

De energietransitie in Aruba, Curaçao en Sint Maarten



TNO 2024 P10219 – 2 mei 2024

De energietransitie in Aruba, Curaçao en Sint Maarten

Auteurs	S. Lamboo en R. van Herk
Rubricering rapport	TNO Publiek
Aantal pagina's	56 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	2
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK)
Projectnaam	Routekaart klimaatneutrale energievoorziening Curaçao, Aruba en Sint Maarten
Projectnummer	060.57267

Dit project is gefinancierd als onderdeel van het onderzoeksprogramma Energietransitie Studies onder regie van de directie Klimaat van het DG Energie en Klimaat van het ministerie van EZK met als doel het leveren van kennis voor energiebeleid.

Alle rechten voorbehouden

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van TNO.

© 2024 TNO

Samenvatting

TNO is door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) gevraagd om onderzoek te doen naar de energietransitie op Aruba, Curaçao en Sint Maarten ten behoeve van de geplande openstelling van de SDE++ in dit deel van het Koninkrijk. In dit rapport beschrijven we de huidige elektriciteitsvoorziening in de landen, de plannen van de landen om de elektriciteitsproductie en mobiliteit verder te verduurzamen en geven we een doorkijk naar de opties voor een compleet hernieuwbare energievoorziening in de landen. In het onderzoek is zoveel mogelijk gebruik gemaakt van documentatie en plannen van de landen zelf. De informatie is opgehaald door middel van bijna 40 interviews met lokale overheden, overheidsbedrijven, private ondernemingen en andere relevante stakeholders. In Figuur S.1 is een overzicht van de energietransitie in de drie landen weergegeven.

Aruba

In Aruba komt momenteel ongeveer 20% van de geproduceerde elektriciteit uit hernieuwbare bronnen: op basis van één windpark van 30 MW (~15% van de elektriciteitsproductie) en bijna 32 MW aan zonnepanelen (~5%). Het grootste deel van de zonne-energie komt van decentrale opwekking met zonnepanelen op daken, 22 MW. Het overige deel komt van twee grotere zonneparken bij het vliegveld (3,5 MW) en de voormalige raffinaderij (6,1 MW). Door de toenemende opwek en teruglevering van zon op daken ontstaat er druk op het laagspanningsnet en treden er spanningsproblemen op in sommige buurten.

Er is ook een toename te zien van elektrisch vervoer op Aruba. Per september 2023 zijn ongeveer 650 van de in totaal 90.000 personenauto's elektrisch. De overheid zet in op verdere groei van elektrisch vervoer, onder andere voor de bussen bij het openbaar vervoer en voor de vele verhuurauto's op het eiland. Voor de toenemende aantallen elektrische auto's is er laadinfrastructuur nodig en zal ook verzekerd moeten worden dat het elektriciteitsnet dit aan kan. Veder in de toekomst volgt mogelijk (gedeeltelijke) elektrificatie van (cruise)scheep- en luchtvaart, wat een significant effect kan hebben op het elektriciteitssysteem door korte, hoge pieken in de elektriciteitsvraag.

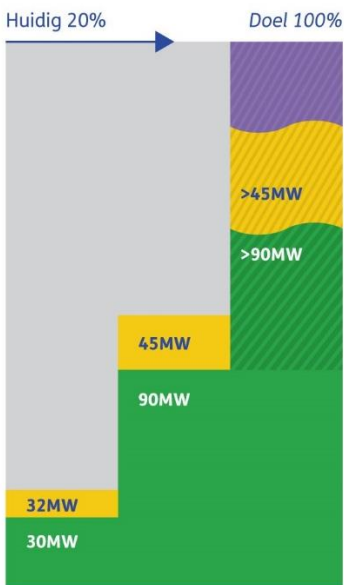
Het energiebeleid van Aruba streeft naar een verhoging van het aandeel hernieuwbaar naar 50% in 2030. Uitbreiding van de windenergiecapaciteit en vervanging van de bestaande turbines door nieuwe, grotere turbines vormt hier het middelpunt van. Met een uitbreiding naar 90 MW komt zo'n 40% van de elektriciteitsproductie in 2030 van wind. Net als het bestaande windpark is de verwachting dat een commerciële partij investeert in het windpark en de stroom via een *power-purchase-agreement* verkoopt aan het energiebedrijf WEB Aruba N.V. De plannen voor de uitbreiding van windenergie worden nog verder uitgewerkt door WEB en haar holdingmaatschappij Utilities Aruba N.V.

Plannen voor een eerdere uitbreiding van windenergie zijn in 2018 ingetrokken na rechtszaken aangespannen door omwonenden van de beoogde locatie in het noorden van het eiland. Voor de huidige plannen wordt daarom gekeken naar de locatie van en rondom het bestaande windpark. Deze bevindt zich op meer dan 850 meter van de bebouwde kom, volgens de richtlijn volgens Arubaans beleid. Draagvlak van de lokale bevolking blijft een aandachtspunt, zeker gezien het belang van windenergie in de ambitie van de Arubaanse overheid.

Groene energievoorziening



Aruba



Curaçao



St. Maarten



Energiebeheer



Figuur S.1: Overzicht van de energietransitieplannen in Aruba, Curaçao en Sint Maarten.

Naast windenergie is het doel van het energiebeleid en de nutsbedrijven om de komende jaren 15 MW aan additionele grootschalige fotovoltaïsche zonnepanelen (zon-PV)⁷ te realiseren, goed voor zo'n 2,5% van de elektriciteitsproductie. Ook is er volgens de nutsbedrijven zo'n 15-20 MW (30-40 MWh) aan batterijopslag nodig voor de inpassing van het hogere aandeel hernieuwbare elektriciteit. Een overzicht van de investeringskosten van deze plannen is te vinden in Tabel S.1. Naast de uitbreiding van grootschalige zon-PV is de verwachting dat zon op daken doorgroeit, mede vanwege de wens van de Minister van Economische Ontwikkeling voor een inclusieve energietransitie. Om meer zon op daken mogelijk te maken is het cruciaal dat er geïnvesteerd wordt in het elektriciteitsnet.

Verdere verduurzaming van de elektriciteitsproductie in Aruba wordt beperkt door een recent afgesloten contract voor LNG. Er is weinig publiekelijk bekend over de leveringsovereenkomst voor LNG. Uit interviews hebben we begrepen dat er *take-or-pay*afspraken gemaakt zijn voor een hoeveelheid LNG voor ongeveer 50% van de elektriciteitsproductie en dat de overeenkomst een duur heeft van 20 jaar. Dat betekent dat er tot 2046 of 2047 additionele kosten zijn voor het verhogen van het aandeel hernieuwbare elektriciteit boven de 50%, omdat de LNG bij lagere afname toch betaald moet worden.

Na 2047 kan het aandeel hernieuwbaar dan verder verhoogd worden met meer wind- en zonne-energie. Hierbij is de beperkte beschikbare ruimte in Aruba een beperkende factor. Een systeem met alleen wind- en zonne-energie vraagt verder een flinke overcapaciteit om richting 100% hernieuwbaar te gaan, zeker omdat het ook 2-3 maanden per jaar relatief windstil is op Aruba. Waterstof wordt op langere termijn overwogen als flexibel alternatief en voor back-up elektriciteitsproductie. De plannen voor waterstof zijn echter nog niet ver uitgewerkt, los van een MoU getekend door de regering en een Spaans bedrijf (ACCIONA Energia) voor de ontwikkeling van een elektrolyseproject gekoppeld aan 50-60 MW zon-PV.

De energietransitie is in Aruba mogelijk organisatorisch complexer dan in Curaçao en Sint Maarten. De belangrijkste reden daarvoor is dat de productie en transport van elektriciteit door twee verschillende bedrijven worden uitgevoerd, WEB en Elmar. De overkoepelende organisatie boven WEB en Elmar is Utilities N.V. en neemt doorgaans de verantwoordelijkheid voor de samenwerking tussen de drie staatsbedrijven. Deze samenwerking bepaalt voor een belangrijk deel het energiebeleid. Een nauwe samenwerking tussen de drie staatsbedrijven (Utilities, WEB en Elmar) is vereist, omdat de energietransitie vraagt om het integraal plannen van de hernieuwbare opwek in samenhang met uitbreiden van het elektriciteitsnetwerk. Regulering van de staatsbedrijven, WEB, Elmar en Utilities, is verdeeld over de ministeries. Er is geen onafhankelijke toezichthouder op de energie(prijzen), zoals in Curaçao met BTP wel het geval is.

Curaçao

In Curaçao komt nu ongeveer 30% van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen. Er zijn 3 windparken, samen 46,5 MW en goed voor 25% van de elektriciteitsproductie. De windparken zijn in eigendom van een private partij, die de elektriciteit verkoopt aan Aquallectra, het Curaçaose staatsbedrijf verantwoordelijk voor de productie en transport van elektriciteit. Daarnaast is er ongeveer 23 MW aan zonnepanelen op daken geïnstalleerd, waar zo'n 5% van de elektriciteitsproductie vandaan komt.

Ook in Curaçao is er een toename van elektrisch vervoer te zien. Er wordt gewerkt aan een pilotproject met 6 elektrische bussen voor het openbaar vervoer. Het gaat om een off-grid systeem voor het laden van de bussen met 1,1 MWp zon-PV en batterijen. Het project kost

⁷ PV staat voor de Engelse benaming 'Photovoltaic'.

naar schatting €12,4 miljoen. De E-bussen zijn significant duurder dan dieselbussen, waardoor er een groter gat ontstaat in het budget ten opzichte van dienstverlening met dieselbussen. De pilot is van belang voor de mobiliteitsstrategie van Curaçao, die moet leiden tot minder personenauto's op de weg, het moderniseren van het openbaar vervoer en uiteindelijk 100% elektrificatie van het OV.

Er zal dus ook in Curaçao geïnvesteerd moeten worden in laadstations en het elektriciteitsnet om elektrisch (openbaar) vervoer in de toekomst mogelijk te maken. Ook speelt de mogelijke toekomstige (gedeeltelijke) elektrificatie van (cruise)scheeps- en luchtvaart een rol, wat ook hier een significant effect kan hebben op het elektriciteitssysteem.

Aqualectra wil het aandeel hernieuwbaar in de elektriciteitsmix in stappen verhogen naar 70%. Om dit te bereiken wordt er op korte termijn een nieuw windpark van 22 MW gebouwd, investeert het in een zonne-park van 10 MW en 32,5 MW aan batterijen. Hiermee komt het aandeel hernieuwbaar eind 2024 uit rond de 50%, waarvan 40% door windenergie en een kleine 10% uit zonne-energie.

In 2027 is Aqualectra van plan om de turbines bij de twee oudste windparken te vervangen door nieuwe, grotere modellen. Hiermee stijgt de totale capaciteit windenergie naar 94,5 MW. Om de grote hoeveelheden windenergie in te passen wordt er nogmaals 10 MW aan batterijen toegevoegd. Met dit project wordt het aandeel hernieuwbaar in de elektriciteitsmix verder verhoogd naar 70%.

Naast de verduurzaming van de elektriciteitsproductie moet Aqualectra de komende jaren investeren in het elektriciteitsnet. Voornamelijk om te voldoen aan de groeiende elektriciteitsvraag, zoals de groei in elektrische voertuigen, maar ook het groeiende aandeel decentraal opgewekte elektriciteit van zon op daken. De kosten voor investeringen in het transportnet worden ingeschat op €20 miljoen. De totale verwachte investeringskosten in het elektriciteitsnet en voor de verduurzaming van de elektriciteitsmix bedragen €272 miljoen. Een groot deel hiervan is voor de windparken (€172 miljoen) en wordt naar verwachting opgebracht door private partijen, die vervolgens de elektriciteit aan Aqualectra verkopen. In deze kosteninschatting is niet meegenomen dat Aqualectra ook investeert in een nieuwe dieselgenerator ten behoeve van regelbaar vermogen in het licht van de leveringszekerheid. Ook wordt er geïnvesteerd in de uitrol van slimme meters (€77 miljoen). De totale benodigde financieringsbehoefte is volgens Aqualectra een kleine €300 miljoen op een totale investering van €400 miljoen.

Wat betreft de verdere opschaling van hernieuwbare bronnen naar 100% hernieuwbaar is er op dit moment weinig bekend en ontbreekt onderzoek en duidelijkheid over welke investeringen daarvoor nodig zijn. Mogelijkheden zijn verdere uitbreiding van windenergie - eventueel ook met wind op zee -, verdere uitbreiding van zonne-energie, afvalverbranding, verbranding van methaan uit afval en het gebruik van waterstof of biobrandstoffen.

Toezicht op de activiteiten van Aqualectra wordt gehouden door de zelfstandige toezichthouder BTP en door de overheid. De tarieven worden bepaald en gereguleerd door BTP. De overheid houdt zich bezig met het energiebeleid en in 2018 is er voor het laatst energiebeleid opgesteld. De overheid is nu bezig met nieuw beleid.

Het is belangrijk om de Curaçaose energietransitie te bezien in het grotere geheel. De energietransitie heeft namelijk invloed op de export en op het verdienvermogen van de landen, en de betaalbaarheid van elektriciteit voor de bewoners en bedrijven. Ook kan de energietransitie effect hebben op de betrouwbaarheid en leveringszekerheid van elektriciteit.

Sint Maarten

In Sint Maarten wordt momenteel zeer beperkt hernieuwbare elektriciteit opgewekt. Kleine zon-PV installaties voor eigen verbruik kunnen geïnstalleerd worden zonder goedkeuring van GEBE. GEBE is het overheidsbedrijf verantwoordelijk voor de productie en distributie van elektriciteit in Sint Maarten. Hierdoor is het onduidelijk hoeveel kleinschalige opwekking met zonnepanelen op daken er nu geïnstalleerd is. Op dit moment heeft GEBE een centrale met een installatiecapaciteit van 97,3 MW, bestaande uit generatoren die voornamelijk draaien op de fossiele Heavy Fuel Oil (HFO). Een aantal fossiele installaties van GEBE zijn sterk verouderd en blijken ook niet (meer) de elektriciteitsvraag in het land aan te kunnen. Investerings in nieuwe productiecapaciteit is zeer urgent.

Elektrisch vervoer (EV) is maar beperkt aanwezig en er is geen (stimulerings)beleid. Hier kunnen op korte termijn stappen gemaakt worden door bijvoorbeeld met beleid voor het stimuleren van het gebruik van elektrische taxi's en verhuurauto's. Voor de economie zijn cruiseschepen en het gerelateerde toerisme heel belangrijk. Walstroom voor (cruise)schepen kan een belangrijke nieuwe inkomstenbron worden voor de haven en het eiland, maar de beperkte productiecapaciteit is een probleem.

Op dit moment zijn er, naast het energiebeleid van 2014, weinig concrete plannen voor de energietransitie in Sint Maarten. Er wordt gewerkt aan studies waaruit meer concrete projecten kunnen komen. Zonne-energie lijkt de beste optie voor meer hernieuwbare elektriciteit en zonnepanelen op daken is een interessante optie gezien de beperkte ruimte op het eiland voor duurzame energie. Toch is er nu weinig PV geïnstalleerd en zijn er weinig concrete plannen. Windenergie lijkt minder geschikt te zijn voornamelijk vanwege de lage windsnelheden, de beperkte ruimte en kans op orkanen. Echter is het niet uit te sluiten dat windenergie onderdeel wordt van de transitie op lange termijn. Ten slotte zullen verbeteringen aan het elektriciteitsnetwerk, net als op de andere eilanden, belangrijk zijn.

De tariefstructuur in Sint Maarten staat de energietransitie in de weg. Door het gebruik van een variabel tarief gebaseerd op de actuele brandstofkosten zorgt een energietransitie voor relatief lage inkomsten die de kosten van GEBE onvoldoende dekken. Het huidige basistarief biedt onvoldoende investeringsruimte in nieuwe duurzame opwekcapaciteit.

Over het algemeen kan gesteld worden dat 100% hernieuwbare elektriciteit in Sint Maarten zeer uitdagend is. Meer dan in Aruba en Curaçao. Er zijn echter wel opties denkbaar naast de uitbreiding van zon-PV, zoals afvalverbranding, geothermie vanuit Saba en St. Eustatius met een onderzeese kabel, samenwerking met het Franse Saint-Martin en het gebruik van waterstof of biobrandstoffen.

De overheid van Sint Maarten heeft in 2014 een energiebeleid opgesteld met vergaande plannen voor de energietransitie, maar de uitvoering is een knelpunt. Net als in Aruba heeft Sint Maarten geen onafhankelijke toezichthouder voor de energie(prijzen), maar hierover wordt nu wel nagedacht.

Conclusies

Op basis van de drie casestudies voor de eilanden trekt deze studie een aantal algemene conclusies. Bij het opstellen van de conclusies is rekening gehouden met de voorgenomen toepassing van het SDE++-instrument in Aruba, Curaçao en Sint Maarten.

De belangrijkste projecten voor de energietransitie in Aruba, Curaçao en Sint Maarten zijn windenergie en zonne-energieprojecten. Investerings in het elektriciteitsnet zijn een belangrijke randvoorwaarde voor de energietransitie. Zie Tabel S.1 voor een overzicht.

De wind- en zonne-energieprojecten zijn rendabel vergeleken met de huidige fossiele productie. Dit komt doordat de kosten van wind- en zonne-energieprojecten gelijk of lager zijn dan de kosten voor fossiele opwek. Er moeten ook kosten gemaakt worden om de projecten in te kunnen passen. Deze additionele kosten betreffen netverzwaring, batterijopslag en de beschikbaarheid van regelbaar vermogen en back-up capaciteit. In principe kunnen deze systeemkosten door de overheidsbedrijven worden doorbelast aan de eindgebruikers, waardoor er geen sprake is van een onrendabele top voor de investeringen. Het opstellen van toekomstbestendige energietarieven waarmee de benodigde additionele kosten gedekt worden is dan ook van belang voor de drie eilanden. Het verhogen van tarieven is echter geen populaire maatregel, wat er toe kan leiden dat beslissingen om te investeren in hernieuwbare opwek en in maatregelen om de hernieuwbare opwek in te passen uitgesteld worden. Dit kan leiden tot vertraging in de energietransitie.

Voor verdere verduurzaming van het energiesysteem (80%+ hernieuwbaar) is een vergaande uitbreiding van meerdere hernieuwbare bronnen en het elektriciteitsnet nodig. Het energiesysteem en elektriciteitsnet moet hierop ingericht worden met verdere netverzwaring en flexibiliteit in productie en opslag.

De mogelijkheden om de energietransitie te financieren zijn beperkt op de drie eilanden. Het belangrijkste knelpunt voor de projecten is de beperkte financieringsmogelijkheden voor investeringen, met name voor investeringen in het elektriciteitsnet en batterijopslag. Om de energietransitie te versnellen op de eilanden is ondersteuning van de financiering van investeringen relevanter dan een operationele subsidie. Omdat de windenergie- en zon PV-projecten rendabel zijn bestaat er een risico dat subsidiëring van deze projecten leidt tot additionele winsten voor commerciële partijen. Als ervoor gekozen wordt om subsidie te verstrekken aan deze projecten, bijvoorbeeld omdat deze projecten beter passen binnen de SDE++-kaders, dan is het belangrijk om rekening te houden met mogelijke additionele winsten en desgewenst maatregelen te nemen om deze additionele winsten te voorkomen.

Hieronder zijn de bevindingen die relevant zijn voor de toepassing van het SDE++-instrument in Aruba, Curaçao en Sint Maarten puntgewijs samengevat:

- De belangrijkste projecten voor CO₂-reductie zijn windenergie- en zonne-energieprojecten. Investerings in het elektriciteitsnet zijn een belangrijke randvoorwaarde voor de energietransitie.
- De wind- en zonne-energieprojecten uit Tabel S.1 zijn rendabel ten opzichte van huidige fossiele productie. Subsidies voor deze projecten kunnen leiden tot additionele winsten voor commerciële partijen.
- Er moeten wel kosten gemaakt worden voor het inpassen van de windenergie- en zonne-energieprojecten. Dat zijn kosten voor de netaansluiting, batterijopslag en netuitbreiding. Deze kosten kunnen doorbelast worden aan eindgebruikers en zo terugbetaald worden. Echter is de financiering van de benodigde investeringen een belangrijk knelpunt. Ondersteuning van de financiering bij deze investeringen, bijvoorbeeld met een investeringssubsidie of leningen met lage rentes, lijkt een kansrijke mogelijkheid om de energietransitie in Aruba, Curaçao en Sint Maarten te versnellen. Een operationele subsidie lijkt minder geschikt voor de situatie op de eilanden.
- Investerings in netverzwaring, flexibiliteit in elektriciteitsproductie en opslag zijn ook nodig voor verdere verduurzaming van het energiesysteem (80%+ hernieuwbaar).
- Het is belangrijk om de bredere maatschappelijke impact van projecten mee te nemen, niet alleen de CO₂-reductie. Dat zijn onder andere de impact op de stabiliteit en betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet, de impact op de transitie naar nul-emissie mobiliteit en de impact op de energiekosten voor de bewoners.

Tabel S.1: Overzicht van de belangrijkste projecten met een indicatie van de investeringskosten en impact op de energietransitie.

Project	Investeringskosten	Impact op energietransitie
Aruba		
Uitbreiding/repowering windenergie	€198 mln	Windenergie zorgt voor een relatief grote afname van CO ₂ -uitstoot.
Grootschalig zon PV	€20 mln	De plannen dragen bij aan een reductie van CO ₂ -uitstoot, maar door de kleinere schaal minder dan windenergie.
Batterijen + netaansluiting	€29 mln	Belangrijke randvoorwaarde voor aansluiting projecten zon en windenergie.
Investerings elektriciteitsnet	Onbekend	Belangrijke randvoorwaarde voor energietransitie.
Curaçao		
Nieuw windpark	€89 mln (€49 mln voor wind + €40 mln voor netaansluiting en batterijen)	Windenergie zorgt voor een relatief grote afname van CO ₂ -uitstoot.
Repowering windparken	€137 mln (€123 mln voor wind + €15 mln voor netaansluiting en batterijen)	Het repowering project is groter van schaal en zorgt daarmee voor een relatief grote afname van CO ₂ -uitstoot.
Grootschalig zon PV	€26 mln (€6 mln voor PV + €19 mln voor netaansluiting en batterijen)	De plannen dragen bij aan een reductie van CO ₂ -uitstoot, maar door de kleinere schaal minder dan windenergie.
Investerings elektriciteitsnet	€20 mln	Belangrijke randvoorwaarde voor energietransitie.
Elektrische bussen met 1,1 MW PV	€12 mln	De impact op CO ₂ -uitstoot is relatief beperkt. Het project heeft een bredere maatschappelijke impact en is onderdeel van de transitie naar zero-emissie mobiliteit.
Sint Maarten		
Grootschalig zon PV	Onbekend	Belangrijkste duurzame energiebron voor reductie CO ₂ -uitstoot van de elektriciteitsproductie.
Investerings elektriciteitsnet	Onbekend	Belangrijke randvoorwaarde voor energietransitie.

Inhoudsopgave

Samenvatting	4
Inhoudsopgave	11
1 Inleiding	12
2 Aruba	14
2.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen	14
2.1.1 Elektriciteit	14
2.1.2 Mobiliteit	18
2.2 Technische route(s) voor verduurzaming	18
2.2.1 Naar 50% hernieuwbaar met windenergie en zon PV	18
2.2.2 Verder dan 50% hernieuwbaar	20
2.3 Organisatorische en andere aspecten	22
3 Curaçao	24
3.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen	24
3.1.1 Elektriciteit	24
3.1.2 Mobiliteit	27
3.2 Technische route(s) voor verduurzaming	28
3.2.1 De plannen van Aqualectra met hernieuwbare elektriciteit	28
3.2.2 Verder dan 70% hernieuwbaar	33
3.3 Organisatorische en andere aspecten	35
4 Sint Maarten	38
4.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen	38
4.1.1 Elektriciteit	38
4.1.2 Mobiliteit	39
4.2 Technische route(s) voor verduurzaming	40
4.2.1 De eerste stappen	40
4.2.2 Naar 100% hernieuwbaar	42
4.3 Organisatorische en andere aspecten	44
5 Conclusies	46
Referenties	50
Bijlagen	
Bijlage A: Overzicht gesprekken voor onderzoek	53
Bijlage B: Kostenanalyse	55

1 Inleiding

In dit rapport zijn de resultaten beschreven van een TNO-onderzoek naar de energietransitie in Aruba, Curaçao en Sint Maarten. De aanleiding voor het onderzoek was de aankondiging van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat over het openstellen van EZK-financieringsmiddelen voor het Caribische deel van het Koninkrijk (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2023). Het ministerie van EZK heeft TNO gevraagd onderzoek te doen naar potentiële hernieuwbare energieprojecten in dit deel van het Koninkrijk die in aanmerking kunnen komen voor de financieringsinstrumenten, met name de SDE++.

Voor dit onderzoek is zoveel mogelijk gebruik gemaakt van de plannen van de eilanden zelf. Hiervoor zijn bijna 40 interviews gehouden en relevante documenten opgehaald en geanalyseerd. In Bijlage A is een lijst opgenomen van de organisaties die we hebben gesproken voor het onderzoek.

Het rapport is opgedeeld in een hoofdstuk per eiland (Aruba in Hoofdstuk 2, Curaçao in Hoofdstuk 3 en Sint Maarten in Hoofdstuk 4). Per eiland beschrijven we eerst de huidige situatie met de verwachte aanstaande veranderingen in het elektriciteitssysteem en verduurzaming van de mobiliteit. De nadruk voor verduurzaming van de mobiliteit ligt op de elektrificatie van het wegvervoer, maar ook van de scheeps- en luchtvaart. Met name cruiseschepen en korte elektrisch vluchten tussen de eilanden zijn genoemd. De scheeps- en luchtvaart wordt beschreven omdat het meermaals ter sprake is gekomen op de eilanden en een significante impact kan hebben op het elektriciteitssysteem.

Daarna volgt een analyse van de plannen van de eilanden voor de (verdere) verduurzaming van de elektriciteitsproductie. Onderdeel van de analyse is een overzicht van de belangrijkste projecten en bijbehorende kosten. Ook is rekening gehouden met de impact van de projecten op het elektriciteitsnet en de investeringen die nodig zijn om het net te versterken voor de inpassing van extra hernieuwbare opwek.

Er is een inschatting gemaakt van de kosten van de verschillende hernieuwbare energieprojecten, maar door een gebrek aan data is het niet mogelijk geweest om een gedegen analyse te maken van het effect op de energierekening van afnemers. We verwachten dat, vergelijkbaar met de resultaten van onze studie voor Bonaire, Saba en Sint Eustatius (Lamboog & Gamboa Palacios, 2022), de energiekosten in eerste instantie zullen dalen bij verdere verduurzaming van de elektriciteitsmix, maar dat de systeemkosten vanaf boven de 70-80% hernieuwbaar weer zullen toenemen. Wanneer er gerekend is tussen de lokale valuta, ANG / Afl, en de euro is een gemiddelde omrekenfactor gebruikt van de afgelopen periode (1,95 ANG / Afl is 1 euro).

We maken per eiland wel een doorkijk naar 100% hernieuwbare elektriciteitsproductie. Deze plannen zijn nog nauwelijks uitgewerkt door de landen en daarom bevat dit onderdeel minder detail. Energiebesparing is een belangrijk onderdeel van de energietransitie op de eilanden, maar staat gezien de vraagstelling - over mogelijke projecten die in aanmerking kunnen komen voor SDE++-financiering - niet centraal in dit rapport. Tenslotte is er per eiland een reflectie beschreven op de relevante organisatorische aspecten van de energietransitie, gebaseerd op de interviews die zijn gehouden op de eilanden.

In Hoofdstuk 5 is een overzicht gegeven van de belangrijkste projecten voor de drie landen. In dit hoofdstuk wordt ook gereflecteerd op, en geadviseerd over, de toepassing van de SDE++ in Aruba, Curaçao en Sint Maarten.

In Bijlage B is een vergelijking gemaakt tussen de investeringskosten en operationele kosten van de projecten, met het advies voor de SDE++ 2023 en de geraadpleegde internationale literatuur.

2 Aruba

2.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen

2.1.1 Elektriciteit

In Aruba is het water- en elektriciteitsbedrijf (WEB Aruba N.V.) verantwoordelijk voor de productie en distributie van water en de productie van elektriciteit. Voor de distributie van elektriciteit naar de eindgebruikers is de Elektriciteit-Maatschappij Aruba (N.V. Elmar) verantwoordelijk. Er is ook een holdingmaatschappij van WEB Aruba N.V. en N.V. Elmar, genaamd Utilities Aruba N.V. De Arubaanse overheid is de enige aandeelhouder van Utilities Aruba N.V. Utilities N.V. en WEB Aruba N.V. vinden drie aspecten voornamelijk belangrijk voor het Arubaanse energiesysteem: reliable, affordable, sustainable and safe (RASS).

Volgens de statistieken van WEB ligt de huidige gemiddelde gevraagde vermogen in Aruba rond de 110 MW, met een piekvraag van 160 MW (WEB Aruba, 2023). Elmar ziet de piekvraag naar elektriciteit groeien met ongeveer 3% per jaar (Elmar, 2023). De vraag groeit onder andere door de bouw van meer huizen, hotels en commerciële gebouwen en door de transitie naar meer elektrisch vervoer (zie 2.1.2). Vanwege het lokale klimaat is de piekvraag het hoogst in de warmste en windstille maanden (augustus t/m oktober). Door de stijgende temperaturen stijgt ook de vraag naar elektriciteit voor koeling.

De totale consumptie van centraal geproduceerde elektriciteit is de laatste 10 jaar redelijk stabiel. Dit is een resultante van economische ontwikkeling, energie-efficiëntie, decentrale opwekking en elektrisch vervoer. Voor de periode 2009 – 2022 was de toename van de elektriciteit consumptie 2,5% (Elmar, 2024).

Volgens interviews is er op daken (exclusief solar park Sunrise & Airport) ongeveer 22 MWp PV geïnstalleerd (Elmar, 2023). Het zonnepark bij het vliegveld is een additionele 3,5 MW. Door de installatie van zonnepanelen op daken en het opladen van elektrische voertuigen als mensen na werk thuiskomen is de piekproductie bij de belangrijkste elektriciteitsproducent WEB verschoven van de middag naar het begin van de avond.

Bij WEB Aruba staan 16 RECIP engines (194 MW) en één gasturbine van 20 MW (zie Tabel 2.1). Zes van de RECIP engines (102 MW) kunnen naast zware stookolie met minimale investering ook op aardgas draaien. In 2009 is het Vader Piet windpark met 10 turbines van 3 MW per stuk in gebruik genomen. Door de gunstige windcondities in Aruba produceert het windpark gemiddeld 142 GWh per jaar, oftewel een gemiddelde capaciteitsfactor van 54% (Windpark Vader Piet, 2023). Er waren plannen voor een windpark in het noorden van het eiland (Urirama), maar de regering Wever-Croes heeft in 2018 de hindervergunning ingetrokken na rechtszaken die waren aangespannen door omwonenden.

In 2018 heeft WEB bij Lago Heights een grootschalig zonnepark van 6,1 MW in gebruik genomen. De huidige productie van het zonnepark ligt rond de 5 MW. Naast de opwekcapaciteit wordt er door WEB geïnvesteerd in elektriciteitsopslag. Ten eerste met een pilot project van 1 MW/4 MWh batterijopslag in 2017. Ten tweede is er een vliegwiel-project met 20 vliegwielen die gedurende 12 minuten 5 MW kunnen leveren en zo kunnen bijdragen aan de netstabiliteit.

Tabel 2.1: Opgestelde productiecapaciteit in Aruba. Gebaseerd op (WEB Aruba, 2023), interviews en input van WEB.

Installatie	Geïnstalleerd vermogen
RECIP Fase 1+2 (6 engines)	46,8 MW
RECIP fase 3 (4 engines)	45,6 MW
RECIP fase 4 (6 dual fuel engines)	102 MW
Gasturbines	20 MW
Windenergie (Vader Piet)	30 MW
Zon PV (Lago Heights)	6,1 MW
Zon PV (decentraal)	25,5 MW
Vliegwielen	5 MW/1 MWh
Batterijopslag	1 MW/4 MWh

Voor zonnepanelen bij huishoudens is er per adres maximaal 10 kWp toegestaan en bij de commerciële sector maximaal 100 kWp per aansluiting. Elmar en de Dienst Technische Inspecties (DTI) moet de installatie keuren. Het keuringsproces heeft nu een doorlooptijd van enkele maanden. In interviews in Aruba is gezegd dat het ook voorkomt dat er na de keuring van Elmar en DTI meer zonnepanelen geplaatst worden. Om dit tegen te houden wordt de slimme meter geprogrammeerd met de gekeurde solar capaciteit (Elmar, 2024). Als er meer teruggeleverd wordt dan maximaal geprogrammeerde teruggeleverde capaciteit gaat de interne schakelaar in de meter open en Elmar krijgt hierdoor een melding en kan verdere actie nemen (Elmar, 2024). De opgewekte stroom wordt maandelijks gesaldeerd met het eigen verbruik en als er in een maand meer geproduceerd wordt dan verbruikt dan is er een terugleververgoeding van 85% van het laagste elektriciteitsstarief voor huishoudens. Dat is 50% bij commerciële aansluitingen (zie Tabel 2.2).

Elmar heeft een elektriciteitsnetwerk waarbij de, door WEB geproduceerde, stroom via verschillende sub-stations naar alle eindgebruikers op het eiland gaat. Ten eerste een 60kV transmissiesysteem die de elektriciteit van WEB naar 7 onderstations brengt, die verspreid over het eiland zijn gevestigd. Vervolgens wordt de spanning verlaagd naar 12 kV en gaat de stroom via een distributienetwerk met 34 schakelstations en circa 900 transformatorhuisjes naar de eindgebruikers (Elmar, 2023). Tijdens een interview heeft Elmar aangegeven dat het distributie elektriciteitsnet tot ongeveer 70% belast wordt, waardoor en nog weinig problemen zijn met de toenemende vraag naar elektriciteit (Elmar, 2023). Door de toenemende opwek en teruglevering van zon op daken ziet men wel een te hoge penetratie waardoor op sommige plekken het laagspanningsnet (127/220V) het maximum kan overschrijden (Elmar, 2024). Echter zijn er ook nu spanningsproblemen in sommige buurten met veel zon op dak. Elmar laat een onderzoek uitvoeren naar mogelijke verbeteringen in het netwerk (uitbreiding, nieuwe kabels, nieuwe transformatoren, etc.). Elmar geeft ook aan dat momenteel ongeveer 60% van de eindverbruikers een slimme meter heeft en dat er gestreefd wordt naar 100% slimme meters in 2024.

Tabel 2.2 toont dat de tariefstructuur in Aruba zo ingericht is dat de commerciële sector en grootverbruikers meer betalen voor elektriciteit dan de kleinverbruikers. Deze kruissubsidiëring in de tarievenstructuur is in het verleden geïntroduceerd om de huishoudens met kwetsbare financiële posities te helpen (Sociaal Economische Raad (SER), 2023). Door een lager energieverbruik in de commerciële sector tijdens de coronacrisis heeft deze tariefstructuur echter voor financiële druk gezorgd bij Elmar (Elmar, 2023). Utilities Aruba N.V. heeft daarom aangekondigd van deze tarievenstructuur af te willen (Sociaal Economische Raad (SER), 2023). Elmar heeft in een interview aangegeven dat er een onderzoek gedaan is door PwC en er aanbevelingen zijn voor een nieuwe tariefstructuur (Elmar, 2023). Elmar voert ook een studie uit naar de mogelijkheden voor differentiatie van het tarief naar de tijd van de dag, om afnemers te stimuleren om op basis van de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit meer of minder elektriciteit te verbruiken.

Tabel 2.2: Tarieven Elmar per mei 2023 (N.V. Elmar, 2023) en bijkomende tarieven en vergoeding voor teruglevering met zonnepanelen (N.V. Elmar, 2022).

Type klant	Vaste kosten (per maand)	Variabele kosten (per kWh)	Vaste kosten zonnepanelen (per maand)	Terugleververgoeding
Huishoudens	Afl. 12,50 (€ 6,41)	Laag tarief (0-500 kWh per maand) Afl. 0,3580 (€ 0,18)	Afl. 15 per kWp. Met vrijstelling voor de eerste 3 kWp (€ 7,69)	Afl. 0,3043 (85% van het lage tarief) (€ 0,16)
		Midden tarief (501-1000 kWh per maand) Afl. 0,3684 (€ 0,19)		
		Hoog tarief (>1000 kWh per maand) Afl. 0,4847 (€ 0,25)		
Klein commercieel (maximaal 500 kVA)	Afl. 100 (€ 51,28)	Afl. 0,5680 (€ 0,29)	Afl. 15 per kWp (€ 7,69)	Afl. 0,2840 (50% van het tarief) (€ 0,15)
Scholen, kerken, etc. (maximaal 500 kVA)	Afl. 100 (€ 51,28)	Afl. 0,5123 (€ 0,26)	Afl. 15 per kWp (€ 7,69)	Afl. 0,2561 (50% van het tarief) (€ 0,13)
Groot commercieel (>500 KVA)	Afl. 10,50 (€ 5,38) per kVA	Afl. 0,5463 (€ 0,28)	Afl. 15 per kWp (€ 7,69)	Afl. 0,2732 (50% van het tarief) (€ 0,14)

In 2020 is er door het ministerie van Arbeid, Energie en Integratie een nieuw energiebeleid gepresenteerd (Ministerie van Arbeid, Energie en Integratie, 2020). Het energiebeleid streeft naar een betaalbare, betrouwbare en duurzame energievoorziening met zo veel mogelijk onafhankelijkheid van externe factoren. Het beleid streeft naar een reductie van de per capita CO₂-uitstoot met 45% in 2030 ten opzichte van 2010 (exclusief effect van sluiting raffinaderij). Verlaging van de CO₂-uitstoot wordt onder andere beoogd door middel van verhoging van de energie-efficiëntie bij bedrijven, huishoudens, elektriciteits- en waterproductie. Daarnaast is er voor een verdere reductie van de uitstoot bij de energiesector het voornemen om LNG te gebruiken in plaats van zware stookolie voor de productie van elektriciteit. In 2021 is er een langdurige overeenkomst getekend met Eagle LNG voor de levering van LNG aan Aruba (Eagle LNG, 2021). Het idee is om de LNG bij het raffinaderijterrein aan te landen, te vergassen en via

pijpleidingen naar het terrein van de WEB te transporteren. De pijpleidingen zouden min of meer dezelfde route volgen als de bestaande pijpleidingen voor stookolie die van de raffinaderij naar WEB gaan. Per eind 2023 is Eagle LNG nog bezig met het verkrijgen van de benodigde vergunningen voor het project.

Er is weinig publiekelijk bekend over de leveringsovereenkomst tussen WEB en Eagle LNG. Uit interviews hebben we begrepen dat er take-or-pay afspraken gemaakt zijn voor een hoeveelheid LNG goed voor ongeveer 50% van de elektriciteitsproductie en dat de overeenkomst een duur van 20 jaar heeft. Dat betekent dat er tot 2046 of 2047 additionele kosten zijn voor het verhogen van het aandeel hernieuwbare elektriciteit boven de 50%, omdat de LNG bij lagere afname toch betaald moet worden. Bij toenemende elektriciteitsvraag en gelijkblijvende minimale afname van LNG kan het aandeel hernieuwbaar mogelijk boven deze 50% uitkomen.

In het energiebeleid van 2020 wordt ook gestreefd naar een toename van het aandeel hernieuwbare elektriciteit naar 50% in 2030 en 90% uiterlijk in 2050 (Ministerie van Arbeid, Energie en Integratie, 2020). Windenergie blijft in het energiebeleid veruit de belangrijkste bron van hernieuwbare elektriciteit met een aandeel van ongeveer 45% van de elektriciteitsproductie, bestaande uit een combinatie van een nieuw windpark en een vervanging van de turbines van het bestaande windpark bij Vader Piet met nieuwe, grotere turbines. Utilities Aruba en WEB bevestigen dat dit nog altijd de Arubaanse strategie is. Voor het nieuwe windpark wordt gekeken naar Rincon, een locatie vlak bij het bestaande Vader Piet windpark. De locatie ligt buiten het nationaal park en op meer dan 850 meter afstand van bewoond gebied, wat de minimale afstand is die aangehouden moet worden volgens Arubaans beleid (Overheid Aruba, Utilities Aruba, WEB, Elmar, 2023). Bijkomend voordeel van de locatie is dat hetzelfde tracé tussen WEB en het Vader Piet windpark gebruikt kan worden, al moeten er wel één of twee nieuwe kabels gelegd worden voor de extra transportcapaciteit. In augustus 2022 heeft Utilities Aruba marktpartijen uitgenodigd om interesse aan te geven voor het ontwikkelen, beheren en leveren van elektriciteit met het nieuwe windpark (Utilities Aruba N.V., 2022). De leveringsovereenkomst van het Vader Piet windpark is verlengd tot 2029 (WEB, 2023), waardoor vervanging van deze turbines met nieuwere en efficiëntere turbines pas in 2029 verwacht wordt. Gezamenlijk zouden de twee windparken in 2030 een capaciteit van rond de 90 MW hebben.

Beoogd wordt dat het resterende deel van de hernieuwbare elektriciteit wordt geleverd door zonne-energie, met een uitbreiding van de centrale opwekcapaciteit met 15-20 MW. Er is een voorkeur bij de overheidsnutbedrijven voor centrale zon PV met batterijen omdat de integratie hiervan heel gecontroleerd kan gebeuren en investeringen in het elektriciteitsnet beperkt kunnen worden (Elmar, 2024). Daarnaast is het te verwachten dat het aandeel decentraal zon op dak verder doorgroeit vanwege de huidige trends, en de ambitie van de minister van Economische Zaken, Communicatie en Duurzame Ontwikkeling om een inclusieve energietransitie te realiseren. De minister wil dat ook de huishoudens die niet de financiële middelen hebben om te investeren in PV, mee kunnen doen (Ministerie van Economische Zaken, Communicatie en Duurzame Ontwikkeling Aruba, 2023) (Sociaal Economische Raad (SER), 2023). Ook initiatieven zoals die van het Horacio Oduber ziekenhuis om de medewerkers te ondersteunen bij het installeren van zonnepanelen (Antilliaans Dagblad, 2023) zullen leiden tot verdere groei van het geïnstalleerde vermogen van zon op dak. Ter illustratie, als alle 1100 medewerkers gebruik maken van de regeling en per persoon gemiddeld 5 kW aan zonnepanelen plaatst, komt er in totaal 5,5 MW aan zon PV bij. Wordt er gebruik gemaakt van de maximale 10 kW per huishouden dan kan dit oplopen tot 11 MW. Ter vergelijking, als alle 39.000 huishoudens in Aruba 10 kW aan zon installeren dan is er in totaal 390 MW geïnstalleerd, wat veel meer is dan de piekvraag op het eiland.

2.1.2 Mobiliteit

In Aruba zijn ongeveer 90.000 personenauto's, waarvan per september 2023 ongeveer 650 elektrische voertuigen (EV) (informatie van het ministerie van Transport, Integriteit, Natuur en Ouderenzaken). Het beleidsdoel uit het Nationaal Energiebeleid is om het aandeel EVs te verhogen naar 15% in 2030 (Ministerie van Arbeid, Energie en Integratie, 2020). Beleidslijnen en maatregelen om dit te realiseren omvatten het verlagen van het invoerrechttarief voor EVs naar 0%, een gunstig wegenbelastingtarief voor EVs, aanleggen van laadinfrastructuur en stimuleren van EVs bij autoverhuur en overheidswagens. Bij voortzetting van de exponentiële toename van elektrische personenauto's op het eiland verwacht de overheid dat het doel van 15% in 2030 gehaald wordt.

Autogarages in Aruba bieden elektrische voertuigen aan en leggen de benodigde laadinfrastructuur aan bij mensen thuis. Elmar is in december 2022 gestart met een pilotproject met openbare laadpalen waarvan er ten minste 9 zijn gerealiseerd en de ambitie is om dit aantal uit te breiden (N.V. Elmar, 2023). Er zijn ook private initiatieven om laadpalen te plaatsen bij hotels, supermarkten en andere toeristische hotspots (TUI, 2022).

Er rijden nu ongeveer 44 openbare bussen in Aruba (Overheid Aruba, 2023). Het ministerie van Transport, Integriteit, Natuur en Ouderenzaken geeft aan dat het doel is om de uitstoot van het openbaar vervoer in 2030 naar nul terug te brengen. In 2013 heeft Arubus een eerste proef uitgevoerd met een elektrische bus (Arubus, 2013). In 2023 heeft ook het vliegveld een elektrische bus in gebruik genomen (Future Islands, 2023).

Er wordt ook gesproken over een duurzame toekomst van de luchtvaart, met name elektrisch vliegen voor korte vluchten, met name tussen de Caribische eilanden. De plannen zijn nog niet concreet uitgewerkt, maar de mogelijke effecten op het elektriciteitssysteem zijn groot. Er is volgens Elmar belangstelling van cruiseschepen voor walstroom in de orde van 50 MW capaciteit (Elmar, 2024). De mogelijke gevolgen op het elektriciteitssysteem zijn zeer groot en dienen goed gepland te worden.

2.2 Technische route(s) voor verduurzaming

2.2.1 Naar 50% hernieuwbaar met windenergie en zon PV

Om tot 50% hernieuwbaar te komen in 2030 is volgens Utilities Aruba en WEB ongeveer 90 MW aan windenergie nodig, 15 MW zon PV en 15-20 MW batterijopslag. De inzet van batterijen heeft hierbij twee doeleinden: 1) het voorkomen grillige invoeding om de netstabiliteit te waarborgen en 2) het bijdragen aan het opvangen van de avondpiek door overdag opgewekte energie in de avonduren in te voeden. Verder zijn er nieuwe kabels en onderstations nodig om de nieuwe capaciteit aan te sluiten. De investeringen in de windparken worden naar verwachting gedaan door commerciële partijen, waarna de stroom op basis van stroomafnamecontracten (PPA) gekocht wordt door WEB. Volgens WEB zijn de gezamenlijke investeringen in zon PV, batterijen, kabels en onderstations zo'n 95 miljoen gulden (~49 miljoen Euro). Kosteninschattingen zijn aan ons gepresenteerd maar achteraf niet gedeeld omwille van de vertrouwelijkheid. Daarom is gebruik gemaakt van een eigen inschatting van de kosten van het plan.

De totale investeringskosten schatten we in op 246 miljoen Euro (zie Tabel 2.3). Naast de 49 miljoen Euro voor zon PV, batterijen en netaansluiting is het grootste deel van de investering voor de windparken (198 miljoen Euro). De investering in de windparken wordt volgens de

huidige plannen niet door de overheidsbedrijven gedaan maar door een commerciële partij. De Weighted Average Cost of Capital (WACC) in deze kostenraming zijn gebaseerd op de financieringslasten van de overheidsbedrijven. De vermogenskostenvergoeding die een commerciële partij hanteert kunnen hoger liggen en daarmee de inkoopkosten voor WEB verhogen.

De capaciteitsfactoren zijn gebaseerd op het energiebeleidsdocument (Ministerie van Arbeid, Energie en Integratie, 2020), die volgens WEB gebaseerd zijn op historische data (WEB, 2024). De hoge capaciteitsfactor van windenergie is realistisch voor nieuwe windturbines en de windcondities in Aruba.

De investeringskosten voor zon-PV zijn gebaseerd op inschattingen van Elmar (Elmar, 2024). De investeringskosten voor windenergie en batterijen zijn gebaseerd op de kosten voor de projecten in Curaçao (zie Hoofdstuk 3). De investeringskosten voor de netaansluiting zijn ingeschat op basis van het totaal van WEB voor zon-PV, batterijen en de netaansluiting voor nieuwe windenergie (49 miljoen Euro) en de kosteninschatting voor grootschalig zon van Elmar. De ingeschatte investeringskosten voor de netaansluiting en batterijopslag zijn het verschil tussen het totaal en de kosten voor zon-PV.

Voor de operationele kosten van windenergie is 2,9% van de investeringskosten aangenomen, gebaseerd op de projectkosten voor Bonaire (Lamboos & Gamboa Palacios, 2022) Voor grootschalig zon-PV is 1,5% van de investeringskosten aangenomen op basis van inschattingen van Elmar (Elmar, 2024). De operationele kosten voor batterijopslag zijn ingeschat op 2,5% van de investeringskosten, op basis van Cole et al. (2021). De operationele kosten voor de netaansluiting zijn naar verwachting nihil.

Als we uitgaan van aanhoudende groei van de elektriciteitsvraag met 1% per jaar, dan komt Aruba met de bijdrage van de nieuwe projecten uit op 48% hernieuwbaar (zie Tabel 2.3). Inclusief de productie van het bestaande zonnepark bij Lago Heights komt het aandeel hernieuwbaar uit op 49%. Met de huidige decentrale installaties van zon op daken komt het aandeel op ongeveer 51%.

In het beleid wordt veel geleund op windenergie. Dat betekent dat er voor de windstille periodes nog voldoende regelbaar vermogen beschikbaar moet zijn om aan de elektriciteitsvraag te voldoen.

De productiekosten liggen bij deze aannames (ruim) onder de leveringstarieven (zie Tabel 2.2). Investeren in zon op dak zal voor huishoudens en commerciële bedrijven dus waarschijnlijk nog aantrekkelijk blijven. Om meer decentrale installaties mogelijk te maken zal er wel meer investering in het elektriciteitsnet nodig zijn.

De overheidsbedrijven hebben aangegeven dat de rente op leningen een beperkende factor is voor investeringen in de energietransitie. Lagere rentelasten hebben een invloed op de productiekosten en de lagere kosten zullen effect hebben op de energietarieven van eindverbruikers. Met een WACC van 1% komen de totale productiekosten in Tabel 2.3 uit op 0,049 €/kWh. Leningen met een lage rente zouden de (productie)kosten voor deze projecten significant verlagen.

Tabel 2.3: Overzicht kosteninschatting scenario richting 50% hernieuwbare elektriciteit in 2030 in Aruba.

Onderdeel	Windenergie (Rincon en repowering Vader Piet)	Zon PV	Batterijopslag	Netaansluiting	Totaal
Jaarlijkse elektriciteitsvraag 2030 [GWh]					1033
Nieuwe capaciteit	90 MW	15 MW	15-20 MW / 30-40 MWh	-	-
Capaciteitsfactor	60%	20%			
Elektriciteitsproductie [GWh/jaar]	427	26			499 (48%)
CAPEX [€/kW]	2195	1333	1169		
OPEX [€/kW/jaar]	64	40	29	-	-
Investeringskosten [M€]	198	20	18-23	6-11	246
Operationele kosten [M€]	5,7	0,3	0,4-0,6	-	6
WACC	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%
Productiekosten [€/kWh]	0,057	0,092			0,065

2.2.2 Verder dan 50% hernieuwbaar

Verdere uitbreiding windenergie

Door de beperkte beschikbare ruimte in Aruba zal verdere uitbreiding van wind op land een uitdaging zijn. Gezien er ook voor de huidige plannen veel geleund wordt op windenergie zal er ook meer batterijopslag nodig zijn om opwek en vraag te kunnen balanceren. Er is echter onvoldoende ruimte aanwezig voor meer windenergie op land indien wordt uitgegaan van de zonering in het Ruimtelijk Ordening Plan met Voorschriften (ROPV) en het criterium dat windmolens op minimaal 850 meter staan van de meest dichtbij zijnde bebouwing. Enkel één additioneel windpark, te Rincon, is ruimtelijk inpasbaar.

Op de langere termijn is wind op zee ook een optie. Met waterdieptes van 50+ meter is er verdere technische ontwikkeling en kostendaling binnen de windsector nodig om wind op zee een aantrekkelijke optie te maken voor Aruba. De elektriciteitsvraag in Aruba is redelijk beperkt om significante schaalvoordelen te realiseren voor wind op zee projecten. Schaalvoordelen zijn mogelijk bij een combinatie met elektrolyse zoals nu onderzocht wordt in Curaçao (TNO, 2023). De TNO-haalbaarheidsstudie voor wind op zee en waterstof in Curaçao toont aan dat de verwachte productiekosten voor elektriciteit met 80 €/MWh voor een 5 GW windpark relatief hoog zijn vergeleken met wind op land en zon PV (zie Tabel 2.3). De productiekosten voor ammoniak uit waterstof en elektrolyse bij dit project kan wel concurreren met vergelijkbare projecten in Australië (TNO, 2023).

Verdere uitbreiding zon PV

Voormalige afgravingen en stortplaatsen zijn in het Ruimtelijk Ordening Plan (ROP) herbestemd voor het ontwikkelen van grootschalige zonneparken. Naast deze locaties zal veel meer hernieuwbare elektriciteit met grootschalig zon op land opwekken een uitdaging zijn

wegens de beperkte beschikbare ruimte in Aruba. Om een hoog aandeel zonne-energie te realiseren moet er ook ingezet worden op de ontwikkeling van zon op dak bij huishoudens en commerciële partijen. Grootschalige uitrol van zon op dak zal echter mogelijk gemaakt moeten worden door investeringen in het elektriciteitsnet. En er zijn investeringen nodig om de netstabiliteit te bewaken. Batterijen en vraagsturing gestimuleerd door een tijds-gedifferentieerd tarief zullen hier een belangrijke rol in spelen, maar er zullen ook andere ingrepen nodig zijn om de netstabiliteit te bewaken, zoals synchronische condensatoren die ingezet kunnen worden voor het bewaken van spanningskwaliteit (Endesa, 2023) (Entso-e, 2023) en het herzien van beveiligingssysteem zoals het kortsluitvermogen (WEB, 2024). Deze investeringen worden vooralsnog op de hele populatie verhaald, waardoor er zeer zorgvuldig omgegaan moet worden met de verdere groei van zon op dak.

Afvalverbranding

In Aruba wordt het afval gestort en sinds 2021 staat er een afvalverbrandingsoven. De hindervergunning voor de verbranding van afval moet wel opnieuw aangevraagd worden na een uitspraak van een rechter in december 2023 waarin is bepaald dat er voor de verlening van de hindervergunning niet de juiste procedure was doorlopen (Antilliaans Dagblad, 2023). Een afvalenergiecentrale zou een (beperkte) bijdrage kunnen leveren aan de elektriciteitsvoorziening in Aruba, naast een belangrijke bijdrage aan de afvalverwerking. De kosten en haalbaarheid van een dergelijke installatie moeten nog nader onderzocht worden. Wat betreft de haalbaarheid is ook de weerstand van bewoners tegen de huidige afvalverbrandingsoven van belang.

Elektriciteit opwekken bij vergisting bij rioolwaterzuivering

In 2023 is de Arubaanse overheid gestart met het privatiseren van de rioolwaterzuiveringsinstallatie (RWZI) bij Bubali. De privatisering moet het mogelijk maken om de verouderde installatie te kunnen moderniseren en op te schalen (Overheid Aruba, 2023). Royal HaskoningDHV voert een serie onderzoeken uit voor het ontwerp van de nieuwe RWZI (Dienst Openbare Werken (DOW) Aruba, 2022). Bij slibvergisting komt er methaangas vrij dat met een gasmotor-generator elektriciteit produceert en zo bij kan dragen aan het verduurzamen van de elektriciteitsmix. De details van de plannen voor de RWZI bij Bubali zijn niet bekend, waardoor er geen inschatting is gemaakt van de kosten en opbrengsten van een dergelijk ontwerp.

Waterstof of biobrandstoffen

Om richting 100% hernieuwbaar te gaan in Aruba moet er voldoende hernieuwbare opwekcapaciteit zijn voor de 2-3 maanden in het jaar wanneer het relatief windstil is. Dit allemaal opvangen met zonne-energie en batterijopslag betekent dat er een grote overcapaciteit nodig is en dat zal de kosten flink doen toenemen (Lamboos & Gamboa Palacios, 2022). Een systeem dat op bepaalde momenten alleen afhangt van zon en batterijen is verder kwetsbaar voor periodes waarin het niet waait en het ook bewolkt is. Om in de leveringszekerheid te voorzien verwachten we dat er een voorkeur zal zijn om voldoende regelbaar vermogen beschikbaar te houden als back-up capaciteit. Om dit te verduurzamen zijn waterstof of biodiesel mogelijke opties. Beiden zijn relatief dure brandstoffen wat betekent dat de inzet beperkt gehouden zal worden om de productiekosten te beperken. Dit betekent dat er een back-up capaciteit zal zijn van ongeveer de piekvraag van het eiland (ongeveer 160 MW) die slechts beperkt ingezet wordt. Dit zal betaald moeten worden via de tarieven of de algemene fondsen. Een significante back-up capaciteit beschikbaar houden zal ook een invloed hebben op de bedrijfsvoering van WEB.

De brandstofkosten kunnen lager zijn dan bij import wanneer er waterstof of biodiesel in Aruba zelf geproduceerd wordt, maar dat is onzeker. Op La Réunion wordt er zo ingezet op het gebruik van bio-ethanol van eigen bodem (Albioma, 2023). Er zijn voornamelijk geen plannen in Aruba voor het gebruik van biobrandstoffen voor elektriciteitsproductie.

Waterstof wordt op langere termijn overwogen als flexibel alternatief en voor back-up elektriciteitsproductie. Er is door Aruba een MoU getekend met het Spaanse ACCIONA Energía voor de ontwikkeling van een groene waterstof productiefaciliteit in Aruba (ACCIONA Energía, 2023). Er is nog weinig bekend over de plannen voor elektrolyse. Volgens WEB heeft ACCIONA het over elektrolyse gekoppeld aan 50-60 MW zon PV. Gezien de beperkte ruimte in Aruba wil ACCIONA het project realiseren op het terrein van de voormalige raffinaderij (WEB, 2024). Het is discutabel in hoeverre de inzet van 50-60 MW zon PV voor elektrolyse wenselijk is wanneer het ook nog ingezet kan worden om de lokale elektriciteitsvraag te verduurzamen. De kosten en haalbaarheid van de plannen zijn niet nader onderzocht in dit onderzoek.

Overige hernieuwbare bronnen

Het aandeel hernieuwbaar kan ook verhoogd worden door de inzet van alternatieve hernieuwbare bronnen zoals bijvoorbeeld golfenergie. Voor zover wij weten zijn er geen concrete plannen op het gebied van alternatieve hernieuwbare bronnen in Aruba.

2.3 Organisatorische en andere aspecten

De energietransitie is in Aruba mogelijk organisatorisch complexer dan in Curaçao en Sint Maarten. De belangrijkste reden daarvoor is dat de productie en transport van elektriciteit door twee verschillende bedrijven worden uitgevoerd, WEB en Elmar, die op belangrijke onderwerpen van mening verschillen. Zo zijn er soms meningsverschillen over de aanpak bij blackouts dat een samenwerking vraagt tussen de grootste elektriciteitsproducent en de netbeheerder. De energietransitie vraagt een nauwe samenwerking tussen de productie en transport omdat fluctuaties in aanbod en vraag groter kunnen worden door meer windturbines, PV en EV. Het vraagt vaak een combinatie van reacties in het distributienetwerk (van Elmar) en van de centrale opwek bij WEB. Het integraal nadenken over opwek en het elektriciteitsnetwerk is dan ook belangrijk bij het plannen en de investeringen. Een nauwe samenwerking tussen de drie staatsbedrijven (Utilities, WEB en Elmar) is vereist.

De overkoepelende organisatie Utilities N.V. neemt doorgaans de verantwoordelijkheid voor de samenwerking tussen de drie staatsbedrijven en bepaalt voor een belangrijk deel het energiebeleid. De rol die Utilities heeft bij de Arubaanse energiesector en daarmee de energietransitie, is anders dan op de andere twee eilanden. Een dergelijke rol die Utilities neemt, bestaat niet op de andere eilanden. Er zijn wel holdingorganisaties, maar Utilities Aruba neemt een belangrijke verantwoordelijkheid in bij het energiebeleid en draagt doorgaans de positie van de overheid uit bij het energiebeleid. Ondanks de overkoepelende functie van Utilities bestaan er wel meningsverschillen tussen WEB en Elmar en de samenwerking kan beter. Er is frequent overleg tussen deze drie partijen, maar de energietransitie zet de verhoudingen wel onder druk. Een belangrijk onderwerp daarin is de LNG-overeenkomst die is gesloten met Eagle LNG. Hierover is maar weinig bekend en leidt tot onenigheid tussen de overheidsministeries en de drie staatsbedrijven (Utilities, WEB en Elmar). Terwijl de overeenkomst met Eagle LNG de toekomst van de Arubaanse energievoorziening, de energiekosten voor de bewoners, de leveringszekerheid en duurzaamheid voor een groot deel kan bepalen. Gezien dit belang zou een grotere transparantie en overeenstemming tussen de overheid en de drie staatsbedrijven (Utilities, WEB en Elmar) een logische verwachting zijn.

Er is geen onafhankelijke toezichthouder op de energie(prijzen), zoals in Curaçao (BTP) wel het geval is. Regulering van de staatsbedrijven, WEB, Elmar en Utilities, is verdeeld over de ministeries, maar de samenwerking tussen de ministeries laat te wensen over en ze zijn over belangrijke onderwerpen met elkaar oneens. Ook hier leidt het LNG-contract tot verdeeldheid. De overheidsministeries zijn het namelijk sterk onderling oneens over de overeenkomst die Eagle LNG en WEB hebben gesloten. Het regelgevend kader omtrent energie kan verbeterd worden. De wens voor een adequate regulerende- en beleidsstructuur, en een onafhankelijke toezichthouder is eerder door de overheid aangekaart (Ministerie Economische Zaken, 2019). De energieprijzen zijn niet toekomst bestendig (Elmar, 2023) en WEB, Elmar en Utilities geven aan graag andere tarieven te zien. Dat gaat in ieder geval over de tarieven die gehanteerd worden tussen WEB en Elmar en de eindgebruikerstarieven die Elmar gebruikt. Het ministerie Economische Zaken, Communicatie, Duurzame Ontwikkeling (EZ) heeft, in overeenstemming met ministerie van Energie, de bevoegdheid om de tarieven te bepalen (Ministerie EZ, 2023). Daarnaast kan het ministerie EZ eisen stellen aan het netwerk om het publiekelijk belang te behartigen en verleent toestemming voor aanpassing en uitbreiding van het net.

3 Curaçao

3.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen

3.1.1 Elektriciteit

Aqualectra verzorgt in Curaçao de productie en transport van elektriciteit en water. Het bedrijf is in volledige eigendom van de Curaçaose overheid. De huidige regelgeving op het eiland geeft Aqualectra een monopoliepositie bij de productie en transport van elektriciteit. Elektriciteit wordt door hen zelf geproduceerd of ingekocht door middel van een *power purchase agreement* (PPA). Er wordt gewerkt aan een nieuwe wet waarbij de mogelijkheden voor derde partijen worden uitgebreid (BTP, 2023).

Op dit moment wordt elektriciteit geproduceerd door middel van vijf dieselcentrales, drie windmolenparken en een zonnecentrale (zie Tabel 3.1). De windmolenparken hebben een gezamenlijk vermogen van 46,5 MW waarbij een PPA is afgesloten met NuCapital. De vijf dieselcentrales hebben gezamenlijk een vermogen van 174,2 MW. Het totaal productievermogen komt uit op 223,6 MW. Productie door middel van grootschalig zonne-energie (PV) is op dit moment relatief beperkt.

Tabel 3.1: Opwekcapaciteit van Aqualectra door middel van fossiele en duurzame energie. Daarnaast fysieke informatie over het elektriciteitsnetwerk. Bron: (Aqualectra, 2021).

Naam	Capaciteit (MW)
Fossiel	
DW 1 / Dokweg 1	43,8
DW2A / Dokweg 2A	35,6
DW2B / Dokweg 2B	39,2
Isla NDPP / MAN Diesel	33,6
GT2 / Mundo Nobo	22
<i>Totaal fossiel</i>	<i>174,2</i>
Hernieuwbaar	
TK1 / Windpark Tera Kora 1	15
TK2 / windpark Tera Kora 2	16,5
PC1 / windpark Playa Canoa	15
Zon PV / School Solar PPA	2,9
<i>Totaal hernieuwbaar</i>	<i>49,4</i>
<i>Totaal fossiel en hernieuwbaar</i>	<i>223,6</i>

Het transmissie- en distributienet wordt ook door Aqualectra beheerd en kent 4 spanningsniveaus:

- 66kV
- 30kV
- 12kV
- 127/220 Volt (LS)

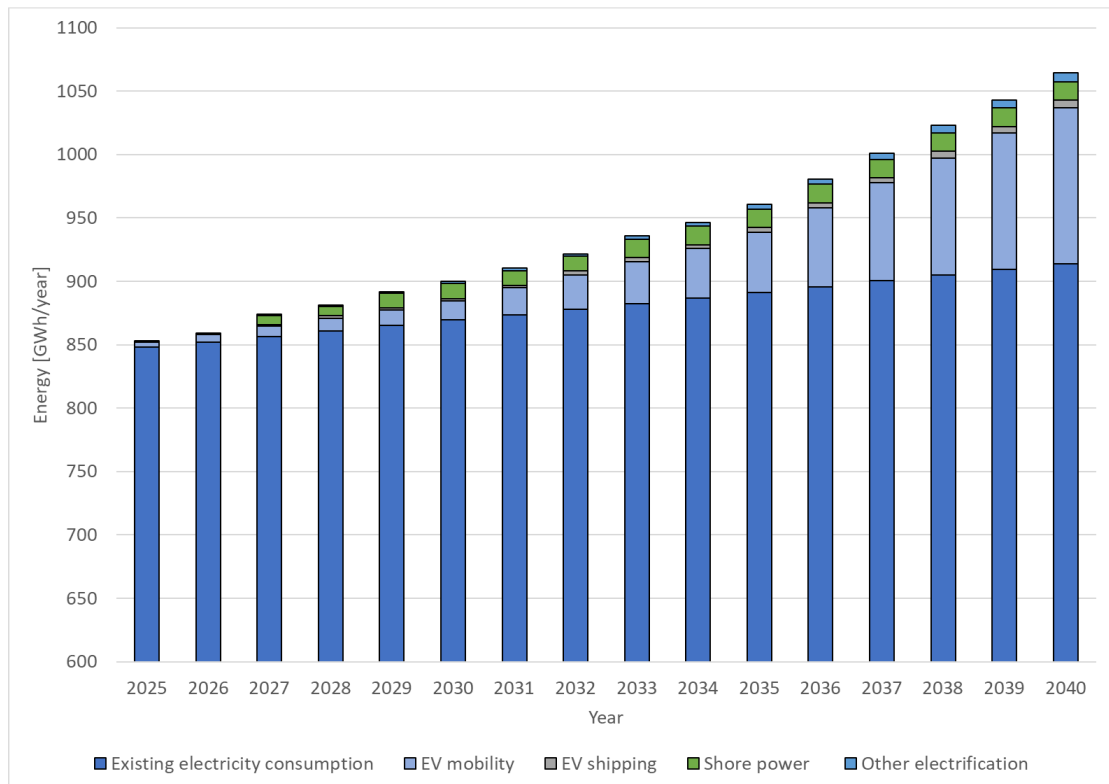
Wat betreft decentraal zon-PV is er in Curaçao nu voor ongeveer 20 MWp geïnstalleerd van meer dan 1000 geregistreerde decentrale PV-installaties, goed voor zo'n 5% van de elektriciteitsvraag (BTP, 2023). Daarnaast is er sprake van een onbekend aantal niet geregistreerde installaties. Het plaatsen van PV is gemaximaliseerd op 10 kWp bij particulieren en 1 MWp bij bedrijven. In 2015 zijn er wijzigingen doorgevoerd in de PV-tarifering en is de saldering omgezet in "net billing" (levering en teruglevering met separate tarieven), en is een 'capacity fee' geïntroduceerd (BTP, 2024). Deze tarieven worden jaarlijks geëvalueerd. De PV terugleververgoeding is nu 25 cent/kWh. En Aqualectra rekent voor partijen die PV hebben geïnstalleerd een 'capacity fee'. Deze fee geldt als vergoeding om bij te dragen aan de dekking van de kosten voor het gebruik en het ter beschikking stellen van de elektriciteitsvoorziening en zo mede de investeringen in het net te financieren. Daarmee worden verhoogde reguliere tarieven voorkomen. De capacity fee is gedifferentieerd over drie tarieven (BTP, 2024):

- 8 ANG / kWp / maand voor huishoudens, industrie exportgericht, ziekenhuis,
- 16 ANG / kWp / maand voor commercieel en
- 24 ANG / kWp / maand voor industrie (standaard en importvervangend).

Op basis van een jaarlijkse evaluatie naar de teruglevertarieven uitgevoerd door BTP bedraagt de terugverdiertijd momenteel 4 jaar voor huishoudens (exclusief eventuele financiering) en voor zakelijke en industriële eindgebruikers is de terugverdiertijd lager (BTP, 2023).

Aqualectra heeft in 2021 846 GWh elektriciteit geproduceerd (Aqualectra, 2021), waarvan 26,3% hernieuwbaar. Een significant deel van deze elektriciteit wordt gebruikt voor de productie van water. In hetzelfde jaar heeft Aqualectra 603 GWh elektriciteit verkocht aan de eindgebruikers, voornamelijk aan huishoudens. Volgens het jaarverslag wordt elk jaar minder elektriciteit verkocht, wat volgens Aqualectra komt door een krimpende economie. Hetzelfde blijkt ook uit de gevoerde gesprekken in Curaçao en de cijfers van het centraal bureau voor de statistiek van Curaçao. Deze cijfers laten een krimp in het reëel bruto binnenlandsproduct van Curaçao zien tussen 2017 en 2020, maar er is groei waargenomen in 2021 en 2022 (CBS, Economie, 2023).

TNO heeft ingeschat dat de elektriciteitsvraag zal toenemen (Figuur 3.1) (TNO, 2023). De groei komt ongeveer neer op 1% per jaar. Een groot deel van de gestegen vraag komt door de verwachte energietransitie in de vorm van meer EVs, een verwachting dat er walstroom komt naar (cruise)schepen en andere sectoren die elektrificeren. Uiteraard zijn deze aannames hoogst onzeker. Een toename van de piekvraag met 5% was echter zichtbaar in 2023 volgens BTP (BTP, 2024). Volgens BTP voornamelijk vanwege de groei van de toeristensector en de daarmee samenhangende groei van het aantal hotels, appartementen en woningen, in combinatie met een lange zeer warme periode waardoor de elektriciteitsvraag voor ruimtekoeling toeneemt.



Figuur 3.1: Een inschatting van de elektriciteitsvraag in Curaçao tussen 2025 en 2040. Het is een modelinschatting, waarbij bevolkingsgroei niet is meegenomen.

De elektriciteitstarieven voor eindgebruikers zijn te vinden in Tabel 3.2. De tarieven worden bepaald en gereguleerd door het Bureau Telecommunicatie en Post (BTP). De eindgebruikerstarieven bestaan uit basistarieven (die al lange tijd niet zijn gewijzigd) en een maandelijks vast te stellen brandstofclausule (BTP, 2024). Momenteel vindt door zowel Aquallectra als BTP een evaluatie plaats van de huidige tarievenstructuur.

Wind en zon zijn goedkope vormen van elektriciteitsproductie door de relatief hoge (jaargemiddelde) windsnelheden en relatief veel zonne-uren. TNO kwam eerder met een inschatting van de Levelised Cost Of Energy (LCOE) voor zon- en windenergie op land van respectievelijk 56 en 72 dollar per MWh (TNO, 2021).

Tabel 3.2: Aqualectra elektriciteitsstarieven op 1 november 2023. Bij een aantal utiliteiten categorieën is sprake van een piek- en daltarief. Het piektarief (06:00-22:00 h) is hieronder weergegeven (Aqualectra, 2023).

Tarief groep	Afname in kWh	Total tarief (ANG/kWh)
Huishoudens	<= 250	0,6973 (0,36 €/kWh)
	Tussen 250 en 350	0,8036 (0,41 €/kWh)
	>350	0,8478 (0,43 €/kWh)
Commercieel		0,8070 (0,41 €/kWh)
Industrie Standaard Industrie Exportgericht Industrie Import vervangend Ziekenhuis		0,7073 (0,36/ €/kWh)
		0,5774 (0,29 €/kWh)
		0,6421 (0,33 €/kWh)
		0,5540 (0,28 €/kWh)
kVA toeslag per Industriële klant	Tussen 1 en 50	661,50 (337,08 €/kWh)
	51-100	11,05 (5,63 €/kVA)
	101-250	10,50 (5,35 €/kVA)
	251-500	9,90 (5,04 €/kVA)
	501-1000	9,65 (4,92 €/kVA)
	1001-2000	9,35 (4,76 €/kVA)
	>2001	8,80 (4,48 €/kVA)

3.1.2 Mobiliteit

Net als op de meeste plekken in de wereld is ook in Curaçao elektrisch vervoer (EV) bezig met een opmars. Een eerste stap met stimuleringsbeleid is gezet door het Ministerie van Verkeer Vervoer en Ruimtelijke Planning (VVRP). Het betreft een introductie van de vrijstelling voor de invoerbelasting bij EVs (0% en 10% voor hybride) (VVRP, 2024). Ook wordt gewerkt aan meer EVs bij verhuurbedrijven zoals de autohuurbedrijven bij het vliegveld voor toeristen en voor middelgrote en zware voertuigen (Global MOU Drive To Zero). Maar zover bekend zijn er geen verdere stimuleringsmaatregelen, zoals subsidies. Ondanks dat komen er steeds meer EVs op het eiland en zal ook de vraag naar laadpalen en de daarmee gerelateerde elektriciteitsvraag toenemen. In het nieuwe parkeerbeheer voor de Binnenstad houdt de overheid rekening met de introductie van laadpalen (VVRP, 2024).

Een concreet project op het gebied van elektrisch vervoer is een project aangaande zes elektrische bussen voor het openbaar vervoer. Het lokale OV-bedrijf, ABC busbedrijf, en RDK zijn hierbij betrokken. De installatie komt op het terrein van RDK. Het systeem is ontworpen en zal gebouwd worden door VDL. Er komt een off-grid systeem voor het laden van de bussen met 1,1 MWp PV en batterijen. Het project kost naar schatting ANG 24,2 miljoen (€12,4 miljoen), waarvan ANG 16,4 miljoen (€8,4 miljoen) voor de E-bussen en ANG 7,8 miljoen (€4,0 miljoen) voor de uitvoering van het zonnepark (Conradus-Corasol, 2023). De aanschafprijs voor de E-bussen is significant hoger dan voor dieselbussen (ANG 3,3 mln / €1,7 miljoen). Dat zit deels in de hogere aanschafkosten van de bussen zelf (ANG 6,8 mln, €3,5 miljoen voor de aanschaf van E-bussen versus ANG 2,3 mln, €1,2 miljoen voor de dieselbussen), maar ook in allerlei bijkomende kosten zoals laadstations, faciliteiten voor het repareren van de laadstations en een management systeem. De jaarlijkse operationele kosten liggen lager voor de E-bussen (ANG 1,3 mln, €666 duizend tegenover ANG 1,48 mln, €758 duizend), met name door de lagere brandstofkosten. In totaliteit zijn de verwachte jaarlijkse kosten hoger voor E-bussen dan voor dieselbussen. Hiermee heeft het E-bussen project een groter gat in de begroting dan het alternatief met dieselbussen (grotweg ANG 1,6 mln, €0,8 miljoen per jaar

versus ANG 1,2 mln, €0,6 miljoen bij 425.000 passagiers per jaar met een jaarlijkse groei van 2,5% en de huidige ticketprijs van ANG 2, €1 per rit). De tarieven zouden volgens deze business case verhoogd moeten worden van ANG 2 (€1) naar bijna ANG 5,9 (€3) per rit om een business case rond te krijgen voor E-bussen, vergeleken met ongeveer ANG 4,3 (€2,2) per rit voor de dieselbussen. Deze verhoging van tarieven of een verdere verhoging van het aantal passagiers acht het Ministerie Verkeer, Vervoer en Ruimtelijke Planning (VVRP) niet realistisch en daarom is het ministerie op zoek naar andere mogelijkheden om het project van de grond te kunnen krijgen. Het is een innovatief project dat mogelijke lessen kan opleveren voor vergelijkbare off-grid systemen elders, bijvoorbeeld in Nederland.

Het ministerie van VVRP is bezig met een integraal openbaar vervoersysteem dat deels elektrisch is en in de toekomst verder kan worden opgeschaald naar 100% elektrisch. In Curaçao zorgen grote bussen en kleinere wijkbusjes voor het openbaar vervoer op het eiland. De grotere bussen leggen de langere afstanden af, waarbij de wijkbusjes de mensen naar de wijken kunnen brengen tegen een extra betaling. Er zijn plannen om beide bussen te elektrificeren, waarbij het eerder genoemde project van RDK en ABC busbedrijf zal helpen.

Tenslotte zijn de onderstaande plannen relevant om te noemen.

- Er zijn twee projecten opgezet voor de productie van biodiesel die zeer waarschijnlijk alleen bedoeld zijn voor de export en niet voor eigen gebruik op het eiland. Het gaat om Energis N.V. op de terreinen van de Curaçaose Dokmaatschappij en Steamboat Fuels (SBF Curaçao B.V.) bij Bullenbaai. De verwachting is dat de geproduceerde biodiesel te duur zal zijn voor gebruik op het eiland, maar wel interessant is voor de export.
- De Curaçao Ports Authority heeft plannen met het realiseren van walstroom voor (cruise)schepen en het elektrificeren van de sleepboten, de veerpont en de Emmabrug (CPA, 2023). Deze plannen brengen een grote investering met zich mee. Een aantal van de boten in beheer naderen de leeftijd dat ze vervangen moeten worden. Ook de bekende Emmabrug wordt door middel van een fossiel aangedreven motor verplaatst wanneer schepen passeren. Bij de walstroom gaat het om een 10 MW aansluiting van ongeveer ANG 10 miljoen per pier. Het zou om twee pieren gaan. Duurzame walstroom voor onder andere cruiseschepen levert een extra inkomstenbron. Walstroom zal wel een significante extra piekvraag betekenen voor Aqualectra.

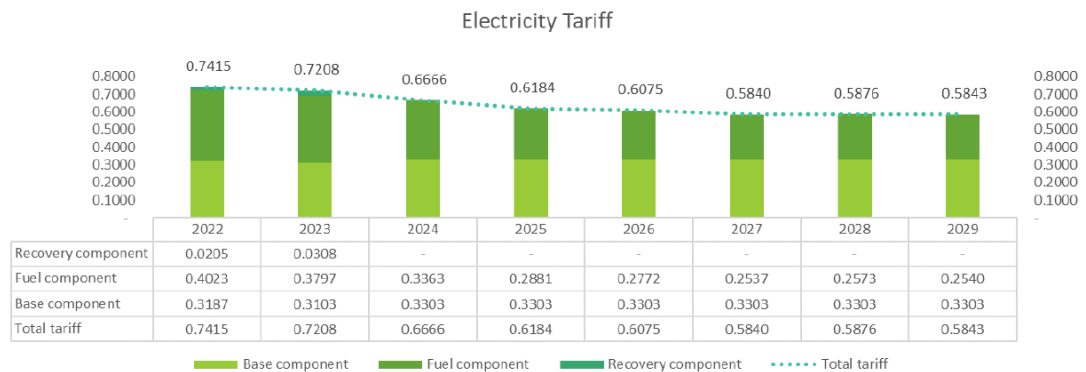
3.2 Technische route(s) voor verduurzaming

3.2.1 De plannen van Aqualectra met hernieuwbare elektriciteit

Aqualectra heeft concrete plannen om het aandeel hernieuwbare elektriciteit te verhogen naar 70% in 2027 (Aqualectra N.V., 2023), (Aqualectra, 2023), (Integrated utility holding N.V., 2023). Dat wil zij bereiken door verschillende plannen waaronder een extra windpark van 22 MW en het vervangen van de bestaande windturbines, waarmee de capaciteit van de bestaande windparken verhoogd wordt (repowering). Repowering moet volgens een inschatting rond de 20 / 25 MW aan additioneel vermogen opleveren. Met deze twee uitbreidingen zou volgens Aqualectra het aandeel hernieuwbare elektriciteit uitkomen op 70%. Het extra windpark bij Koraal Tabak zal naar verwachting eind 2024 operationeel zijn en zit nu al in de uitvoerende fase. De repowering van de bestaande windparken (Tera Korá I en Playa Kanoa) volgt later in 2026 en 2027, maar de gesprekken en voorbereidingen lopen al. Bij beide windprojecten zullen naar verwachting NuCapital de investeringen dragen en een PPA afsluiten met Aqualectra. Wel moet Aqualectra investeren in de netaansluiting en een

batterijsysteem. Doordat NuCapital een commerciële partij is die winst maakt, liggen de kosten van de PPA waarschijnlijk hoger dan als Aqualectra het zelf zou doen of als het met lage rente lening/subsidie gerealiseerd wordt. Echter geeft Aqualectra zelf aan dat de kosten voldoende competitief zijn. Een uitsplitsing van alle besproken investeringen is te vinden in Tabel 3.4. De investeringskosten zijn gebaseerd op de inschattingen van Aqualectra.

In Tabel 3.4 zijn ook de jaarlijkse operationele kosten ingeschat, op basis van de kostenparameters in Tabel 3.3. De operationele kosten voor windenergie en zon-PV zijn ingeschat op basis van de kostenparameters van de TNO-studie over de BES-eilanden (Lambooy & Gamboa Palacios, 2022). De operationele kosten voor batterijsystemen zijn gebaseerd op kosteninschattingen van NREL (Cole, Frazier, & Augustine, 2021). De capaciteitsfactor voor wind is gebaseerd op het windpark Tera Kōrá III, die een capaciteitsfactor heeft van ongeveer 65% (Aqualectra, 2024). Aqualectra geeft aan te verwachten dat nieuwe windparken een capaciteitsfactor van >68% zullen hebben (Aqualectra, 2024). Aqualectra neemt namelijk aan dat er Vestas V150-4.5 MW turbines gebruikt worden voor de nieuwe projecten. Deze modellen van Vestas hebben volgens de turbineleverancier hogere jaarlijkse productie dan de V117 modellen die gebruikt zijn voor het Tera Kōrá III windpark. De capaciteitsfactor voor zon-PV is gebaseerd op het energiebeleid van Aruba (zie 2.2.1). Ten slotte is voor Aqualectra niet alleen duurzaamheid van belang, maar ook de betaalbaarheid en betrouwbaarheid van hun elektriciteit (Aqualectra, 2023). Aqualectra verwacht dat, door de investeringen in hernieuwbaar, de tarieven voor de eindgebruiker zullen dalen in de toekomst. De daling komt doordat de elektriciteitsproductie met windenergie goedkoper is dan de huidige productie op basis van diesel.



Figuur 3.2: Inschatting van de elektriciteitstarieven tot 2029 door Aqualectra, op basis van de onderkant van het verwachte windregime (Aqualectra, 2023).

In november 2023 heeft Aqualectra aangegeven de bouw van een grootschalig zon-PV park van 20 MW in 2025 in de begroting te hebben opgenomen (Aqualectra, 2023). Een besluit hierover is genomen na de analyses van DigSILENT en DNV naar de netstabiliteit. Het park is volgens Aqualectra relevant om de uitdaging van de groeiende piekvraag aan te gaan, en de belastingsproblemen in het onderstation en load center te Nijlweg. Onderdeel van het PV-park is een batterijsysteem van 20 MWh voornamelijk bedoeld voor peakshaving. Het totale systeem, PV en batterij, zouden ANG 35,4 miljoen kosten (€18,2 miljoen). In januari 2024 is het plan bijgesteld naar 10 MW PV en 30 MWh batterijopslag met kosten van ANG 50 miljoen (€26 miljoen), waarvan ANG 37,5 miljoen (€19 miljoen) voor de batterijen en ANG 12,5 miljoen (€6 miljoen) voor de PV-installatie (Aqualectra, 2024).

Daarnaast is er ook een ander PV-project in uitvoering, maar deze is in afwachting op een uitspraak van de rechter over de aanbesteding van het project en daarom onzeker. Het betreft PV op daken van gebouwen, bijvoorbeeld de loodsen van Curinde en de freezone, van in totaal 20 MW.

Het is goed om te noemen dat Refineria di Korsou N.V. (RDK) en Buskabaai N.V. hebben aangegeven voldoende ruimte te hebben voor grootschalig zon-PV, maar er liepen in oktober 2023 daarvoor geen concrete projecten (Korsou, 2023) (Buskabaai, 2023). In de toekomst mogelijk wel. Vanwege de huidige regelgeving moet het opwekken van elektriciteit altijd door Aqualetra gedaan worden of door middel van een PPA, en is dus samenwerking met Aqualetra nodig.

Gerelateerd aan het geplande extra wind- en zonvermogen wordt gesproken over investeringen in de netaansluiting en batterijcapaciteit. Bij het extra windpark bij Koraal Tabak gaat het om een netwerkverbinding van 20,7 miljoen ANG (€11 miljoen), en een 25 MW / 25 MWh batterijsysteem met een kosteninschatting van ANG 57 miljoen (€29 miljoen) (Aqualetra, 2023). DigSILENT en DNV hebben onderzoek gedaan naar de specificaties van de batterijsystemen bij het windproject bij Koraal Tabak en het zon-PV-project. De batterij moet in staat zijn snel te reageren op fluctuaties in het net en zal aangesloten worden dichtbij de opweklocaties om de netstabiliteit te garanderen. De investering zal door Aqualetra worden gedaan. Ook bij de repowering van de windparken in 2026/2027 wordt gesproken over het installeren extra batterijsystemen. Hiervoor zullen nog studies worden uitgevoerd om de eisen nader te bepalen. Aqualetra heeft al wel een inschatting van de kosten: ANG 5,6 miljoen (€3 miljoen) voor de netwerkverbinding en ANG 22,5 miljoen (€12 miljoen) voor de batterijen.

De dieselgeneratoren van Aqualetra vormen een belangrijk onderdeel van de productiecapaciteit in Curaçao. Aqualetra heeft het voornemen een 40 MW dieselcentrale bij te bouwen en de bestaande installaties te updaten voor een efficiënter brandstofgebruik. Deze dieselgeneratoren blijven heel belangrijk voor de leveringszekerheid. De nieuwe generator van 40 MW zou in de toekomst omgezet kunnen worden om op andere brandstoffen te draaien, zoals waterstof (Integrated utility holding N.V., 2023).

Net als op de andere eilanden zijn de investeringen in het elektriciteitsnetwerk in Curaçao cruciaal voor de energietransitie. Het elektriciteitsnetwerk in Curaçao heeft urgente verbeteringen en aanpassingen nodig, en er loopt onderzoek hiernaar door DNV en DigSILENT (Aqualetra, 2023). Zoals verwacht vraagt het net aanpassingen om de energietransitie, zoals windturbines, PV en EVs, te kunnen ondersteunen. In november 2023 heeft Aqualetra aangegeven dat op basis van studies van DNV en DigSilent een investering van ANG 39,9 miljoen (€20 miljoen) nodig is voor de aanpassingen aan het transportnet (66/30 kV en 30/12 kV); vervanging van beveiligingen bij en upgrades van diverse onderstations. Deze investeringen lopen nu al tot 2028. Een uitsplitsing van de kosten:

- 66/30 kV net: 32,9 mln ANG (€ 16,9 mln)
- 30/12 kV net: 1,8 mln ANG (€ 0,9 mln)
- Algemene net investeringen: 5,2 mln ANG (€ 2,7 mln)

Aqualetra is begonnen met het uitrollen van smart meters, waarvan nu ongeveer 10% vervangen zijn. Met de smart meters kunnen, volgens Aqualetra, afzetcijfers beter geanalyseerd worden, wat een grondige afzetanalyse mogelijk maakt. Voor de voltooiing ervan in 2026 wordt een investering van ANG 108 miljoen (€55 miljoen) ingeschat (Aqualetra, 2023). De totale investering van de uitrol is ingeschat op 150 miljoen ANG (€77 miljoen), waarvan 89,9 miljoen ANG (€46 miljoen) voor de aanschaf van de smart meters.

Een van de meest belangrijke voordelen van smart meters, volgens Aqualectra, is de mogelijkheid om zone balancering te bereiken. En zij kunnen hiermee onbetaalde stroomafname identificeren. Aqualectra geeft aan dat ze door deze smart meters nauwkeurig gebieden kunnen identificeren met de hoogste verliezen en gerichte maatregelen nemen voor verbetering.

In totaal komen de investeringskosten voor de beschreven plannen van Aqualectra uit op €272 miljoen exclusief de slimme meters. Met de slimme meters komt de totale investering uit op €349 miljoen. Exclusief de investeringen in de windturbines en slimme meters is de investering van Aqualectra €101 miljoen. Zie de tabel hieronder met een overzicht van de meest relevante projecten die zijn beschreven in dit rapport. Wanneer alle geplande investeringen van Aqualectra, inclusief o.a. fossiele generatoren en waterinstallaties, bij elkaar worden opgeteld komt de totale financieringsbehoefte volgens Aqualectra uit op ANG 575 miljoen (€295 miljoen) op een totale investering van ANG 780 miljoen (€400 miljoen) (Aqualectra, 2023) (Integrated utility holding N.V., 2023) (Aqualectra, 2024). Net als in Aruba geeft Aqualectra aan dat subsidie of lage rente leningen de gemiddelde rentelasten van de investeringen in hernieuwbaar kunnen verlagen. Op dit moment heeft Aqualectra twee leningen uitstaan met een rente van 6% en 3,75%.

Tabel 3.3: Aannames kostenparameters.

	Windenergie	Zon PV	Batterijen korte duur	Batterijen load shift
Capaciteit	-	-	1 MWh/MW	4 MW/MWh
Capaciteitsfactor	68%	20%	-	-
CAPEX [€/kW]	2195	641	1169	1200
OPEX [% van CAPEX]	2,9%	3%	2,5%	2,5%
Levensduur	15 jaar ²	15 jaar	15 jaar	15 jaar

² Aqualectra geeft aan op een levensduur van 20 jaar te rekenen (Aqualectra, 2024), net als gehanteerd wordt in de SDE++ (Lensink & Schoots, 2023). In deze versimpelde kostenanalyse hebben we 15 jaar aangehouden om de kosten te kunnen bundelen met de kosten voor batterijen en de netaansluiting. De productiekosten per kWh in [Tabel 3.4](#) zijn hierdoor voor windenergie enigszins overschat.

Tabel 3.4: Overzicht kosten projecten Curaçao. Voor de productiekosten is gerekend met een WACC van 6,1% (Aqualectra, 2024).

Onderdeel	Capaciteit	Jaarlijkse elektriciteitsproductie	Investeringskosten	Operationele kosten	Productiekosten
Windpark Koraal Tabak					
Windturbines	22,2 MW	132 GWh/jaar	€49 mln	€1,4 mln/jaar	0,049 €/kWh
Batterijen	25 MW / 25 MWh	-	€29 mln	€0,7 mln/jaar	-
Netaansluiting	-	-	€11 mln	-	-
Totaal	-	132 GWh/jaar	€89 mln	€2 mln/jaar	0,086 €/kWh
Repowering windparken					
Windturbines	56 MW	334 GWh/jaar	€123 mln	€3,6 mln/jaar	0,049 €/kWh
Batterijen	10 MW / 10 MWh	-	€12 mln	€0,3 mln/jaar	-
Netaansluiting	-	-	€3 mln	-	-
Totaal	-	334 GWh/jaar	€137 mln	€4 mln/jaar	0,054 €/kWh
Grootschalig zon PV					
PV	10 MW	18 GWh/jaar	€6 mln	€0,2 mln/jaar	0,049 €/kWh
Batterijen	7,5 MW / 30 MWh	-	€19 mln	€0,5 mln/jaar	-
Netaansluiting	-	-	-	-	-
Totaal	-	18 GWh/jaar	€26 mln	€1 mln/jaar	0,190 €/kWh
Algemene investeringen in elektriciteitsnet					
66/30 kV	-	-	€17 mln	-	-
30/12 kV	-	-	€1 mln	-	-
Algemeen	-	-	€3 mln	-	-
Totaal	-	-	€20 mln	-	-
Totalen					
Totale kosten	-	-	€272 mln	€7 mln/jaar	0,072 €/kWh
Kostentotaal exclusief windturbines	-	-	€101 mln	€2 mln/jaar	-

3.2.2 Verder dan 70% hernieuwbaar

Voor Curaçao is 70% hernieuwbare elektriciteit een hoog aandeel en de weg naar 100% is een complex proces dat goede voorbereiding en nauwkeurigheid vraagt om stabiliteit te blijven garanderen. Op dit moment is er weinig bekend en nog geen onderzoek gedaan naar de verdere opschaling van hernieuwbare bronnen naar 100% hernieuwbaar, en is ook onduidelijk welke investeringen daarvoor nodig zijn. Wij geven hieronder de mogelijkheden.

Verdere uitbreiding windenergie

Verdere uitbreiding van wind op land is mogelijk, maar gebruik maken van de natuurgebieden bij de noord- en zuidkust kan een uitdaging zijn. Gezien er ook voor de huidige plannen veel geleund wordt op windenergie zal er ook meer batterijopslag nodig zijn om opwek en vraag te kunnen balanceren.

Curaçao heeft concrete plannen met wind op zee om daarmee waterstof te produceren voor de export. TNO biedt hierbij ondersteuning met het Living Lab project (TNO, 2023). Met waterdieptes van 50+ meter is wind op zee relatief duur. De elektriciteitsvraag in Curaçao is redelijk beperkt om significante schaalvoordelen te realiseren voor wind op zee projecten. Maar schaalvoordelen zijn mogelijk bij een combinatie met elektrolyse zoals nu onderzocht wordt (TNO, 2023). De TNO haalbaarheidsstudie voor wind op zee en waterstof toont aan dat de verwachte productiekosten voor elektriciteit met 156 ANG/MWh (80 €/MWh) voor een 5 GW windpark relatief hoog zijn vergeleken met wind op land en zon PV (zie Tabel 3.4).

De productiekosten voor ammoniak uit waterstof en elektrolyse bij dit project kan wel concurreren met vergelijkbare projecten in Australië (TNO, 2023). Aqualectra verwacht maximaal 15 MW van de potentiële wind op zee op te kunnen nemen voor het lokale elektriciteitsnet en de vraag van het eiland zelf, wat maar een klein deel is van de potentiële totale productie.

Verdere uitbreiding zon-PV

Meer hernieuwbare elektriciteit met grootschalig zon op land zal een uitdaging zijn, voornamelijk vanwege de hoge productiepiek van zon, maar ook door het ruimtegebrek. Om een hoog aandeel zonne-energie te realiseren moet er ook ingezet worden op de ontwikkeling van zon op dak. Grootschalige uitrol van zon op dak zal echter mogelijk gemaakt moeten worden door investeringen in het elektriciteitsnet. En er zijn investeringen nodig om de netstabiliteit te bewaken. Batterijen zullen hier een belangrijke rol in spelen, maar er zullen ook andere ingrepen nodig zijn om de netstabiliteit te bewaken, zoals synchronische condensatoren die ingezet kunnen worden voor het bewaken van spanningskwaliteit (Endesa, 2023) (Entso-e, 2023). Er wordt gesproken over een herziening van het beleid omtrent PV op dak met batterijopslag - in afstemming met Aqualectra (Werkgroep offshore floating wind, 2024).

Afvalverbranding

Curaçao heeft plannen met een waste-to-energy centrale waar waarschijnlijk ook elektriciteit mee opgewekt kan worden (Selikor, 2023). Hiervoor lopen op dit moment haalbaarheidsstudies die moeten uitwijzen wat de mogelijkheden en kosten zijn. De verwachting is dat deze studies in september 2024 afgerond zijn. Maar een onrendabele top wat betreft de productie van elektriciteit lijkt zo goed als zeker te zijn. Voor het eiland staat de productie van elektriciteit niet centraal, maar de verwerking van afval wel omdat dit een groot probleem is. In tegenstelling tot Nederland, hebben geen van de eilanden een moderne, milieuvriendelijke verwerking van het afval. Selikor geeft aan dat de voorgenomen waste-to-energy centrale een van de opties zou kunnen zijn. Volgens Selikor mogen de kosten van

afvalverwerking voor de bewoners en bedrijven niet te hoog zijn, omdat bij een te hoge prijs er nog meer illegale stortplaatsen zouden kunnen ontstaan. Ten slotte is het importeren van afval van de omliggende eilanden (Aruba en Bonaire) voor verwerking in het waste-to-energy centrale een mogelijkheid. Meer volume kan namelijk de prijs verlagen en haalbaarheid verhogen.

Elektriciteit opwekken door middel van vrijkomende methaan uit afval

Selikor onderzoekt de mogelijkheid om vrijkomende methaan uit bestaande stortplaatsen af te vangen en om te zetten in energie (bijvoorbeeld te verbranden in een gasturbine) (Selikor, 2023). Een eerste preliminair onderzoek wees op een hoge investering. Bij stortplaats Malpais gaat het om een CAPEX investering van 19 mln USD - voor het vermijden van 80.000 ton CO₂-equivalenten per jaar (Afvalzorg; CCM Engineering, 2023).

Selikor is van plan een diepgaander onderzoek uit te voeren op de gesloten stortplaats Koral Specht (Selikor, 2024). Dit zou onder meer een proefinstallatie voor energie-uit-methaan omvatten. De energie uit deze proefinstallatie zou worden gebruikt om een andere installatie te draaien om het percolaat van deze stortplaats te behandelen. Als dit lukt, zou een volledige energie-uit-methaan faciliteit worden geïmplementeerd op de stortplaats Malpais.

De afvalstortplaats neemt een significant deel van de Curaçaose broeikasgasuitstoot op zich. In 2018 was de uitstoot ingeschat op 409,7 kton en 17,8% van het totaal (CBS, 2021). De beschreven plannen in de vorm van een afvalverbrander en afvang van methaan kunnen mogelijk deze uitstoot terugdringen. Hoeveel is onbekend, maar volgt mogelijk uit de hierboven beschreven studies.

Waterstof of biobrandstoffen

Om in Curaçao richting 100% hernieuwbaar te gaan moet er voldoende hernieuwbare opwekcapaciteit zijn voor de 2-3 maanden in het jaar wanneer het relatief windstil is. Dit allemaal opvangen met zonne-energie en batterijopslag betekent dat er een grote overcapaciteit nodig is en dat zal de kosten flink doen toenemen (Lamboos & Gamboa Palacios, 2022). Een systeem dat op bepaalde momenten alleen afhangt van zon en batterijen is verder kwetsbaar voor periodes waarin het niet waait en het ook bewolkt is. Om in de leveringszekerheid te voorzien verwachten we dat er, net als op de andere eilanden, een voorkeur zal zijn om voldoende regelbaar vermogen beschikbaar te houden als back-up capaciteit. Om dit te verduurzamen zijn waterstof of biodiesel mogelijke opties. Beiden zijn relatief dure brandstoffen wat betekent dat de inzet beperkt gehouden zal worden om de productiekosten te limiteren. Dit betekent dat er een back-up capaciteit zal zijn van ruim 200 MW die slechts enkele honderden uren per jaar ingezet wordt. Dit zal betaald moeten worden via de tarieven of de algemene fondsen. Een significante back-up capaciteit beschikbaar houden zal ook een invloed hebben op de bedrijfsvoering van Aqualectra. Met vraagreductie kan dit worden beperkt. Vraagreductie en energie efficiëntie zijn opgenomen in het energiebeleid van 2018, maar niet verder onderzocht in dit onderzoek.

De brandstofkosten kunnen lager zijn dan bij import wanneer er waterstof of biodiesel in Curaçao lokaal geproduceerd wordt, maar dat is onzeker. Wanneer het project van waterstof productie met wind op zee een realiteit wordt kan dit mogelijk een oplossing zijn. De kosten en haalbaarheid hiervan zijn niet nader onderzocht in dit onderzoek. Er wordt gekeken naar het waterstof-ready maken van de dieselgenerators van Aqualectra. Ook wat betreft biobrandstoffen zijn er twee projecten opgezet (Curaçaose Dokmaatschappij en Steamboat bij Bullenbaai). De biobrandstoffen zijn zeer waarschijnlijk alleen bedoeld voor de export en niet voor eigen gebruik op het eiland vanwege de hoge prijs. Maar het kan interessant zijn wanneer het elektriciteitssysteem richting de 100% hernieuwbaar gaat.

Ook het staatsbedrijf Curoil heeft kenbaar gemaakt plannen te hebben met de energietransitie (Curoil, 2023). De meeste van deze projecten zijn echter minder concreet dan de andere plannen beschreven in dit rapport. Curoil verzorgt veel van de brandstoffen op het eiland. Deze partij, naast mogelijke andere partijen, blijven belangrijk voor de levering van brandstoffen op het eiland.

Overige hernieuwbare bronnen

Het aandeel hernieuwbaar kan ook verhoogd worden door de inzet van alternatieve hernieuwbare bronnen zoals bijvoorbeeld golfenergie en de slibvergisting bij rioolwaterzuivering. Voor zover wij weten zijn er geen concrete plannen op het gebied van alternatieve hernieuwbare bronnen. Vergisting bij rioolwaterzuivering kan een bron van productie vormen. Onderzoek hiernaar loopt o.a. in Aruba en kan interessante indicaties geven voor Curaçao.

3.3 Organisatorische en andere aspecten

Toezicht op de activiteiten van Aqualectra wordt gedaan door BTP en de overheid. BTP is een zelfstandige toezichthouder en reguleert namens de overheid van Curaçao de aanbieders van diensten en producten in verschillende sectoren waaronder energie. De tarieven van Aqualectra worden bepaald en gereguleerd door BTP. Bij de overheid is het ministerie van economische ontwikkeling verantwoordelijk voor het energiebeleid, maar geeft in het energiebeleid aan dat het geen energiedepartement heeft ('Energy office') met ambtenaren die expertise hebben in het energiedomein. Uit gesprekken is gebleken dat het energiedepartement nog niet is opgezet. De werkgroep offshore floating wind (waar de overheid deelnemer is) geeft echter aan dat ondanks het gebrek aan een energy office, de overheid wel degelijk werkt aan beleidsontwikkeling en voortgangsmonitoring op dit vlak.

In 2018 is er voor het laatst energiebeleid opgesteld (Ministerie van economische ontwikkeling, 2018) en de overheid is bezig met nieuw beleid (overheid, 2023). Het energiebeleid van 2018 bespreekt de meeste aspecten van de energietransitie en kwam met voorstellen om verder beleid uit te werken. Maar de uitvoering blijkt vaak lastig en er zijn plannen niet uitgevoerd. Het geeft ook aan nauwelijks financiële ruimte te hebben voor stimuleringsbeleid. Op dit moment wil de overheid nieuw energiebeleid opstellen, waarbij het de huidige situatie op het eiland kan meenemen.

Vergelijkbaar als op de andere eilanden, speelt kennis en expertise over de energietransitie een rol. Over het algemeen is er een tekort aan mensen die (technische) kennis hebben van de energietransitie. Wind- en zonprojecten, maar ook EVs en een toekomstbestendig elektriciteitsnetwerk, vragen om andere kennis dan normaliter aanwezig is in Curaçao. Dit speelt in mindere mate mee bij de uitbesteding van windenergie aan NuCapital via een PPA, omdat Aqualectra vaker een PPA met NuCapital heeft onderhandeld (Aqualectra, 2024). NuCapital heeft meer expertise met windenergie doordat zij ook op o.a. Aruba actief zijn. Zij zijn ook verantwoordelijk voor het onderhoud. Investerings in de kennisopbouw in het algemeen is nodig, eventueel gecombineerd met buitenlandse partijen die expertise kunnen leveren wanneer nodig. Kennisuitwisseling in de regio – in het Caribisch gebied – kan hierbij ook helpen.

Het is belangrijk om de Curaçaose energietransitie te zien in het integrale geheel waarop het invloed heeft. In Curaçao wordt de energietransitie gezien als een verandering die inhaakt op veel aspecten van de maatschappij en economie. De belangrijkste aspecten volgens de geconsulteerde personen en organisaties worden hieronder beschreven.

Ten eerste de export en het verdienvermogen van Curaçao. Economieën van kleine eilandstaten zijn kwetsbaarder in de wereldeconomie dan grotere landen die ook landgrenzen hebben met andere landen, zoals Nederland. Daarom is de mogelijkheid exportmarkten te creëren van groot belang. De Curaçaose economie is meer gediversifieerd dan Aruba. Toerisme is maar een deel van de inkomsten, naast de financiële dienstverleningssector, de raffinaderij en de haven (o.a. onderhoud aan en reparatie van schepen). Er wordt, naast andere sectoren, ook ingezet op de (energie intensieve) industrie en dan voornamelijk op het RDK terrein. Meerdere partijen zijn daar al actief of hebben plannen. Het is daarom niet ondenkbaar dat industriële activiteiten in Curaçao uitgebreid worden en daarmee ook de elektriciteitsvraag. Ook wordt er gesproken over een mogelijke herstart van de raffinaderij, mogelijk voor de productie van asfalt. De raffinaderij en de banen die het opleveren zijn belangrijk voor de economie. Of de herstart daadwerkelijk doorzet hangt van veel factoren af en is daarmee onzeker. Een initiatief dat Curaçao neemt om de energietransitie in te zetten als exportproduct is de eerder beschreven waterstofproductie door middel van offshore wind. Ten slotte kan duurzame walstroom voor o.a. cruiseschepen een extra inkomstenbron creëren.

Ten tweede de betaalbaarheid van elektriciteit voor de bewoners en bedrijven. Op dit moment is de elektriciteitsprijs hoger dan de voorgaande jaren door de stijgende brandstofprijzen. Bewoners zijn een significant deel van hun inkomen kwijt aan de elektriciteitsrekening. Hetzelfde geldt voor de bedrijven. Overheidsfunctionarissen gaven om deze reden ook aan dat de energietransitie van belang is voor de opkomende land- en tuinbouw (overheid, 2023). Lagere energiekosten en duurzame energie in eigen beheer kan deze sector helpen met groeien. Voor Aqualectra is daarom ook niet alleen duurzaamheid van belang, maar ook de betaalbaarheid en betrouwbaarheid van hun elektriciteit (Aqualectra, 2023). Aqualectra verwacht dat, door de investeringen in hernieuwbaar, deze prijs zal dalen (Figuur 3.2). Dat komt doordat de hernieuwbare opwek goedkoper is dan de huidige elektriciteitsproductie op basis van diesel.

Ten derde hebben beleidsmedewerkers aangegeven dat de energietransitie een kans is om een sociale impact te maken en dan onder meer bij scholen. Door klimaatverandering stijgen de temperaturen en de meeste scholen hebben geen airconditioning. Schooldagen starten vroeg in de ochtend (7:30) en zijn ook eerder klaar om de ergste hitte van de dag te vermijden. Maar dat lijkt nu lastiger te worden. Het effect van airco's zit niet alleen in een prettiger leeromgeving, maar ook in wat dat kan betekenen voor het voltijds kunnen gebruiken van de schoolgebouwen voor onderwijs en andere aspecten. Het eventueel veranderen van de onderwijsuren kan impact hebben op de mobiliteit, met minder verkeer op de routes van en naar werk en school. Wat betreft de inhoud van het onderwijs kan het ook ruimte bieden voor bijvoorbeeld meer culturele, sociale en sportieve vaardigheden bij schoolgaande kinderen en het kan het de noodzaak voor opvang van kinderen in de middaguren verkleinen. Het ministerie van Onderwijs, samen met het ministerie VVRP, kunnen werken aan dergelijke vraagstukken. Door airco's bij scholen nemen de kosten en energieverbruik flink toe. Door de elektriciteit duurzaam op te wekken blijven de kosten en uitstoot hiervan beperkt. Samen met de overheid is Aqualectra al geruime tijd bezig om dit project te trekken die nu in fase 2 qua uitvoering is (Aqualectra, 2024).

De betrouwbaarheid en leveringszekerheid van elektriciteit voor de bewoners en bedrijven zijn helaas niet altijd goed vergeleken met Nederland. Een minder goede betrouwbaarheid is er ook in de regio (zoals Aruba en Sint Maarten). Curaçao heeft helaas meerdere blackouts moeten meemaken die soms een halve dag duren. Dat brengt schade aan de economie. Aqualectra en BTP doen daarom onderzoek naar de blackouts en de uitkomsten hiervan die begin 2024 bekend zullen zijn, kunnen interessant zijn voor de plannen omtrent de

energietransitie. Omdat de energietransitie een modernisering van het elektriciteitssysteem met zich meebrengt (smart meters, batterijen en regelsystemen) kan dit ook de betrouwbaarheid verbeteren.

Ook in Curaçao is ruimtelijke ordening een belangrijk aandachtspunt en een mogelijk knelpunt voor de energietransitie. Volgens het Ministerie Verkeer, Vervoer en Ruimtelijke Planning (VVRP), dat gaat over de ruimtelijke ordening, zijn er natuurgebieden bij de noord- en zuidkust, waarbij de ruimtelijke ordening van bijvoorbeeld windmolens een extra toets moeten doorstaan. Volgens VVRP zijn er wel mogelijkheden voor windmolens. Het gebied is erg geschikt voor windenergie vanwege de sterke wind vooral aan de noordkust. Wat betreft de energietransitie en de impact op de ruimtelijke omgeving werkt de overheid aan een Ruimtelijke Economische Strategie (RES) die in 2024 afgerond moet zijn (Werkgroep offshore floating wind, 2024). Dit traject wordt binnen het Landspakket uitgevoerd.

Ten slotte moet Refineria di Korsou N.V. (RDK) investeren in de sanering van vervuilde grond op haar terrein. RDK heeft ongeveer 250 hectare beschikbaar in het havengebied voor herontwikkeling en plaatsing van duurzame, energietransitie gerelateerde industrieën. Sommige van deze gronden kunnen meteen gebruikt worden, andere moeten eerst gesaneerd worden omdat deze grond vervuilt is geraakt door het gebruik van de raffinaderij. Het kan daardoor niet gebruikt worden voor de meeste nieuwe economische activiteiten die RDK graag ziet op deze grond. RDK onderzoekt de mogelijke fondsen en financieringsmechanismen hiervoor, maar geeft aan dat de beschikbare fondsen voor dit doel beperkt zijn (RDK, 2023).

4 Sint Maarten

4.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen

4.1.1 Elektriciteit

NV GEBE is de beheerder van de productie en distributie van elektriciteit en water in Sint Maarten (NV GEBE, 2023). GEBE is volledig in eigendom van de overheid van Sint Maarten. Tijdens onze gesprekken bleek dat GEBE in zwaar weer verkeert. Het heeft meerdere problemen die relevant zijn voor de energietransitie en worden besproken in dit hoofdstuk.

GEBE heeft een centrale bij Cay Bay met een installatiecapaciteit van is 97,3 MW, waarmee elektriciteit wordt opgewekt door generatoren die voornamelijk draaien op de fossiele brandstof Heavy Fuel Oil (HFO) (Ministries of VROMI and TEZVT, Government of Sint Maarten, 2014). De huidige productiecapaciteit komt uit op 75,4 MW (GEBE, 2023). Een aantal installaties van GEBE zijn sterk verouderd en blijken ook niet (meer) de elektriciteitsvraag in het land aan te kunnen. Van de 12 generatoren zijn er 5 ouder dan 25 jaar. De maximumleeftijd wordt op 34 jaar ingeschat. De elektriciteitsvraag groeit en er moeten nieuwe opwekinstallaties bij komen. Daarnaast heeft GEBE moeite met het halen van de n-2 redundantie norm van het netwerk.

De vraagpiek in Sint Maarten ligt op dit moment rond de 55 MW (GEBE, 2023), maar de vraag naar elektriciteit groeit. In 2013 was het elektriciteitsverbruik van Sint Maarten ongeveer 373 GWh. Gegevens over de vraagontwikkeling ontbreken grotendeels en GEBE heeft moeite om in te schatten hoe en waar elektriciteitsvraag zich ontwikkelt. Dat leidt tot problemen met de leveringszekerheid. Uit de gesprekken is wel gebleken dat de elektriciteitsvraag in de toekomst significant zal toenemen door de bevolkingsgroei en meer hotels. GEBE maakt veelal gebruik van bouwvergunningen om een inschatting te maken waar extra elektriciteitsvraag zal komen, maar een hotel of resort kan binnen 18 maanden gebouwd worden na de vergunningverlening en dat is een erg korte tijd voor investeringen in het net of productiecapaciteit. Informatievoorziening over verwachte extra elektriciteitsvraag voorafgaand aan het verlenen van een bouwvergunning ontbreekt grotendeels.

Er is relatief weinig hernieuwbare opwek in Sint Maarten en zover bekend alleen decentrale PV. Een grotere installatie van 2 MWp is aanwezig bij een hotel in Sonesta Maho (GEBE, 2023). Daarnaast zijn bedrijven als Sol en Dynaf actief op de (decentrale) PV-markt, maar uit gesprekken is gebleken dat er weinig PV wordt geïnstalleerd. Ook is er geen terugkoopregeling van geproduceerde elektriciteit door decentrale PV. In de elektriciteitsconcessie (Electricity Concessions Ordinance) en de gerelateerde landsverordening is afgesproken dat decentrale duurzame systemen voor eigen verbruik tot 500 kVA (~ 450 kW) toegestaan zijn (Ministries of VROMI and TEZVT, Government of Sint Maarten, 2014), (Landsverordening, 2015). Alles boven de 500kVA moet goedgekeurd worden door GEBE.

Investerings in nieuwe productiecapaciteit is zeer urgent, omdat er nu onvoldoende capaciteit is volgens GEBE en de elektriciteitsvraag snel groeit (GEBE, 2023). GEBE heeft plannen om de productie uit te breiden met fossiele generatoren. Op de korte termijn een 11 MW generator gevolgd door nog een 11 MW generator op de lange termijn. Beide generatoren zullen waarschijnlijk op HFO draaien, maar hebben de mogelijkheid ook op LNG te draaien.

De elektriciteitstarieven voor eindgebruikers bestaan uit een basistarief aangevuld met een variabel tarief afhankelijk van de brandstofkosten (Ministries of VROMI and TEZVT, Government of Sint Maarten, 2014). Momenteel is het basistarief ANG, 0,25 (€ 0,13) per kWh. Het variabele tarief wordt door de overheid maandelijks vastgesteld en is gebaseerd op de actuele brandstofkosten. Grofweg dekt het variabele tarief dus de brandstofkosten van GEBE en moet het basistarief alle andere kosten van GEBE dekken, maar het is onvoldoende volgens GEBE (GEBE, 2023). Uit gesprekken is gebleken dat GEBE er financieel slecht voorstaat. Voornamelijk om grip te krijgen op de groei in decentrale PV, worden er slimme digitale meters geïnstalleerd voor de meeste aansluitingen.

4.1.2 Mobiliteit

Elektrisch vervoer (EV) is maar beperkt aanwezig in Sint Maarten en er is geen (stimulerings)beleid. Wel zijn er kansen om op korte termijn stappen te maken op dit vlak. Zo zou de overheid door middel van de taxilicenties een verandering kunnen afdwingen. En net als in Aruba, kunnen de autoverhuur bedrijven worden gestimuleerd meer EVs in hun aanbod op te nemen. De haven van Sint Maarten heeft echter wel ongeveer 20 EVs en wil in de komende 5 jaar alle voertuigen van het bedrijf vervangen met EVs of hybride auto's. Belangrijk bij een toename in EVs is de beschikbaarheid van elektriciteit. Zoals beschreven heeft GEBE moeite om te voldoen aan de elektriciteitsvraag en een groei in EVs zorgt voor meer vraag.

Walstroom voor (cruise)schepen kan een belangrijke nieuwe inkomstenbron worden voor de haven en het eiland, maar de beperkte productiecapaciteit is een probleem. De cruiseschepen zijn heel belangrijk voor de economie. Het is daarom belangrijk om als eiland interessant te blijven voor deze schepen. Walstroom is hierbij een factor. De cruise-aanbieders willen graag duurzame stroom kopen en verbruiken wanneer ze in de haven zijn. Maar zoals ook eerder beschreven, heeft Sint Maarten een tekort aan productiecapaciteit. Gecombineerd met het feit dat walstroom veel stroom vraagt, zal dit plan niet op korte termijn van de grond komen. Naast walstroom is er ook aandacht voor elektrisch vliegen, voor korte vluchten, met name tussen de Caribische eilanden, net als in Aruba.

4.2 Technische route(s) voor verduurzaming

4.2.1 De eerste stappen

Op dit moment zijn er, naast het energiebeleid van 2014, weinig concrete plannen voor de energietransitie in Sint Maarten, maar de studies van National Recovery Program Bureau (NRPB) kunnen informatie geven over concrete stappen. NRPB is een organisatie opgericht na de orkanen Irma en Maria om projecten te financieren die de schade herstellen en Sint Maarten minder kwetsbaar maken. NRPB implementeert o.a. financiering dat is verleend vanuit Nederland naar aanleiding van de orkaan en die worden beheert door de Wereldbank. Tijdens onze gesprekken in Sint Maarten zijn er nauwelijks concrete projecten genoemd die bijdragen aan de energietransitie. Er ontbreekt ook informatie voor een goede besluitvorming aangaande investeringen in de energietransitie. Hiervoor kunnen de studies van NRPB, in samenwerking met GEBE, relevant zijn (NRPB, 2023). Het zijn studies naar:

- De huidige elektriciteitsvoorziening,
- Een plan voor de meest urgente verbeteringen aan het elektriciteitsnetwerk,
- Een prognose van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag,
- Welke hernieuwbare opwek kan geïnstalleerd worden en
- Een kosteninschatting van mogelijke investeringen om de elektriciteitsvoorziening bij GEBE te verbeteren.

Het zijn twee opeenvolgende studies waarbij de uitkomsten van de eerste worden gebruikt voor het opzetten van de tweede. De resultaten van de eerste studie worden in april 2024 verwacht (NRPB, 2023). Het kan relevante informatie opleveren over concrete projecten die bijdragen aan de energietransitie in Sint Maarten, en is daarmee ook relevant voor EZK.

Gridmarket, een Amerikaans advieskantoor, heeft in 2023 een voorstel gedaan om de energietransitie grotendeels uit te voeren, maar er is op dit moment onenigheid over de plannen en geen goede samenwerking. Dit voorstel is geschreven nadat Gridmarket een memorandum of understanding (MoU) heeft getekend met de overheid van Sint Maarten in 2021 (The Daily Herald, 2023). Gridmarket, met een hoofdkantoor in New York, VS, geeft aan expertise te leveren over de hele wereld in energie projectmanagement gecombineerd met big data en artificial intelligence (Gridmarket, 2023). In 2023 heeft Gridmarket een voorstel gedaan waarbij de elektriciteitsproductie in Sint Maarten door een derde partij duurzaam wordt uitgevoerd (Gridmarket, 2023). GEBE koopt dan de elektriciteit in bij deze partij en levert het aan de eindgebruikers. De plannen omvatten vooral PV-installaties, maar ook offshore wind, batterijen en de productie van biobrandstof. De plannen en details werden grotendeels in twijfel getrokken door de partijen die wij gesproken hebben en de samenwerking met de belangrijkste lokale partijen is op dit moment ontoereikend. Zonder daarbij een uitspraak te doen over welke partij de oorzaak is van de onvoldoende samenwerking, Gridmarket of de lokale partijen. De huidige voorstellen van Gridmarket lijken daarmee niet haalbaar en de huidige financiële kentallen onrealistisch. Zo zijn de locaties voor opwek nu onvoldoende onderzocht op o.a. omgevingseffecten. Wij sluiten niet uit dat Gridmarket in de toekomst in staat is wel een gedegen uitwerking te maken van de energietransitie in Sint Maarten. Ten slotte is het privatiseren van de elektriciteitsproductie, wat blijkt uit de voorstellen van Gridmarket, een stap dat significante risico's met zich meebrengt voor Sint Maarten. Besluitvorming hierover moet zorgvuldig worden genomen.

Zonne-energie, PV, lijkt de beste optie voor meer hernieuwbare elektriciteit in Sint Maarten, maar er is nu bijna geen PV geïnstalleerd en er zijn weinig concrete plannen. Omdat de vraagpiek in Sint Maarten tussen 10:00 en 14:00 zit, is PV een interessante optie, de PV

productiepiek is namelijk ook op die tijd. Ondanks de beperkte ruimte zijn er locaties mogelijk voor grootschalig zon-PV. Volgens GEBE zijn locaties in de buurt van 'The Great Salt Pond' mogelijk geschikt, met drijvende PV-panelen en PV boven parkeerplaatsen op en rond deze locatie. De haven heeft de mogelijkheid van PV op hun terrein onderzocht, maar is niet gaan investeren omdat het havenbedrijf het overheidsbeleid bij de energietransitie te onzeker vond. De haven is een van de grootste afnemers van GEBE. Als de haven grootschalig investeert in PV en minder stroom afneemt bij GEBE zal dat grote gevolgen hebben voor de omzet van GEBE.

Voor GEBE is investeren in PV momenteel niet aantrekkelijk door het tariefsysteem. Voor de geproduceerde PV krijgt GEBE alleen het basistarief (ANG 0,25 per kWh oftewel 0,13 €/kWh). Hiermee moet naast de kosten een mogelijk PV-project ook de rest van de activiteiten van GEBE betaald worden. In het energiebeleid 2014 is er voorgesteld om het variabel tarief aan te passen zodat er naast brandstofkosten ook kosten voor hernieuwbare energieproductie meegenomen kunnen worden. Deze aanpassing aan de tarieven is tot op heden echter nog niet doorgevoerd. Momenteel blijft het hierdoor financieel aantrekkelijker voor GEBE om te produceren op basis van HFO en niet te investeren in PV.

Decentraal PV op daken is ook een goede optie en interessant gezien de beperkte ruimte, maar actief beleid ontbreekt. De overheid heeft wel in het energiebeleid van 2014 gezegd groot voorstander te zijn van decentraal PV (Ministries of VROMI and TEZVT, Government of Sint Maarten, 2014). Maar op dit moment is er geen terugkoopregeling van geproduceerde elektriciteit. En geïnstalleerde PV door huishoudens of bedrijven worden niet gecontroleerd door GEBE, zoals dat in Aruba wel gebeurt. Beleid en andere tarifiering kunnen de markt voor decentrale PV aanwakkeren, zoals dat ook op de andere eilanden gebeurt. De Wereldbank is bezig met een studie naar decentraal PV in Sint Maarten.

Windenergie lijkt minder geschikt te zijn voor Sint Maarten en duidelijke plannen ervoor ontbreken. Windenergie is nauwelijks onderzocht maar bekend is dat Sint Maarten regelmatig te maken heeft met orkanen die een uitdaging vormen voor windturbines. Daarnaast zijn lage windsnelheden en beperkte ruimte belangrijke knelpunten voor windenergie. Er wordt gesproken over offshore windenergie, o.a. door Gridmarket, maar dit is zeer onzeker.

Verbeteringen aan het elektriciteitsnetwerk zullen, net als op de andere eilanden, belangrijk zijn. Door de stijgende vraag worden er nieuwe tussenstations en kabels aangelegd, voornamelijk op locaties waar de vraag sterk stijgt zoals in het westen van het eiland bij Maho Bay. NRPB heeft eerder een verbetering van het distributienetwerk gefinancierd, waarbij een deel van de kabels ondergronds zijn aangelegd. Batterijopslag kan een potentieel interessante investering zijn om instabiliteit in het netwerk te doen afnemen, maar er zijn nu geen concrete plannen. De bron van de vele stroomuitvalen in Sint Maarten lijkt echter minder bij het netwerk te liggen maar meer bij het tekort aan productiecapaciteit. En wanneer de energietransitie niet van de grond komt, zullen uitbreidingen aan het netwerk minder groot zijn dan wanneer er wel meer hernieuwbare opwek wordt aangesloten.

Volgens GEBE zouden twee productielocaties voor elektriciteit ideaal kunnen zijn voor Sint Maarten (GEBE, 2024). Een nieuwe productiefaciliteit in het oosten van het eiland zorgt voor kortere transmissieafstanden en minder energieverliezen in de kabels, ten opzichte van de huidige productielocatie ten westen van Philipsburg. Een mogelijk tweede productielocatie nabij de haven zou kunnen helpen met de mogelijk toekomstige walstroom voor cruiseschepen. GEBE heeft recent nieuwe transmissiekabels geïnstalleerd tussen de haven en Philipsburg. Deze kunnen dan fungeren als de nieuwe uitgaande transmissiekabels voor een potentiële productielocatie in het oosten.

4.2.2 Naar 100% hernieuwbaar

Over het algemeen kan gesteld worden dat 100% hernieuwbare elektriciteit in Sint Maarten zeer uitdagend is. Dit in tegenstelling tot de andere eilanden, Aruba en Curaçao. Sint Maarten is een heel ander eiland en de plaatselijke omstandigheden maken verduurzamen lastig:

- Er is weinig ruimte, o.a. vanwege het heuvelachtige terrein.
- Er is minder wind dan op de andere twee eilanden. Windenergie is een stabielere en soms goedkopere energiebron dan PV.
- Sint Maarten kent orkanen en dat zal een andere installatie vragen van PV en windturbines.

Er zijn echter wel mogelijkheden denkbaar die wij hieronder beschrijven.

Verdere uitbreiding zon PV

Door de beperkte beschikbare ruimte in Sint Maarten zal verdere uitbreiding van zon PV een uitdaging zijn, maar zon op dak kan een oplossing zijn. Om een hoog aandeel zonne-energie te realiseren moet er ook ingezet worden op de ontwikkeling van zon op dak. Grootschalige uitrol van zon op dak zal mogelijk gemaakt moeten worden door investeringen in het elektriciteitsnet. En er zijn investeringen nodig om de netstabiliteit te bewaken. Batterijen zullen hier een belangrijke rol in spelen, maar er zullen ook andere ingrepen nodig zijn om de netstabiliteit te bewaken, zoals synchronische condensatoren die ingezet kunnen worden voor het bewaken van spanningskwaliteit (Endesa, 2023) (Entso-e, 2023). Daarnaast moet de regulering hiervoor worden aangepast. Het moet aantrekkelijk zijn voor huishoudens en bedrijven om te investeren in PV. Ook moet GEBE financieel beschermd worden voor de lagere inkomsten wanneer veel andere partijen elektriciteit opwekken. Dit alles vraagt visie, beleid en aanpassingen van de energietarieven.

Windenergie

Door de beperkte beschikbare ruimte, orkanen en lagere windsnelheden zal wind op land en op zee een uitdaging zijn. Deze aspecten zouden eerst nadrukkelijk onderzocht moeten worden voordat er een keuze wordt gemaakt. De elektriciteitsvraag is redelijk beperkt om significante schaalvoordelen te realiseren voor wind op zee projecten. Schaalvoordelen zijn mogelijk met een combinatie met elektrolyse zoals nu onderzocht wordt in Curaçao (TNO, 2023). De TNO haalbaarheidsstudie voor wind op zee en waterstof in Curaçao toont aan dat de verwachte productiekosten voor elektriciteit met 80 €/MWh voor een 5 GW windpark relatief hoog zijn vergeleken met wind op land en zon PV (Tabel 3.4). De productiekosten voor ammoniak uit waterstof en elektrolyse bij dit project kan wel concurreren met vergelijkbare projecten in Australië (TNO, 2023).

Afvalverbranding

In Sint Maarten wordt het afval gestort en een oplossing voor het afvalprobleem zal zeer wenselijk zijn, mogelijk door middel van een afvalverbrandingsoven die ook elektriciteit kan produceren. Er waren plannen om een afvalverbrander te plaatsen door een derde partij van ~9MW in 2016 (Ministries of VROMI and TEZVT, Government of Sint Maarten, 2014), maar dat is niet gebeurd. Vanwege de beperkte ruimte is de afvalstort dicht bij de bebouwde kom. Een afvalverbrander kan helpen met de verwerking, maar er zijn nog geen concrete plannen. Een afvalenergiecentrale zou een (beperkte) bijdrage kunnen leveren aan de elektriciteitsvoorziening. De kosten en haalbaarheid van een dergelijke installatie moeten nog nader onderzocht worden. Bij de overheid wordt gesproken over het oprichten van aparte waste authority voor de afvalverwerking, in verband met het 'integrated solid waste management project' dat nu loopt (VROMI, 2024).

Waterstof of biobrandstoffen

Om richting 100% hernieuwbaar te gaan moet er voldoende hernieuwbare opwekcapaciteit zijn voor de momenten dat windturbines en PV minder produceren. Dit allemaal opvangen met PV en batterijopslag betekent dat er een grote overcapaciteit nodig is en dat zal de kosten flink doen toenemen (Lamboos & Gamboa Palacios, 2022). Een systeem dat op bepaalde momenten alleen afhangt van zon en batterijen is verder kwetsbaar voor periodes waarin het niet waait en het ook bewolkt is. Om in de leveringszekerheid te voorzien verwachten we dat er een voorkeur zal zijn om voldoende regelbaar vermogen beschikbaar te houden als back-up-capaciteit. Om dit te verduurzamen zijn waterstof of biodiesel mogelijke opties. Beiden zijn relatief dure brandstoffen wat betekent dat de inzet beperkt gehouden zal worden om de productiekosten te beperken. Er is dan een back-up-capaciteit nodig van ruim 55 MW die maar deels ingezet wordt. Het zal betaald moeten worden via de tarieven of de algemene fondsen. Een significante back-up capaciteit beschikbaar houden zal ook een invloed hebben op de bedrijfsvoering van GEBE. Vraagsturing en energie efficiëntie worden genoemd in het energiebeleid van 2014 maar is niet nader onderzocht in dit onderzoek.

De brandstofkosten kunnen lager zijn dan bij import wanneer er waterstof of biodiesel in Sint Maarten lokaal geproduceerd wordt, maar dat is onzeker. Op La Réunion wordt er zo ingezet op het gebruik van bio-ethanol van eigen bodem (Albioma, 2023). Er zijn vooralsnog geen plannen in Sint Maarten voor het gebruik van biobrandstoffen voor elektriciteitsproductie.

Samenwerking met het Franse Saint-Martin

Sint Maarten heeft een landgrens met het Franse Saint-Martin wat grensoverschrijdende elektriciteitsuitwisseling mogelijk maakt. In het verleden was er grensoverschrijdende elektriciteitsuitwisseling, maar na het falen van een tussenstation die de uitwisseling mogelijk maakte, is het gestopt. Wanneer de energietransitie vordert kan deze uitwisseling zeer interessant zijn. Het geeft meer mogelijkheden om een tekort of overschot aan elektriciteit, die frequenter zullen voorkomen in een duurzaam systeem, in te vullen met Franse energievraag en -aanbod. Het vraagt wel sterke samenwerking met de Franse producent en netwerkbeheerder, naast een fysieke verbinding tussen de twee netwerken die nu ontbreekt.

Geothermie vanuit Saba en St. Eustatius

Saba en St. Eustatius blijken goede potentie te hebben voor elektriciteitsproductie uit geothermie en een samenwerking hiervoor met Sint Maarten is besproken (Ministries of VROMI and TEZVT, Government of Sint Maarten, 2014) (Lamboos & Gamboa Palacios, 2022). Er is een inschatting dat Saba 100 MW kan opwekken. Om meer schaal te creëren zou de elektriciteit worden getransporteerd naar Sint Maarten door middel van een 60 km 100 MVA zee kabel.

Als onderdeel van het Europese Interreg Caribbean Programma 2014-2020 is er door Frankrijk in de regio onderzoek gedaan naar het geothermische potentieel op St. Kitts, Nevis, Saba en St. Eustatius en de mogelijkheden voor interconnectie tussen meerdere eilanden in de regio (The Daily Herald, 2018). Uitkomsten van het onderzoek zijn bij ons niet bekend. In 2022 is er een lening van 17 miljoen dollar verstrekt door de Caribbean Development Bank (CBD) voor verdere ontwikkeling van geothermie op Nevis (BES reporter, 2022).

Overige hernieuwbare bronnen

Het aandeel hernieuwbaar kan ook verhoogd worden door de inzet van alternatieve hernieuwbare bronnen zoals bijvoorbeeld golfenergie en de vergisting bij rioolwaterzuivering. Voor zover wij weten zijn er geen concrete plannen op het gebied van alternatieve hernieuwbare bronnen. Vergisting bij rioolwaterzuivering kan een bron van elektriciteitsproductie vormen. Onderzoek hiernaar loopt o.a. in Aruba en kan interessante indicaties geven voor Sint Maarten.

4.3 Organisatorische en andere aspecten

Sint Maarten is een dichtbevolkt land met relatief weinig ruimte, en de economie leunt net als Aruba sterk op toerisme. Net als in Aruba is toerisme de grootste bron van inkomsten voor de bevolking en het grootste aandeel van het BBP. Maar in Sint Maarten komen de toeristen voor een veel groter deel van de cruiseschepen. Er kunnen wel 9 cruiseschepen aanmeren waarbij veel toeristen het eiland bezoeken. Ruimtegebrek in Sint Maarten is groter dan in Aruba en Curaçao, wat een grote uitdaging is voor de energietransitie. Het is relatief heuvelachtig en de vlakke plaatsen zijn dichtbebouwd.

Sint Maarten ligt in een kwetsbaar gebied waarbij het orkanen ervaart en mogelijk ook meer de effecten van klimaatverandering. Naast dat extreme weersomstandigheden veel effect hebben op de inwoners van Sint Maarten is het ook relevant voor de energietransitie. Zoals eerder beschreven heeft het gevolgen voor de wijze waarop bijvoorbeeld PV en windmolens geplaatst kunnen worden. De centrale van GEBE in Cay Bay is ook gevoelig voor de effecten van klimaatverandering en orkanen (Ministerie algemene zaken, 2024). De centrale ligt in een lager gelegen gebied met meer risico.

De elektriciteitstarieven in Sint Maarten staat de energietransitie in de weg en moeten gewijzigd worden voor deze transitie. Zoals eerder beschreven zijn de tarieven opgebouwd uit twee delen, een variabel tarief gebaseerd op de actuele brandstofkosten en een basistarief die alle andere kosten van GEBE moeten dekken. Deze opzet is niet geschikt voor een energietransitie. Ten eerste biedt het basistarief onvoldoende financiële ruimte aan GEBE wat ook effect heeft op de investeringsruimte in nieuwe duurzame opwekcapaciteit. Ten tweede is het variabel tarief afhankelijk van de verbruikte brandstof. Bij een transitie neemt het verbruik van brandstof af en daarmee dus ook het variabele tarief en de inkomsten ervan. Een energietransitie leidt met de huidige tariefstructuur alleen maar tot meer financiële problemen bij GEBE.

In Sint Maarten wordt gesproken over een grotere rol van Bureau Telecommunications en Post St. Maarten (BTP) bij het reguleren van de elektriciteitstarieven. BTP heeft hierover een voorstel gedaan bij de regering. Ook in het energiebeleid van 2014 is een regulerende autoriteit genoemd als belangrijke stap in de energietransitie. Op dit moment voert BTP voornamelijk toezicht op telecommunicatie en post, en in minder mate op energie. Er wordt gekeken naar BTP Curaçao als voorbeeld voor tariefregulatie.

De overheid van Sint Maarten heeft in 2014 een energiebeleid opgesteld met vergaande plannen voor de energietransitie, maar de uitvoering is een knelpunt. Het wilde in 2020 80% aan hernieuwbare elektriciteit hebben en in 2025 een productie zonder HFO. Het grootste deel opgewekt met PV, maar ook veel opwek door wind op zee en een afvalverbrander. Geen van deze plannen zijn uitgevoerd. Het beleid bespreekt relevante informatie en plannen aangaande de energietransitie, zoals het stimuleren van (decentraal) PV en een gewijzigde rol van GEBE, en is daarmee nog steeds relevant. De nadruk zou moeten liggen op de uitwerking en uitvoering ervan.

Zoals in Curaçao ziet ook Sint Maarten de energietransitie als een integrale maatschappelijke verandering die veel meer neveneffecten en voordelen hebben dan alleen het verlagen van de uitstoot. Ten eerste de betaalbaarheid van elektriciteit voor de bewoners en bedrijven. In 2014 was de inschatting dat huishoudens gemiddeld 200 USD per maand kwijt zijn voor elektriciteit (Ministries of VROMI and TEZVT, Government of Sint Maarten, 2014). Ook bedrijven hebben last van hoge prijzen. In totaal was Sint Maarten in 2012 18% van het BBP kwijt aan de import van olieproducten. De overheid verwacht door middel van de energietransitie de kosten te kunnen verlagen. Minder import van fossiele brandstoffen verbetert de financiële situatie en verlaagt de afhankelijkheid en fluctuerende prijzen van leverende oliebedrijven. Buitenlandse valuta hoeven dan niet meer gebruikt te worden voor de import van brandstoffen. Ook de export en het verdienvermogen van Sint Maarten speelt een rol. Duurzame walstroom voor o.a. cruiseschepen kan bijvoorbeeld een extra inkomstenbron creëren. En ten slotte de sociale impact van de energietransitie. Alle landen ervaren hogere temperaturen wat een effect heeft op het onderwijs. Adaptatie houdt in dat er air conditioners wordt geïnstalleerd in scholen. Hierdoor nemen de kosten en energieverbruik flink toe. Door de elektriciteit duurzaam op te wekken blijven de kosten en uitstoot beperkt.

Vergelijkbaar als op de andere eilanden, speelt kennis- en expertise over de energietransitie een rol. Over het algemeen is er een tekort aan mensen die (technische) kennis hebben van de energietransitie. Wind- en zonprojecten, maar ook EVs en een toekomstbestendig elektriciteitsnetwerk, vragen om andere kennis dan normaliter aanwezig is in Sint Maarten. Investerings in de kennisopbouw is nodig, eventueel in samenwerking met buitenlandse partijen die expertise kunnen leveren wanneer nodig.

5 Conclusies

Op basis van de drie casestudies voor de eilanden delen we in dit hoofdstuk een aantal algemene conclusies. Hierbij is rekening gehouden met de relevantie van de bevindingen voor de voorgenomen toepassing van het SDE++-instrument in Aruba, Curaçao en Sint Maarten.

De belangrijkste projecten voor de energietransitie in Aruba, Curaçao en Sint Maarten zijn windenergie en zonne-energieprojecten.

Met uitbreiding van de wind- en zonne-energie capaciteit kan op de eilanden snel het aandeel fossiele brandstoffen voor de elektriciteitsproductie verlaagd worden. Hiermee daalt de CO₂-uitstoot en de uitgaven aan fossiele brandstoffen. Meer hernieuwbare elektriciteitsproductie maakt ook een duurzame transitie naar elektrisch wegvervoer, scheepsvaart en korte afstand luchtvaart mogelijk. Tabel 5.1 geeft een overzicht van de belangrijkste projecten geïdentificeerd tijdens deze studie en de indicatieve investeringskosten. De werkelijke investeringskosten kunnen nog afwijken en dienen door middel van aanbestedingen vastgesteld te worden. Ze zijn hier toegevoegd ter indicatie van de verschillen tussen de kosten voor verschillende projecten.

De wind- en zonne-energieprojecten zijn rendabel, maar er moeten additionele kosten gemaakt worden om de projecten in te kunnen passen.

Net als in Nederland zijn windenergie en zonne-energie rendabele investeringen in Aruba, Curaçao, en Sint Maarten. Dat komt onder meer doordat de kosten voor deze technieken de afgelopen jaren flink zijn gedaald, maar ook door de gunstige weerscondities op de eilanden en de relatief hoge productiekosten op dit moment, die gedreven worden door de fossiele brandstofprijzen - zoals diesel, stookolie en binnenkort mogelijk ook LNG. Met name in Aruba en Curaçao wordt er daarom ook al door huishoudens en commerciële partijen geïnvesteerd in zon op dak en windenergieprojecten. Ook in Sint Maarten is er vanuit de commerciële sector interesse in zonne-energie. De investering voor de netaansluiting van grote zon- en windenergieprojecten wordt gedaan door de nutsbedrijven.

Het toenemende aandeel van (decentrale) hernieuwbare elektriciteitsproductie heeft invloed op het elektriciteitsnetwerk in Aruba en Curaçao. Om dit op te kunnen vangen worden er investeringen voorbereid voor netverzwaring en batterijopslag. De systeemkosten zijn additioneel aan de projectkosten voor wind- en zonne-energie en worden door de overheidsbedrijven gedragen.

Windenergie staat centraal in de huidige en geplande hernieuwbare opwekcapaciteit in Aruba en Curaçao. Een deel van het jaar is het echter grotendeels windstil op de eilanden. In deze periode wordt er een beroep gedaan op het bestaande regelbare vermogen. Met een stijgend aandeel hernieuwbaar zal de inzet van het regelbare vermogen afnemen, maar de beschikbaarheid als back-up capaciteit is van groot belang. Er zullen dus ook kosten gemaakt moeten worden om voldoende regelbaar vermogen beschikbaar te hebben en de installaties te onderhouden. Op termijn kan overgegaan worden op CO₂-vrij regelbaar vermogen met biodiesel of waterstof. Dan nemen de brandstofkosten naar verwachting toe.

Al deze additionele kosten zullen terug moeten komen in de energietarieven voor de eindgebruikers. Het opstellen van toekomstbestendige energietarieven waarmee de benodigde additionele kosten gedekt worden, voor een toekomstbestendig elektriciteitsnet en voldoende regelbaar vermogen, is dan ook van belang voor de drie eilanden.

Tabel 5.1: Overzicht van de belangrijkste projecten met een indicatie van de investeringskosten en impact op de energietransitie.

Project	Investeringskosten	Impact op energietransitie
Aruba		
Uitbreiding/repowering windenergie	€198 mln	Windenergie zorgt voor een relatief grote afname van CO ₂ -uitstoot.
Grootschalig zon PV	€20 mln	De plannen dragen bij aan een reductie van CO ₂ -uitstoot, maar door de kleinere schaal minder dan windenergie.
Batterijen + netaansluiting	€29 mln	Belangrijke randvoorwaarde voor aansluiting projecten zon en windenergie.
Investerings elektriciteitsnet	Onbekend	Belangrijke randvoorwaarde voor energietransitie.
Curaçao		
Nieuw windpark	€89 mln (€49 mln voor wind + €40 mln voor netaansluiting en batterijen)	Windenergie zorgt voor een relatief grote afname van CO ₂ -uitstoot.
Repowering windparken	€137 mln (€123 mln voor wind + €15 mln voor netaansluiting en batterijen)	Het repowering project is groter van schaal en zorgt daarmee voor een relatief grote afname van CO ₂ -uitstoot.
Grootschalig zon PV	€26 mln (€6 mln voor PV + €19 mln voor netaansluiting en batterijen)	De plannen dragen bij aan een reductie van CO ₂ -uitstoot, maar door de kleinere schaal minder dan windenergie.
Investerings elektriciteitsnet	€20 mln	Belangrijke randvoorwaarde voor energietransitie.
Elektrische bussen met 1,1 MW PV (40% voor de e-bussen pilotfase)	€12 ¹ mln	De impact op CO ₂ -uitstoot is relatief beperkt. Het project heeft een bredere maatschappelijke impact en is onderdeel van de transitie naar zero-emissie mobiliteit.
Sint Maarten		
Grootschalig zon PV	Onbekend	Belangrijkste duurzame energiebron voor reductie CO ₂ -uitstoot van de elektriciteitsproductie.
Investerings elektriciteitsnet	Onbekend	Belangrijke randvoorwaarde voor energietransitie.

Voor vergaande verduurzaming van het energiesysteem (80%+) is er een verdere uitbreiding van verschillende hernieuwbare bronnen en het elektriciteitsnet nodig.

De plannen voor het verhogen van het aandeel hernieuwbare elektriciteit gaan in Aruba tot 50% en in Curaçao tot 70%, beiden grotendeels door middel van windenergie. Om het aandeel hernieuwbaar verder te verhogen verwachten we dat er meer zonne-energie nodig zal zijn, met name voor de windstille periode van het jaar. Een groot deel van het jaar is er echter zowel wind als zon, waardoor er meer hernieuwbare elektriciteit geproduceerd wordt dan er vraag is naar elektriciteit. Het elektriciteitsnet moet hierop ingericht worden met verdere verzwaring, energieopslag en afschakeling van bronnen wanneer de productie hoger is dan de vraag. Er zal voldoende CO₂-vrij regelbaar vermogen moeten zijn om de elektriciteitslevering te garanderen op momenten dat er onvoldoende zon en wind is.

De mogelijkheden om de energietransitie te financieren zijn beperkt op de drie eilanden.

Op alle drie de eilanden hebben we gehoord dat de financieringsruimte beperkt is. In Aruba en Curaçao wordt er daarom samengewerkt met commerciële partijen voor de investering in windenergieprojecten. In Aruba wordt er aangegeven dat er op de internationale markt geld geleend kan worden. In Curaçao is er de voorkeur om lokaal geld te lenen. In beide gevallen, en ook in Sint Maarten, is de budgettaire ruimte om te lenen beperkt voor de overheden en overheidsbedrijven.

De belangrijkste partijen op de eilanden hebben gevraagd zo spoedig mogelijk te starten met de samenwerking voor de SDE++-subsidie en meer duidelijkheid te geven over de kaders van de subsidie. Op alle drie de eilanden is samenwerking met Nederland bij de energietransitie gewenst. Vaak zijn de problemen in de energiesector ook urgent en is er een noodzaak voor investeringen op de korte termijn. Omdat de kaders van de SDE++-subsidie mogelijk anders zullen zijn voor de eilanden dan in Nederland, vragen de partijen snel met meer duidelijkheid te komen over de eisen en kaders die zullen gelden voor hen, zodat zij hiermee rekening kunnen houden.

Bij toepassing van de Nederlandse subsidie-instrumenten is maatwerk nodig.

De situatie op de eilanden is anders dan in Nederland en Nederlandse instrumenten zoals de SDE++ zullen daardoor niet naadloos aansluiten op de behoeftes van de landen. Belangrijke verschillen zijn de inrichting van de elektriciteitsmarkt en de rol van overheidsbedrijven in de elektriciteitsvoorziening. Door de kleine schaal van de elektriciteitsmarkt op de eilanden is er geen sprake van marktwerking. Commerciële partijen kunnen alleen elektriciteit produceren voor eigen verbruik (e.g. zon op dak) of via een overeenkomst met het overheidsbedrijf (e.g. een PPA met windenergie). De rollen van de elektriciteitsproducent, -distributeur en -leverancier zijn veel meer met elkaar gecombineerd op de eilanden dan in Nederland. Hierdoor zijn de nutsbedrijven verantwoordelijk voor de noodzakelijke investeringen in zowel de productiecapaciteit, als de netaansluiting, de netstabiliteit en de netverzwaring. De voorkeur op de eilanden is dan ook dat de subsidie verstrekt wordt aan de lokale overheid of nutsbedrijven en niet aan commerciële partijen uit de private sector. Hoewel de kosten voor investeringen in de elektriciteitsproductie en het elektriciteitsnet doorbelast kunnen worden aan de eindverbruikers in de energietarieven, zijn het financieren van de investeringen en het verhogen van de energietarieven mogelijke knelpunten voor projecten. Ondersteuning voor deze projecten kan bijdragen aan het overkomen van deze knelpunten en daarmee bijdragen aan het versnellen van de energietransitie op de eilanden.

De SDE++-kaders als productiesubsidie voor het dekken van een onrendabele top en gericht op efficiënte CO₂-reductie, sluiten niet goed aan op de behoeftes van de landen. Cruciaal voor de energietransitie zijn de benodigde investeringen in een netaansluiting, batterijopslag en netverzwaring om de wind- en zon PV-projecten in te kunnen passen en duurzame elektrische

mobiliteit mogelijk te maken. Deze investeringen leiden echter op zichzelf niet tot CO₂-reductie, waardoor ze ook niet binnen de kaders van de SDE++ passen. Door de focus op CO₂-reductie is er ook geen zicht op de bredere maatschappelijke impact van projecten. Voorbeelden hiervan zijn de rol van decentrale zon op daken in een inclusieve energietransitie, de elektrificatie van openbaar vervoer en een afvalverwerkingsstrategie inclusief recycling en energieproductie.

Zon PV en windprojecten passen als elektriciteitsproductieprojecten beter binnen de SDE++-kaders, omdat ze wel direct voor een reductie in CO₂-uitstoot zorgen. Zoals hierboven aangegeven is er echter geen onrendabele top voor deze projecten omdat de zon PV en windprojecten goedkoper elektriciteit kunnen produceren dan de huidige fossiele elektriciteitsproductie. Er is ook voldoende bereidheid van commerciële partijen en huishoudens om de wind- en zon PV-projecten te financieren. SDE++-subsidies voor deze projecten kunnen de energietransitie op de eilanden versnellen door meer zekerheid te bieden voor de investeringen, maar doordat de projecten al rendabel zijn is er echter een risico dat subsidies leiden tot additionele winsten voor commerciële partijen of via dividenduitkering van de nutsbedrijven terechtkomen bij de overheden van de eilanden. Mocht de voorkeur van de Rijksoverheid zijn om de zon PV en windenergieprojecten te ondersteunen omdat ze beter binnen de SDE++-kaders passen, is het dus raadzaam om rekening te houden met mogelijke additionele winsten om de doelmatigheid van de subsidie te waarborgen.

Het subsidiëren van zon PV en windenergieprojecten kan bij de nutsbedrijven indirect ook meer ruimte creëren voor andere investeringen, bijvoorbeeld voor netuitbreiding. Dit is echter een minder directe methode om subsidies in te zetten om ervoor te zorgen dat deze investeringen gemaakt worden.

Hieronder zijn de bevindingen die relevant zijn voor de toepassing van het SDE++-instrument in Aruba, Curaçao en Sint Maarten puntgewijs samengevat:

- De belangrijkste projecten voor CO₂-reductie zijn windenergie- en zonne-energieprojecten. Investerings in het elektriciteitsnet zijn een belangrijke randvoorwaarde voor de energietransitie.
- De wind- en zonne-energieprojecten uit Tabel 5.1 zijn rendabel ten opzichte van huidige fossiele productie. Subsidies voor deze projecten kunnen leiden tot additionele winsten voor commerciële partijen.
- Er moeten wel kosten gemaakt worden voor het inpassen van de windenergie- en zonne-energieprojecten. Dat zijn kosten voor de netaansluiting, batterijopslag en netuitbreiding. Deze kosten kunnen doorbelast worden aan eindgebruikers en zo terugbetaald worden. Echter is de financiering van de benodigde investeringen een belangrijk knelpunt. Ondersteuning van de financiering bij deze investeringen, bijvoorbeeld met een investeringssubsidie of leningen met lage rentes, lijkt een kansrijke mogelijkheid om de energietransitie in Aruba, Curaçao en Sint Maarten te versnellen. Een operationele subsidie lijkt minder geschikt voor de situatie op de eilanden.
- Investerings in netverzwaring, flexibiliteit in elektriciteitsproductie en opslag zijn ook nodig voor verdere verduurzaming van het energiesysteem (80%+ hernieuwbaar).
- Het is belangrijk om de bredere maatschappelijke impact van projecten mee te nemen, niet alleen de CO₂-reductie. Dat zijn onder andere de impact op de stabiliteit en betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet, de impact op de transitie naar nul-emissie mobiliteit en de impact op de energiekosten voor de bewoners.

Referenties

- ACCIONA Energía. (2023, augustus 29). *ACCIONA Energía and Aruba sign deal for Green Hydrogen Valley*. Opgehaald van [accion.com](https://www.accion.com/updates/news/accion-energy-and-aruba-sign-deal-green-hydrogen-valley/):
<https://www.accion.com/updates/news/accion-energy-and-aruba-sign-deal-green-hydrogen-valley/>
- Afvalzorg; CCM Engineering. (2023). *Duurzame ontwikkeling Startplaats Malpais*.
- Albioma. (2023, december 8). *Saint-Pierre power plant*. Opgehaald van [albioma.com](https://www.albioma.com/en/site/reunion-island/saint-pierre/):
<https://www.albioma.com/en/site/reunion-island/saint-pierre/>
- Antilliaans Dagblad. (2023, december 8). *Parkietenbos geen hindervergunning*. Opgehaald van [antilliaansdagblad.com](https://antilliaansdagblad.com/aruba/28738-parkietenbos-geen-hindervergunning): <https://antilliaansdagblad.com/aruba/28738-parkietenbos-geen-hindervergunning>
- Antilliaans Dagblad. (2023, oktober 5). *Zonnepanelen voor medewerkers HOH*. Opgehaald van [antilliaansdagblad.com](https://antilliaansdagblad.com/aruba/28422-zonnepanelen-voor-medewerkers-hoh): <https://antilliaansdagblad.com/aruba/28422-zonnepanelen-voor-medewerkers-hoh>
- Aqualectra. (2021). *Annual report 2021*. Curacao.
- Aqualectra. (2021). *Root cause analysis blackout events*.
- Aqualectra. (2023, oktober 17). Bespreking met Aqualectra in Curacao over de routekaart. (TNO, Interviewer)
- Aqualectra. (2023). *Presentatie ter gelegenheid van het bezoek aan EZK en BZK*.
- Aqualectra. (2023). *Rates*. Opgehaald van Aqualectra website:
<https://www.aqualectra.com/rates/>
- Aqualectra. (2024). Additionele input na review.
- Aqualectra. (2024, januari 3). Contact met Aqualectra over bijgestelde plannen zon PV project.
- Aqualectra N.V. (2023, oktober 17). Leading Curaçao into the future, presentatie ter gelegenheid van het bezoek van TNO aan Aqualectra.
- Arubus. (2013, oktober 17). *Centro Kibrahacha ta disfruta di e Electric Bus*. Opgehaald van [arubus.com](https://arubus.com/2013/10/centro-kibrahacha-ta-disfruta-di-e-electric-bus/): <https://arubus.com/2013/10/centro-kibrahacha-ta-disfruta-di-e-electric-bus/>
- BES reporter. (2022, december 21). *CBD approves US\$17 million for Geothermal Energy Development in Nevis*. Opgehaald van [bes-reporter.com](https://bes-reporter.com/cdb-approves-us17-million-for-geothermal-energy-development-in-nevis/): <https://bes-reporter.com/cdb-approves-us17-million-for-geothermal-energy-development-in-nevis/>
- BTP. (2023). *evaluatie teruglevertarieven kleinschalige duurzame energie*.
- BTP. (2023, oktober 17). Gesprek met Bureau Telecommunicatie en Post. (TNO, Interviewer)
- BTP. (2024). Additionele input na review.
- BTP. (2024). *TERUGLEVERTARIEVEN DUURZAAM OPGEWEKTE ELEKTRICITEIT 2024*. Opgehaald van BTP website:
<https://btnp.org/nl/sectoren/energie/elektriciteit/tarieven/teruglevertarieven/>
- Buskabaai. (2023, november 14). Gesprek met Buskabaai. (TNO, Interviewer)
- CBS. (2021). *Curacao Environmental Compendium Statistics 2020*.
- CBS. (2023). *Economie*. Opgehaald van CBS: <https://www.cbs.cw/economy-0>
- Centraal Bureau voor de Statistiek Curaçao. (2021). *Economische ontwikkeling 2020; Een economie onder druk*.
- Cole, W., Frazier, A. W., & Augustine, C. (2021). *Cost projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update*. NREL.

- Conradus-Corasol, C. (2023). *Aanbieding toelichting project E-mobility voor de (6) E-bussen Offgrid op Zonne-energie*. Ministerie van Verkeer, Vervoer en Ruimtelijke Planning (VVRP) Curaçao.
- CPA. (2023, oktober 19). Gesprek met Curaçao Ports Authority (CPA). (TNO, Interviewer)
- Curoil. (2023, oktober 19). Gesprek met Curoil. (TNO, Interviewer)
- Dienst Openbare Werken (DOW) Aruba. (2022, juni 13). *Dow a firma cu Royal HaskoningDHV*. Opgehaald van dow.aw: <https://www.dow.aw/dow-a-firma-cu-royal-haskoningdhv>
- Eagle LNG. (2021, December 10). *WEB and Eagle LNG enter into landmark clean LNG supply agreement*. Opgehaald van eaglelng.com: <https://www.eaglelng.com/news/web-and-eagle-lng-enter-into-landmark-clean-lng-supply-agreement>
- Elmar. (2023, November 29). *About Elmar*. Opgehaald van elmar.aw: <https://www.elmar.aw/about-elmar/about-elmar>
- Elmar. (2023, oktober 9). Gesprek met Elmar. (TNO, Interviewer)
- Elmar. (2024, januari). Additionele input na review.
- Endesa. (2023). *Synchronous Condenser in Canarias*. European Commission (Clean Energy for EU Islands Secretariat). Opgehaald van https://clean-energy-islands.ec.europa.eu/system/files/2023-12/CE4EUI_workshop%205%20descarbonisation_Endesa.pdf
- Entso-e. (2023, december 8). *Synchronous Condenser*. Opgehaald van entsoe.eu: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser>
- Future Islands. (2023, april 27). *Vliegveld Aruba neemt eerste elektrische bus in gebruik*. Opgehaald van future-islands.org: <https://www.future-islands.org/smart-mobility/20230427-vliegveld-van-aruba-neemt-eerste-volledige-elektrische-bus-in-dienst>
- GEBE. (2023, oktober 24). Gesprek met GEBE. (TNO, Interviewer)
- GEBE. (2024). Additionele input na review.
- Gridmarket. (2022). *National Energy Transformation in Sint Maarten*. Opgehaald van Gridmarket company website: https://gridmarket.com/wp-content/uploads/2022/06/Sint-Maarten_Case-Study-Summary.pdf
- Gridmarket. (2023). Opgehaald van <https://gridmarket.com/>
- Gridmarket. (2023). *Sint Maarten Renewable Energy Transformation: Roadmap & Phase 1 Project Update*.
- IEA. (2024). *Renewables 2023. Analysis and forecast to 2028*.
- Integrated utility holding N.V. (2023). *CAPITAL INVESTMENT PLAN 2024 - 2029*. Integrated utility holding N.V. (houdstermaatschappij van oa Aqualectra).
- IRENA. (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*.
- Jongsma, C., van Cappellen, L., & Vendrik, J. (2021). *Omslagpunt grootschalige batterijopslag*. Delft: CE Delft.
- Korsou, R. d. (2023, oktober 16). Gesprek met Refineria di Korsou. (TNO, Interviewer)
- Lamboos, S., & Gamboa Palacios, S. (2022). *Opties voor klimaatneutrale energievoorziening in Caribisch Nederland*. TNO.
- Landsverordening. (2015). *LANDSVERORDENING, houdende regels omtrent de verlening van een concessie voor de opwekking en levering van elektriciteit*. Opgehaald van <https://lokaleregelgeving.overheid.nl/CVDR208545/2>
- Lazard. (2023). *LCOE+ 2023*. Lazard.
- Lensink, S., & Schoots, K. (2023). *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023*. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
- Ministerie algemene zaken. (2024). Additionele input na review.
- Ministerie Economische Zaken, C. D. (2019). *Aruba's National Strategic Plan (NSP) 2020-2022*.
- Ministerie EZ. (2023, oktober 10). Gesprek met ministerie EZ. (TNO, Interviewer)
- Ministerie van Arbeid, Energie en Integratie. (2020). *Energiebeleid*.
- Ministerie van economische ontwikkeling. (2018). *National energy policy for Curacao*.

- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2023, mei 16). *Kamerbrief over uitwerking passage coalitieakkoord over het beschikbaar stellen-EZK financieringsinstrumenten voor het hele Koninkrijk*. Opgehaald van rijksoverheid.nl: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2023/05/16/uitwerking-passage-coalitieakkoord-over-het-beschikbaar-stellen-ezk-financieringsinstrumenten-voor-het-hele-koninkrijk>
- Ministerie van Economische Zaken, Communicatie en Duurzame Ontwikkeling Aruba. (2023). *Aruba's Transitie Naar Een Duurzaam & Inclusief Economisch Model. Nationaal Actieplan 2023-2025*.
- Ministries of VROMI and TEZVT, Government of Sint Maarten. (2014). *National Energy Policy of Sint Maarten*.
- N.V. Elmar. (2022). *N.V. Elmar Solar Policy*.
- N.V. Elmar. (2023, december 1). *Electric Vehicles ChargeUp Stations*. Opgehaald van elmar.aw: <https://www.elmar.aw/ev>
- N.V. Elmar. (2023, november 22). *Rates*. Opgehaald van elmar.aw: <https://www.elmar.aw/your-electricity-statement/rates>
- NRPB. (2023). (TNO, Interviewer)
- NRPB. (2023). *REQUEST FOR EXPRESSIONS OF INTEREST CONSULTING SERVICES – FIRMS SELECTION*. Opgehaald van <https://nrpbsxm.org/wp-content/uploads/2023/10/SX-NRPB-381201-CS-CQS-GEBE-Business-Plan-PART-1.pdf>
- NuCapital. (2017, juli 28). *Curaçao wind farm Tera Kòrà III*. Opgehaald van nucapital.nl: <http://www.nucapital.nl/index.php/projects/tera-kora-iii-curacao>
- NV GEBE. (2023). Opgehaald van GEBE website: <https://www.nvgebe.com/electricity-generator-and-distribution>
- Overheid Aruba. (2023, maart 16). *Binnenkort starten de werkzaamheden bij de RWZI*. Opgehaald van overheid.aw: https://www.overheid.aw/actueel/nieuws_46856/item/binnenkort-starten-de-werkzaamheden-bij-de-rwzi_61828.html
- Overheid Aruba. (2023, december 1). *Openbaar vervoer*. Opgehaald van overheid.aw: https://www.overheid.aw/informatie-dienstverlening/verkeer-vervoer-en-infrastructuur-subthemas_47066/item/openbaar-vervoer_37744.html
- Overheid Aruba, Utilities Aruba, WEB, Elmar. (2023). *Presentatie over pre-feasibility studie verdere verduurzaming elektriciteitsmix Aruba*.
- overheid, C. (2023, oktober 16). Gesprek met Overheidsfunctionarissen van Curacao. (TNO, Interviewer)
- RDK. (2023, oktober 16). Gesprek met RDK. (TNO, Interviewer)
- Selikor. (2023, oktober 19). Gesprek met Selikor. (TNO, Interviewer)
- Selikor. (2024). Additionele input na Review.
- Sociaal Economische Raad (SER). (2023). *Advies Inclusieve Energietransitie*.
- The Daily Herald. (2018, oktober 18). *Collectivité presents geothermal, digital connection project for Leeward islands*. Opgehaald van thedailyherald.sx: <https://www.thedailyherald.sx/islands/collectivite-presents-geothermal-digital-connection-project-for-leeward-islands>
- The Daily Herald. (2023). *GridMarket road map approved, green light for investors, says PM*. Opgehaald van <https://www.thedailyherald.sx/islands/gridmarket-road-map-approved-green-light-for-investors-says-pm>
- TNO. (2021). *Energiecontext Curaçao*.
- TNO. (2023). *Curaçao Living Lab Vision and Roadmap*.
- TNO. (2023). *Feasibility study floating offshore wind farms and hydrogen economy Curaçao*. TNO.
- TUI. (2022, december 20). *TUI investeert in laadpalen voor elektrische auto's op Curaçao, Bonaire en Aruba*. Opgehaald van tui.nl:

- <https://www.tui.nl/corporate/nl/newsroom/nieuws-en-persberichten/tui-investeert-laadpalen-voor-elektrische-autos-op-curacao-bonaire>
- Utilities Aruba N.V. (2022). *Invitation for Expression of Interest (EOI) for Power Purchase Agreement (PPA) for Wind Power in Aruba*.
- Vestas. (2023, december 21). *V136-3.45 MW*. Opgehaald van [vestas.com](https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/V136-3-45-MW):
<https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/V136-3-45-MW>
- VROMI, M. (2024). Additionele input na review.
- VVRP. (2024). Additionele input na review.
- WEB. (2023, oktober 11). Gesprek met WEB. (TNO, Interviewer)
- WEB. (2024, januari). Additionele input na review.
- WEB Aruba. (2023, november 21). *Power Production Figures*. Opgeroepen op november 21, 2023, van <https://webaruba.com/energy-production/power-production-figures>
- Werkgroep offshore floating wind. (2024). Additionele input na review.
- Windpark Vader Piet. (2023, november 22). Opgehaald van [windparkvaderpiet.com](https://www.windparkvaderpiet.com/):
<https://www.windparkvaderpiet.com/>

Bijlage A

Overzicht gesprekken voor onderzoek

Tabel A.1: Overzicht gesprekken per eiland.

Gesprek
Aruba
Vertegenwoordiging Nederland in Oranjestad (VNO)
Utilities N.V.
N.V. Elmar
Beleidsmedewerkers overheid Aruba
Dynaf Aruba
Oud-TNO Caribbean
WEB N.V.
Minister van Tansport, Integriteit, Natuur en Oudereuzaken
Minister van Economische Zaken, Communicatie, Duurzame Ontwikkeling
Afsluitend gesprek bij Utilities N.V.
ATIA en AHATA
Curaçao
Vertegenwoordiging Nederland in Willemstad (VNW)
Beleidsmedewerkers overheid Curaçao
Refineria di Korsou (RDK)
Aqualectra
Bureau Telecom en Post (BTP)
Ministerie van Verkeer, Vervoer en Ruimtelijke Planning
Dynaf Curaçao
Selikor
Curoil
Bedrijvenplatform milieu, Omega Engineering, Invest NL
Curaçao Porths Authority (CPA)
Workshop (Aqualectra, RDK, MEO, VVRP, CPA)
Buskabaai N.V.
Ecovision
Vervolggesprek Aqualectra

Gesprek
Sint Maarten
Vertegenwoordiging Nederland in Philipsburg (VNP)
Beleidsmedewerkers ministerie Toerisme, Economische Zaken, Transport en Telecommunicatie (TEATT)
Minister van Financiën en waarnemend minister Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening, Milieu en Infrastructuur (VROMI)
NRPB
GEBE
Port of Sint Maarten (PSM)
Bureau Telecommunicatie en Post (BTP)
Workshop met Energy Work Group (TEATT, VROMI, ministerie van algemene zaken, GEBE, PSM, BTP)
Prime Minister
Sol

Bijlage B

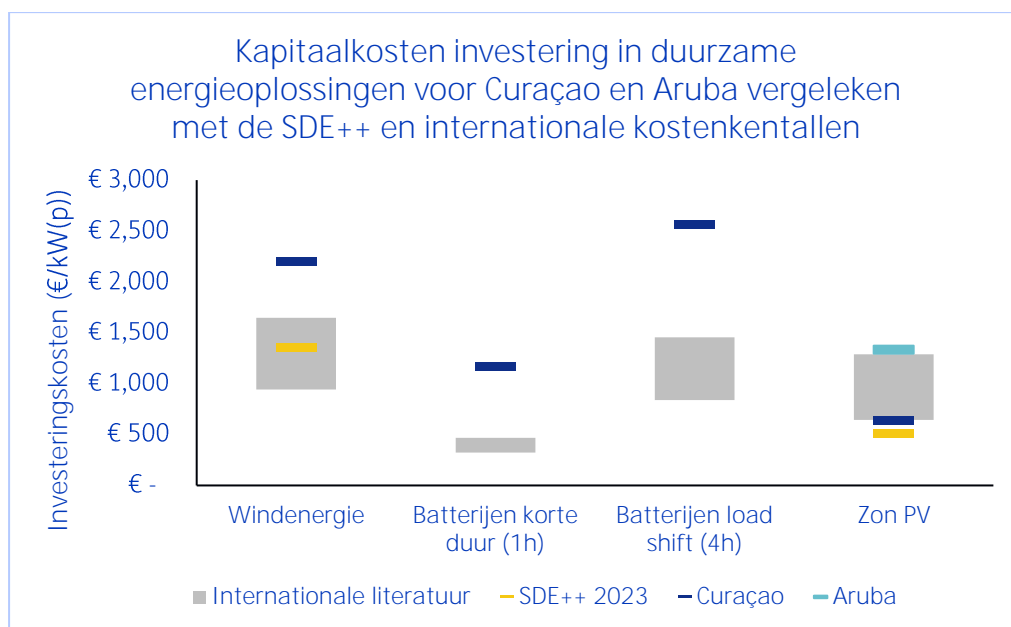
Kostenanalyse

In deze bijlage staat een vergelijk van de investeringskosten en operationele kosten uit de eerdere hoofdstukken met de getallen uit de SDE++ 2023 (Lensink & Schoots, 2023) en de internationale literatuur (Cole, Frazier, & Augustine, 2021) (Lazard, 2023) (IRENA, 2023) (IEA, 2024).

De investeringskosten worden in Figuur B.1 vergeleken met die uit de hoofdstukken over Aruba (zie paragraaf 2.2.1) en Curaçao (zie paragraaf 3.2.1). De kosteninschattingen van Curaçao voor windenergie en batterijen zijn ook gebruikt voor Aruba. Voor windenergie ligt de SDE++ 2023 midden in de bandbreedte van de internationale literatuur. De kosteninschatting voor Curaçao ligt zo'n 30% hoger dan de bovenkant van de bandbreedte. Dit kan komen door de beperkte schaal en ligging van Curaçao, waardoor er geen schaalvoordelen te behalen zijn.

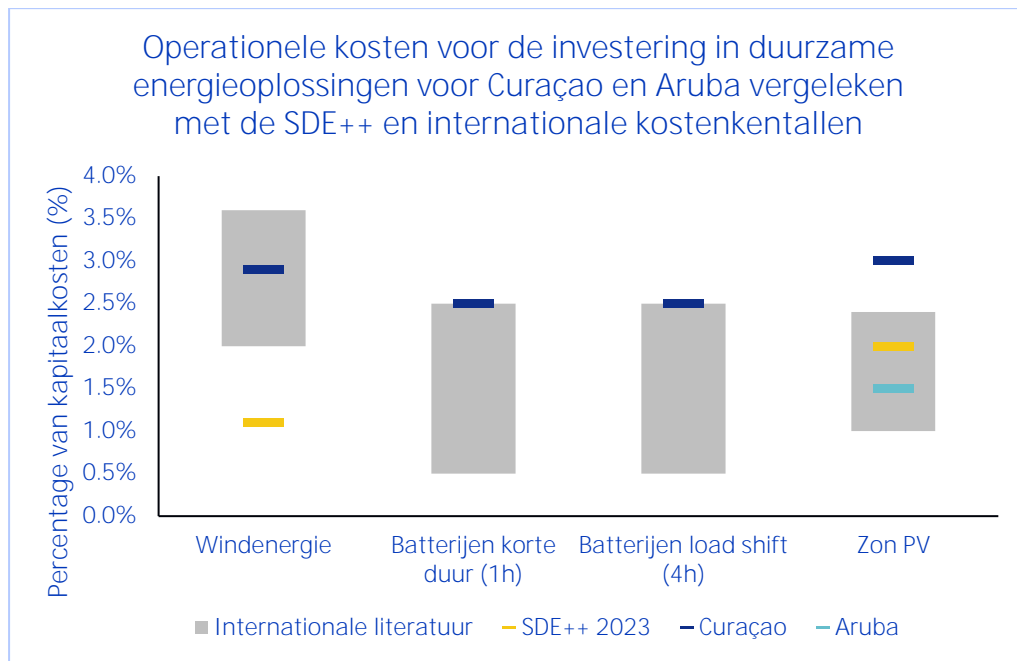
De kosteninschattingen voor batterijen in Curaçao liggen stukken hoger dan de bandbreedtes uit de literatuur. Ook hier kan schaal een rol spelen. Een beperkter aanbod aan leveranciers voor batterijsystemen kan daardoor ook de mogelijkheden beperken.

Tenslotte is te zien dat de kosteninschattingen voor zon PV in Curaçao en de SDE++ aan de onderkant van de literatuur bandbreedte liggen en die voor Aruba er net boven.



Figuur B.1: Vergelijk kapitaalkosten projecten Curaçao en Aruba met internationale literatuur en de SDE++ 2023.

De operationele kosten worden vergeleken in Figuur B.2. Voor zon en wind zijn de operationele kosten voor Curaçao in onze analyse gebaseerd op kosteninschattingen voor Bonaire (Lamboog & Gamboa Palacios, 2022). De operationele kosten in de SDE++ 2023 liggen een redelijk stuk onder de internationale literatuur. De operationele kosten voor batterijsystemen zijn gebaseerd op een studie van NREL (Cole, Frazier, & Augustine, 2021), die zich aan de bovenkant van de bandbreedte van de literatuur bevinden. Overige geconsulteerde bronnen zoals bijvoorbeeld studies van CE Delft verwijzen ook naar de NREL studie voor operationele kosten voor batterijen. Voor zon PV liggen de SDE++ 2023 en de inschatting voor Aruba binnen de bandbreedte van de internationale literatuur. Die van Curaçao ligt zo'n 0,5% boven de bandbreedte.



Figuur B.2: Vergelijk operationele kosten projecten Curaçao en Aruba met internationale literatuur en de SDE++ 2023.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl

TNO innovation
for life