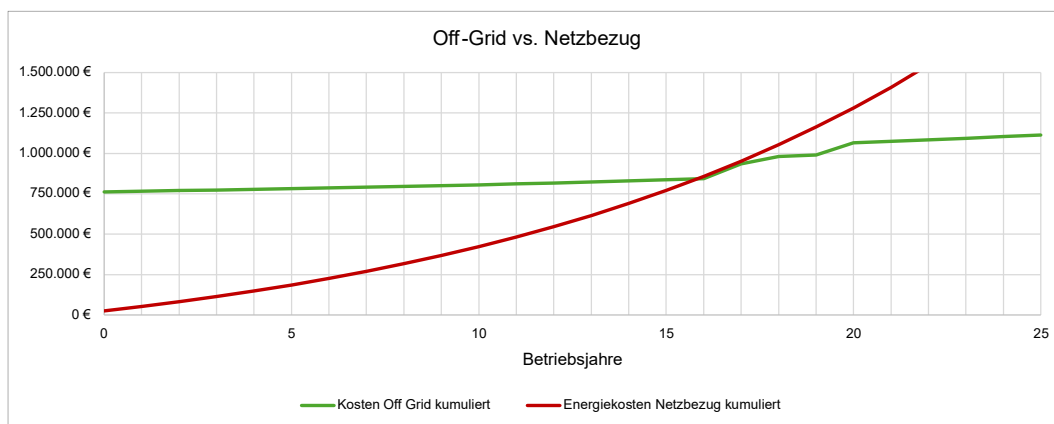


Abbildung 22: Kostenverlauf der Off-Grid-Anlage im Vergleich zum Netzbezug über die Betriebsdauer.

Die Darstellung zeigt, dass sich im 15. Betriebsjahr die angefallenen Kosten der Off-Grid-Anlage amortisiert haben. Die Kostensprünge der Off-Grid-Anlage zwischen dem 15. und dem 20. Betriebsjahr zeigen:

- Im Jahr 17: Tausch der LiFePO4 Batterie. Kosten werden mit 84.000 € auf dem Niveau aktueller Preise kalkuliert.
- Im Jahr 18: Tausch des Elektrolysestack. Kosten werden mit ca. 38.500 € kalkuliert. (aktuelle Kosten sind 16.000 €)
- Im Jahr 20: Tausch aller Wechselrichter. Kosten werden mit ca. 66.300 € kalkuliert. (Aktuelle Preise nach Kapitel 4.1.1 25.000 €)

Dass verlässliche Angaben zu Amortisationszeiten auch erst unter Kenntnis aller Parameter getroffen werden können, macht auch ein Rückblick auf die Umfeldanalyse im Vorgängerprojekt von 2024 deutlich. In der damaligen Analyse wurde für ein System aus Photovoltaik, Batteriespeicher und Wasserstoff an drei Projektstandorten von initialen Investitionskosten in Höhe von 423.361 EUR ausgegangen und eine Amortisation nach etwa sieben Jahren angenommen. Diese Berechnung basierte jedoch auf einer vereinfachten Vormachbarkeitsanalyse mit dem Multi-Vector Simulator (MVS), bei der lediglich die zentralen CAPEX- und OPEX-Kosten der Hauptkomponenten berücksichtigt wurden, während weitere projektspezifische Kosten – etwa für Transport, Installation, Wasseraufbereitung oder infrastrukturelle Anpassungen – nicht einbezogen wurden. Die Ergebnisse der vorliegenden Machbarkeitsstudie zeigen, dass eine solche Amortisationsdauer unter Berücksichtigung der nun höher angesetzten Investitionskosten nicht realistisch erscheint und unterstreichen zugleich die Bedeutung realer Betriebsdaten sowie einer detaillierten Betrachtung der lokalen Rahmenbedingungen. Grundsätzlich könnte sich der Break-Even-Point unter bestimmten Voraussetzungen früher einstellen, etwa wenn der im Resort erzeugte Strom auch für derzeit gasbetriebene Anwendungen genutzt würde oder wenn die beteiligten Standorte für den Strom aus der geplanten Anlage zahlen würden. In beiden Fällen wären jedoch eine größere Anlagendimensionierung sowie eine Klärung der Kostenverteilung für notwendige Infrastrukturmaßnahmen erforderlich.

Die Anlage aus grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher würde die Abhängigkeit der Versorgungssicherheit von der pünktlichen Lieferung von importiertem Diesel reduzieren oder eliminieren. Durch ein autarkes Microgrid würde ein reibungsloser Betriebsablauf sichergestellt, was in wirtschaftlicher

Hinsicht besonders für das Motu Resort wichtig wäre. Dieses ist ein Luxusresort, an das die Gäste entsprechende Erwartungen haben. Einschränkungen beim Stromverbrauch könnten rufschädigend sein und sich negativ auf die Anzahl der Gäste auswirken. Eine gesicherte Stromversorgung und hohe Belegungszahlen sorgen auch für die Beibehaltung der Arbeitsplätze im Motu Resort.

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wird von einem vollständig autarken Microgrid ausgegangen, da TAU aktuell Netzeinspeisung und -bezug gleichzeitig nicht zulässt. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, wäre allerdings ein Netzbezug als Back-up-Lösung bevorzugt. Es könnte unter Umständen sein, dass für Pilotprojekte wie das vorliegende Ausnahmen gemacht werden, allerdings wäre dies im Vorfeld einer möglichen Umsetzung zu klären. Als Alternative könnten eventuell auch eigene Dieselgeneratoren als Back-up eingesetzt werden. Dies würde die positiven ökologischen Auswirkungen des Projekts nur geringfügig ändern, da davon ausgegangen wird, dass die Anlage aus grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher den Strombedarf nur in Ausnahmefällen nicht decken würde.

Auch durch die Installation, den Betrieb und die Durchführung einfacher Wartungsarbeiten durch lokale Arbeitskräfte wird vor Ort Einkommen geschaffen und technisches Know-how langfristig gefördert. Neben zuverlässigem Strom wären die Projektstandorte auch den Dieselpreisschwankungen nicht mehr ausgesetzt, was die Planbarkeit und die Budgetstabilität erhöhen würde. Wäre dieses Projekt das erste von mehreren auf den Cookinseln, könnte das Land damit seinen Ruf als „Urlaubsparadies“ unterstreichen und die Tourismusbranche nachhaltig und langfristig fördern.

Zu den gesellschaftlichen Vorteilen würde gehören, dass der Schulbetrieb auch bei Stromausfällen weitgehend aufrechterhalten werden könnte und die Kent Community Hall etwa bei Dieselknappheit oder anderen Versorgungsunterbrechungen weiterhin als Gemeinschaftszentrum für die Bevölkerung nutzbar bliebe, auch wenn einzelne stromabhängige Funktionen ohne Energieversorgung nur eingeschränkt verfügbar wären. Gleichzeitig würden Lern- und Qualifizierungsmöglichkeiten entstehen, da die Projektstandorte für Bildung, Training und Bewusstseinsbildung rund um erneuerbare Energien genutzt werden können. Sichtbare, verlässliche Pilotprojekte erhöhen zudem das Vertrauen in die Energiewende und können als positives Beispiel für andere Inseln und Gemeinden dienen.

6.3 Modellcharakter, Multiplizierungs- und Skalierungsmöglichkeiten

Das Projekt auf Rarotonga besitzt einen ausgeprägten Modellcharakter für die Cookinseln und darüber hinaus für die Pazifikregion. Die Kombination aus grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher bildet ein skalierbares, multiplizierbares, modular aufgebautes Energiesystem, das sich an die spezifischen Anforderungen kleiner Inselnetze anpassen lässt. Durch die Analyse der Verbrauchsdaten zusammen mit hochgerechneten Daten der drei Projektstandorte, Kent Community Hall, Titikaveka College und Motu Beachfront Art Villas Resort, zeigt das Projekt beispielhaft, wie erneuerbare Versorgungslösungen technisch dimensioniert, wirtschaftlich bewertet und zur nachhaltigen Energiesicherheit eingesetzt werden können.

Aus den Berichten der Pacific Hydrogen Roadmap geht hervor, dass grüner Wasserstoff bislang noch nicht in der Region verfügbar ist und konkrete Anwendungen fehlen. Dadurch kommt dem vorliegenden Projekt ein besonderer Modellcharakter zu. Eine erfolgreiche Implementierung würde erstmals demonstrieren, wie erneuerbare Stromerzeugung und perspektivisch wasserstoffbasierte Back-up- oder Speichersysteme praktisch funktionieren und welche operativen, technischen und regulatorischen Erkenntnisse sich daraus ableiten lassen. Zeitlich fällt das Projekt in die kurzfristigen Maßnahmen der Roadmap, insbesondere in T5 (Entwicklung von Demonstrationsprojekten in einer frühen Phase) und T6 (Kapazitätsaufbau in der Region). Es adressiert damit zwei zentrale Handlungsschritte der Roadmap und folgt deren Empfehlung, zunächst durch konkrete Pilotprojekte Know-how, technische Kompetenz und regulatorische Orientierung aufzubauen.

Die im Projekt gewählte modulare Systemarchitektur mit grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher erlaubt eine einfache Übertragbarkeit auf weitere Einrichtungen oder Inseln. Jede Insel weist eigene Lastprofile, sozioökonomische Rahmenbedingungen und Infrastrukturanforderungen auf, dennoch lässt sich der grundlegende Ansatz technisch und organisatorisch multiplizieren und skalieren. Die entstehenden Erkenntnisse zu Systemstabilität, wirtschaftlicher Machbarkeit, Wartungsanforderungen und Nutzerakzeptanz bilden eine belastbare Grundlage für weitere Projekte auf Aitutaki, Atiu, Mangaia und anderen Inseln des Archipels.

Darüber hinaus leistet das Projekt einen Beitrag zur strategischen Weiterentwicklung des Energiesektors der Cookinseln. Es macht sichtbar, welche regulatorischen Anpassungen sinnvoll sind, welche technischen Standards für dezentrale erneuerbare Energiesysteme erforderlich sind und wie lokale Kapazitäten gestärkt werden können. Die Einbindung

lokaler Akteur*innen sowie gezielte Schulungs- und Wissensmaßnahmen tragen dazu bei, regionale Kompetenz aufzubauen und die langfristige Multiplizierung und Skalierung erneuerbarer Inselfsysteme zu ermöglichen.

Insgesamt bietet das Projekt eine praxiserprobte Blaupause für die Transformation dieselabhängiger Inselnetze hin zu einer nachhaltigen, widerstandsfähigen und perspektivisch wasserstofffähigen Energieversorgung. Damit kann es nicht nur den Cookinseln, sondern auch anderen Pazifikstaaten als Referenzmodell dienen.

7 Fazit und Handlungsempfehlungen

Die vorliegende Machbarkeitsstudie kommt zu dem Ergebnis, dass die Umsetzung eines netzunabhängigen Microgrids auf Basis von grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher an den drei untersuchten Projektstandorten auf Rarotonga technisch realisierbar, strukturell integrierbar und langfristig strategisch sinnvoll ist. Das System stellt dabei nicht lediglich eine Energieversorgungslösung dar, sondern ein infrastrukturelles Entwicklungsprojekt mit Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, wirtschaftliche Stabilität, Klimaschutz und Innovationsfähigkeit.

7.1 Technische Machbarkeit

Die Analyse basiert auf in Echtzeit gemessenen Verbrauchsdaten der Projektstandorte, ergänzt durch Hochrechnungen, identifizierte Einzelverbräuche sowie konservative Annahmen und Sicherheitszuschläge.

Auf dieser Grundlage (Gesamtstromverbrauch ca. 63.000 kWh/Jahr) konnte eine technisch belastbare Dimensionierung der Systemkomponenten vorgenommen werden.

Die Kombination aus:

- direkter Photovoltaiknutzung,
- kurz- und mittelfristiger Speicherung über Batteriesysteme,
- sowie perspektivischer Langzeitspeicherung über Wasserstoff

bildet ein robustes, inselgeeignetes Energiesystem.

Die Berechnungen zeigen, dass durch die im System vorgesehene Substitution von netzbezogenem Dieselstrom jährlich rund 13.860 Liter Diesel und damit 37.422 kg CO₂ eingespart werden können. Neben der Reduktion klimarelevanter Emissionen verringert sich auch die Abhängigkeit von Brennstoffimporten und Lieferketten.

Die Netzunabhängigkeit eliminiert Risiken durch Netzausfälle, volatile Strompreise, begrenzte Netzkapazitäten oder verzögerte Netzausbauten. Dadurch entsteht eine langfristig planbare Verfügbarkeit und Betriebssicherheit. Netzstrom als Back-up-Lösung wäre ideal, ist aber aufgrund der aktuellen Regelungen nicht umsetzbar. Es könnten auch individuelle Dieselgeneratoren als Back-up herangezogen werden. Dies muss bei einer möglichen Implementierung aufgegriffen werden.

Technische Ausschlusskriterien konnten nicht identifiziert werden. Die Herausforderungen liegen primär in regulatorischen Abstimmungen, Logistik sowie im Aufbau lokaler Betriebs- und Wartungskompetenz.

7.2 Wirtschaftliche Bewertung

Der Investitionsaufwand (CAPEX) eines solchen Systems ist höher als bei konventionellen dieselbasierten Lösungen. Allerdings werden laufende Abhängigkeiten von fossilen Brennstoffen, Brennstofflogistik und potenziellen zukünftigen CO₂-Kosten dauerhaft reduziert.

Die Energiekosten werden langfristig kalkulierbar und weniger anfällig für globale Preis- und geopolitische Schwankungen. Insbesondere bei steigenden Energiepreisen oder CO₂-Bepreisung verbessert sich die Wirtschaftlichkeit über die Lebensdauer des Systems. Das Microgrid ist daher weniger als kurzfristige Kostenoptimierung zu verstehen, sondern als Absicherung gegen langfristige Energie- und Preisrisiken. Es kann zur Sicherung der Energieversorgung der Bevölkerung beitragen, insbesondere in essenziellen Infrastrukturen wie Schulen oder medizinischen Einrichtungen, aber auch in den wirtschaftlich wichtigen touristischen Einrichtungen.

7.3 Nachhaltigkeit und strategische Bedeutung

Das Projekt erfüllt zentrale Kriterien ökologischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Nachhaltigkeit.

Ökologisch

- Substitution fossiler Stromerzeugung
- Reduktion klimarelevanter Treibhausgasemissionen
- Verringerung lokaler Luftschadstoffe (zum Beispiel Stickoxide, Feinstaub, Rußpartikel)

Wirtschaftlich

- höhere Preis- und Planungssicherheit
- geringere Importabhängigkeit
- Aufbau fachlicher und technischer Kompetenzen

Gesellschaftlich

- Bildungs- und Demonstrationsfunktion
- Stärkung lokaler Resilienz
- langfristige Positionierung als nachhaltige Destination

Ein erneuerbares Microgrid stellt eine langfristig tragfähige Infrastruktur dar, insbesondere vor dem Hintergrund zunehmender regulatorischer und gesellschaftlicher Anforderungen an Emissionsreduktion.

7.4 Innovations- und Positionierungspotenzial

Über die technische Funktion hinaus besitzt das Projekt ein erhebliches strategisches Potenzial:

- Energieautarkie als klar kommunizierbares Zukunftsmodell und Beitrag zur energiepolitischen Souveränität
- Netzunabhängigkeit als technische Resilienz gegenüber externen Störungen
- Grüner Wasserstoff als sichtbares Innovationsprojekt

Gleichzeitig bleibt die technische Auslegung modular: Die Bauweise erlaubt bis zu einem gewissen Grad Anpassungen an steigende Lasten, neue Verbraucher (beispielsweise Poolbeheizung) oder technologische Weiterentwicklungen. Damit entsteht eine skalierbare Plattform für zukünftige Energie- und Geschäftsmodelle.

7.5 Regulatorische und institutionelle Einordnung

Der regulatorische Rahmen auf den Cookinseln befindet sich im Wandel. Da aktuell das Einspeisen von Strom bei gleichzeitigem Netzbezug seitens des Netzbetreibers TAU nicht gestattet ist, stünde Netzstrom als Back-up-Lösung nicht zur Option. Gleichzeitig sind politische Initiativen zur Weiterentwicklung der Energiegesetzgebung im Gange. Für eine langfristige Skalierung erneuerbarer Energiesysteme wäre eine Weiterentwicklung der Netz- und Einspeiseregulungen vorteilhaft. Das Projekt kann in diesem Kontext als Pilot- und Demonstrationsvorhaben dienen.

7.6 Empfehlungen für nächste Schritte

- Formale Abstimmung mit relevanten Behörden und Netzbetreiber: Frühzeitige regulatorische Klärung der Betriebsform (Off-Grid oder Netzstrom als Back-up).
- Eine Betreiberstruktur für langfristige Verantwortlichkeit definieren: Herausarbeitung eines Übergabekonzepts für den gesicherten langfristigen Betrieb der Anlage.
- Detaillierte Ausführungsplanung: Technische Detailauslegung inklusive Sicherheits- und Betriebskonzept unter Einbindung der Technologiepartner.
- Finanzierungsstruktur konkretisieren: Prüfung nationaler und internationaler Fördermechanismen sowie möglicher Ko-Finanzierungen.
- Kapazitätsaufbau und Schulungsprogramme etablieren: Aufbau lokaler Wartungs- und Betriebskompetenz, insbesondere im Bereich Batteriesysteme und Wasserstoff.
- Monitoring- und Evaluationskonzept implementieren: Systematische Erfassung von Betriebsdaten zur Bewertung von Effizienz, Stabilität und Skalierbarkeit.
- Multiplizierungsoptionen prüfen: Analyse der Übertragbarkeit auf weitere Inseln unter Berücksichtigung spezifischer Lastprofile und Infrastrukturen.

7.7 Gesamteinschätzung

Die vorliegende Machbarkeitsstudie zeigt, dass die Umsetzung eines netzunabhängigen Microgrids auf Basis von grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, Photovoltaik und Batteriespeicher technisch grundsätzlich möglich und unter den spezifischen Rahmenbedingungen Rarotongas umsetzbar ist. Weder in der Systemauslegung noch in der infrastrukturellen Integration konnten technische Ausschlusskriterien identifiziert werden. Die gewählte Architektur ist mit den bestehenden Lastprofilen vereinbar und berücksichtigt sowohl konservative Annahmen als auch betriebliche Sicherheitszuschläge.

Gleichzeitig ist festzuhalten, dass das Projekt unter aktuellen Marktbedingungen nicht primär als klassisch wirtschaftliches Investitionsvorhaben im Sinne kurzfristiger Amortisation zu bewerten ist. Die Investitionskosten liegen deutlich über denen konventioneller, dieselbasierter Versorgungslösungen. Eine rein betriebswirtschaftliche Betrachtung greift daher zu kurz. Die Bewertung muss vielmehr im Kontext inselspezifischer Risikostrukturen erfolgen, insbesondere der hohen Abhängigkeit von importierten fossilen Energieträgern, volatilen Brennstoffpreisen, begrenzten Netzkapazitäten sowie potenziellen Versorgungsunterbrechungen.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich ein struktureller Förderbedarf für innovative, emissionsarme Energiesysteme dieser Art. Demonstrations- und Pilotprojekte im Bereich wasserstoffbasierter Microgrids erfordern in der aktuellen Marktphase in der Regel öffentliche oder internationale Unterstützung, um die hohen Anfangsinvestitionen, Technologie- und Marktrisiken sowie die begrenzten Skaleneffekte kleiner Inselmärkte auszugleichen. Förderinstrumente können dabei eine wichtige Rolle spielen, um die praktische Erprobung solcher Systeme zu ermöglichen, Lern- und Skaleneffekte zu generieren und langfristig die Kosten entsprechender Technologien zu reduzieren.

Der strategische Mehrwert des Projekts liegt in der langfristigen Reduktion struktureller Abhängigkeiten, der Stabilisierung von Energieverfügbarkeit und -kosten über längere Zeiträume sowie in der schrittweisen Transformation der Energieinfrastruktur hin zu erneuerbaren und speicherbasierten Systemen.

Besonders hervorzuheben ist dabei das Potenzial zur deutlichen Reduktion von CO₂-Emissionen. Die Dekarbonisierung der Energieversorgung zählt zu den zentralen Motiven für die Erforschung und Erprobung wasserstoffbasierter Microgrid-Systeme, auch wenn diese gegenwärtig noch höhere Investitionskosten aufweisen als konventionelle Alternativsysteme. Für Inselstaaten wie die Cookinseln, die selbst stark von den Folgen des Klimawandels betroffen sind, besitzt die schrittweise Ablösung fossilbasierter Stromerzeugung daher nicht nur energiewirtschaftliche, sondern auch klima- und umweltpolitische Bedeutung. Die CO₂-Reduktion sowie die Verringerung lokaler Emissionen stellen somit zentrale ökologische Effekte des Projekts dar und sind ein wesentlicher Grund, warum die Weiterentwicklung entsprechender Technologien trotz aktuell höherer Kosten als sinnvoll erachtet wird.

Das Vorhaben besitzt darüber hinaus einen modellhaften Charakter. Es ermöglicht die praktische Erprobung wasserstoffbasierter Langzeitspeicherung unter realen Inselbedingungen und schafft Erfahrungswerte für regulatorische, technische und organisatorische Fragestellungen. Es würde sich zudem in die langfristige Strategie für grünen Wasserstoff in der Region einfügen. Damit kann es einen Beitrag zur Weiterentwicklung des nationalen und regionalen Energiesystems leisten, auch wenn eine unmittelbare wirtschaftliche Skalierung derzeit nicht gegeben ist. Die Umsetzung ist daher weniger als kurzfristige Investition mit Renditeerwartung zu verstehen, sondern als infrastrukturelle Entwicklungsmaßnahme mit langfristigem Resilienz- und Transformationsanspruch. Unter dieser Perspektive erscheint das Projekt technisch sinnvoll und strategisch begründbar, sofern eine stabile Betreiberstruktur, eine tragfähige Finanzierungsarchitektur und eine klare institutionelle Einbettung sichergestellt werden.

Die Weiterführung in eine detaillierte Planungs- und Strukturierungsphase ist aus fachlicher Sicht vertretbar, wenn die nächsten Schritte insbesondere auf regulatorische Klärung, Betreiberdefinition und langfristige Finanzierungssicherheit ausgerichtet werden.

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Titikaveka College	6
Abbildung 2: Kent Community Hall.....	Error! Bookmark not defined.
Abbildung 3: Motu Beachfront Art Villas	7
Abbildung 4: Motu Beachfront Art Villas, Kent Community Hall und Titikaveka College in unmittelbarer Nachbarschaft entlang der Ara Tapu.....	7
Abbildung 5: Verortung auf Rarotonga – Ortschaft Titikaveka an der Südküste markiert	8
Abbildung 6: Lage der Cookinseln im Südpazifik sowie Darstellung der zugehörigen Inseln des Landes.....	10
Abbildung 7: Klimatafel von Rarotonga des Deutschen Wetterdienstes	12
Abbildung 8: Monatliche Sonneneinstrahlung Titikaveka, Rarotonga, 2005–2023	13
Abbildung 9: Standorte von Solaranlagen auf Rarotonga, farblich markiert nach Kapazität (kW)	17
Abbildung 10: Einliniendiagramm (11 kV) auf Rarotonga.....	17
Abbildung 11: Zeitstrahl der Pacific Hydrogen Roadmap.....	21
Abbildung 12: Janitza UMG103 Smartmeter im Resort (Foto: ICTnexus)	24
Abbildung 13: Wetterstation auf dem Dach des Titikaveka Colleges.....	26
Abbildung 14: Lastkurve der zu versorgenden Projektstandorte.....	27
Abbildung 15: Schematische Darstellung des Microgrid	28
Abbildung 16: Satellitenbild des betreffenden Areals, bearbeitet auf Basis von maps.google.de	29
Abbildung 17: Elektrolyseanlage inklusive Brennstoffzelle	30
Abbildung 18: H ₂ -Druckspeicher	31
Abbildung 19: H ₂ -Kompressor.....	31
Abbildung 20: Gegenüberstellung Erzeugung – Verbrauch	34
Abbildung 21: Wasserstoffbilanz des Langzeitspeichers.....	35
Abbildung 22: Kostenverlauf der Off-Grid-Anlage im Vergleich zum Netzbezug über die Betriebsdauer.....	48

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich Daten Thies CLIMA-Wetterstation mit DWD-Klimatafel.....	12
Tabelle 2: Vergleich der Strompreise und des BIP zwischen den Cookinseln, Neuseeland und Deutschland	18
Tabelle 3: Energie-Strategiedokumente der Cookinseln	20
Tabelle 4: Komponenten des Wasserstoffsystem und zugehörige Normen.....	22
Tabelle 5: Komponenten der PV-Anlage und zugehörigen Normen	23
Tabelle 6: Stromverbraucher der drei Projektstandorte	25
Tabelle 7: Wirtschaftlichste Auslegung der Anlage bei vollständiger Autarkie	Error! Bookmark not defined.
Tabelle 8: CAPEX Übersicht PV.....	37
Tabelle 9: CAPEX Übersicht Batterie	38
Tabelle 10: CAPEX Übersicht Wasserstoffsystem	38
Tabelle 11: Risikobewertung und Gegenmaßnahmen	44
Tabelle 12: Zentrale Organisationen für das Projekt.....	45
Tabelle 13: Lokal wichtige Organisationen und Partner für das Projekt	45

10 Literaturverzeichnis

AHK Neuseeland (ohne Datum). AHK Neuseeland – Startseite. Online verfügbar unter: <https://neuseeland.ahk.de/de> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Asian Development Bank (ADB) (ohne Datum). Cook Islands: Economy. Online verfügbar unter: <https://www.adb.org/where-we-work/cook-islands/economy> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Asian Development Bank (ADB) (ohne Datum). Cook Islands: Overview. Online verfügbar unter: <https://www.adb.org/where-we-work/cook-islands> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Asian Development Bank, et al. (2024). Survey of Tourism Attitudes of Residents – Cook Islands Analysis Report. Online verfügbar unter: <https://cookislands.travel/sites/default/files/2025-04/Cook%20Islands%20STAR%20Survey%20Report%20-%202024.pdf> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Auckland University of Technology, New Zealand Tourism Research Institute (2023). Cook Islands – Community Attitudes Survey 2023. Auckland: Auckland University of Technology. Online verfügbar unter: https://www.aut.ac.nz/__data/assets/pdf_file/0010/887401/Cook-Islands-Community-Attitudes-Survey-2023.pdf (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Barbados Tourism Marketing Inc. (ohne Datum). Stay over expenditure January to September 2018. Online verfügbar unter: <https://corporate.visitbarbados.org/wp-content/uploads/2019/03/Q2-2018-Expenditure-Summary.pdf> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Bayleys Real Estate (ohne Datum). Motu Villas, Ara Tapu, Takitumu District, Rarotonga – Business listing. Online verfügbar unter: <https://www.bayleys.co.nz/listings/business/south-pacific-islands/rarotonga/-motu-villas-ck-ara-tapu-takitumu-district-cook-islands-rarotonga-1698084> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Berlin Business Location Center (Februar 2011). Solarpotentialanalyse Berlin – Datendokumentation. Online verfügbar unter: https://energieatlas.berlin.de/Energieatlas_Be/Docs/Datendokumentation-Solarkataster_BLN.pdf (Zugriff am: 04. März 2026).

Bundesumweltministerium (BMUV) (ohne Datum). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz – Startseite. Online verfügbar unter: <https://www.bundesumweltministerium.de/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Central Intelligence Agency (ohne Datum). Cook Islands Details – World Factbook Cook. <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/cook-islands/map/> (Zugriff am: 11. Dezember 2025).

Clean Energy Council (ohne Datum). Approved solar batteries. Online verfügbar unter: <https://cleanenergycouncil.org.au/industry-programs/products-program/batteries> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Clean Energy Council (ohne Datum). Approved solar inverters. Online verfügbar unter: <https://cleanenergycouncil.org.au/industry-programs/products-program/inverters> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Clean Energy Council (ohne Datum). Approved solar modules. Online verfügbar unter: <https://cleanenergycouncil.org.au/industry-programs/products-program/modules> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Clean Hydrogen Observatory (ohne Datum). ISO 22734:2019 – Hydrogen generators using water electrolysis process. Online verfügbar unter: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/policies-and-standards/codes-and-standards/code-and-standard/iso-227342019> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Climate Data (ohne Datum). Rarotonga Muri Climate. Online verfügbar unter: <https://en.climate-data.org/oceania/cook-islands/rarotonga-muri/rarotonga-muri-27661/> (Zugriff am: 23. Februar 2026)

Cook Islands Climate Change Division (2019). Cook Islands Climate Change Country Programme. Avarua: Government of the Cook Islands. Online verfügbar unter: <https://climatechange.gov.ck/wp-content/uploads/2019/10/Cook-Islands-Climate-Change-Country-Programme.pdf> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands Crown Law Office (ohne Datum). Crown Law Office – Cook Islands. Online verfügbar unter: <https://www.crownlawcookislands.co.ck/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands Government – Education (ohne Datum). Ministry of Education – Cook Islands. Online verfügbar unter: <https://education.gov.ck/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands Government – Environment Service (ohne Datum). National Environment Service – Home. Online verfügbar unter: <https://environment.gov.ck/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands Investment Corporation (Juni 2021). National Infrastructure Investment Plan 2021–2030. Online verfügbar unter: https://www.theprif.org/sites/theprif.org/files/documents/Cook%20Islands%20NIIIP%20Report_Final.pdf (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Cook Islands Ministry of Finance and Economic Management (MFEM) (ohne Datum). Energy Act 1998. Avarua: MFEM. Online verfügbar unter: https://mfem.gov.ck/images/LEGISLATION/Acts/Energy_Act_1998.pdf (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands Ministry of Finance and Economic Management (MFEM) (ohne Datum). Ministry of Finance and Economic Management – Home. Online verfügbar unter: <https://www.mfem.gov.ck/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands Ministry of Finance and Economic Management (MFEM) (ohne Datum). Utilities Regulation Policy. Online verfügbar unter: <https://www.mfem.gov.ck/utilities-regulation-policy> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands Ministry of Finance and Economic Management (MFEM) (ohne Datum). Price Tribunal. Online verfügbar unter: <https://www.mfem.gov.ck/price-tribunal> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands National Energy Committee (2009). Sustainable Energy Action Plan. Online verfügbar unter: <https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Cook%20Islands%20Sustainable%20Energy%20Action%20Plan.pdf> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands News (2024). Beyond the numbers: How tourism benefits everyday life in the Cook Islands – Candice Luke. Online verfügbar unter: <https://www.cookislandsnews.com/internal/national/features/economy/global-weekend/tourism/business/beyond-the-numbers-how-tourism-benefits-everyday-life-in-the-cook-islands/> (Zugriff am: 11. Dezember 2025).

Cook Islands News (2025). Chamber calls for proactive approach to electricity debt - Talaia Mika. Online verfügbar unter: <https://www.cookislandsnews.com/internal/national/local/chamber-calls-for-proactive-approach-to-electricity-debt/> (Zugriff am: 11. Dezember 2025).

Cook Islands News (2025). Delayed fuel shipment worsens diesel shortage. Online verfügbar unter: <https://www.cookislandsnews.com/internal/national/local/delayed-fuel-shipment-worsens-diesel-shortage/> (Zugriff am: 11. Dezember 2025).

Cook Islands News (2025). Renewable energy 2030 commitment. Online verfügbar unter: <https://www.cookislandsnews.com/internal/national/environment/renewable-energy-2030-commitment/> (Zugriff am: 11. Dezember 2025).

Cook Islands News (2025). Sharks biting into Pa Enea fisheries. Online verfügbar unter: <https://www.cookislandsnews.com/internal/national/local/outer-islands/sharks-biting-into-pa-enea-fisheries/> (Zugriff am: 11. Dezember 2025).

Cook Islands News (2025). TAU's renewable energy share drops to 11% as utility targets 'unrealistic' 60% by 2030 - Talaia Mika. Online verfügbar unter: <https://www.cookislandsnews.com/internal/national/environment/technology/business/taus-renewable-energy-share-drops-to-11-as-utility-targets-unrealistic-60-by-2030/> (Zugriff am: 11. Dezember 2025).

Cook Islands Office of the Prime Minister (21. Februar 2025). Cook Islands and China formalise agreements to strengthen partnership and cooperation. Online verfügbar unter: <https://www.pmooffice.gov.ck/2025/02/21/statement-cook-islands-and-china-formalise-agreements-to-strengthen-partnership-and-cooperation/> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Cook Islands Office of the Prime Minister (31. Oktober 2025) Cook Islands secures largest ever Green Climate Fund project to strengthen climate resilience. Online verfügbar unter: <https://www.pmooffice.gov.ck/2025/10/31/cook-islands-secures-largest-ever-green-climate-fund-project-to-strengthen-climate-resilience/> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Cook Islands Office of the Prime Minister (ohne Datum). Renewable energy development. Online verfügbar unter: <https://www.pmooffice.gov.ck/our-work/renewable-energy-development/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Cook Islands Statistics Office (13. Januar 2023). 2021 Census of Population and Dwellings. Online verfügbar unter: <https://stats.gov.ck/2021-census-of-population-and-dwellings/> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Cook Islands Statistics Office (18.06.2025). Energy Statistics December Quarter. Online verfügbar unter: <https://stats.gov.ck/download/481/2024/7287/energy-statistics-december-quarter-report-2024.pdf> (Zugriff am: 19. Dezember 2025)

Cook Islands Statistics Office (30.06.2025). Miscellaneous Statistics – March Quarter 2025. Online verfügbar unter: <https://stats.gov.ck/miscellaneous-statistics-march-quarter-2025/> (Zugriff am: 19. Dezember 2025)

Cook Islands Statistics Office (CISO) and The Pacific Community (SPC) (Februar 2025). Cook Islands Climate Change Survey Report. Cook Islands Statistics Office. Online verfügbar unter: https://stats.gov.ck/wp-content/uploads/2025/04/Cook_Islands_Climate_Change_Survey_report_2023_2024.pdf (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Cook Islands Statistics Office (ohne Datum). International Merchandised Trade Statistics. Online verfügbar unter: <https://stats.gov.ck/overseas-trade/> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Cook Islands Statistics Office (ohne Datum). National Accounts – (Gross Domestic Product). Online verfügbar unter: <https://stats.gov.ck/national-accounts/> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Cook Islands Television (18. November 2025). Local News Tuesday 18 November 2025, Aitutaki. Online verfügbar unter: <https://www.facebook.com/reel/25152555124370904> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Cook Islands Tourism Corporation (September 2024). Cook Islands Visitor Economy Factsheet, Volume 2, September 2024. Online verfügbar unter: <https://cookislands.travel/sites/default/files/2024-12/Visitor-Economy-Factsheet-v2-print-version-Sep-2024.pdf> (Zugriff am: 19. Dezember 2025)

Cook Islands Tourism Industry Council (2025). Air New Zealand Cook Islands Tourism Awards 2025. Online verfügbar unter: <https://citourismindustryCouncil.com/2025awards> (Zugriff am: 11. Dezember 2025).

Deutsche Gesellschaft für die Vereinten Nationen (DGVN) (26.07.2024). Aufbruch aus der Krise: Wie kleine Inselstaaten eine nachhaltige Zukunft anstoßen wollen. Online verfügbar unter: <https://dgvn.de/meldung/aufbruch-aus-der-krise> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Deutscher Wetterdienst (ohne Datum). Klimatafel von Rarotonga / Cook-Inseln / Neuseeland. Online verfügbar unter: https://www.dwd.de/DWD/klima/beratung/ak/ak_918430_kt.pdf (Zugriff am: 11. Dezember 2025).

Deutscher Wetterdienst Marine Climate Monitoring (August 2016). Climate Data from the Overseas Stations of the Deutsche Seewarte (Hamburg) in the tropical Pacific Ocean. Online verfügbar unter: https://www.dwd.de/EN/ourservices/overseas_stations/overseas_documentation/documentation_pacific_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

European Commission Joint Research Centre (JRC) (10.10.2025). PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System. Online verfügbar unter: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Exportinitiative Umweltschutz (5. April 2025). Grüner Wasserstoff für die dezentrale Stromversorgung von Hotels und touristischen Objekten auf den pazifischen Inseln (Fidschi, Samoa, Cookinseln und Tonga). Online verfügbar unter: <https://www.exportinitiative-umweltschutz.de/fileadmin/Publikationen/Umfeldanalyse-AHK-Neuseeland.pdf> (Zugriff am 23. Februar 2026)

Factor 4 Energy Projects GmbH (09.09.2008). Wind Resource Assessment Report, Rarotonga, Cook Islands. Online verfügbar unter: https://prdrse4all.spc.int/system/files/r_-_rarotonga_one_year_wind_data_310808.pdf (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Figure NZ Trust (ohne Datum) Domestic electricity prices in New Zealand towns and cities. Online verfügbar unter: <https://figure.nz/chart/Kx2boXoRyZYpLWBb> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Financial Times (19. Juni 2025). New Zealand freezes funding to Cook Islands over closer China ties. Nic Fildes (Sydney). Online verfügbar unter: <https://www.ft.com/content/9ac9cc9b-c032-4860-8a36-416407ae3f9c> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Global Sustainable Tourism Council (GSTC) (Januar 2025). The Cook Islands – GSTC Destination Assessment January 2025. Online verfügbar unter: https://cookislands.travel/sites/default/files/2025-03/GSTC%20Destination%20Assessment%20Report%20-%20FINAL_0.pdf (Zugriff am: 22. Dezember 2025)

Global Sustainable Tourism Council (Januar 2025). The Cook Islands – GSTC Destination Assessment. Online verfügbar unter: https://cookislands.travel/sites/default/files/2025-03/GSTC%20Destination%20Assessment%20Report%20-%20FINAL_0.pdf (Zugriff am 19. Dezember 2025)

Government of the Cook Islands (Januar 2021). Cook Islands Economic Development Strategy 2030. Online verfügbar unter: <https://policy.thinkbluedata.com/sites/default/files/Cook%20Islands%20Economic%20Development%20Strategy%20030.pdf> (Zugriff am 12.02.2026)

Green Climate Fund (ohne Datum). FP281: Direct Financing for Communities and Businesses to Respond to Climate Change in the Cook Islands. Online verfügbar unter: <https://www.greenclimate.fund/project/fp281> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

GTAI – Germany Trade & Invest (ohne Datum). Wirtschaftsdaten kompakt – Deutschland. Online verfügbar unter: <https://www.gtai.de/de/trade/deutschland/wirtschaftsumfeld/wirtschaftsdaten-kompakt-deutschland-156580> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

GTAI – Germany Trade & Invest (ohne Datum). Wirtschaftsdaten kompakt – Neuseeland. Online verfügbar unter: <https://www.gtai.de/de/trade/neuseeland/wirtschaftsumfeld/wirtschaftsdaten-kompakt-neuseeland-156834> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Hawai'i Natural Energy Institute (HNEI) (Mai 2025). Research Highlights – International Support Energy Regulatory and Technical Support for the Cook Islands. Online verfügbar unter: <https://www.hnei.hawaii.edu/wp-content/uploads/Cook-Islands-Energy-Support.pdf> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

Infrastructure Cook Islands (2019). Cook Islands Building Code. Online verfügbar unter: https://www.pacific-r2r.org/sites/default/files/2022-06/Final%20Cook%20Islands%20Building%20Code%202019_1.pdf (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Infrastructure Cook Islands (ohne Datum). Infrastructure Cook Islands – Home. Online verfügbar unter: <https://ici.gov.ck/> (Zugriff am 22. Dezember 2025)

International Labour Organization (ILO) (2024). Cook Islands: Country factsheet. Online verfügbar unter: <https://www.ilo.org/media/533506/download> (Zugriff am: 19. Dezember 2025).

International Renewable Energy Agency (August 2013). Pacific Lighthouses – Renewable energy opportunities and challenges in the Pacific Islands region. Online verfügbar unter: <https://prdrse4all.spc.int/system/files/cook-islands.pdf> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Kent Community Hall (ohne Datum). Facebook-Profilseite. Online verfügbar unter: <https://www.facebook.com/TitikavekaKentHall/> (Zugriff am: 12.02.2026)

Logistics Cluster (September 2018). Cook Islands. Online verfügbar unter: <https://www.lca.logcluster.org/cook-islands> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

MFAT – Ministry of Foreign Affairs and Trade New Zealand (24. Mai 2024). Joint statement on the New Zealand–Cook Islands Joint Ministerial Forum 2024. Online verfügbar unter: <https://www.mfat.govt.nz/en/media-and-resources/joint-statement-on-the-new-zealand-cook-islands-joint-ministerial-forum-2024> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

MOTU Beachfront Art Villas (ohne Datum). Website des Resorts MOTU Beachfront Art Villas. Online verfügbar unter: <https://motuvillas.com/> (Zugriff am: 12.02.2026)

NASA Sea Level Change Team (30.08.2024) Level Summary for Rarotonga, Cook Islands. NASA Sea Level Portal. Online verfügbar unter: https://sealevel.nasa.gov/internal_resources/532/Rarotonga_Cook%20Islands_combined.pdf (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

National Oceanic and Atmospheric Administration (ohne Datum). Relative Sea Level Trend, 775-001 Penrhyn, Cook Islands. Online verfügbar unter: https://www.tidesandcurrents.noaa.gov/sltrends/sltrends_station.shtml?id=775-001 (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

NOW GmbH (ohne Datum). NOW GmbH – Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Online verfügbar unter: <https://now-gmbh.de/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Özkalay, Ebrar, Hugo Quest, Anika Gassner, u. a. (2025). Three Decades, Three Climates: Environmental and Material Impacts on the Long-Term Reliability of Photovoltaic Modules. EES Solar 1, Nr. 4: 580–99. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.1039/D4EL00040D> (Zugriff am: 9. März 2026).

Pacific Hydrogen Strategy (ohne Datum). Startseite. Online verfügbar unter: <https://pacific2strategy.com/> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Pacific Hydrogen Strategy (Dezember 2024). A Hydrogen Roadmap for the Pacific. Online verfügbar unter: https://pacific2strategy.com/wp-content/uploads/2025/04/Report-D_A-Hydrogen-Roadmap-for-the-Pacific_Draft-for-Consultation.pdf (Zugriff am: 23. Februar 2026)

Pacific Power Association (2020). Case Studies From Integrating Renewables Into The Grid. Online verfügbar unter: <https://www.ppa.org.fj/wp-content/uploads/2020/10/Case-Studies-Guideline-September-2020.pdf> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Pacific Power Association (PPA) et al. (2020). Case Studies from Integrating Renewables into the Grid. Suva: Pacific Power Association. Online verfügbar unter: <https://www.ppa.org.fj/wp-content/uploads/2020/10/Case-Studies-Guideline-September-2020.pdf> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Pacific Regional Data Repository for Sustainable Energy for All (01.07.2015). Te Aponga Uira – Electricity Tariff Schedule. Online verfügbar unter: <https://prdrse4all.spc.int/sites/default/files/tau-tariff-rates-effective-01-july-2015-110117.pdf> (Zugriff am: 04. März 2026)

Radio New Zealand (RNZ) (06.11.2025). Cook Islands fuel supplier faces diesel shortage after tanker delay. Online verfügbar unter: <https://www.rnz.co.nz/news/pacific/577868/cook-islands-fuel-supplier-faces-diesel-shortage-after-tanker-delay> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Radio New Zealand (RNZ) (15.10.2025). Cook Islands: Manihiki Plateau claim adds 350,000 sq km of seabed rights. Online verfügbar unter: <https://www.rnz.co.nz/news/pacific/576002/cook-islands-manihiki-plateau-claim-adds-350-000-sq-km-of-seabed-rights> (Zugriff am: 12.02.2026)

Radio New Zealand (RNZ) (24.07.2025). New Zealand challenges Cook Islands PM to independence vote after his comments on China. Online verfügbar unter: <https://www.rnz.co.nz/news/pacific/567871/new-zealand-challenges-cook-islands-pm-to-independence-vote-after-his-comments-on-china> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Reiner Lemoine Institut (ohne Datum) Startseite. Online verfügbar unter: <https://reiner-lemoine-institut.de/> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Renewable Energy Development Division (April 2011). Cook Islands Renewable Energy Chart. Online verfügbar unter: https://prdrse4all.spc.int/system/files/cook_islands_renewable_energy_chart_final_april_2012.pdf (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Renewable Energy Development Division (Juni 2016). Update to the Cook Islands Renewable Energy Chart. Online verfügbar unter: https://policycookislands.files.wordpress.com/2017/05/2016_update-to-the-ci-renewable-energy-chart.pdf (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Secretariat of the Pacific Regional Environment Programme (SPREP) (Mai 2015). Survey of the Regional Distribution and Status of Asbestos Contaminated Construction Material and Best Practice Options for its Management in Pacific Island Countries. Online verfügbar unter: https://www.sprep.org/attachments/pacwaste/PacWaste_Asbestos_Report_Cook_Islands.pdf (Zugriff am: 23. Februar 2026)

Solar Insure (19.03.2025). Study: Solar Battery Longevity and Reliability. Online verfügbar unter: <https://www.solarinsure.com/solar-battery-longevity> (Zugriff am: 09. März 2026).

Standards New Zealand (01.05.2024). Pacific Islands Programme supports standardisation. Online verfügbar unter: <https://www.standards.govt.nz/news-and-updates/pacific-islands-programme-supports-standardisation> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Standards New Zealand (24.07.2024). NZS ISO 14687:2024. Online verfügbar unter: <https://www.standards.govt.nz/shop/nzs-iso-146872024> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Standards New Zealand (Mai 2023). Hydrogen standards review – Integrating hydrogen into New Zealand’s energy landscape. Online verfügbar unter: <https://www.standards.govt.nz/assets/documents/news/hydrogen-report-v2.pdf> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Standards New Zealand (ohne Datum). Startseite. Online verfügbar unter: <https://www.standards.govt.nz/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

StromAuskunft (5. Dezember 2025). Strompreis aktuell. Online verfügbar unter: <https://www.stromauskunft.de/strompreise/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Systematic Observations Financing Facility (19. Juni 2024). Update on Inclusion of Cook Islands as SOFF Beneficiary with SIDS Status – Decision 8.6. Online verfügbar unter: <https://www.un-soff.org/wp-content/uploads/2024/05/Decision-8.6-Update-on-Inclusion-of-Cook-Islands-as-SOFF-Beneficiary-with-SIDS-Status.pdf> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Te Aponga Uira (TAU) (ohne Datum). \$0.05 OFF TEMPORARY FUEL SURCHARGE. Online verfügbar unter: <https://teaponga.com/0-05-off-temporary-off-temporary-fuel-surcharge/> (Zugriff am: 12.02.2026).

Te Aponga Uira (TAU) (19.12.2024). Annual Report for the year ended 30 June 2024. Online verfügbar unter: https://www.ciic.gov.ck/wp-content/uploads/2025/03/TAU-Annual-Report-FY-ended-30-June-2024_signed.pdf (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Te Aponga Uira (TAU) (Juni 2025). Te Aponga Uira to progress renewable energy through partnerships. Online verfügbar unter: <https://teaponga.com/te-aponga-uira-to-progress-renewable-energy-through-partnerships/> (Zugriff am: 16. Oktober 2025).

Te Aponga Uira (TAU) (ohne Datum). Te Aponga Uira – About Us. Online verfügbar unter: <https://teaponga.com/about-us/#OurVision> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

Te Aponga Uira (TAU) (ohne Datum). Te Aponga Uira – Home. Online verfügbar unter: <https://teaponga.com/> (Zugriff am: 5. Dezember 2025).

The Beehive – New Zealand Government (28.04.2014). NZ welcomes progress on Te Mana o te Rarotonga. Online verfügbar unter: <https://www.beehive.govt.nz/release/nz-welcomes-progress-te-mana-o-te-ra> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

The Post (12.11.2025). Holding self-interested leaders in the Cook Islands accountable. Online verfügbar unter: <https://www.thepost.co.nz/nz-news/360882440/holding-self-interested-leaders-cook-islands-accountable> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Titikaveka College (ohne Datum). Facebook-Profilseite des Titikaveka College. Online verfügbar unter: <https://www.facebook.com/umeia/> (Zugriff am: 13.02.2026)

To Tatou Vai (24.09.2025). Water Tariff. Online verfügbar unter: <https://www.totatouvai.co.ck/tariff-charges> (Zugriff am 23. Februar 2026)

Topographic-map.com (ohne Datum). Rarotonga Topographic Map. Online verfügbar unter: <https://en-nz.topographic-map.com/map-3dvs18/Rarotonga/?center=-21.27196%2C-159.75814&zoom=17&popup=-21.27113%2C-159.75844> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Triptile (ohne Datum). European Trip Cost Calculator. Online verfügbar unter: <https://triptile.com/european-trip-calculator> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

UN Office of the High Representative for the Least Developed Countries, Landlocked Developing Countries and Small Island Developing States (OHRLS) (ohne Datum). List of Small Island Developing States (SIDS). Online verfügbar unter: <https://www.un.org/ohrls/content/list-sids> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

UN Trade and Development (02.12.2025). General profile: Cook Islands. Online verfügbar unter: <https://unctad-stat.unctad.org/CountryProfile/GeneralProfile/en-GB/184/index.html> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

Weltspiegel (ARD) (27.10.2025). Cook Inseln – Wie viel Unabhängigkeit bietet Chinas Hilfe? Online verfügbar unter: <https://www.ardmediathek.de/video/weltspiegel/cook-inseln-wie-viel-unabhaengigkeit-bietet-chinas-hilfe/ard/Y3JpZDovL2RhczVyc3RlLmRlL3dlbHRzcGlZ2VsLzYyYzl0NTg2LWE5ZjMtNDVlOS1iYmUzLTl5ZjUzNDU3OGY2Nw> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

World Bank Group (WBG), Asian Development Bank (ADB) (2021). Climate Risk Country Profile: Cook Islands. Online verfügbar unter: https://climateknowledgeportal.worldbank.org/sites/default/files/2021-06/15815-WB_Cook%20Islands%20Country%20Profile-WEB%20%281%29_2.pdf (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

World Meteorological Organization (WMO) (27.08.2024). Climate change transforms Pacific islands. Online verfügbar unter: <https://wmo.int/news/media-centre/climate-change-transforms-pacific-islands> (Zugriff am: 22. Dezember 2025).

11 Anhang

Anhang A

A1: Screenshot der Erwähnung des EXI-Projekts in Bericht A der Pacific Hydrogen Roadmap:

Current Pacific Hydrogen Initiatives

There are currently only a few announcements on early-stage hydrogen projects in the Pacific. This is of course expected to increase as there is more awareness of the potential of green hydrogen and derivatives, as indicated by preliminary stakeholder consultations. A few of current initiatives include:

1. The Pacific Green Hydrogen Project aims to connect small-to-medium German enterprises that manufacture hydrogen technologies for an off-grid application in the Pacific Islands. The project comprises of an analysis which investigates the potential for green hydrogen and fuel cell mini-grid technologies in the markets Cook Islands, Fiji, Tonga, and Samoa.²⁷

Quelle: <https://pacifich2strategy.com/wp-content/uploads/2023/11/Report-A-Draft-for-Consultation.pdf> (Zugriff am 4. Dezember 2025)

A2: Screenshot der Erwähnung des EXI-Projekts in Bericht B der Pacific Hydrogen Roadmap:

Fuel Cell Power Opportunities in the PICTs

In the PICTs, fuel cells have the potential to be deployed as multi-generation power systems as a replacement for diesel generators, especially in remote/off-grid communities. The development of such projects is already underway in the PICTS; as highlighted in **Report A**, HDF Energy is developing a fuel cell based multi power generation facility in Fiji and the Pacific Green Hydrogen Project is exploring similar opportunities for Cook Island, Fiji, Tonga, and Samoa.⁷³⁻⁷⁵ H₂ can also be used to provide heating, for example,

Quelle: https://pacifich2strategy.com/wp-content/uploads/2025/05/Report-B_Report-Appendices.zip (Zugriff am 4. Dezember 2025)

A3: Screenshot der Erwähnung des EXI-Projekts in Bericht C der Pacific Hydrogen Roadmap:

In a 100% renewable electrified future, buffer storage would be required to mitigate renewable electricity variability, certainly with wind and solar, as well as potentially hydro and biomass. As such, H₂, methanol, and renewable diesel might be used as seasonal energy storage for long-term energy storage as an alternative to battery energy storage systems (BESS) and as vectors for energy distribution. Fuel cell technology can be deployed for reliable on-demand power generation/backup power supply for critical infrastructure such as telecommunication towers and hospitals. In addition, they can be deployed as decentralised power generation facilities in off-grid locations and resorts. A study from the German institute, Reiner-Lemoine-Institut GmbH, with the support of the German-New Zealand Chamber of Commerce, conducted a feasibility study for a renewable integrated fuel cell-based power system for tourist areas on the Pacific islands of Samoa, Tonga, Fiji and the Cook Islands.¹³ Alternatively, for utility power generation, hydrogen/ammonia-ready turbines can be deployed (which would require a significant overhaul of the current power system due to the lack of gas-based energy infrastructure) or through green fuel blending used in existing diesel generators.

This report will assess the technical and economic viability of these options against diesel-based power generation.

Quelle: https://pacific2strategy.com/wp-content/uploads/2025/04/Report-C_Report-Appendices.zip (Zugriff am 4. Dezember 2025)

Anhang B

Anhang B1: HS-Codes und Zolltarifnummern für die Wasserstoffanlage

Komponente	HS-Code	Zolltarifnummer (EU)	Beschreibung
System zur Wasserstofferzeugung und -speicherung	8543.30	8543 30 70	Elektrische Maschinen und Apparate mit eigener Funktion; diese Position wird branchenweit für Komplettsysteme zur Wasserstofferzeugung und -speicherung verwendet, da es keine spezifischere Zolltarifnummer gibt.
Druckspeicherbündel / Gasbündel (> 50 Liter)	7311.00	7311 00 19	Behälter für Druckgase aus Eisen oder Stahl, mit einem Fassungsvermögen über 50 l; Standardnummer für Wasserstoff-Druckspeicher, Gasflaschenbündel und Hochdruckspeichersysteme.

Anhang B2: HS-Codes und Zolltarifnummern für die PV-Anlage

Komponente	HS-Code	Zolltarifnummer	Beschreibung
Lithium-Ionen-Batterien (wiederaufladbar)	8507.60	8507.60.00	Lithium-Ionen-Akkumulatoren, wiederaufladbar (typische Einreihung für Solarspeicher).
Solarmodule / PV-Panels	8541.43	8541.43.00	Photovoltaische Zellen, zu Modulen oder Paneelen zusammengesetzt.
PV-Wechselrichter ≤ 7,5 kVA	8504.40	8504.40.85	Statische Umrichter bis 7,5 kVA (kleine PV-Inverter).
PV-Wechselrichter > 7,5 kVA (z. B. SMA)	8504.40	8504.40.86	Statische Umrichter über 7,5 kVA (größere PV-String- oder Zentralwechselrichter).
PV-Inverter – allgemeine Kategorie	8504.40	8504.40.00	Oberkapitel für statische Umrichter inkl. Solarwechselrichter (unspezifisch).
PV-Montagesysteme (Aluminium)	7610.90	7610.90.00	Aluminiumkonstruktionen und Teile davon (Schiene, Klemmen, Halterungen).
Komplettes PV-System (Set)	—	—	Keine einheitliche Einreihung – wird nach den einzelnen Komponenten klassifiziert.

Anhang C Projektzeitplan für eine mögliche Implementierung

