


ENERGY STORAGE NL

# Financieel Marktonderzoek Energieopslag 2026

## Eindrapport

Energy Storage NL

Zoetermeer, 8 oktober 2026

# Financieel Marktonderzoek Energieopslag 2026

## De bankability van BESS vanuit het perspectief van financiers

Energy Storage NL

Zoetermeer, 8 oktober 2026

Noa van der Valk (Energy Storage NL)
Hilde den Boer (Nationaal Energietraineeship)
Tom van der Schaaf (Nationaal Energietraineeship)
Timo Maassen (Nationaal Energietraineeship)

Energy Storage NL wil graag de externe experts hartelijk bedanken voor hun waardevolle inzet en zorgvuldige review. In het bijzonder bedanken wij de volgende organisaties voor hun bijdrage:

| | |
|---|---|
| Triodos Bank | Klimaatfonds NL |
| Rabobank | Zonhub |
| ABN AMRO | DuurzaamInvesteren.nl/Enerfip |
| Return | Ysubsidies |
| Meewind | Bird & Bird |
| Invest-NL | Catalise Energy |
| Aurora Energy Research | Enewe |

# Managementsamenvatting

Nederland dreigt de noodzakelijke batterijopslag voor een kosteneffectief energiesysteem mis te lopen. Ondanks de snelgroeiende behoefte aan flexibiliteit zijn nieuwe BESS-projecten onder de huidige randvoorwaarden nauwelijks financierbaar. Niet de lithium-iontechniek, maar vooral onvoorspelbare kasstromen, hoge en snel stijgende netkosten, onzekere transportvoorwaarden en het ontbreken van langjarige contracten blokkeren investeringen. BESS is inmiddels een geaccepteerde investeringscategorie en vormt een groeiend deel van de duurzame Nederlandse projectpijplijn, maar slechts een beperkt deel van de projecten wordt daadwerkelijk gerealiseerd. Financiering komt alleen binnen bereik wanneer inkomsten en netkosten voorspelbaar zijn, contractpartijen kredietwaardig zijn en de projectstructuur ook onder tegenvallende scenario's standhoudt.

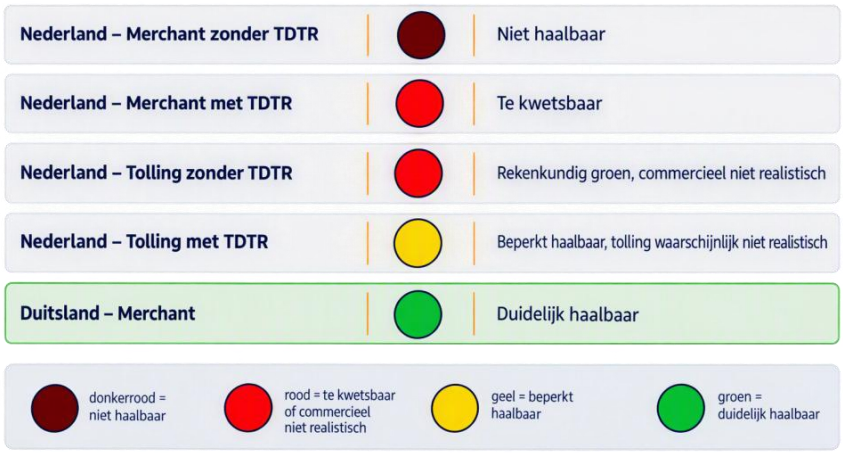
Voor dit onderzoek zijn elf banken, publieke en private financiers en financiële dienstverleners geïnterviewd. Hun oordeel is dat BESS goed financierbaar kan zijn, maar niet op basis van een marktprognose alleen. Financiers kijken eerst naar de kwaliteit en voorspelbaarheid van de kasstroom. Een langjarig tollingcontract met een kredietwaardige tegenpartij biedt de meeste zekerheid en maakt een hoger aandeel vreemd vermogen mogelijk. Floor-contracten vormen een tussenweg. Volledig merchant projecten blijven mogelijk, maar vragen conservatievere ramingen, toegang tot meerdere markten, een sterke optimizer en grotere financiële buffers. Revenue stacking is noodzakelijk omdat inkomsten uit FCR, aFRR, onbalans, day-ahead, intraday en congestiemanagement in de tijd kunnen verschuiven of verzadigen.

Het belangrijkste Nederlandse risico is de combinatie van hoge en onzekere nettarieven met beperkte transportzekerheid. Een hoog maar bekend kostenniveau kan worden gemodelleerd, een onbegrensde stijging of onvoorspelbare afschakeling niet. TDTR wordt daarom relatief positief beoordeeld, de korting op netkosten kan deels opwegen tegen het verwachte inkomstenverlies. VVTR is zonder ondergrens voor transportcapaciteit vaak niet bankable. CSC's, flextenders en andere congestie-instrumenten kunnen vooral waarde toevoegen wanneer looptijd, afroepvoorwaarden en beschikbaarheids- en inzetvergoedingen vooraf vaststaan. Transparante netdata per locatie en kwartier zijn nodig om deze risico's in scenario's en financiering te vertalen.

Richting 2030 verwachten financiers verdere professionalisering en groei. Dalende investeringskosten, langere garanties en meer concurrentie tussen financiers verbeteren de voorwaarden. Tegelijkertijd verschuift de markt. Aantrekkelijke standalone-locaties worden schaarser en co-locatie met zon en wind, opslag achter de meter en lokale congestiediensten worden belangrijker. Standalone BESS blijft echter nodig omdat deze vrij tussen markten kan bewegen en kan worden geplaatst waar de systeemwaarde het grootst is. Nederland concurreert daarbij om kapitaal met landen die lagere nettarieven, snellere procedures of langjarige inkomstencontracten bieden.

De kwantitatieve analyse van ESNL, waarop BESS-partijen feedback hebben gegeven, bevestigt deze knelpunten en scherpt ze aan (zie de figuur). Voor een representatieve standalone vier-uursbatterij van 200 MW / 800 MWh zijn vier Nederlandse voorbeeldcases doorgerekend: merchant en tolling, beide met en zonder TDTR. Alleen de combinatie van TDTR en een zeer hoge toll, die maar beperkt realistisch is, voldoet volledig aan de eisen voor bankability. Merchant met en zonder TDTR leidt tot een businesscase die niet financierbaar is, terwijl tolling zonder TDTR zeker verlieslatend is. De analyse laat daarmee zien dat voorspelbare inkomsten en modelleerbare kosten noodzakelijk zijn, maar bij het onderzochte tariefpad niet voldoende: inkomsten dalen of blijven gelijk, terwijl de netkosten versneld stijgen. Marktinformatie van ESNL-leden wijst bovendien op lagere verwachte inkomsten dan het P50 scenario in dit onderzoek. Daarnaast toont de vergelijking met Duitsland in de figuur het effect van lagere nettarieven in combinatie met soortgelijke inkomsten. Aanvullende acties zijn hard nodig om voldoende BESS in het Nederlandse energiesysteem te waarborgen.

**Figuur 4 – Haalbaarheid BESS-scenario's**




**De figuur laat zien:** Van de Nederlandse scenario's is alleen tolling met TDTR beperkt haalbaar. Of de benodigde toll in de markt contracteerbaar is met een kredietwaardige tegenpartij is discutabel volgens BESS-marktpartijen. De Duitse merchantcase is bij hetzelfde opbrengstpad en met de Duitse netkosten duidelijk haalbaar.

## Aanbevelingen

**1. Wisselend beleid → bied langjarige zekerheid.** Leg een meerjarig pad vast voor tarieven, transportrechten, subsidies en marktregels.

**2. Hoge en onzekere netkosten → hervorm nettarieven.** Behandel opslag naar haar systeemfunctie en publiceer een voorspelbaar en realistisch tariefpad.

**3. Onbegrensde transportbeperkingen → standaardiseer contracten.** Borg bij TDTR, VVTR en CSC transport, inzet, looptijd en vergoeding.

**4. Netcongestie is een 'black box' → ontsluit netdata.** Publiceer congestie, restruimte, nettopologie en netverzwaringen per locatie en tijdstip.

**5. Volatiele inkomsten → creëer langjarige, stapelbare contracten.** Maak het mogelijk congestieproducten, de capaciteitsmarkt en marktinkomsten te combineren en waardeer hier expliciet opslagduur en prestatie.

**6. Onverzekerbare risico's → zet publieke middelen gericht in.** Gebruik garanties en cofinanciering voor ontwikkeling, LDES, nieuwe technologie en financieringsgaten.

**7. Tekort aan risicodragend kapitaal → vernieuw de groenregeling.** Mobiliseer particulier geld voor kleinere projecten, co-locatie en ontwikkelportefeuilles.

**8. Afhankelijkheden blokkeren projecten → financier ketengericht.** Laat publieke instellingen contracten en restrisico's binnen het hele BESS-ecosysteem afstemmen.

**9. Nederland verliest investeringen → voer een gelijkespeelveldtoets uit.** Vergelijk jaarlijks nettarieven, aansluittermijnen, markttoegang en BESS-realisatie met andere EU-landen.

**10. Leveranciersafhankelijkheid → maak systemen repareerbaar en vervangbaar.** Borg Europese service, onderdelen, modulaire opbouw en overdraagbare EMS-diensten.

**11. Verschillende opslagvormen → houd ieder segment levensvatbaar.** Toets nettarieven, transportrechten, subsidies en marktregels afzonderlijk voor standalone, co-located en decentrale opslag.

# Inhoudsopgave

**Managementsamenvatting** ..... **3**
**Begrippenlijst** ..... **7**
**1 Inleiding** ..... **9**
**2 Stand van zaken: BESS-markt** ..... **12**
2.1 Beleid ..... 12
2.1.1 Europese Unie: BESS beleid ..... 12
2.2 Elektriciteitsmarkt en verdienstrategieën ..... 15
2.2.1 Elektriciteitsmarkten en de rol van energieopslag ..... 15
2.2.2 Elektriciteitsmarkten en hun verdienpotentieel ..... 18
2.3 Batterijtechnieken ..... 21
**3 Factoren, risico's en beoordeling aanvraag bankability** ..... **23**
3.1 Profielschets van de geïnterviewde partijen ..... 23
3.2 Risico's en factoren bankability BESS ..... 24
3.3 Beoordeling door financiers ..... 28
3.4 De Nederlandse BESS-markt vanuit Europees perspectief ..... 31
**4 Visie financiers op markttrends en aanbevelingen** ..... **33**
4.1 Verwachte marktontwikkeling ..... 33
4.2 Behoeftes vanuit financiers ..... 34
**5 Kwantitatieve analyse van de bankability van BESS** ..... **36**
5.1 Aannames ..... 36
5.2 Ontwikkeling van inkomsten en nettarieven ..... 37
5.2.1 Markttoets van het ESNL-inkomstenscenario ..... 38
5.3 Vergelijking van de vijf voorbeeldcases ..... 38
5.4 Aanscherpingen op de interviews n.a.v. de kwantitatieve analyse ..... 42
5.5 Conclusie ..... 43
**6 Conclusie** ..... **45**
**7 Aanbevelingen** ..... **47**
**Bijlage 1 - Interviewleidraad** ..... **51**

# Begrippenlijst

| | | | |
|---|---|---|---|
| **BESS** | Battery Energy Storage System: grootschalig batterijsysteem voor opslag en levering van elektriciteit. | **Bankability** | Mate waarin een project voldoende voorspelbaar en beheersbaar is om financiering aan te trekken. |
| **CAPEX** | Eenmalige investeringskosten voor ontwikkeling, bouw en aansluiting van een project. | **OPEX** | Terugkerende operationele kosten, zoals onderhoud, verzekeringen en nettarieven. |
| **ATO** | Aansluit- en transportovereenkomst met een regulier, vast transportrecht. | **ATR** | Alternatief transportrecht waarbij transportcapaciteit onder specifieke voorwaarden beschikbaar is. |
| **TDTR** | Tijdsduurgebonden transportrecht: transport is minimaal 85% van de uren beschikbaar, tegen tariefkorting. | **TBTR** | Tijdsblokgebonden transportrecht: transport binnen vooraf vastgelegde tijdsblokken. |
| **VVTR** | Volledig variabel transportrecht: transport alleen wanneer het net daarvoor ruimte biedt. | **CSC** | Capaciteitssturingscontract voor actieve sturing van netgebruik bij congestie. |
| **FCR** | Frequency Containment Reserve: automatische eerste respons op frequentieafwijkingen. | **aFRR** | Automatic Frequency Restoration Reserve: automatische balanceringsreserve na de eerste respons. |
| **mFRR** | Manual Frequency Restoration Reserve: handmatig geactiveerde reserve voor grotere of langdurige onbalansen. | **EMS** | Energy Management System dat laad- en ontlaadbeslissingen van de batterij optimaliseert. |
| **CSP** | Contracted Service Provider die markttoegang, handel en optimalisatie voor een batterij verzorgt. | **DSCR** | Debt Service Coverage Ratio: verhouding tussen beschikbare kasstroom en rente plus aflossing. |
| **FID** | Final Investment Decision: definitief besluit om een project te realiseren en financieren. | **LDES** | Long-Duration Energy Storage: opslag die gedurende langere tijd energie kan leveren. |
| **Revenue stacking** | Combineren van inkomsten uit meerdere energie-, balancerings- en congestiemarkten. | **Tolling** | Contract waarbij de batterijeigenaar een vaste vergoeding ontvangt en de contractpartij het marktrisico draagt. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Floor-contract** | Contract met een gegarandeerde minimumopbrengst en een verdeling van eventuele meeropbrengsten. | **Merchant** | Exploitatie waarbij inkomsten volledig afhankelijk zijn van marktprijzen en optimalisatie. |
| **Co-located** | Batterij die een locatie en vaak een netaansluiting deelt met bijvoorbeeld een zon- of windpark. | **Curtailment** | Beperken of afschakelen van duurzame productie door markt- of netomstandigheden. |
| **CfD** | Contract for Difference: contract dat inkomsten stabiliseert rond een afgesproken referentieprijs. | **TRL** | Technology Readiness Level: schaal voor de technische volwassenheid van een technologie. |
| **BSP** | Balancing Service Provider: marktpartij die balanceringsdiensten aan TenneT aanbiedt. | **PCS** | Power Conversion System: vermogenselektronica die gelijkstroom van de batterij omzet in wisselstroom en omgekeerd. |
| **GTV** | Gecontracteerd transportvermogen: het maximale transportvermogen dat contractueel met de netbeheerder is afgesproken. | **C-rate** | Verhouding tussen batterijvermogen en opslagcapaciteit; bepaalt hoe snel een batterij volledig kan laden of ontladen. |
| **Optimizer** | Partij of softwaresysteem dat de inzet van de batterij over verschillende markten optimaliseert. | **Senior debt** | Lening met de hoogste terugbetalingsprioriteit en doorgaans het laagste risicoprofiel. |
| **Equity** | Risicodragend eigen vermogen dat aandeelhouders of investeerders in een project inbrengen. | **De-risking** | Verlagen of verdelen van risico’s, bijvoorbeeld via garanties, contracten of publieke cofinanciering. |
| **EIA** | Energie-investeringsaftrek: fiscale regeling voor investeringen in aangewezen energiezuinige technieken. | **Flex-e** | Subsidieregeling voor flexibiliteitsscans, haalbaarheidsstudies en maatregelen bij afnamecongestie. |
| **SDE++** | Subsidieregeling die de onrendabele top van $CO_2$-reducerende technieken vergoedt. | **Uitgestelde levering** | Opslaan van hernieuwbare elektriciteit en deze op een later, gewenst moment aan het net leveren. |

# 1 Inleiding

## 1.1 Aanleiding: De systeemwaarde van opslag en een knellende business case

De energietransitie vraagt een andere indeling van het energiesysteem. Fossiele bronnen worden in rap tempo vervangen door een combinatie van hernieuwbare elektriciteit, waterstof, warmte en koolstof. Opwek door weersafhankelijke systemen zoals zon en wind, een gebrek aan ruimte, stikstofnormen en het tempo van de energietransitie maken dit een complexe opgave. Er is veel aanvullende infrastructuur nodig om het elektriciteitsnet zwaarder te kunnen belasten en zowel de productie als opslag van hernieuwbare energie vraagt om meer ruimte. Ruimte die schaars is in Nederland en bovendien met het huidige vergunningstempo niet snel kan worden vergeven. Verzwaren van het net is dan ook niet altijd de meest doelmatige oplossing om aan de snelgroeiende elektriciteitsvraag te voldoen. Dit vraagt om slim gebruik van de beschikbare hernieuwbare elektriciteit en ruimte door de inzet van flexibiliteit in de vorm van elektriciteits-, warmte- of moleculenopslag. Op de korte termijn zal deze flexibiliteit vooral liggen in Battery Energy Storage Systems (BESS). Eind 2025 is ongeveer 2,7 GWh aan grootschalige batterijen geïnstalleerd in Nederland.

Batterijopslag maakt het elektriciteitssysteem goedkoper (tot wel €300 miljoen per jaar), duurzamer en efficiënter volgens onderzoeksbureau Kalavasta.[1] Dit komt omdat BESS vraag en aanbod op elkaar kan afstemmen door elektriciteit op te slaan op momenten dat er veel zon of wind is en deze weer kan afgeven tijdens de avondpiek. Hierdoor worden prijspieken afgevlakt en daalt de rekening voor afnemers. Daarnaast compenseert het de zwakte van zon en wind (volatiele momenten van opwek) ten opzichte van fossiele opwek, zoals gascentrales: het maakt de stroomafgifte stabieler en betrouwbaarder. Op deze manier zorgt het ook voor een lagere CO2-uitstoot door geen hernieuwbare energie te verspillen en dalen in productie onnodig af te vangen met fossiel. Volgens Kalavasta kan slechts 3 GW aan batterijen in 2030 leiden tot 2,5 TWh minder curtailment en een CO2-reductie van 0,5 megaton. Ook voor netbeheerders kan flexibiliteit voordelen bieden door het net stabieler en betrouwbaarder te houden, kosten voor de verzwaring van het net en balanceringsdiensten te drukken (voor deze laatste tot wel 400 miljoen per jaar in 2035). Een onafhankelijk onderzoek van het Duitse KfW laat zien dat grootschalige batterijen de dagelijkse prijsverschillen in Duitsland met circa 17–19% verkleinen. Door goedkope stroom bij veel zon en wind op te slaan en tijdens dure piekuren terug te leveren, verlagen zij de groothandelsprijs voor alle consumenten en vergroten zij de waarde en benutting van hernieuwbare energie.[2]

De bovengenoemde maatschappelijke baten en systeemwaarde van opslag worden in Nederland steeds breder onderkend. Zo heeft het ministerie van Economische Zaken en Klimaat samen met ESNL recent de Integrale Beleidsagenda Energieopslag gepubliceerd en ziet ook

[1] The costs and benefits of batteries in the power system, Kalavasta, 2024.
[2] Battery storage is a lever of the energy transition – grid-scale storage smooths electricity prices, KwF, 2026.

TenneT in de recente Monitor Voorzieningszekerheid (MVZ) 2026 een groeiende rol voor BESS in het elektriciteitssysteem. Uiteindelijk zal de aankomende Flexibility Needs Assessment (FNA) aantonen hoeveel flexibiliteit de netbeheerder in het systeem nodig acht. Het Nationaal Plan Energiesysteem ziet een noodzakelijke geïnstalleerde capaciteit van 110 GWh / 28 GW voor een kostenoptimaal energiesysteem in 2040. Tegelijkertijd ziet TenneT in zijn MVZ dat bijna de helft van de onderzochte BESS tot 2033 slechts ‘mogelijk financieel levensvatbaar’ is. Hiermee onderstreept TenneT nogmaals de onzekere businesscase van BESS op dit moment en in de komende jaren. De bankability van BESS-projecten is dan ook een van de grootste knelpunten bij de realisatie van deze CO2-vrije flexibiliteit, die onmisbaar is in een toekomstig en betrouwbaar energiesysteem.

## 1.2 Focus en methode onderzoek

Energy Storage NL (ESNL), de brancheorganisatie voor de Nederlandse energieopslagsector, heeft in 2024 en 2025 samen met Ecorys marktonderzoeken gedaan naar energieopslag.[3] De onderzoeken tonen de noodzaak, kansen en knelpunten binnen deze markten. Wat ontbreekt is een bankability-perspectief vanuit dit moment en richting de toekomst. Meer inzicht in dit thema, specifiek gericht op de opslag van elektriciteit, kan helpen om vanuit ESNL voorstellen te doen voor aanpassingen in opslagbeleid (subsidies en opslagdoelen) en tarifering en contractvormen van netbeheerders. Voor financiers kan dit zorgen voor meer inzicht voor hun eigen strategische portfolio, een beeld van andere financiers en de collectieve visie van financiers en een beter beeld van welke risico's genomen kunnen worden.

In dit financieel marktonderzoek 2026 heeft Energy Storage NL 11 financiers geïnterviewd over de stand van de Nederlandse markt, hun visie op toekomstige ontwikkelingen van BESS in Nederland en hun blik op de bepalende factoren in de financierbaarheid van BESS. Op dit moment worden slechts weinig van de projecten gerealiseerd omdat marktprikkels niet voldoende zijn voor de benodigde hoeveelheid energieopslag met name door hoge nettarieven en onzekerheid over inkomsten en langetermijnbeleid. Financiering is cruciaal om een hoger percentage projecten richting de Final Investment Decision (FID) te krijgen. Een beter inzicht in hoe banken risicofactoren in de financierbaarheid wegen is cruciaal om de juiste maatregelen vanuit netbeheerders en overheden te stimuleren.

Naast een kwalitatieve component bevat het onderzoek ook een kwantitatieve analyse van de BESS-markt. Door kosten (nettarieven en CAPEX-kosten) voor BESS en opbrengsten uit verschillende markten in kaart te brengen ontstaat een overzicht van de business case van een aantal typische 4h BESS-projecten.

Beleidsmaatregelen, zoals nationale opslagdoelen, subsidies en veiligheidsnormen hebben effect op financierbaarheid van BESS-projecten. Daarnaast spelen transportkosten,

[3] ESNL Marktonderzoek 2024 en 2025; voor leden te vinden op de ESNL-website.

netcongestie en contractvorm van de aansluiting een belangrijke rol (kortingen, garanties, looptijd). Ook de strategieën van batterijontwikkelaars hebben effect op de business case (revenue stacking, tolling agreements). De techniek van de batterij (kwaliteit, garanties leveranciers en dominantie bepaalde technieken), het Energie Management Systeem (EMS) en de vorm (standalone, co-located) hebben ook een belangrijke invloed op de financierbaarheid. Banken maken een bepaalde afweging tussen deze factoren om de bankability van specifieke batterijprojecten te bepalen om deze vervolgens al dan niet te financieren.

In dit marktonderzoek staat de volgende vraag dan ook centraal:

**Hoe kijken financiers naar de ontwikkelingen in de Nederlandse batterijenmarkt (zowel nu als toekomstig) en welke factoren spelen een bepalende rol in de financierbaarheid van batterijprojecten?**

Middels interviews met 11 banken, financiers en financiële dienstverleners die lid zijn bij Energy Storage NL en een kwantitatieve analyse door ESNL zelf zal antwoord worden gegeven op deze vraag. Dit kan Energy Storage NL inzetten om goed geïnformeerde belangenbehartiging richting overheden te doen en kennis te bieden aan leden. Naast de afweging van banken zullen de interviews ook ingaan op hoe banken naar de huidige markt kijken en welke trends zij zien richting 2030 en 2050.

Financiers richten zich op dit moment primair op grootschalige opslag (>1MWh). Om deze reden ligt de focus van dit onderzoek op grootschalige standalone, co-located projecten en mobiele batterijen in Nederland. Langeduuropslag (LDES), warmte- en waterstofopslag en kleinschalige elektriciteitsopslag, zoals thuisbatterijen, zijn goede onderwerpen voor toekomstige marktonderzoeken.

# 2 Stand van zaken: BESS-markt

Dit hoofdstuk geeft een overzicht van de huidige BESS-markt en de factoren die effect hebben op de bankability: (financiële) beleidskaders rondom BESS-opslag, de elektriciteitsmarkt en de verdienstrategieën van projectontwikkelaars hier en de huidige BESS-techniek.

## 2.1 Beleid

### 2.1.1 Europese Unie: BESS beleid

De internationale handelsmarkt verandert. De laatste jaren voeren grote machtsblokken als China en de Verenigde Staten meer protectionistische economisch beleid. Tegelijkertijd staat het Europese investeringsklimaat binnen bijvoorbeeld de chemische industrie hierdoor (en door de bredere energietransitie) onder druk. Om de Europese strategische autonomie te waarborgen en op koers te blijven voor de Klimaatdoelen voert de EU steeds steviger beleid. Ook op het gebied van energieopslag en BESS. Dit kan grote consequenties hebben voor de financierbaarheid van BESS.

#### Industrial Accelerator Act (IAA)

De IAA wordt dit jaar vormgegeven om de Europese industrie te beschermen en tegelijkertijd richting net-zero technologieën te sturen. De batterijenmarkt is hier expliciet opgenomen als sector. Voor publieke aanbestedingen gaan bepaalde ‘Made in Europe’ eisen gelden. Voor grote buitenlandse investeringen (100 miljoen+ en >40% buitenlands aandeel) gaan strengere FDI-regels gelden. Doel is om de eigen productie van de Europese batterijmarkt aan te zwengelen en te beschermen tegen buitenlandse inmenging. Energy Storage Europe heeft samen met ESNL het einddoel van strategische Europese autonomie onderschreven, maar pleit voor een meer heldere uitwerking van de effecten en eisen voor de batterijsector en minder korte tijdslijnen om de batterijproductie op een realistisch moment naar de EU te halen. Deze punten spelen ook breder binnen Europa.

#### Clean Energy Investment Strategy

Door de elektrificering van Europa zijn aanzienlijke investeringen in het elektriciteitsnet nodig. Investeerders stuiten op hoge CAPEX-kosten met lange terugverdientijd, onzekerheid door snel veranderende regels en een onzekere business case voor flexibiliteit, zoals opslag. Publieke middelen zijn hiervoor niet genoeg, dus moet ook privaat kapitaal worden ingezet. De Clean Energy Investment Strategy wil de noodzakelijke investeringen in de energiesector (660 miljard per jaar tot 2030) loskrijgen. Dit doet de EU onder meer door de-riskinginstrumenten in te zetten zoals bankgaranties en co-investeringsplatformen. Verder stelt de Europese Centrale Bank 75 miljard beschikbaar en worden de mogelijkheden voor banken om leningen te verstrekken uitgebreid. Ook worden binnen de nieuwe Energy Transition Investment Council banken en overheden samengebracht. De focus ligt op innovatieve schone industrieën zoals langetermijnopslag (LDES) die het net kosteneffectief kunnen voorzien van flexibiliteit.

### 160 aanmeldingen voor ‘Strategic Critical Raw Materials Projects’

De Europese Commissie ontving meer dan 160 aanmeldingen voor de status van strategisch project onder de Critical Raw Material Act. Het initiatief moet de Europese toegang tot kritieke materialen zoals lithium, kobalt en silicium veiligstellen. Essentieel voor een toekomstige eigen productie van batterijen. 75 van de aanvragen kunnen de batterijketen direct ondersteunen. De status geeft projecten snellere vergunningen en betere toegang tot financiering, bijvoorbeeld leningen bij de ECB, garanties en advies.

### Nationaal beleid flexibiliteit

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) doet veel om de energietransitie te sturen en te faciliteren. Belangrijke programma's zijn het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) en het Landelijke Actieplan Netcongestie (LAN).

### Landelijke Actieplan Netcongestie: Beter Benutten Elektriciteit

Met name binnen het LAN krijgt flexibiliteit steeds meer aandacht. De actielijn beter benutten onderzoekt hoe flexibiliteit, zoals BESS, de energietransitie kan versnellen en netcongestie kan tegengaan. Een voorbeeld van uitgezette onderzoeken zijn het DNV-rapport naar het congestieverzachtend potentieel van BESS.[4] De resultaten tonen dat BESS in combinatie met een CSC in principe altijd netneutraal en vaak congestieverzachtend werkt. Daarnaast zet het LAN binnen het aansluitoffensief in op doorbraken op het gebied van netcongestie. Een belangrijk onderdeel hiervan is het normeren van flexibiliteit en het ontwerpen van nieuwe contractvormen zoals het Capaciteitssturingscontract (CSC) en Redispatchcontract. Deze worden later verder besproken.

### Subsidies

Op dit moment zijn er geen directe subsidies voor opslag die de OPEX-kosten dekken, zoals bijvoorbeeld de SDE++ regeling dat wel doet voor opwek. De SDE++ subsidie is immers gebaseerd op directe CO2-reductie, terwijl opslag slechts indirect reducties kan bieden. EZK onderzoekt op dit moment een subsidie voor uitgestelde levering, waarbij co-located batterijen elektriciteit pas invoeden op de gewenste afnamemomenten tegen een vergoeding. Een ander belangrijk vehikel voor zon en wind, en op termijn mogelijk opslag, vanaf 2027 wordt de Contract for Difference (CfD).[5] Belangrijk is dat de prikkel voor opslag hierin geborgd blijft.

Voor bedrijven met een grootverbruikaansluiting in gebieden met afnamecongestie is er de Flex-e-subsidie.[6] Een bedrijf kan subsidie krijgen voor een flexibiliteitsscan (bijvoorbeeld met de vraag of opslag van meerwaarde is in de processen), voor een haalbaarheidsstudie en voor flexibiliteitsmaatregelen zoals batterijen. Voor deze laatste stap is 300.000 per project beschikbaar. In 2027 wordt er 35 miljoen beschikbaar gesteld. EZK onderzoekt ook het inrichten

---

[4] Inzet grootschalige batterijen voor invoedings- en afnamecongestie, 2026, DNV.
[5] Kamerbrief tweerichtingscontracten ter verrekening van verschillen zon-PV en windenergie, 2026, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.
[6] https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/flex-e .

van een mogelijke Flex-e XL-regeling waarbij meer subsidie verkregen kan worden per project. Daarnaast kan gebruik worden gemaakt van de regeling Energie-investeringsaftrek (EIA), waarmee een deel van de belasting over de CAPEX kan worden afgetrokken.[7] Verder zijn er geen CAPEX-subsidies voor technieken met een hoge technische gereedheid (TRL). Wel zijn er verschillende innovatiemiddelen, zoals de DEI-, MOOI- en EKOO-regeling.

### Capaciteitsmechanisme

Om de voorzieningszekerheid te waarborgen gaat EZK een capaciteitsmechanisme invoeren. Om CO2-vrije technieken zoals BESS een gelijke kans te geven wordt het mechanisme in principe techniekneutraal ingericht. Het mechanisme wordt op dit moment samen met brancheorganisaties verder uitgewerkt.

### Integrale Beleidsagenda Energieopslag

Met de Routekaart Energieopslag vanuit EZK in 2023 werd de urgentie rondom BESS steeds duidelijker: BESS is hard nodig, maar kent veel knelpunten zonder concrete oplossingen.[8] Drie jaar later heeft EZK nu samen met ESNL, RVO, ACM, netbeheerders en marktpartijen de Integrale Beleidsagenda Energieopslag opgesteld. Hier gaat het niet langer om de noodzaak van BESS als pijler voor het energiesysteem, maar om de vraag hoe BESS snel en met de juiste randvoorwaarden gerealiseerd kan worden.[9] Verder kwam ook IenW dit jaar met een actieplan batterijsystemen, wat zich meer richt op de productie van opslagtechnieken.[10]

### Beleid en bankability

Het beleidskader rond batterijopslag ontwikkelt zich snel en onderstreept steeds nadrukkelijker het politieke en maatschappelijke belang van opslag voor een energiesysteem met zon en wind en toenemende netcongestie. Europese initiatieven kunnen de toegang tot financiering, garanties en strategische grondstoffen verbeteren, terwijl nationaal beleid via het Landelijk Actieprogramma Netcongestie, de Integrale Beleidsagenda Energieopslag en nieuwe congestieproducten meer ruimte creëert voor de inzet van BESS.

Tegenover deze positieve ontwikkelingen staan belangrijke onzekerheden. Er ontbreekt een brede regeling die inkomsten langdurig stabiliseert, zoals de SDE++. Beleid vergroot de bankability wanneer het risico's omzet in berekenbare kosten en inkomsten. Zolang deze randvoorwaarden ontbreken, kan het groeiende beleidsmatige belang van opslag nog niet volledig worden vertaald naar investeringszekerheid en financierbare projecten.

---

[7] https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/eia/ondernemers .
[8] Routekaart Energieopslag, 2023, Ministerie van EZK.
[9] Integrale Beleidsagenda Energieopslag, 2026, Ministerie van EZK.
[10] https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2026Z19279&did=2026D44621 .

## 2.2 Elektriciteitsmarkt en verdienstrategieën

### 2.2.1 Elektriciteitsmarkten en de rol van energieopslag

De Nederlandse elektriciteitsmarkt is sinds de liberalisering van de energiesector, vastgelegd in de Elektriciteitswet 1998, opgebouwd in gescheiden marktrollen. Producenten wekken elektriciteit op, leveranciers verkopen elektriciteit aan eindgebruikers, regionale netbeheerders beheren de distributienetten en TenneT beheert het landelijke hoogspanningsnet en bewaakt de systeembalans. Deze scheiding heeft geleid tot een marktmodel waarin elektriciteit en flexibiliteit via verschillende markten worden verhandeld.

De energiemarkt bestaat uit meerdere handelslagen. Op de langetermijnmarkt worden weken, maanden of jaren vooraf contracten afgesloten om prijsrisico's af te dekken. Dichter bij realisatie vindt handel plaats op de day-aheadmarkt, waar voor elk kwartier van de volgende dag elektriciteit wordt verhandeld. Vervolgens kunnen marktpartijen hun posities bijstellen op de intradaymarkt wanneer nieuwe informatie beschikbaar komt, bijvoorbeeld gewijzigde weersverwachtingen of afwijkende productieprognoses van zon- en windparken. Uiteindelijk ontstaat tijdens realisatie vrijwel altijd een verschil tussen de geplande en daadwerkelijke productie en consumptie van elektriciteit. Om deze onbalans op te lossen heeft TenneT verschillende balanceringsmarkten.

Door de snelle elektrificatie van industrie, mobiliteit en gebouwde omgeving neemt de druk op het elektriciteitsnet sterk toe. Hierdoor ontstaat op steeds meer locaties netcongestie. Netverzwaring alleen is onvoldoende om deze problematiek tijdig op te lossen. De Energiewet 2026 erkent daarom expliciet de rol van flexibiliteit, opslag en vraagsturing binnen het energiesysteem. Verbruikers worden niet langer uitsluitend gezien als afnemers van elektriciteit, maar kunnen ook produceren, opslaan en flexibiliteit leveren. Hierdoor ontstaan nieuwe inkomstenmogelijkheden voor BESS.

#### Verschillende handelsmarkten elektriciteitsmarkt

Een batterij kan inkomsten genereren op zowel groothandelsmarkten als balanceringsmarkten.

Op de **day-aheadmarkt** en **intradaymarkt** verdient een batterij geld via energie-arbitrage. Hierbij wordt elektriciteit geladen tijdens uren met lage prijzen en ontladen tijdens uren met hoge prijzen. De opbrengst wordt bepaald door de prijsspreiding en het rendement van de batterij. De day-ahead markt is handel voor de volgende dag op de spotmarkt. Hierbij sluit deze markt om 12.00 voor de volgende dag.  De intradaymarkt is tot 5 minuten voor levering.

Op de **onbalansmarkt** kan een batterij inkomsten genereren door in te spelen op verwachte onbalansprijzen. Deze markt kent doorgaans hogere prijsvolatiliteit dan de spotmarkten, maar brengt ook grotere risico's met zich mee.

Op de **balanceringsmarkten** levert een batterij flexibiliteit aan TenneT via een BSP. De belangrijkste producten zijn FCR, aFRR en mFRR:

- **FCR (Frequency Containment Reserve)** vormt de eerste lijn van het elektriciteitssysteem. Batterijen reageren automatisch binnen enkele seconden op frequentieafwijkingen en zijn binnen 30 seconden volledig geactiveerd. Historisch bood FCR aantrekkelijke inkomsten voor batterijprojecten, maar door de sterke groei van batterijcapaciteit is deze markt inmiddels grotendeels verzadigd.
- **aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve)** neemt het over nadat FCR de eerste frequentieafwijking heeft opgevangen. Via het Europese PICASSO-platform worden automatisch de goedkoopste biedingen geselecteerd. Batterijen ontvangen vergoedingen voor beschikbaarheid en eventuele activaties. Door de groeiende flexibiliteitsvraag wordt aFRR momenteel gezien als een van de meest interessante markten voor batterijopslag.
- **mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve)** wordt ingezet voor grotere of langdurige onbalansen en wordt handmatig geactiveerd door TenneT. Sinds de koppeling via het Europese MARI-platform neemt de marktliquiditeit toe en ontstaan nieuwe inkomstenmogelijkheden voor batterijopslag.

Voor de bankability van een BESS is het daarom niet voldoende om slechts één inkomstenstroom te analyseren. Moderne batterijprojecten zijn doorgaans gebaseerd op revenue stacking, waarbij inkomsten uit arbitrage, onbalanshandel, balanceringsdiensten en congestiemanagement worden gecombineerd. De uiteindelijke financiële haalbaarheid van een project wordt bepaald door de ontwikkeling van deze markten, de mate van concurrentie, de regelgeving en de mogelijkheid om meerdere verdienmodellen gelijktijdig te benutten.

### Netwerktarieven

Batterijen worden binnen de huidige tariefsystematiek behandeld als consument. Zij betalen daardoor afnametarieven over het gecontracteerde vermogen en het gebruik van het net. Voor standalone BESS vormen deze tarieven een groot deel van de operationele kosten en kunnen zij de businesscase sterk verslechteren, zeker met de aangekondigde stijging van 20% in 2027.[11] Dat is bijzonder omdat een batterij elektriciteit niet definitief verbruikt, maar tijdelijk opslaat en later opnieuw aan het net levert. Bovendien kunnen batterijen bij slimme locatiekeuze en aansturing juist netcongestie verminderen en investeringen in netverzwaring beperken, omdat zij grotendeels anti-cyclisch gedrag vertonen.[12]

Naast de bestaande afnametarieven komt de ACM met een invoedingstarief. Producenten zouden dan ook betalen wanneer zij elektriciteit aan het net leveren. Voor batterijopslag roept dit een fundamentele vraag op: een batterij is tijdens het laden afnemer en tijdens het ontladen invoeder. Zonder een keuze hierin, bijvoorbeeld door opslag te bestempelen als producent, kan opslag daardoor aan beide kanten van de cyclus met nettarieven worden belast, terwijl bij het laden en ontladen bovendien energieverlies optreedt. Dit is verboden vanuit EU-wetgeving, de

[11] https://www.netbeheernederland.nl/artikelen/nieuws/nettarieven-2027-stijgen-maar-slimme-keuzes-kunnen-stijging-remmen .
[12] Inzet grootschalige batterijen voor invoedings- en afnamecongestie, 2026, DNV.

ACM moet dan ook met een werkbare oplossing komen.

### Alternatieve transportrechten en flexcontracten als oplossing voor netcongestie

Het Nederlandse elektriciteitsnet is vol. De verzwaring van het net kan de groeiende vraag naar elektriciteit niet bijbenen met veel stations die pas vanaf 2033 gerealiseerd kunnen worden. Op dit moment staat er bijvoorbeeld 40GW aan batterijen in de wachtrij. Om toch aan de groeiende vraag te voldoen moet slim worden omgegaan met de capaciteit die wel beschikbaar is.

### Aansluit- en transportovereenkomst (ATO)

De wachtrij vraagt om alternatieven op het klassieke Aansluit- en transportovereenkomst (ATO). In dit 100% firm-contract voor afnemers heeft de klant altijd recht op de capaciteit die is afgesproken in het contract. Voor veel afnemers, waaronder batterijen, is dit zonde van de capaciteit. Batterijen hebben geen invoedingscapaciteit nodig tijdens het ontladen. Om deze zelfde reden is een ATO ook niet optimaal voor BESS. Er wordt immers 100% van de tijd betaald voor de capaciteit. Met de huidige hoge kosten en een verwachte stijging van 4,7% per jaar voor de netwerktarieven zet dit de business case van BESS onder druk.[13]

### Alternatieve transportrechten

Vormen van alternatief transportrecht (ATR) zijn het tijdsduurgebonden transportrecht (TDTR), volledige variabel transportrecht (VVTR) en het tijdsblokgebonden transportrecht (TBTR). Deze transportrechten kunnen ook worden gecombineerd met een deel vaste aansluiting.

Het **TDTR** is een product voor klanten van TenneT, bedoeld voor bedrijven die rechtstreeks op het hoogspanningsnet zijn aangesloten. Met een TDTR-contract heeft de klant recht op de gecontracteerde transportcapaciteit gedurende minimaal 85% van de uren per jaar. In de overige 15% van de uren kan TenneT, bijvoorbeeld bij verwachte piekbelasting, beperkingen opleggen. Hier staat tegenover dat een deel van de transporttarieven niet betaald hoeven te worden, voor veel bedrijven komt dit uit op 50% korting. Op dit moment is alle 9 GW aan TDTR-restruimte vergeven, waarvan circa 6GW aan BESS. Door de stijgende nettarieven staat deze uitrol sinds september echter onder druk. De helft van de extreem hoge nieuwe tarieven blijkt voor veel bedrijven ook te veel te worden.

Het **TBTR** geeft recht op transport binnen vooraf vastgelegde tijdsblokken buiten de piekmomenten. Het is vooral geschikt voor bedrijven met een structurele energiebehoefte op vaste tijden. Blokstroom wordt beschikbaar bij de regionale netbeheerders als hun antwoord op het TDTR, op dit moment is dit product nog in ontwikkeling.

Het **VVTR** biedt recht op transport gedurende de uren dat er voldoende transportcapaciteit beschikbaar is, buiten de piekmomenten op het net. Reststroom is in ontwikkeling bij alle netbeheerders en is geschikt voor bedrijven die (een deel) van hun gebruik volledig flexibel kunnen maken. Op dit moment biedt alleen TenneT dit product aan. De vergoedingen voor dit

[13] Monitor Voorzieningszekerheid, 2026, TenneT.

product zijn in de bijna alle gevallen niet interessant voor de business case van een project omdat er niet wordt vastgelegd wanneer en hoeveel afroep er verwacht kan worden.

#### Het Capaciteitssturingscontract (CSC) en andere producten

Een capaciteitssturingscontract is een congestiemanagementcontract waarmee netbeheerders afspraken kunnen maken met aangeslotenen over actief netgebruik in reactie op congestie. Het CSC biedt ruimte voor actieve sturing: bij afnamecongestie kan een aangeslotene worden gevraagd om extra stroom in te voeden (bijvoorbeeld via een batterij of WKK). Bij invoedingscongestie kan een aangeslotene worden gevraagd om extra stroom af te nemen. De combinatie van een beschikbaarheidsvergoeding en een inzetvergoeding maakt dit een belangrijk product voor BESS, omdat het zekerheid biedt van inkomsten en een nieuw verdienmodel biedt door congestiemanagement te belonen. Op dit moment is een standaard CSC methodiek nog in ontwikkeling. De DSO's zien een beschikbaarheidsvergoeding als mogelijkheid en proberen hier beleid rondom te maken. TenneT ziet het als aanvulling op de transportrechten, zoals TDTR, en biedt nog geen vaste beschikbaarheidsvergoeding. Hiernaast bestaan nog andere contractvormen die minder relevant zijn voor BESS.[14]

#### Flextenders

Een flextender is een openbare aanbesteding waarmee een netbeheerder op een specifieke locatie nieuw flexibel vermogen inkoopt om netcongestie te verminderen. Marktpartijen bieden capaciteit aan die de netbeheerder op afroep kan inzetten. Bij afnamecongestie kan bijvoorbeeld extra elektriciteit worden geleverd, terwijl bij invoedingscongestie juist extra afname of beperking van invoeding nodig kan zijn. De aanbesteding legt onder meer vast hoeveel vermogen en opslagduur nodig zijn, wanneer het vermogen beschikbaar moet zijn, hoe vaak het kan worden afgeroepen en welke beschikbaarheids- en inzetvergoeding daartegenover staan. Daarmee verschilt een flextender van een regulier transportrecht: de netbeheerder koopt gericht in. ESNL pleit ervoor de tenders zoveel mogelijk te richten op CO2-vrije flexibiliteit.[15]

### 2.2.2 Elektriciteitsmarkten en hun verdienpotentieel

De verschillende elektriciteitsmarkten en hun verdienpotentieel voor 2025 zijn uiteengezet in onderstaande tabel, die volgt uit het Marktonderzoek Energieopslag 2025 van ESNL. Verschillende verdienstrategieën kunnen ingezet worden bij de operatie van batterijsystemen. De verdienstrategieën worden tegen elkaar afgewogen door projectontwikkelaars en vervolgens door financiers geëvalueerd op bankability.

---

[14] Alle contractvormen die netbeheerders aanbieden: https://www.rvo.nl/onderwerpen/netcongestie/flexibel-contract .

[15] https://www.energystoragenl.nl/2026/04/07/grote-flextender-liander-750-mw-toont-potentieel-flexibel-vermogen/ .

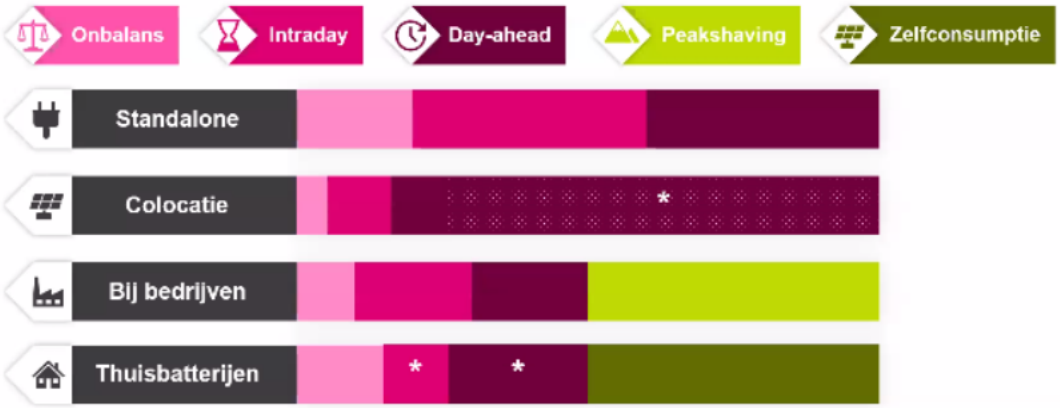
Tabel 1 - Overzicht van elektriciteitsmarkten, activiteit en verdienpotentieel voor energieopslag

| Markt | | Activiteit sinds 2024 | Verdienpotentieel | Opmerking |
|---|---|---|---|---|
| **Groothandelsmarkt** | **Day-ahead** | Toenemend | **Gemiddeld** | Arbitrage via negatieve prijzen en verwachte kwartiermarkten (2025), via dynamische energiecontracten. |
| | **Intraday** | Zeer actief | **Hoog** | Vereist realtime optimalisatie; zeer dynamische markt. |
| **Balanceringsmarkten** | **Onbalansmarkt** | Zeer actief | **Gemiddeld** | Sterk afhankelijk van voorspellend EMS; prijsvolatiliteit groot door toename regeltoestand 2. |
| | **FCR** | Volwassen | **Hoog → afnemend** | Toenemende concurrentie drukt prijzen op relatief kleine markt; geschikt voor snelle batterijen. |
| | **aFRR** | Sterk groeiend | **Hoog** | Sinds oktober 2024 Europees gekoppeld via PICASSO; groeiende markt met snel groeiend aantal assets die op deze markt actief zijn; aantrekkelijk voor slimme batterijen. |
| | **mFRR** | Beperkt | **Laag → toenemend** | Toetreding tot MARI in Q4 2025; geschikt voor assets die gedurende langere tijd (24h) kunnen leveren. Momenteel beperkt potentieel voor batterijopslag. |

Bron: ESNL, 2025. Vergelijking van varianten voor de inzet van flextender assets in opdracht van Netbeheer Nederland en Energie Nederland.

## Inzetstrategie per type batterij in 2025

De meest geschikte inzetstrategie verschilt per type batterij. In Figuur 1 wordt de gebruikelijke inzetstrategie weergegeven en de verhouding tussen handelen op de onbalans, intraday of day-ahead markt en eventueel gebruik voor peakshaving of zelfconsumptie.




**Figuur 1**: Inzetstrategie per soort batterij. **Bron**: Enexis webinar ESNL, 2026.

## Contractvormen met CSP

Batterijen worden vaak geëxploiteerd via een Contracted Service Provider (CSP), die optimalisatie, handel en markttoegang verzorgt tegen een vergoeding of revenue share. Met deze CSP zijn drie contractvormen gebruikelijk:

- **Tolling agreements** zijn contracten waarbij de eigenaar van de batterij een vaste vergoeding ontvangt, terwijl de CSP de operationele aansturing en marktrisico's overneemt. Deze contractvorm geeft voor financiers de meest zekere cashflow.
- **Floor-contracts** zijn een hybride model waarbij een minimumopbrengst (floor) wordt gegarandeerd, terwijl eventuele extra inkomsten uit marktactiviteiten gedeeltelijk worden gedeeld.
- **Merchant agreements** zijn een verdienmodel waarbij de batterij volledig op eigen risico opereert en inkomsten genereert uit marktoptimalisatie, met hoge opbrengstpotentie maar ook hoge volatiliteit en risico.

## Huidige elektriciteitsmarkt en bankability

De Nederlandse elektriciteitsmarkt biedt batterijprojecten meerdere inkomstenbronnen. BESS kunnen verdienen aan arbitrage op de day-ahead- en intradaymarkt, aan onbalans- en balanceringsdiensten zoals FCR, aFRR en mFRR en aan lokale congestiediensten. Geen van deze markten biedt afzonderlijk langdurige zekerheid. Opbrengsten verschuiven door

toenemende concurrentie, Europese marktkoppeling en verzadiging van deelmarkten. Zo staan FCR-inkomsten al onder druk, terwijl aFRR en intradayhandel momenteel meer potentieel bieden. Een financierbaar project moet daarom tussen markten kunnen schakelen en inkomsten kunnen stapelen omdat het verdienpotentieel afneemt door het kannibaliserende effect van BESS.

Tegenover dit verdienpotentieel staan hoge en veranderlijke netkosten. De hoge afnametarieven drukken de businesscase van BESS. Alternatieve transportrechten zoals TDTR, TBTR en VVTR kunnen de kosten verlagen, maar zijn vaak ook niet toereikend. Ook CSC's en flextenders kunnen waarde toevoegen door beschikbaarheids- en inzetvergoedingen te bieden. Daarmee verschuift congestie van uitsluitend een belemmering naar een mogelijke inkomstenbron, mits contractduur, afroepvoorwaarden en samenloop met andere markten helder zijn.

## 2.3 Batterijtechnieken

De Nederlandse markt wordt gedomineerd door lithium-ion. Voor financiers geldt deze technologie inmiddels als bewezen, mits gebruik wordt gemaakt van betrouwbare leveranciers, voldoende garanties en een technisch ontwerp dat past bij het beoogde gebruik. Alternatieve technologieën, zoals flow- en natrium-ionbatterijen, kunnen relevant worden voor langere opslagduur, maar kennen nog minder operationele voorbeelden en zijn duurder en vragen daardoor meer risicodragend kapitaal of aanvullende garanties.

### Ontwerp, prestaties en levensduur

Vermogen, capaciteit en opslagduur bepalen op welke markten een batterij kan worden ingezet en hoeveel inkomsten zij kan genereren. De verhouding tussen vermogen en capaciteit wordt uitgedrukt in de C-rate. Een batterij van 100 MW en 200 MWh heeft bijvoorbeeld een C-rate van 0,5C en kan bij vol vermogen twee uur ontladen. Een hogere C-rate maakt snelle inzet op balanceringsmarkten mogelijk, maar kan leiden tot hogere kosten en snellere degradatie. Een lagere C-rate past beter bij langere laad- en ontlaadcycli. Vier-uurs-systemen lijken momenteel vaak een gunstige verhouding tussen investering en opbrengst te bieden. Een hogere energiedichtheid maakt bovendien meer opslag per vierkante meter mogelijk en vergemakkelijkt de ruimtelijke inpassing.

Dalende lithium-ionprijzen verlagen de benodigde investering en verbeteren daarmee de financiële haalbaarheid. Ook de langere levensduur helpt: leveranciers geven steeds vaker garanties van vijftien tot twintig jaar. Voor financiers is vooral van belang hoeveel capaciteit en beschikbaarheid gedurende de looptijd gegarandeerd blijven, welke gebruiksvoorwaarden gelden en of de leverancier financieel sterk genoeg is om garantieclaims na te komen. Degradatie, efficiëntieverlies en vervangingskosten moeten conservatief in het financiële model zijn verwerkt.

### Veiligheid en aansturing

Brandveiligheid en het risico op thermal runaway beïnvloeden vergunningverlening, verzekerbaarheid en operationele continuïteit. Financiers vragen daarom naleving van onder meer PGS 37-1, aantoonbare branddetectie en een goed Battery Management System. Het Energy Management System (EMS) vertaalt marktprijzen, contractvoorwaarden en technische grenzen naar laad- en ontlaadbeslissingen. De kwaliteit van het EMS bepaalt daarmee in belangrijke mate de opbrengsten, degradatie en beschikbaarheid van de batterij. Voor financiers zijn een bewezen optimalisatie-algoritme, betrouwbare markttoegang, duidelijke prestatieafspraken, cybersecurity en een vervangbare EMS-leverancier daarom belangrijke aandachtspunten. Het Power Conversion System bepaalt daarnaast hoe efficiënt en snel de batterij met het net kan uitwisselen.

### Netkoppeling en uitvoering

Een technisch goed systeem is pas financierbaar wanneer het tijdig kan worden aangesloten en aantoonbaar aan de netcode voldoet. Vooral bij grote projecten kan het traject voor grid compliance lang en complex zijn. Ook onderdelen met lange levertijden vormen een belangrijk uitvoeringsrisico. Voor hoogspanningstransformatoren worden levertijden van drie tot vijf jaar genoemd. Vertraging werkt door in bouwkosten, rente tijdens de bouw en het moment waarop inkomsten starten.

### Techniek en bankability

Vanuit bankabilityperspectief draait techniek vooral om voorspelbare prestaties, beheersbare degradatie, veiligheid en tijdige uitvoering. Dalende prijzen, langere garanties en een hogere energiedichtheid verbeteren het risicoprofiel. Daartegenover staan risico’s rond grid compliance, lange levertijden, cybersecurity en de kwaliteit en draagkracht van leveranciers

# 3 Factoren, risico's en beoordeling aanvraag bankability

Dit hoofdstuk brengt de perspectieven samen van banken, publieke en private investeerders en adviseurs. De analyse van de interviews is thematisch opgebouwd. Verschillen tussen typen financiers worden benoemd waar die van toepassing zijn.

## 3.1 Profielschets van de geïnterviewde partijen

De 11 interviews zijn afgenomen met verschillende typen financiers. Dit is relevant, omdat iedere partij vanuit een andere positie naar risico, rendement en bankability kijkt. De groep bestaat uit grote commerciële banken met ervaring in projectfinanciering van grootschalige duurzame energieprojecten, een publieke financieringsinstelling, fondsbeheerders, platforms voor particulier (kleiner) vermogen, energie coöperaties en financiële dienstverleners. Een belangrijke gedeelde conclusie was: ‘Batterijen zijn volledig geaccepteerd als risicoasset en vormen een groot deel van de duurzame projectpijplijn’.

De banken richten zich primair op grotere transacties en bewezen technologie. Bij één bank ligt de gebruikelijke financieringsomvang voor dit type project grofweg tussen € 25 miljoen en € 150 miljoen, een andere bank financiert in Nederland doorgaans vanaf ongeveer € 10 miljoen. Hun perspectief wordt sterk bepaald door de vereisten van senior debt (hoogste prioriteit van schuldeisers). Zoals een commerciële bank het samenvat: ‘Banken kijken vooral naar: gaan we niks verliezen, de equitykant kijkt meer naar waar we winst kunnen maken.’

Een andere financierder heeft sinds 2018 ervaring met batterijfinanciering en heeft ongeveer vijftien Nederlandse batterijprojecten gefinancierd. Zij kan vanaf ongeveer € 2,5 miljoen instappen en accepteert eerder nieuwe marktsegmenten. De publieke investeerder hanteert een drempel van circa € 10 miljoen en richt zich op projecten met maatschappelijke baten die voor banken te veel risico dragen. Nu reguliere lithium-ion projecten vaker commercieel gefinancierd worden, verschuift de rol van deze twee partijen naar nieuwere opslagtechnologieën of toepassingen, innovatieve marktmodellen en financiering op basis van consortia.

De fondsbeheerder investeert met particulier kapitaal via aandelen of achtergestelde leningen en vult daarmee het gat tussen senior bankfinanciering en eigen vermogen van bedrijven. Ongeveer 16% van het fonds was ten tijde van het interview in drie batterijprojecten belegd. De financieringsplatforms bedienen kleinere projecten, ontwikkelportefeuilles en partijen die nog onvoldoende schaal of trackrecord hebben voor een grote bank. Hierbij dekken zij tot wel 75% van de CAPEX-kosten voor project af. Eén platform werkt met obligatieleningen en een Europese investeerdersbasis, een ander brengt particuliere beleggers rechtstreeks in contact met duurzame projecten en rapporteerde dat ongeveer 70% van het recente financieringsvolume uit batterijprojecten bestond.

De juridisch adviseur brengt ervaring in met projectontwikkeling, financieringsstructuren, risicoanalyse en internationale BESS-transacties. De verzekeringsgerichte marktpartij ontwikkelt constructies waarbij toekomstige opbrengsten gedeeltelijk worden afgedekt, zodat een project meer schuld kan aantrekken zonder alle stijging in waarde aan een tollingpartij over te dragen.

## 3.2 Risico's en factoren bankability BESS

### 3.2.1 Voorspelbaarheid en kwaliteit kasstromen

De meest consistente conclusie uit de interviews is dat voorspelbare kasstromen de kern vormen van bankability. Voorspelbaarheid en zekerheid zijn de belangrijkste factoren hiervoor. Bij een tolling agreement ontvangt het project een vaste vergoeding van een tegenpartij die de batterij gebruikt en het marktrisico grotendeels overneemt. Wanneer deze tegenpartij kredietwaardig is en de contractduur aansluit op de lening, kan een relatief hoog aandeel vreemd vermogen worden verstrekt. Een floor-contract biedt minder zekerheid, maar kan voldoende zijn wanneer de gegarandeerde bodem ten minste de operationele kosten en een substantieel deel van de schuldendienst dekt. Volledig merchant projecten kennen de grootste onzekerheid, omdat zowel marktprijzen als de prestaties van de optimizer bepalend zijn voor de terugbetaling.

Hoe zekerder de inkomsten, hoe meer een bank doorgaans wil uitlenen en hoe kleiner de financiële veiligheidsmarge kan zijn. Een bank geeft hiervoor een voorbeeld. Bij een tollingcontract met een financieel sterke afnemer kan de lening oplopen tot ongeveer 85% van de totale investering. De gemiddelde DSCR bedraagt dan 1,20 en de minimale DSCR 1,10. De DSCR staat voor Debt Service Coverage Ratio en laat zien hoeveel geld beschikbaar is om rente en aflossing te betalen: een DSCR van 1,20 betekent dat er gemiddeld 20% meer geld binnenkomt dan nodig is voor de schulden. Bij een floor en cap constructie zijn de inkomsten minder zeker. Het aandeel vreemd vermogen, het deel dat met geleend geld wordt gefinancierd, ligt dan rond 70%, terwijl de bank een grotere buffer vraagt: gemiddeld een DSCR van circa 1,40 en minimaal 1,30. Bij een volledig merchant project zijn de inkomsten volledig afhankelijk van de markt. De lening daalt daardoor tot maximaal ongeveer 60% en de vereiste buffer stijgt naar gemiddeld 1,60, met een minimum van 1,50. Deze cijfers zijn geen algemene marktstandaard, maar maken het principe duidelijk: hoe onzekerder de inkomsten, hoe minder een bank uitleent en hoe meer financiële ruimte het project moet hebben om tegenvallers op te vangen.

Ook de overige interviews bevestigen dit patroon, iedereen plaatst de verwachte inkomstenstroom centraal. Merchant inkomsten worden niet per definitie uitgesloten, maar financiers verlangen dan brede markttoegang, conservatieve prognoses en voldoende ruimte om tegenvallers op te vangen. Een verzekeringsgerichte marktpartij probeert dit spanningsveld te verkleinen door een interessante oplossing. Zij brengen een deel van het marktrisico bij verzekeraars onder. Zo kan een voorspelbare ondergrens worden gecreëerd, terwijl de projecteigenaar een groter deel van de potentiële meeropbrengst behoudt dan bij traditionele tolling. Een financier vat dit principe samen: '[De belangrijkste randvoorwaarden zijn]

voorspelbare cashflows, kredietwaardige tegenpartijen en voldoende zekerheid dat rente en aflossing uit het project betaald kunnen worden.'

### 3.2.2 Marktdiversificatie, optimalisatie en kannibalisatie

Een batterij die van één markt afhankelijk is, wordt kwetsbaarder naarmate die markt verzadigt richting de toekomst. Verschillende financiers verwachten dat vooral FCR, aFRR en andere balanceringsmarkten relatief snel onder druk kunnen komen. Day-ahead- en intradaymarkten kennen voorlopig meer ruimte voor groei, maar ook daar kan snelle capaciteitsgroei arbitragemarges verkleinen. Financiers beoordelen daarom of een project tussen markten kan schakelen en of de optimizer beschikt over de nodige data en capaciteit.

Over de ernst en het moment van optreden van marktkannibalisatie op de BESS-markt verschilt de visie van de geïnterviewden. Een deel verwacht tot het begin van 2030 nog voldoende groei in flexibiliteitsbehoefte en nieuwe inkomstenmarkten. Een financier acht stijgende netkosten momenteel gevaarlijker dan kannibalisatie: 'Het grootste risico zijn de nettarieven. Veel gevaarlijker dan kannibalisatie.' De gedeelde conclusie is dat een bankable project ook bij een verschuiving tussen inkomstenmarkten moet kunnen blijven functioneren.

### 3.2.3 Nettarieven, transportrechten en netcongestie

De hoogte en vooral de onzekerheid van nettarieven worden unaniem genoemd als een van de grootste risico's voor Nederlandse BESS-projecten. Hoge tarieven verminderen rechtstreeks de kasstroom die beschikbaar is. Onverwachte wijzigingen zijn nog problematischer: een financier kan een hoog maar bekend kostenniveau modelleren, terwijl onzekerheid over nieuwe afname- of invoedingstarieven leidt tot hogere marges. Een investeerder verwoordt dit scherp: 'Een stijgend nettarief dat men zeker weet, is veel beter dan onzekerheid rondom stijging.' Uit de interviews volgt daarmee een belangrijk onderscheid tussen een ongunstig risico en een onberekenbaar risico. Het eerste kan worden ingeprijsd, het tweede maakt financiering moeilijk tot onmogelijk.

Alternatieve transportrechten kunnen de businesscase verbeteren, mits de beperkingen en voordelen voldoende voorspelbaar zijn. TDTR wordt overwegend positief beoordeeld omdat de tariefkorting aanzienlijk groter is dan het verwachte inkomstenverlies. Een financier noemt voor onderzochte gevallen een inkomstenimpact van ongeveer 2–4%, tegenover een voordeel van bijna 50% op de netkosten. VVTR wordt daarentegen vaak (nog) niet als bankable gezien omdat niet duidelijk is hoe vaak, hoe lang en in welke richting kan worden afgeschakeld. Een investeerder noemt daarnaast: 'Zonder totale ondergrens [in afschakeling] is een contract niet bankable'. Een CSC kan waarde toevoegen als afroepfrequentie en vergoeding contractueel zijn vastgelegd en gestandaardiseerd.

Locatiegebonden netdata zijn hierbij essentieel. Als historische en verwachte congestie per onderstation, tracé, kwartier en richting beschikbaar zijn, kan een risico dat nauwelijks in te schatten is worden vertaald naar scenario's en verwachte inkomstenverliezen. Op het hoogspanningsnet wordt dit al beter mogelijk door externe datapartijen. Het

middenspanningsnet is nog grotendeels een black box. De kern is dat data onzekerheid omzet in een berekenbaar risico en daarmee de financieringsmarge kan verlagen.

### 3.2.4 Technologie, garanties en uitvoering

Voor lithium-ion is het technologierisico volgens de meeste geïnterviewden beheersbaar. Financiers kijken wel kritisch naar celkwaliteit, omvormers, EMS, brandveiligheid, beschikbaarheid, degradatie, cycli, restcapaciteit, garanties en onderhoud. Een garantie is alleen waardevol wanneer de leverancier financieel en operationeel in staat is deze gedurende de looptijd na te komen. Bij buitenlandse leveranciers wordt daarom niet uitsluitend gekeken naar de contractduur, maar ook naar de vervangbaarheid van onderdelen, lokale servicecapaciteit en de kredietwaardigheid van de garantieverstrekker.

Nieuwe technologieën, waaronder flowbatterijen, sodium-ion en andere vormen van long-duration energy storage (LDES), worden conservatiever behandeld. Een lage technologische gereedheid (TRL; aangegeven met niveau 1 tot 10) leidt tot aanvullende eisen aan garanties, leveranciers en kapitaal. Publieke financiers en financiers met een hoger risicoprofiel kunnen juist geïnteresseerd zijn als de technologie of markt nog minder bewezen is. Bij reguliere lithium-ion projecten neemt de marge af nu banken meer transacties zelfstandig kunnen financieren.

### 3.2.5 Projectstructuur, partijen en trackrecord

Financiers beoordelen niet alleen het project, maar ook de partijen die het moeten realiseren en exploiteren. Ervaring, reputatie, trackrecord en financiële draagkracht wegen zwaar. Bij tolling verschuift een groot deel van de analyse naar de kredietwaardigheid van de huurder. Bij merchant projecten worden de ontwikkelaar en optimizer belangrijker, omdat zij markt- en operationele risico’s actief moeten beheersen.

De projectfase bepaalt welke zekerheden beschikbaar zijn. Een operationeel project heeft kasstromen, een ontwikkelproject biedt vooral aandelen, vergunningen, projectrechten en een toekomstige pipeline. Platform financiers kunnen eerder instappen of kleinere portefeuilles financieren, maar vragen daarvoor een hogere vergoeding of risicospreiding over meerdere projecten. Een andere partij positioneert zich tussen senior debt en eigen vermogen, bijvoorbeeld wanneer een bank 60% financiert, de eigenaar 20% inbrengt en het resterende deel met achtergesteld kapitaal wordt ingevuld. Daarmee is bankability ook afhankelijk van de vraag of verschillende kapitaallagen logisch op elkaar aansluiten.

### 3.2.6 Standalone, co-locatie en achter-de-meter

Standalone of co-located, voor of achter de meter. Elke vorm van BESS heeft eigen voordelen voor de financierbaarheid. Financiers hebben hier dan ook geen sterke voorkeur. Standalone projecten kunnen technisch vrijer tussen markten bewegen en beschikken vaak over een grotere opslagcapaciteit. Daar staat tegenover dat zij de volledige netkosten dragen en sterk afhankelijk zijn van marktinkomsten. Co-locatie kan netkosten en curtailment beperken en de totale businesscase van zon of wind verbeteren, maar kan ook bestaande projectfinanciering

compliceren en de inzet van de batterij beperken. Achter-de-meter projecten bieden waarde door piekvermindering, uitbreiding binnen een beperkte aansluiting en ondersteuning van elektrificatie, maar zijn afhankelijk van het verbruiksprofiel en de kredietwaardigheid van de eindgebruiker.

### 3.2.7 Subsidies en publieke instrumenten

Een groot deel van de financiers en marktpartijen stellen dat reguliere lithium-ion projecten in beginsel zonder subsidie financierbaar kunnen zijn, als nettarieven en transportvoorwaarden passend zijn. Een subsidieadviseur benadrukt echter dat bestaande instrumenten zoals de EIA wel voorspelbaar en meerjarig moeten zijn om werkelijk in een investeringsbeslissing te kunnen worden meegenomen: ‘Het potje waar het geld uitkomt maakt voor ondernemers weinig uit, als ze er maar mee kunnen rekenen.’ Jaarlijks veranderende voorwaarden bieden onvoldoende zekerheid voor een langlopende financiering.

CAPEX-subsidie verlaagt de behoefte naar eigen vermogen, maar verbetert niet automatisch de structurele terugbetalingscapaciteit. Bij ontwikkelaars met genoeg aandeelhouders kan het effect daarom beperkt zijn. OPEX-steun, een floor of een Contract for Difference (CfD) kan relevanter zijn omdat deze rechtstreeks de kasstroom stabiliseert. Daar staat tegenover dat de prijs, looptijd, correctiemechaniek en behandeling van inkomsten uit verschillende markten zorgvuldig moeten worden ontworpen. Een onjuiste floor kan overcompensatie veroorzaken of de prikkel tot optimale marktwerking verminderen. De hoogte van de huidige nettarieven is in ieder geval niet nodig om deze prikkel te behouden.

Publieke garanties en cofinanciering zijn vooral zinvol waar de private markt nog geen passend product biedt: nieuwe opslagtechnologie, eerste commerciële projecten, ontwikkelfinanciering of het middendeel tussen senior debt, eigen vermogen en het maximumbedrag dat via crowdfunding kan worden opgehaald. De interviews wijzen daarmee eerder op gerichte risicodeling dan op generieke steun voor iedere batterij.

Een belangrijke overweging hier is dat de maatschappelijke waarde van de batterij niet gelijk staat aan de kasstroom. Een project kan congestie verminderen, curtailment beperken of netinvesteringen uitstellen zonder dat deze waarde volledig aan de projecteigenaar wordt vergoed. Als Nederland voldoende BESS wil voor een efficiënt energiesysteem, dan is subsidie een mogelijke route als passende nettarieven of contractvormen, de voorkeursroute, niet op orde kunnen worden gemaakt.

### 3.2.8 De huidige BESS-markt

De Nederlandse standalone-markt nadert de volwassenheidsfase. Een beperkt aantal grote ontwikkelaars heeft de belangrijkste posities ingenomen en nieuwe standalone-projecten met hoge nettarieven zijn moeilijk winstgevend. De volgende groeigolf ligt volgens financiers bij co-locatie met zonne- en windparken, batterijen achter de meter en tijdelijke of seizoensgebonden verhuur aan bedrijven en netbeheerders. De techniek van lithium-ion is voldoende bewezen om

niet langer het primaire risico te vormen. Historische data van banken laten bovendien zien dat batterijen vaak minder cycli draaien dan vooraf geraamd, waardoor degradatie en slijtage iets gunstiger kunnen uitvallen dan in conservatieve aannames. Nederland is aantrekkelijk door volatiliteit en negatieve prijzen, maar zeer hoge nettarieven en toekomstige kannibalisatie drukken de businesscase ten opzichte van de rest van Europa. BESS is goed bankable, mits transportkosten en andere risico's worden gemitigeerd.

De voornaamste risico's die hierboven zijn samengevat versterken elkaar. Een volledig merchant project met een onbegrensd variabel transportrecht combineert bijvoorbeeld marktrisico met volumebeperking, als daar een nieuwe technologie en een onervaren ontwikkelaar bijkomen, stapelen de onzekerheden zich op. Financiers reageren dan niet alleen met een hogere rente, maar vooral met minder schuld, kortere looptijd, extra reserves en meer eigen vermogen.

Omgekeerd kunnen sterke projectkenmerken meerdere risico's tegelijk verminderen. Een langjarig contract met een kredietwaardige partij stabiliseert inkomsten, vergemakkelijkt langere financiering en maakt technische garanties beter afdwingbaar. Een TDTR verlaagt netkosten en begrenst duidelijk de beperkingen. Een ervaren ontwikkelaar met een portefeuille kan kennis, onderdelen en werkkapitaal over projecten delen. Bankability ontstaat daarom vooral door een overtuigende combinatie van mitigerende maatregelen. De vraag rijst wel of risico's als extreem stijgende nettarieven op termijn nog steeds gemitigeerd kunnen worden en of op dat moment al voldoende BESS voor een optimaal energiesysteem actief en operationeel is.

Daar komt bij dat de beoordeling van dezelfde batterij wezenlijk kan verschillen per financier. Een fondsbeheerder of financier accepteert meer volatiliteit dan een bank, maar vraagt daarvoor een hoger rendement en voldoende potentieel. Crowdfundingplatforms beoordelen daarnaast of het project uitlegbaar en aantrekkelijk is voor particuliere investeerders. Publieke financiers wegen maatschappelijke baten, innovatie en marktfalen mee. Hierdoor is 'niet bankable' geen absoluut oordeel. Een project kan voor een grote commerciële bank te klein zijn, voor een duurzame bank wel passend zijn en voor een financier aantrekkelijk zijn als onderdeel van een portefeuille. Omgekeerd kan een technologisch innovatief project beleidsmatig gewenst zijn, maar voor senior debt onvoldoende bewezen. De financieringsvraag moet daarom niet alleen luiden of een project financierbaar is, maar voor welk type kapitaal, in welke fase en onder welke risicovergoeding.

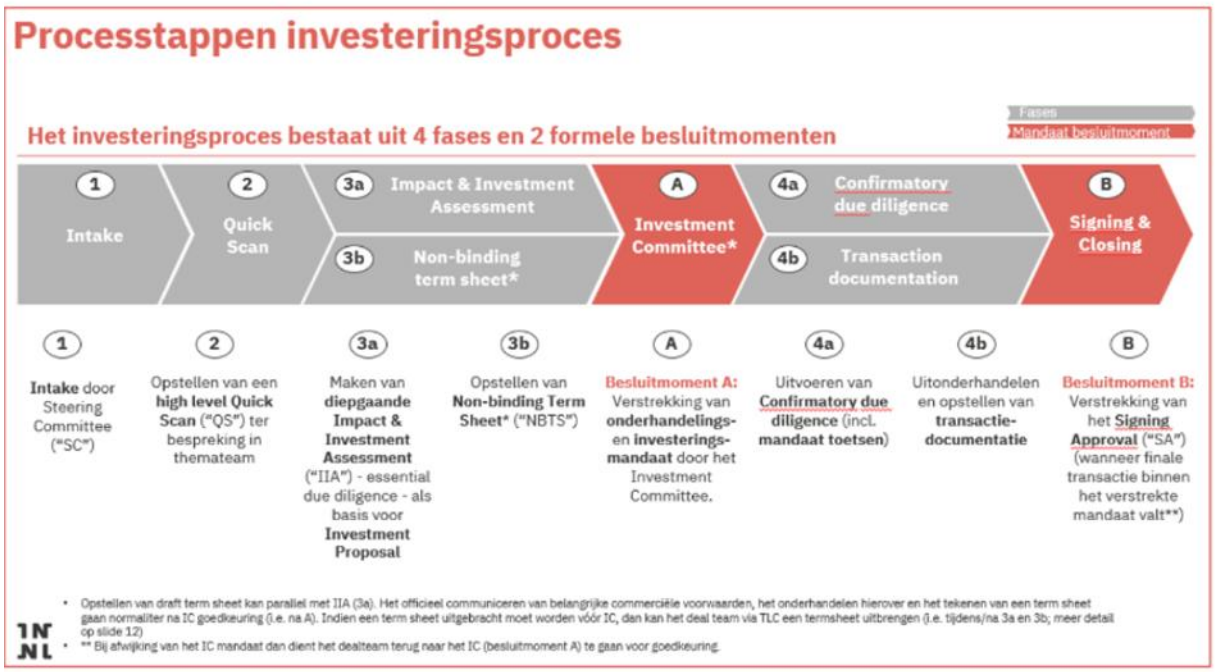
## 3.3 Beoordeling door financiers

### 3.3.1 Van eerste selectie tot financial close

Hoewel iedere financier een eigen governance heeft, is het beoordelingsproces in grote lijnen vergelijkbaar. Eerst vindt een quickscan of preselectie plaats. Daarbij wordt beoordeeld of het project past binnen de strategie, minimale omvang, technologievoorkeur, impactdoelstelling en geografische focus. Voor banken is een zekere netaansluiting vaak een harde voorwaarde.

Grote banken richten zich vooral op omvangrijke transacties, omdat advies, due diligence en documentatiekosten bij kleine projecten relatief zwaar wegen.

Na de eerste selectie levert de ontwikkelaar een financieel model, marktstudies, contracten en technische documentatie aan. De financier toetst de aannames, vergelijkt meerdere prognoses en voert stressscenario's uit. Vervolgens worden financiële, juridische, technische, commerciële en soms ESG-due diligence uitgevoerd. De uitkomst wordt voorgelegd aan een investerings-, krediet- of capital committee. Daarna volgen documentatie, zekerheden en voorwaarden voor uitbetaling. Dit traject kan enkele maanden tot meer dan een jaar duren. Een commerciële bank geeft aan dat tijdens de quickscan al gemiddeld de helft van de aanvragen afvalt en uiteindelijk minder dan 10% financial close bereikt. Dit benadrukt dat een grote projectpipeline niet gelijkstaat aan een even grote financierbare markt.




**Figuur 2**. Processtappen investeringsproces. **Bron**: Invest-NL

### Voorbeeld: beoordeling door een crowdfunding financier

Een financier illustreert hoe projecten systematisch worden beoordeeld. Na een eerste preselectie worden documenten opgevraagd en vastgelegd in een due-diligence checklist en vragenlijst. De analyse omvat afzonderlijk de sponsor, het project, de financieringsstructuur, terugbetalingscapaciteit en zekerheden. De sponsor krijgt een beoordeling op basis van financiële positie, aandeelhouders, management, ervaring en reputatie. De projectscore omvat onder meer land en specifieke locatie, technologie, businessmodel, ontwikkelfase, kasstromen en risico's. De selectiecommissie bepaalt vervolgens de definitieve score en kan ook rente, looptijd, instrument en zekerheden aanpassen. De methodiek werkt met ratings die het

risicoprofiel inzichtelijk maken. Na goedkeuring verschijnt een analysememo voor investeerders met looptijd, rente, risico's en zekerheden.

### 3.3.2 Scenarioanalyse en stresstesten

Scenarioanalyse is het instrument waarmee financiers onzekerheid vertalen naar een financieringsbesluit. De ontwikkelaar levert doorgaans een base case aan, ondersteund door marktstudies van gespecialiseerde adviseurs. Financiers toetsen vervolgens niet alleen de centrale inkomstenaannames, maar ook de samenhang tussen markten. Wanneer inkomsten uit FCR dalen, kan de batterij dan technisch en contractueel overschakelen naar aFRR, onbalans of handel? En blijft na die verschuiving voldoende cashflow beschikbaar voor rente en aflossing?

De interviews doen stresstesten voor lagere marktinkomsten, snellere kannibalisatie, hogere netkosten, invoering van nieuwe tarieven, transportbeperkingen, extra degradatie en wanprestatie van contractpartijen. Een verzekeringsgerichte partij voert hiervoor soms honderden Monte Carlo-simulaties uit. Dat levert geen zekere voorspelling op, maar een kansverdeling van inkomsten waarmee verzekeringspremies, floors en schuldcapaciteit kunnen worden bepaald.

Financiers verschillen in de mate waarin zij externe prognoses zelfstandig modelleren. Sommige banken beschikken over eigen portefeuilledata en vergelijken meerdere adviseurs, andere leunen sterker op externe studies, maar bevragen de achterliggende aannames uitvoerig. Een impactinvesteerder signaleert terecht dat transparantie nodig is over hoe financiers prognoses selecteren en wegen. Dit is voor projectontwikkelaars nu een 'black box'. Twee marktstudies kunnen immers verschillende verwachtingen hebben over de snelheid waarmee inkomsten verschuiven van balanceringsmarkten naar handelsmarkten.

### 3.3.3 Beoordeling bankability project

De relevante risico's verschillen per projecttype. Financiers kunnen daarom niet één uniforme checklist volgen. De kernonderwerpen blijven gelijk, maar de weging verandert. Een beperkt transportrecht kan voor een standalone batterij zeer zwaar wegen, terwijl een batterij achter de meter vooral wordt gedreven door beschikbaar vermogen voor een bedrijfsproces. Ook het passende kapitaal verschilt: senior debt voor een operationele tollingasset, risicodragend kapitaal voor ontwikkeling en publiek geld voor een eerste demonstratie.

Een BESS-project is bankable wanneer de kasstroom onder conservatieve scenario's voldoende sterk en voorspelbaar blijft, de contracten uitvoerbaar zijn, de transportvoorwaarden berekenbaar zijn en de betrokken partijen aantoonbaar in staat zijn het project te bouwen en te exploiteren. Geen enkele factor staat volledig op zichzelf. Een sterk tollingcontract kan zwak zijn als de tegenpartij onvoldoende kredietwaardig is, bewezen techniek kan onfinancierbaar blijven bij onbegrensde transportbeperkingen en een aantrekkelijke marktprognose biedt onvoldoende zekerheid zonder betrouwbare optimizer en brede markttoegang. Bankability ontstaat dus uit de samenhang tussen markt, contract, techniek, locatie, partijen en kapitaalstructuur.

## 3.4 De Nederlandse BESS-markt vanuit Europees perspectief

Recente Europese analyses van Rabobank en TNO schetsen een vergelijkbaar beeld: Nederland beschikt in beginsel over gunstige marktomstandigheden voor BESS.[16] De combinatie van veel zon en wind en gascentrales die tijdens piekuren de prijs bepalen, zorgt voor relatief grote prijsverschillen op de elektriciteitsmarkt. Rabobank constateert zelfs dat Nederland en Duitsland van de onderzochte landen de hoogste day-ahead prijsverschillen hebben. Daarnaast kunnen batterijen inkomsten behalen op FCR, aFRR en via congestiemanagement. De behoefte aan flexibiliteit neemt bovendien verder toe naarmate het aandeel hernieuwbare elektriciteit groeit.

Daar staat een opvallend Nederlands nadeel tegenover ten opzichte van de rest van Europa: de zeer hoge nettarieven. Rabobank noemt de Nederlandse nettarieven expliciet ‘notoriously high’. Omdat zelfstandige batterijen voor hun afname als verbruiker worden behandeld, drukken transportkosten zwaar op de businesscase. Duitsland vormt een scherp contrast, omdat grootschalige batterijen daar onder voorwaarden juist van nettarieven zijn vrijgesteld en binnenkort als producent zullen worden behandeld.

Ook het TNO rapport onderstreept deze problematiek. Grid fees worden internationaal genoemd als belangrijke bron van onzekerheid, waarbij Nederland expliciet als voorbeeld wordt genoemd van sterk gestegen netkosten welke een groot deel van de operationele kosten van opslag vormen. Het rapport waarschuwt daarnaast breder voor systemen waarin opslag zowel als producent als consument wordt behandeld, waardoor dubbele heffingen kunnen ontstaan.

### Europees perspectief

Rabobank vergelijkt Nederland met Duitsland, het VK, Frankrijk, Spanje en Italië en beoordeelt Duitsland, het VK en Italië als de aantrekkelijkste BESS-markten. Nederland heeft een aantal sterke drivers, zoals veel hernieuwbare productie, grote prijsverschillen en een grote behoefte aan flexibiliteit, maar scoort laag op regelgeving. Hoge transporttarieven, beperkte subsidies, netcongestie en het ontbreken van een capaciteitsmarkt wegen daarbij zwaar.

De internationale analyse laat zien wat bepaalde opslagmarkten succesvol maakt: opslag als afzonderlijke assetcategorie, geen dubbele heffingen en voldoende voorspelbare inkomsten. Voor financiering blijken langjarige contracten, zoals tollingcontracten, CfD-achtige constructies en beschikbaarheidsvergoedingen, belangrijke instrumenten. Italië gebruikt bijvoorbeeld langjarige opslagveilingen, terwijl het VK voor long-duration storage een CfD-model toepast.

De boodschap voor Nederland is helder**:** de economische behoefte aan batterijen en flexibiliteit is groot en de markt biedt bovengemiddelde handelsmogelijkheden. Juist de Nederlandse randvoorwaarden beperken echter de investeerbaarheid. Verlaging en voorspelbaarheid van

---

[16] CEM-rapport Unlocking Global Investment in Energy Storage, 2026, TNO; Backup power for Europe – part 6: Dutch BESS capacity grows despite regulatory hurdles - Rabobank); Backup power for Europe - part 1: Country attractiveness for battery energy storage systems - Rabobank.

nettarieven, betere toegang tot het net en meer langjarige inkomstenzekerheid kunnen daarom minstens zo bepalend zijn voor verdere uitrol als dalende batterijprijzen.

# 4 Visie financiers op markttrends en aanbevelingen

Financiers verwachten een sterke verdere groei van batterijopslag richting 2030. De markt beweegt van pioniersfase naar professionalisering: technologie wordt goedkoper en bekender, banken doen snel ervaring op en contracten worden verfijnder. Tegelijkertijd nemen concurrentie, lokale netbeperkingen en het risico op verzadiging van specifieke inkomstenmarkten toe.

## 4.1 Verwachte marktontwikkeling

Financiers verwachten dat de Nederlandse BESS-markt richting 2030 sterk groeit. Een publieke investeerder vat de huidige ontwikkeling samen: ‘De BESS-markt gaat als een raket’. Dalende investeringskosten, meer duurzame opwek, toenemende prijsvolatiliteit, negatieve stroomprijzen, elektrificatie en netcongestie zorgen voor een groeiende behoefte aan flexibiliteit. Batterijen vormen daardoor een steeds groter onderdeel van de pijplijn van financiers. Tegelijkertijd bevindt de markt zich nog in een relatief vroege fase. Zoals een marktpartij opmerkt: ‘Het echte pionieren is eruit, maar we staan echt nog wel aan de vooravond van een markt die nog substantieel moet gaan groeien’.

Door de afnemende technologische risico's, lagere kosten en toenemende ervaring van financiers zijn standaard lithium-ion projecten steeds minder afhankelijk van alleen financiers die veel risico nemen. Naarmate meer projecten worden gerealiseerd, ontstaat bovendien een beter trackrecord voor prestaties, opbrengsten en degradatie. Hierdoor kunnen financiers risico's nauwkeuriger beoordelen en neemt de concurrentie tussen banken toe. Dit leidt tot scherpere financieringsvoorwaarden en lagere marges. Zoals een commerciële bank aangeeft: ‘Je ziet dat de structuren die wij financieren steeds agressiever worden, want als er meer liquiditeit is, zijn er meer banken om uit te kiezen’.

### 4.1.1 Verschuiving tussen marktsegmenten

De standalone-markt blijft groeien, maar verschillende financiers verwachten dat de aantrekkelijkste hoogspanningslocaties geleidelijk worden ingevuld en dat hoge netkosten nieuwe projecten beperken. De aandacht verschuift daarom steeds meer naar co-located met zon en wind, opslag achter de meter, logistieke laadinfrastructuur en lokale congestiediensten. Daarbij bieden co-locatieprojecten niet alleen efficiënter gebruik van bestaande netaansluitingen, maar ook de mogelijkheid om inkomsten uit opwek en opslag te combineren. Een financier verwacht dat over vijf jaar vrijwel ieder zonneproject groter dan één megawatt parallel een batterijproject heeft lopen.

Achter-de-meterprojecten kennen weer andere risico’s, waarbij financiers sterker kijken naar het verbruiksprofiel, de kredietwaardigheid van de afnemer en de waarde van vermeden netinvesteringen. Tegelijkertijd ontstaan via congestiemanagement nieuwe verdienmodellen die minder afhankelijk zijn van energiehandel. De markt ontwikkelt zich volgens financiers daardoor

van een relatief uniforme standalone-markt naar een diverser landschap, waarin verschillende toepassingen en risicoprofielen om specifieke financieringsoplossingen vragen.

### 4.1.2 Concurrentie, kannibalisatie en geografische verschuiving

Snelle capaciteitsgroei vergroot de concurrentie tussen batterijen en kan vooral opbrengsten uit arbitrage- en flexibiliteitsmarkten onder druk zetten. Financiers verwachten daarom scherpere locatiekeuzes, conservatievere inkomstenprognoses en meer aandacht voor inkomstenbronnen die minder gevoelig zijn voor landelijke prijsconvergentie, zoals congestiediensten, vermeden netkosten en co-located.

Naarmate inkomstenstromen meer versnipperd raken, neemt ook het belang van portefeuillefinanciering toe. Door meerdere projecten te bundelen ontstaan schaalvoordelen, risicospreiding en financieringsvolumes die beter aansluiten bij de wensen van banken.

Daarnaast concurreert Nederland om investeringskapitaal met andere Europese markten. Wanneer vergunningen, netkosten of beleidskaders elders aantrekkelijker of voorspelbaarder zijn, kunnen ontwikkelaars en financiers hun investeringen verplaatsen. Een stabiel en concurrerend investeringsklimaat blijft daarom belangrijk om Nederlandse batterijprojecten aantrekkelijk te houden. Financiers zien hierbij de netkosten als primair risico voor het mogelijk verslechteren van het Nederlandse investeringsklimaat van BESS.

### 4.1.3 Richting 2050: structurele rol, beperkte voorspelbaarheid

In een energiesysteem met veel weersafhankelijke productie, elektrificatie van industrie en mobiliteit en grotere lokale netcongestie wordt opslag structureel onderdeel van de infrastructuur. De waarde verschuift waarschijnlijk van generieke arbitrage naar een combinatie van systeembalans, lokale netondersteuning, capaciteitsdiensten, co-located en optimalisatie achter de meter. Langere opslagduren en alternatieve technologieën kunnen belangrijker worden wanneer overschotten en tekorten langer aanhouden.

## 4.2 Behoeftes vanuit financiers

### 4.2.1 Zorg voor stabiele en langjarige randvoorwaarden

De breedst gedragen behoefte is voorspelbaar beleid. Financiers kunnen ongunstige voorwaarden verwerken wanneer deze vooraf bekend zijn, maar tussentijdse wijzigingen in tarieven, subsidies of contractrechten verhogen direct de risicopremie. Voor bestaande projecten zouden afgesproken voorwaarden daarom gedurende de looptijd moeten blijven gelden. Nieuwe regels kunnen op nieuwe projecten worden toegepast, zodat investeringsbeslissingen niet achteraf worden ondergraven.

### 4.2.2 Hervorm nettarieven en verbeter transportproducten

Een structurele oplossing voor nettarieven wordt door veel partijen effectiever geacht dan een tijdelijke generieke subsidie. TDTR, CSC en andere flexibele transportrechten moeten een

duidelijke tariefprikkel bieden en begrensde, meetbare afroepvoorwaarden bevatten. Zonder ondergrens voor transportcapaciteit of informatie over afschakeling blijft het risico voor banken te groot. Nederland moet voorkomen dat investeringen uitwijken naar landen met gunstigere nettarieven, snellere procedures en stabielere markt- en beleidsvoorwaarden.

### 4.2.3 Maak netdata toegankelijk

Netbeheerders zouden historische en toekomstige congestiedata moeten ontsluiten per station, tracé, kwartier en richting, inclusief geplande netverzwaringen. Dit maakt locatiekeuze beter en verandert onbegrensde onzekerheid in modelleerbaar risico. Daardoor kunnen financiers marges verlagen en projecten met alternatieve transportrechten eerder accepteren.

### 4.2.4 Faciliteer gestapelde en langjarige inkomsten

Batterijen moeten toegang hebben tot meerdere markten en contracten moeten combineerbaar zijn. Langjarige flexibiliteits-, congestie- of capaciteitscontracten kunnen een bodem onder de inkomsten leggen.

### 4.2.5 Nieuwe technologie en LDES

Voor long-duration energy storage is de markt minder volwassen en zijn inkomsten vaak nog moeilijker te contracteren. Publieke garanties of langjarige veilingen kunnen de eerste commerciële referenties mogelijk maken. De steun moet gericht zijn op het overbruggen van technologisch en marktrisico, niet op het permanent afdekken van inefficiënte projecten.

Beoordeling per opslagduur is belangrijk. Een 2-uurs batterij, een 8-uurs batterij en seizoensopslag leveren verschillende systeemdiensten en kennen andere kostenstructuren. Beleidsinstrumenten die alleen vermogen belonen kunnen langere duur onderwaarderen, instrumenten die uitsluitend energievolume belonen kunnen snelle flexibiliteit missen. Een combinatie van vermogen, duur, beschikbaarheid en daadwerkelijke prestatie ligt meer voor de hand.

### 4.2.6 Herstel mobilisatie van particulier kapitaal

De voormalige groenregeling liet particuliere spaarders en beleggers met belastingvoordeel investeren in erkende groenfondsen, waardoor duurzame projecten via een groenverklaring tegen een lagere rente konden lenen. De fiscale voordelen worden afgebouwd en stoppen per 1 januari 2028.[17] Een nieuwe of voortgezette groenregeling kan spaargeld en particuliere beleggingen richting duurzame energie-infrastructuur leiden, de financieringskosten verlagen en publieke middelen aanvullen.

[17] https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/regeling-groenprojecten .

# 5 Kwantitatieve analyse van de bankability van BESS

Dit hoofdstuk beantwoordt de hoofdvraag uit kwantitatief perspectief en toetst de conclusies uit hoofdstuk 3 en 4 aan vijf doorgerekende scenario's voor dezelfde batterij van 200 MW / 800 MWh met een ontladingsduur van vier uur, operationeel vanaf 2026 en doorgerekend over vijftien jaar. Voor Nederland worden merchant P50 en goal-seek tolling beide met en zonder TDTR onderzocht. Een Duitse merchant P50-case dient als vergelijking van het effect van de hoge Nederlandse netkosten. Daardoor wordt zichtbaar welk deel van de bankability wordt bepaald door marktinkomsten, contractering en transporttarieven.[18]

## 5.1 Aannames

In alle scenario's wordt dezelfde standalone lithium-ionbatterij van 200 MW / 800 MWh doorgerekend. De totale investering bedraagt € 148,0 miljoen, oftewel € 185.000 per MWh. Voor de Nederlandse scenario's is uitgegaan van aansluiting op het hoogspanningsnet van TenneT. De nettarieven stijgen in het model met 20% in 2027 en daarna met 6% per jaar.[19] Met TDTR vervalt het kW-contracttarief en wordt het kW-maxtarief met factor 0,55 berekend in navolging van de voorwaarden van TenneT voor dit contract. Zonder TDTR worden de volledige transporttarieven betaald. De inkomsten zijn gebaseerd op de openbare Aurora benchmarks richting 2035 voor Duitsland en België.

De analyse gebruikt een P50-scenario. Volgens het model is de kans op een hogere opbrengst en de kans op een lagere opbrengst dus elk 50%. De bruto merchantinkomsten starten op € 310.000 per MW in 2026 en nemen daarna geleidelijk af. Voor merchant wordt 60% vreemd vermogen aangenomen, met een lening van zeven jaar tegen 6,5% rente. De gemiddelde DSCR-eis bedraagt 160% en de minimale DSCR 150% per jaar. Hetzelfde opbrengstpad wordt toegepast in Nederland met en zonder TDTR. Daarnaast is een Duitse P50-merchantcase toegevoegd, met dezelfde investering en financiering, maar met een vast nettarief van € 7 per kW per jaar. Deze vergelijking is bedoeld om het effect van de nationale netkosten zichtbaar te maken; het is geen volledige vergelijking van de Duitse en Nederlandse markt.

Voor tolling wordt geen vooraf gekozen vergoeding doorgerekend. Het model zoekt de laagste vaste toll waarbij alle toetsen of eisen van de bank groen zijn voor een toll met en zonder TDTR. Voor tolling wordt 85% vreemd vermogen aangenomen, met een lening van tien jaar tegen 6,5% rente. De gemiddelde DSCR-eis bedraagt 120% en de minimale DSCR 110% per jaar. De gevonden toll geldt vijftien jaar lang en is niet geïndexeerd. De uitkomst laat dus niet zien welk

[18] Op verzoek kan ESNL toegang geven tot het volledige model zodat partijen alle aannames kunnen zien en ook zelf kunnen aanpassen.

[19] https://www.netbeheernederland.nl/artikelen/nieuws/nettarieven-2027-stijgen-maar-slimme-keuzes-kunnen-stijging-remmen ; https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/fien-2026 .

bedrag de markt momenteel biedt, maar welk bedrag minimaal nodig is om de businesscase onder de gekozen aannames financierbaar en jaarlijks winstgevend te maken.

## 5.2 Ontwikkeling van inkomsten en nettarieven

De historische Aurora-benchmarks bevestigen dat batterijopbrengsten hoog kunnen zijn, maar ook sterk fluctueren. Voor een Nederlandse vier-uursbatterij bedroeg de totale bruto cashflow uit energiehandel en balanceringscapaciteit circa € 510.000 per MW netexportcapaciteit in 2024 en circa € 314.000 per MW in 2025, een daling van 38%. In de eerste zeven maanden van 2026 werd circa € 185.000 per MW gerealiseerd, omgerekend naar jaarbasis is dat ongeveer € 317.000 per MW. De cashflow bleef in alle afzonderlijke maanden positief, maar de daling ten opzichte van 2024 en de wisselende verhouding tussen energiehandel en balanceringsdiensten onderstrepen het belang van revenue stacking en een sterke optimizer.




**Figuur 3.** Historische omzet benchmark 2024-2026. **Bron:** Aurora Energy Research

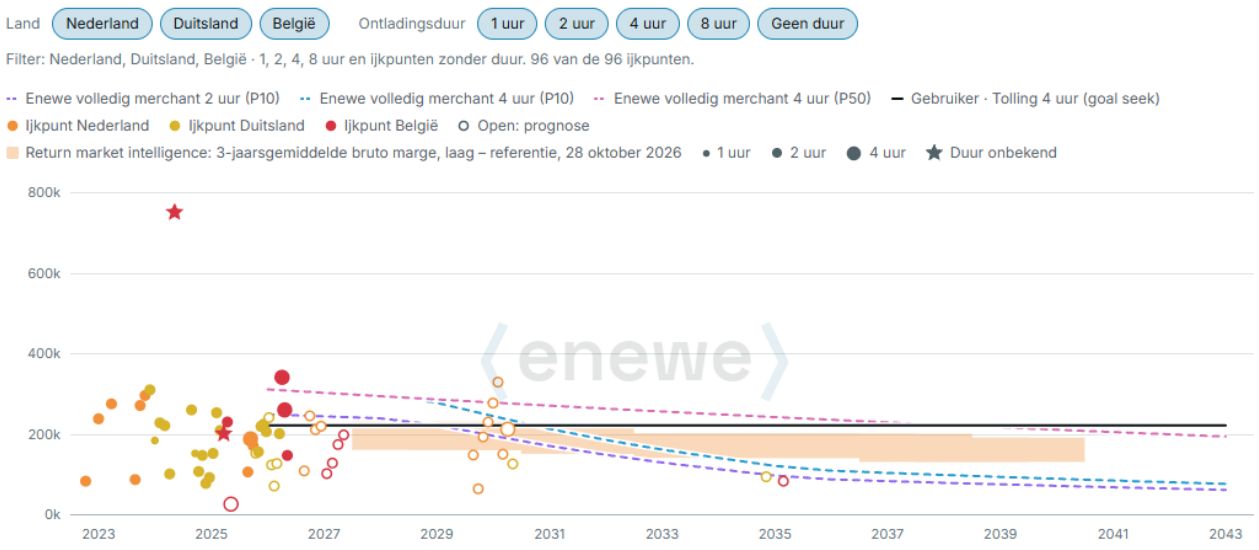
Voor de toekomst rekent de ESNL-merchantcase met een startopbrengst van € 310.000 per MW per jaar. Deze reeks daalt naar € 271.000 in 2030, € 220.000 in 2035 en € 203.000 in 2040. Daarmee wordt de verwachte verschuiving en verzadiging van inkomstenmarkten uit hoofdstuk 4 expliciet verwerkt. Tegelijkertijd stijgen de nettarieven in het model met 20% in 2027 en daarna met 6% per jaar. Bij TDTR lopen de jaarlijkse transportkosten daardoor op van € 10,3 miljoen in 2026 naar € 26,3 miljoen in 2040. Zonder TDTR stijgen zij van € 23,4 miljoen naar € 59,8 miljoen.

De nettariefontwikkeling werkt anders door dan de inkomstenontwikkeling. Merchant-opbrengsten kunnen in de eerste jaren nog hoog zijn, maar de inkomsten nemen af of met een vaste toll blijft het nominaal gelijk. De transportkosten stijgen daarentegen ieder jaar. Daarmee verslechtert de verhouding tussen opbrengsten en netkosten structureel. De aangekondigde

stijging van 20% in 2027 is dus niet alleen een eenmalige tegenvaller, het verhoogt ook de basis waarover alle latere stijgingen worden berekend. Hierdoor kantelen ook cases die in de eerste jaren voldoende kasstroom genereren later naar verlies.

### 5.2.1 Markttoets van het ESNL-inkomstenscenario

Het P50-opbrengstpad van ESNL is geen gegarandeerde inkomstenontwikkeling. Marktinformatie van projectontwikkelaar Return laat lagere marges zien dan het P50-pad. Het verschil is vooral in de eerste jaren aanzienlijk en neemt later af. De Return-blokken zijn geen jaarlijkse inkomstenprognose of daling binnen een blok, maar tonen per driejaarsperiode een bandbreedte tussen de gemiddelde totale inkomsten van het lage en het reference-scenario. Ze zijn dan ook niet één op één te vergelijken met het P50 scenario. De lagere waarden onderstrepen wel de onzekerheid rond de gekozen inkomstenraming. Wanneer de werkelijke inkomsten lager uitvallen, verslechteren bij dezelfde kosten de kasstroom en rendementen ten opzichte van de ESNL-cases. De cijfers vormen daarom een belangrijke kanttekening bij onze scenario's.

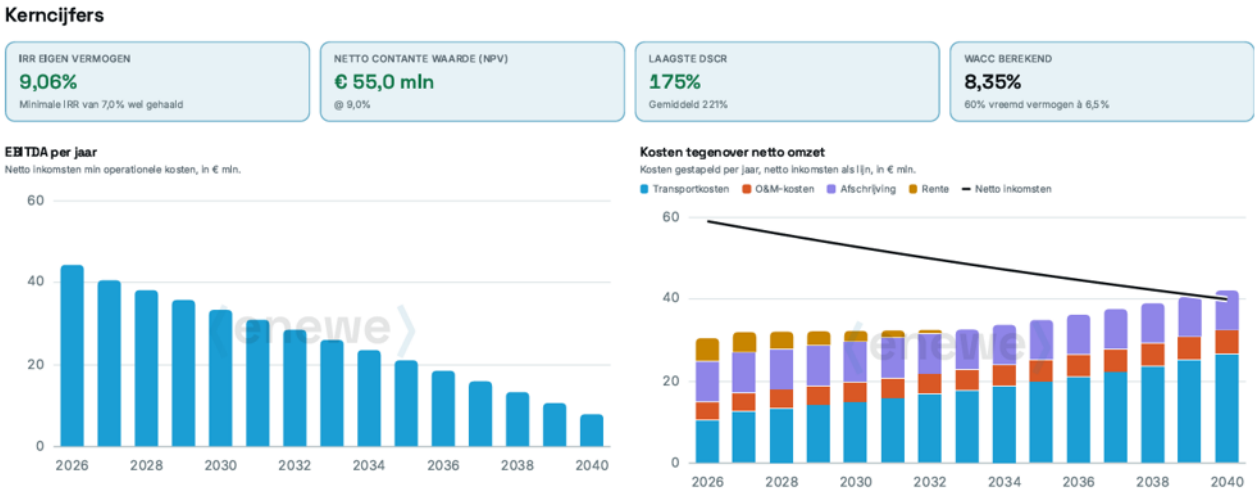



**Figuur 4**. De bandbreedte tussen de gemiddelde totale inkomsten van het low-scenario (ondergrens) en het reference-scenario (bovengrens) per driejaarsperiode. **Bron**: Return

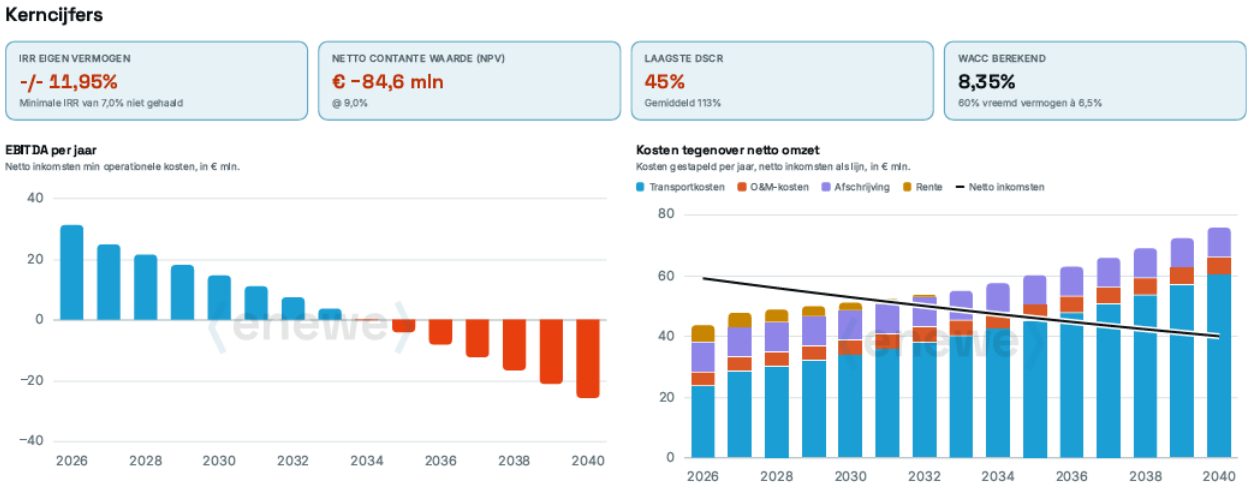
## 5.3 Vergelijking van de vijf voorbeeldcases

**Nederland merchant met TDTR.** Dit scenario is niet financierbaar. De EBITDA bedraagt € 44,2 miljoen in 2026 en € 386,4 miljoen over de gehele looptijd. De gemiddelde DSCR is 221% en de laagste DSCR 175%, zodat rente en aflossing tijdens de zevenjarige lening ruim kunnen worden betaald. Ook de IRR op eigen vermogen ligt met 9,06% boven de gehanteerde minimumgrens van 7%. Dat maakt de case op papier financierbaar. De haalbaarheid blijft echter beperkt om

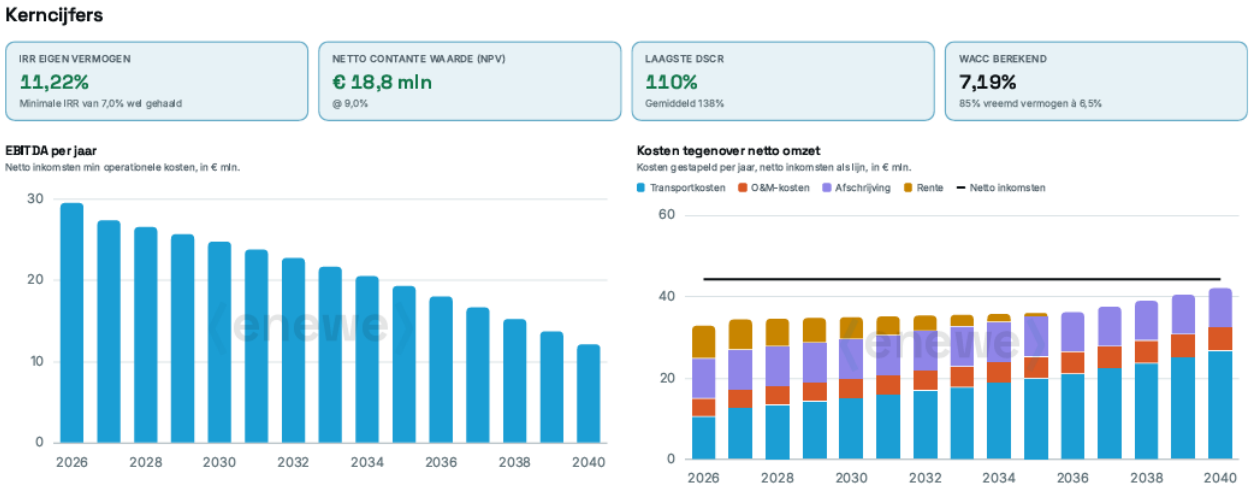
drie redenen. Ten eerste zijn de inkomsten volledig merchant en dus niet gegarandeerd. Een bank zal het P50-opbrengstpad daarom niet zomaar accepteren. Ten tweede daalt de EBITDA van € 44,2 miljoen in 2026 naar € 7,8 miljoen in 2040 en wordt in het laatste jaar verlies geleden, doordat de marktinkomsten afnemen terwijl de nettarieven blijven stijgen. Ten derde bedraagt de project-IRR slechts 5,51%, ruim onder de in het model gehanteerde rendementseis van 9%. Het project kan de schuld dus terugbetalen en levert de aandeelhouder voldoende rendement, maar creëert over de totale investering onvoldoende financiële waarde en heeft op lange termijn weinig buffer voor lagere inkomsten, hogere kosten of andere tegenvallers. TDTR maakt deze merchantcase daarmee beter, maar nog niet bankable.



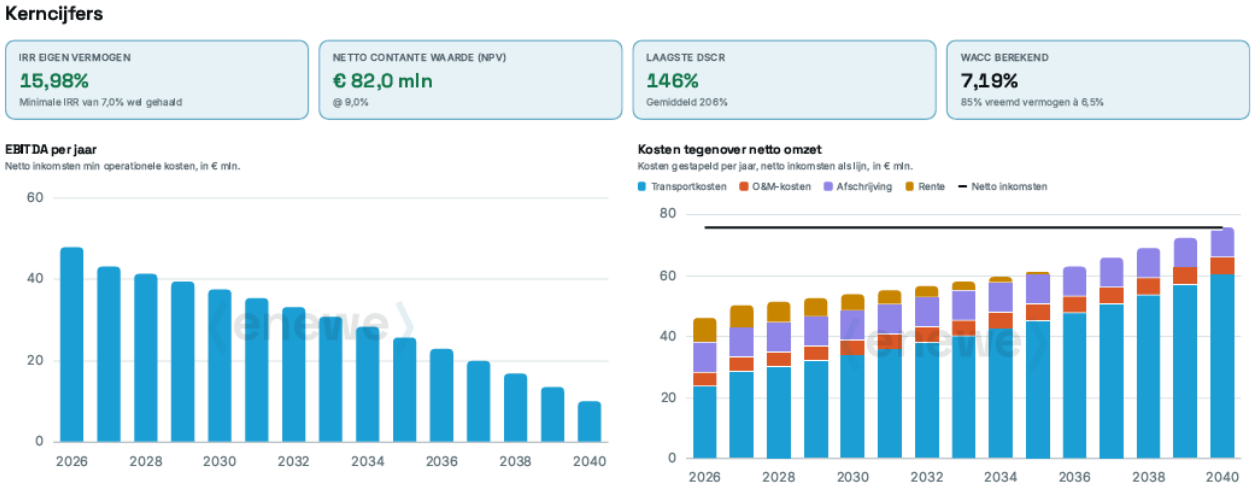

**Nederland merchant zonder TDTR.** Zonder TDTR kantelt dezelfde opbrengstenreeks naar een niet-haalbare businesscase. De EBITDA bedraagt nog € 31,1 miljoen in 2026, maar wordt vanaf 2034 negatief en komt over de volledige looptijd uit op slechts € 42,3 miljoen. De gemiddelde DSCR is 113% en de laagste DSCR 45%, ruim onder de vereiste 160% en 150%. De IRR op eigen vermogen bedraagt −11,95%, het resultaat na belasting is in tien van de vijftien jaren negatief en het eigen vermogen wordt niet terugverdiend. Dit betekent dat de Nederlandse merchant marktinkomsten op zichzelf onvoldoende zijn om de volledige transporttarieven te dragen. Zonder TDTR is dit type standalone project niet financierbaar.



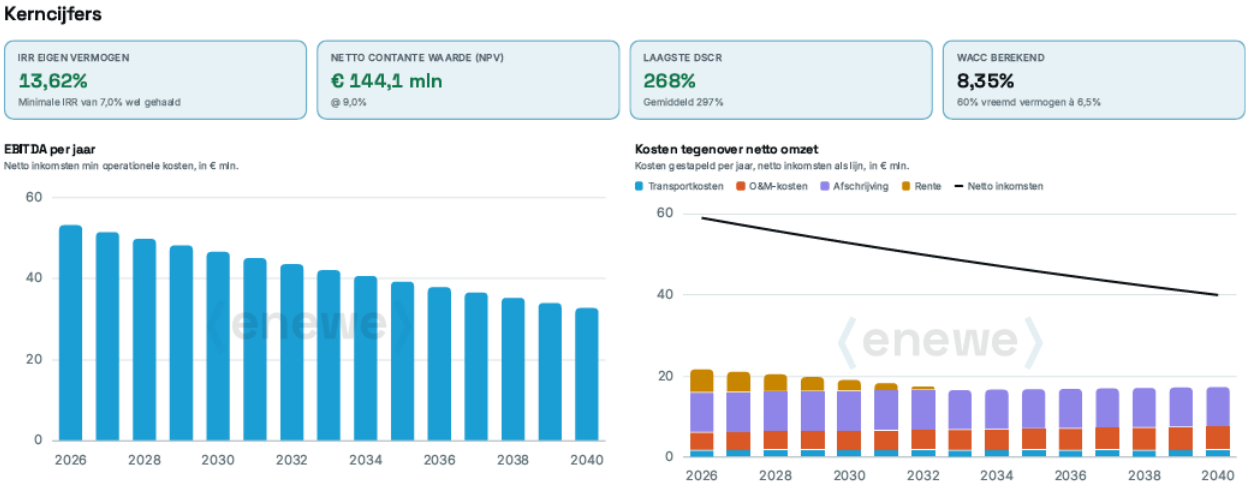

**Nederland tolling met TDTR, goal seek (goalseek = automatische minimale toll voor haalbare business case).** Met TDTR is een vaste toll van minimaal € 220.861 per MW per jaar nodig om aan alle eisen te voldoen. Daarmee bedragen de jaarlijkse inkomsten € 44,2 miljoen. De gemiddelde DSCR komt uit op 138%, de laagste DSCR precies op 110% en de IRR op eigen vermogen op 11,22%. Het project is ieder jaar winstgevend en behaalt over de looptijd een EBITDA van € 316,9 miljoen. Deze toll lijkt realistisch, omdat zij onder de merchantopbrengst van € 310.000 per MW in 2026 ligt en tot ongeveer 2035 in de buurt blijft van de opbrengsten. Een bank zal deze structuur in theorie financieren, maar de minimale DSCR ligt precies op de ondergrens en laat dus weinig ruimte voor tegenvallers. De benodigde toll is bovendien een financierbaarheidsdrempel en geen voorspelling van wat de markt daadwerkelijk biedt. Een typische tollingovereenkomst biedt € 150.000-190.000 per MW per jaar en heeft een doorgaans een kortere looptijd van 5-8 jaar en afspraken over nettarieven volgens BESS-marktpartijen. Daarnaast laten de prognoses van Return zien dat ook de inkomsten mogelijk lager liggen, wat de toll ook nog eens minder betaalbaar maakt.



**Nederland tolling zonder TDTR, goal seek (goalseek = automatische minimale toll voor haalbare business case).** Zonder TDTR loopt de minimaal benodigde toll op tot € 377.839 per MW per jaar, gelijk aan € 75,6 miljoen aan jaarlijkse inkomsten. Bij deze vergoeding is de gemiddelde DSCR 206%, de laagste DSCR 146% en de IRR op eigen vermogen 15,98%. Het project is ieder jaar winstgevend en behaalt een totale EBITDA van € 443,7 miljoen. Dit is echter geen aanwijzing dat de businesscase sterker is. De veel hogere toll is juist nodig om de volledige Nederlandse transportkosten te compenseren. De benodigde toll ligt vanaf het eerste jaar boven de merchantopbrengst van € 310.000 per MW en het verschil neemt daarna verder toe. Een toller zou daarmee structureel meer betalen dan de batterij volgens het model kan verdienen. Hoewel de financiële ratio's op papier ruim voldoende zijn, zal een bank ook toetsen of de toller deze vergoeding vijftien jaar kan en wil dragen. Daardoor is dit scenario waarschijnlijk niet realistisch en zonder aanvullende inkomsten niet bankable.




**Duitsland merchant.** Bij dezelfde investering, opbrengsten en financieringsstructuur, maar een vast Duits nettarief van € 7 per kW per jaar, is het voorbeeldproject wel haalbaar. De EBITDA bedraagt € 53,1 miljoen in 2026 en € 634,3 miljoen over de looptijd. De gemiddelde DSCR is 297%, de laagste DSCR 268% en de IRR op eigen vermogen 13,62%. Het project is ieder jaar winstgevend en het eigen vermogen is in 2028 terugverdiend. De vergelijking maakt duidelijk dat niet de marktinkomsten, maar vooral de Nederlandse netkosten het verschil maken tussen een gezonde en een kwetsbare of onhaalbare businesscase. De uitkomst moet als illustratie van het nettariefeffect worden gelezen, niet als volledige vergelijking tussen Duitsland en Nederland.




De scenario's beantwoorden daarmee twee verschillende vragen. De merchantcases laten zien wat de businesscase oplevert bij een P50-opbrengstverwachting. De tollingcases laten omgekeerd zien welke vaste vergoeding nodig is om de financierbaarheidsdrempel te halen. Voor Nederland is het verschil tussen met en zonder TDTR groot: bij merchant verandert de uitkomst van beperkt haalbaar naar niet haalbaar, terwijl bij tolling de benodigde vergoeding stijgt van € 220.861 naar een onrealistische € 377.839 per MW per jaar.

## 5.4 Aanscherpingen op de interviews n.a.v. de kwantitatieve analyse

**TDTR verandert de Nederlandse businesscase fundamenteel, maar laat weinig ruimte voor verslechtering.** Bij merchant verbetert de IRR op eigen vermogen van −11,95% zonder TDTR naar 9,06% met TDTR. Bij tolling daalt de minimaal benodigde vergoeding door TDTR van € 377.839 naar € 220.861 per MW per jaar, een verschil van € 156.978 per MW per jaar. TDTR is daarmee niet slechts een beperkte optimalisatie, maar een doorslaggevende randvoorwaarde voor een realistische Nederlandse business case. Tegelijk is ook de merchantcase met TDTR slechts beperkt haalbaar, zodat verdere tariefstijging, lagere marktinkomsten of aanvullende kosten de uitkomst snel kunnen doen omslaan.

**De vergelijking met Duitsland wijst op een stevig Nederlands concurrentienadeel.** Bij hetzelfde P50-opbrengstpad is de Duitse merchantcase makkelijk haalbaar. In Nederland resteert met TDTR een matige business case en zonder TDTR een verlieslatende business case. De vergelijking maakt zichtbaar hoe sterk nationale netkosten de investeringsbeslissing sturen. Bedrijven kunnen daardoor uitwijken, ook wanneer de Nederlandse elektriciteitsmarkt zelf voldoende verdienpotentieel heeft.

**De tariefstijging van 20% is een breuk met eerdere haalbaarheidsverwachtingen.** Eerdere analyses konden uitgaan van lagere of geleidelijker stijgende transportkosten en concludeerden daardoor dat een deel van de vier-uursprojecten mogelijk of waarschijnlijk levensvatbaar werd.

In de hier doorgerekende cases wordt de stijging van 20% in 2027 gevolgd door 6% per jaar.[20] Alleen de meest gunstige combinatie met een toll en TDTR haalt het dan zeker bij financiers. Nieuwe standalone projecten zijn onder deze aannames vaak niet haalbaar en zelfs de combinatie van toll en TDTR kan maar weinig tegenslagen verwerken om overeind te blijven.

## 5.5 Conclusie

De vijf voorbeeldcases bevestigen de conclusies uit de interviews, maar scherpen deze ook aan. Een Nederlandse vier-uursbatterij kan bij een gemiddeld inkomstenscenario en TDTR in beginsel financierbaar zijn. De businesscase is echter slechts beperkt haalbaar, omdat de winstgevendheid tegen het einde van de looptijd verdwijnt. Zonder TDTR is dezelfde merchantcase overtuigend niet haalbaar. TDTR is daarmee onder de gekozen aannames een noodzakelijke randvoorwaarde voor een Nederlandse standalone merchantbusinesscase. De goal-seekanalyse laat daarnaast zien hoeveel inkomstenzekerheid nodig is om de businesscase daadwerkelijk op groen te krijgen. Met TDTR is daarvoor een vaste toll van minimaal € 220.861 per MW per jaar nodig. Volgens marktpartijen zijn dit ongebruikelijke en richting onrealistische bedragen voor een tollingovereenkomst. Een typische tollingovereenkomst biedt € 150.000-190.000 per MW per jaar en heeft een doorgaans een kortere looptijd van 5-8 jaar en afspraken over nettarieven volgens BESS-marktpartijen. Daarnaast laten de prognoses van Return zien dat ook de inkomsten mogelijk lager liggen, wat de toll ook nog eens minder betaalbaar maakt. Zonder TDTR stijgt deze drempel naar een duidelijk onrealistische € 377.839.

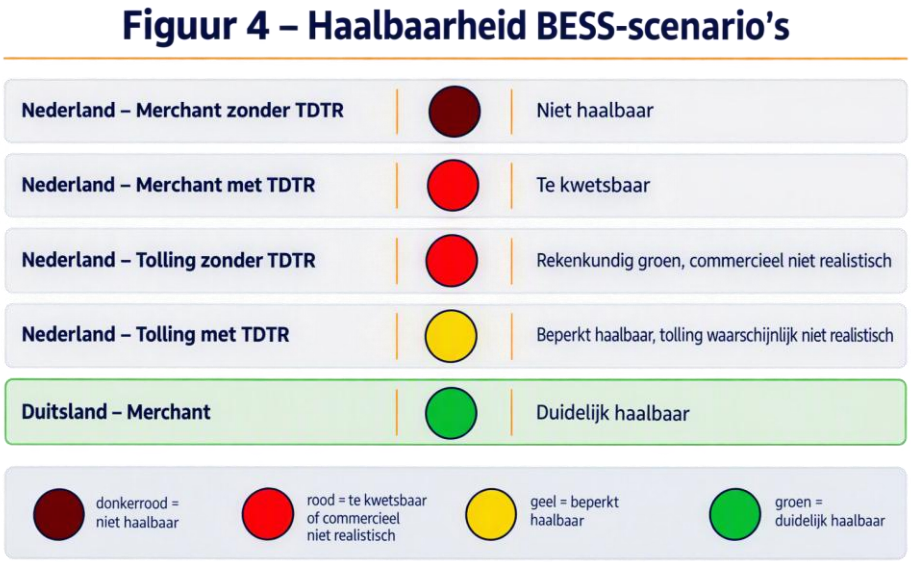
De Duitse vergelijking onderstreept de kern van het probleem: de inkomsten dalen in de tijd of blijven nominaal gelijk, terwijl de netkosten versneld stijgen. Daardoor kan een project in de eerste jaren sterk lijken en toch over de financieringslooptijd onhoudbaar worden. De nieuwe tariefstijging van 20% maakt de businesscase van een nieuwe standalone vier-uursbatterij onder de onderzochte aannames alleen enigszins haalbaar met een TDTR en een sterke tollingovereenkomst.

Mogelijk kan het aankomende CSC de businesscase verbeteren wanneer de netbeheerder een vaste beschikbaarheidsvergoeding betaalt voor het vermogen dat de batterij gedurende afgesproken perioden beschikbaar houdt en daarnaast een inzetvergoeding voor daadwerkelijke activatie. Deze extra en relatief voorspelbare inkomsten kunnen boven op markt- of tollinginkomsten komen, als stapeling is toegestaan, en verhogen daarmee de kasstroom en de DSCR. Tegelijk kan een CSC de inzet van de batterij beperken of marktinkomsten verdringen. Het effect is pas door te rekenen als de standaardmethodiek bekend is.

Ook andere factoren en aannames kunnen de uitkomst verbeteren: een lagere of begrensde groei van nettarieven, een hogere of geïndexeerde tollingvergoeding, aanvullende inkomsten uit een capaciteitsmechanisme of flextender, lagere CAPEX, een lager rentepercentage, minder

[20] https://www.netbeheernederland.nl/artikelen/nieuws/nettarieven-2027-stijgen-maar-slimme-keuzes-kunnen-stijging-remmen ; https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/fien-2026 .

vreemd vermogen of een langere aflossingsperiode. Co-locatie of aansluiting achter de meter kan daarnaast netkosten of aansluitkosten beperken. Deze varianten nemen ieder een ander risico weg, maar maken een project niet automatisch bankable. De conclusie is daarom dat Nederlandse BESS-projecten pas financierbaar en haalbaar worden wanneer beleidsmatige knelpunten substantieel worden weggenomen of een groot aantal gunstige factoren of voorwaarden in de businesscase samenkomen.




**Figuur 5.** Beoordeling van de haalbaarheid van de vijf scenario's. Van de Nederlandse scenario's is alleen tolling met TDTR beperkt haalbaar. Of de benodigde toll in de markt contracteerbaar is met een kredietwaardige tegenpartij is discutabel volgens BESS-marktpartijen. De Duitse merchantcase is bij hetzelfde opbrengstpad en lagere netkosten duidelijk haalbaar.

# 6 Conclusie

Financiers zien de Nederlandse BESS-markt als een snelgroeiende en geaccepteerde investeringscategorie, maar nog niet als een volledige volwassen markt. Batterijen vormen een steeds groter deel van de duurzame projectpijplijn en de vraag naar flexibiliteit neemt richting 2030 sterk toe door de groei van wind en zon, elektrificatie, negatieve prijzen en netcongestie. Lithium-iontechnologie wordt als bewezen gezien. De maatschappelijke behoefte aan opslag en een grote projectpipeline vertalen zich echter nog niet automatisch naar voldoende financierbare capaciteit.

Richting 2030 verwachten financiers verdere professionalisering. Dalende investeringskosten, langere garanties en toenemende concurrentie tussen financiers kunnen de voorwaarden voor BESS verbeteren. Tegelijkertijd verschuift de markt. De aantrekkelijkste standalone-locaties worden schaarser en hoge netkosten beperken nieuwe projecten. Co-locatie met zon en wind, opslag achter de meter en lokale congestiediensten zullen daardoor waarschijnlijk sneller groeien. Standalone BESS blijft echter nodig vanwege de vrije inzet tussen markten en de mogelijkheid om opslag te plaatsen waar de systeem- of congestiewaarde het grootst is. Op langere termijn richting 2040 en 2050 verwachten financiers dat opslag een structureel onderdeel van het elektriciteitssysteem wordt.

De bepalende factor voor financierbaarheid is de voorspelbaarheid van de kasstroom. Een langjarig tollingcontract met een kredietwaardige tegenpartij biedt de meeste zekerheid en maakt meer vreemd vermogen, een langere looptijd en kleinere financiële buffers mogelijk. Floor-contracten bieden een tussenweg, terwijl volledig merchant projecten minder schuld kunnen aantrekken en hogere buffers nodig hebben. Merchant financiering is niet uitgesloten, maar vereist conservatieve ramingen, toegang tot meerdere markten, een sterke optimizer en voldoende financiële ruimte om tegenvallende inkomsten op te vangen. Revenue stacking is essentieel, omdat inkomsten uit FCR, aFRR, onbalans, day-ahead, intraday en congestiemanagement kunnen verschuiven of verzadigen.

Naast inkomsten wegen nettarieven, transportrechten en locatie zwaar. Financiers noemen niet alleen de hoogte van nettarieven, maar vooral de onzekerheid daarover als een van de grootste Nederlandse risico’s. Een hoog maar bekend kostenniveau kan worden gemodelleerd, een onbegrensde tariefstijging niet. TDTR wordt relatief positief beoordeeld doordat de korting op netkosten groter kan zijn dan het verwachte inkomstenverlies. VVTR is zonder ondergrens voor transportcapaciteit vaak nog niet bankable. CSC’s, flextenders en andere congestiecontracten kunnen de financierbaarheid verbeteren wanneer afroep, looptijd en beschikbaarheids- en inzetvergoedingen vooraf vaststaan. Transparante netdata per locatie, uur en richting zijn nodig om transportbeperkingen op alle netvlakken beter in scenario’s en financieringsmarges te kunnen vertalen.

Ook techniek en uitvoering blijven bepalend. Bij lithium-ion kijken financiers vooral naar gegarandeerde beschikbaarheid en restcapaciteit, degradatie, brandveiligheid en EMS-kwaliteit.

Garanties hebben alleen waarde als onderdelen, service en aansprakelijkheid gedurende de financieringslooptijd beschikbaar blijven. Nieuwe opslagtechnologieën en LDES hebben minder trackrecord en vragen daarom eerder om risicodragend kapitaal, publieke garanties of ondersteuning voor eerste commerciële projecten.

Ten slotte beoordelen financiers de volledige projectstructuur: de ervaring en reputatie van de ontwikkelaar, de optimizer, de kredietwaardigheid van contractpartijen, de ontwikkelfase, zekerheden en de aansluiting tussen senior debt en eigen vermogen. Nieuwe partijen en technieken krijgen daardoor moeilijker financiering, terwijl gespecialiseerde, publieke en particuliere financiers juist eerder kunnen instappen of kleinere projecten en portefeuilles kunnen bedienen. Bankability is daarom geen absoluut oordeel: hetzelfde project kan voor een grote bank te klein of te risicovol zijn, maar voor een duurzame bank, fonds, platform of publieke financier passend.

De kwantitatieve analyse scherpt dit beeld aan. In slechts één van de vier doorgerekende voorbeeldcases wordt volledig aan de eisen voor bankability voldaan. Tolling in combinatie met TDTR lijkt in theorie haalbaar, maar kent ook veel onzekerheden en is volgens BESS-marktpartijen niet realistisch. Daarmee blijkt dat voorspelbare inkomsten en een product zoals het TDTR wel noodzakelijk zijn, maar bij het onderzochte tariefpad nauwelijks tot niet voldoende zijn om een nieuwe standalone vier-uursbatterij financierbaar te maken. Het is dan ook cruciaal om of nieuwe inkomstenstromen te creëren of kosten voor BESS te verlagen. De uitkomsten van de analyse blijven afhankelijk van het gekozen P50-opbrengstpad. De lagere inkomsten marges in de Return scenario’s onderstrepen de noodzaak om ook lagere opbrengstpaden te toetsen. Bij gelijkblijvende kosten zouden deze de kasstroom, schulddekking en rendementen nog verder verlagen.

Het antwoord op de hoofdvraag is daarmee tweeledig. Financiers zijn positief over de structurele groei en systeemrol van BESS, maar Nederlandse projecten zijn alleen financierbaar wanneer de samenhang tussen verdienmarkten, contracten, betrokken partijen en kapitaalstructuur ook onder conservatieve scenario’s voldoende sterke kasstromen oplevert. De kwantitatieve analyse laat zien dat dit onder een middenscenario en het gekozen tariefpad alleen bij tolling in combinatie met TDTR mogelijk beperkt lukt. De grootste belemmering is daarom niet één afzonderlijk risico, maar de stapeling van volatiele inkomsten, snel stijgende nettarieven, beperkte transportcapaciteit en onvoldoende trackrecord. Langjarige inkomstencontracten, berekenbare transportvoorwaarden, transparante netdata en consortia van meerdere soorten financiers verminderen deze risico’s, maar moeten onder de streep ook voldoende financiële waarde opleveren. Om de bankability van BESS te verbeteren zijn daarom voorspelbare en redelijke nettarieven en beleid, voldoende transport- en congestiecontracten met vergoeding voor vermogen, betere netdata en gerichte publieke risicodeling nodig. Alleen met deze randvoorwaarden kan Nederland, in lijn met de doelen van het NPE, de noodzakelijke 28 GW aan batterijvermogen in 2040 realiseren voor een duurzaam, betaalbaar en betrouwbaar energiesysteem.

# 7 Aanbevelingen

De analyse laat zien dat BESS inmiddels een geaccepteerde investeringscategorie is, maar dat veel projecten niet financierbaar worden door een combinatie van onvoorspelbare nettarieven, beperkte transportzekerheid, volatiele inkomsten en lange ontwikkeltrajecten. De risico's zijn voor deze projecten nog onvoldoende vertaald naar voorwaarden waarop financiers kunnen rekenen. De voorbeeldcases onderstrepen bovendien dat afzonderlijke verbeteringen, zoals een tollingcontract of TDTR, niet altijd voldoende zijn wanneer inkomsten en kosten zich structureel uit elkaar ontwikkelen. De recent gepubliceerde Integrale Beleidsagenda Energieopslag zal al een aanzet vormen voor de oplossingsrichtingen. Echter, voor bankability zijn niet alleen een duidelijke beleidsrichting en maatschappelijke erkenning nodig, maar vooral uitvoerbare maatregelen en voorspelbare en financieel dekkende kosten en inkomsten. De aanbevelingen hieronder richten zich daarom op het omzetten van de risico's die financiers zien in berekenbare risico's, zodat meer projecten financial close kunnen bereiken.

## 7.1 Maak beleid en regelgeving langjarig voorspelbaar

Leg voor nettarieven, transportrechten, subsidies en marktregels vooraf een meerjarig pad vast en bescherm bestaande projecten tegen wijzigingen tijdens de financieringslooptijd. Nieuwe voorwaarden kunnen voor nieuwe projecten gelden, maar mogen al genomen investeringsbesluiten niet achteraf aantasten. Koppel het nationale opslagdoel en de acties in de beleidsagenda ook aan meerjarige acties, die wel kunnen worden bijgestuurd, maar niet zomaar wezenlijk kunnen worden veranderd of stopgezet, om de voorspelbaarheid van het Nederlandse investeringsklimaat voor BESS en andere energietechnieken te waarborgen.

## 7.2 Hervorm nettarieven vanuit de systeemfunctie van opslag

Voorkom dat opslag bij laden en ontladen wordt belast alsof zij eindverbruiker en producent is. Ontwikkel een tariefbehandeling voor bidirectionele opslag, gebaseerd op de werkelijk veroorzaakte netkosten en aantoonbare bijdrage aan congestieverlichting, systeembalans en uitstel van netinvesteringen. Een behandeling als producent is het meest logisch als een aparte categorie niet haalbaar is. Opslag levert productie uit wind en zon immers later op een gewenst moment aan het net. Een mogelijke oplossing is het publiceren van een langjarig tariefpad en periodieke toets aan omliggende landen, zodat Nederlandse projecten niet uitsluitend door tariefverschillen investeringskapitaal verliezen. Het is hier aan het Rijk de verschillen in de tariefprognose en de werkelijke stijging af te dekken. Een hoog (maar redelijk) tarief met een voorspelbare stijging is immers beter voor een bankable project. Een alternatief is een sterk aangesterkt TDTR om de nettarieven voor de noodzakelijke opslag draagbaar te maken.

## 7.3 Standaardiseer bankable transport- en congestiecontracten

Werk landelijke standaardversies uit voor TDTR, VVTR en CSC, zodat dezelfde vergoedingsprincipes en risicoverdeling bij alle netbeheerders gelden. Een contract moet minimaal een voorspelbare ondergrens bevatten voor beschikbaar transport, maximale afschakelduur en frequentie en aankondigingstermijnen. Voor VVTR kan een hybride variant worden ontwikkeld: een beperkt vast transportrecht als financierbare ondergrens, aangevuld met variabele restruimte. Voor CSC's zijn een vaste beschikbaarheidsvergoeding en een inzetvergoeding nodig die zowel gemiste marktinkomsten als extra degradatie en operationele kosten dekken. Maak contracten stapelbaar met energie en balanceringsmarkten en schaal het beschikbare volume van alternatieve transportrechten op naar de haalbare restruimte. Verruim daarnaast de kaders voor congestieverzachtende batterijen: beoordeel technisch netondersteunend gebruik boven de GTV en geef co-located BESS zonder reguliere afnamecapaciteit toegang wanneer zij aantoonbaar netneutraal of congestieverlichtend opereren.

## 7.4 Maak netdata en relevante nettopologie toegankelijk

Richt een landelijke dataroom in met historische en verwachte belasting, congestie, afschakeling, restruimte en geplande netverzwaringen per station, tracé, uur en richting. Publiceer ook de relaties tussen stations en congestiegebieden. Laat ontwikkelaars en financiers hiermee vóór contractering uniforme congestiescenario's doorrekenen. Zo wordt de huidige 'black box' op met name middenspanningsniveau een modelleerbaar risico en kunnen geschikte locaties gericht worden geselecteerd. Dit scheelt de netbeheerder tijd, levert meer bankable projecten op en zorgt voor een snellere en efficiëntere aanpak van netcongestie. Verbind deze data daarnaast aan actieve ruimtelijke regie door het Rijk: veranker locaties voor opslag van nationaal belang in het PEH en NPE op basis van een integrale afweging van netwaarde, omgeving en andere maatschappelijke opgaven.

## 7.5 Creëer langjarige, stapelbare inkomsten

Ontwikkel meerjarige flextenders, congestiecontracten en capaciteitscontracten met looptijden die aansluiten op de technische levensduur en niet alleen de congestieduur. Beloon zowel beschikbaar vermogen als opslagduur en daadwerkelijke prestatie, zodat korte en langere systemen op hun functie kunnen concurreren. Borg dat inkomsten uit congestiemanagement, capaciteitsmarkten, arbitrage en balanceringsdiensten naast elkaar mogelijk blijven en voorkom dubbele terugbetalings- of beschikbaarheidsverplichtingen. Voor co-locatie moeten CfD- en SDE++-kaders opslag niet ontmoedigen: uitgestelde levering en vermeden curtailment moeten binnen de regeling waarde behouden. Voor LDES-projecten en nieuwe markten waarvoor nog geen langjarige private inkomstencontracten beschikbaar zijn, kan de overheid tijdelijk een minimale inkomstenzekerheid bieden. Deze ondersteuning kan worden afgebouwd zodra marktpartijen vergelijkbare zekerheid aanbieden via tollingcontracten, floor-contracten of verzekeringen.

## 7.6 Zet publieke middelen gericht in op risico's die de markt niet kan dekken

Erken de maatschappelijke baten van opslag financieel wanneer deze niet via nettarieven, transportcontracten of marktinkomsten bij het project terechtkomen. Gebruik publieke garanties en cofinanciering voor risico's die de markt aantoonbaar niet draagt: de ontwikkelfase, eerste commerciële LDES-projecten, nieuwe technologie, kleinere portefeuilles en het gat tussen senior debt en eigen vermogen. Voor bewezen lithium-ionprojecten hoort generieke CAPEX-steun niet de standaard te zijn, daar ligt de prioriteit bij passende tarieven, transportrechten en inkomstencontracten.

## 7.7 Mobiliseer particulier kapitaal met een vernieuwde groenregeling

Herstel een fiscale groenregeling waarmee spaarders en particuliere beleggers via banken, groenfondsen en investeringsplatforms kunnen investeren in energieopslag en andere duurzame energie-infrastructuur. Een fiscaal voordeel voor particuliere beleggers verlaagt het vereiste rendement en daarmee de financieringskosten voor projecten. Tegelijkertijd vergroot de regeling het beschikbare kapitaal juist voor kleinere projecten, co-locatie en ontwikkelportefeuilles die niet volledig met senior debt kunnen worden gefinancierd. Daarmee vult de regeling het gat tussen eigen vermogen en bankfinanciering, zonder dezelfde rol te vervullen als Invest-NL.

## 7.8 Maak publieke investeringsinstellingen meer ketengericht

Het idee om publieke investeringsinstellingen niet alleen afzonderlijke projecten, maar volledige ketens of ecosystemen te laten financieren, leeft al breder binnen het debat over de financiering van de energietransitie. Pas dit principe ook toe op BESS. Een batterij is vaak afhankelijk van andere partijen, zoals een zon- of windpark, optimizers, afnemer, netbeheerder en leverancier. Wanneer iedere partij eerst zekerheid van de andere verlangt, kunnen op zichzelf kansrijke projecten vastlopen. Laat een publieke investeringsinstelling daarom samen met private financiers de risico's en contracten van het hele ecosysteem beoordelen en op elkaar afstemmen. Zo worden afhankelijkheden tussen partijen beheersbaar, ontstaat meer zekerheid over kosten en inkomsten en kan het BESS-project als onderdeel van de totale keten bankable worden. De publieke instelling moet daarbij vooral coördineren en ontbrekende risico's afdekken en private financiers blijven nodig voor marktkennis, toetsing en opschaling.

## 7.9 Leer gericht van buitenlandse markten met een gelijkespeelveldtoets

Vergelijk Nederlandse maatregelen structureel met Duitsland en België en andere EU-landen. De EU stuurt in regelgeving ook expliciet op een gelijk speelveld. Neem instrumenten niet zomaar over, maar toets per maatregel welk Nederlands knelpunt wordt opgelost: langjarige inkomsten, netkosten, vergunningen of toegang tot capaciteit. Publiceer jaarlijks een internationale benchmark van nettarieven, aansluittermijnen, markttoegang, inkomstencontracten en gerealiseerde BESS-capaciteit. Gebruik deze benchmark als concurrentietoets bij nieuwe Nederlandse regelgeving. Dit kan bijvoorbeeld onderdeel worden

van de nieuwe RVO monitor op Energieopslag.

## 7.10 Repair EU: batterijsystemen Europees vervangbaar en repareerbaar

Verminder de afhankelijkheid van leveranciers buiten Europa voor reserveonderdelen, software, onderhoud en garantieafhandeling. Stimuleer Europese recycle- en servicecapaciteit en stel eisen aan modulaire opbouw, lokale reparatie en overdraagbaarheid van EMS-diensten. Vraag op lange termijn bij publieke aanbestedingen dat kritieke componenten gedurende de financieringslooptijd door meerdere gekwalificeerde partijen kunnen worden vervangen of gerepareerd. Dit verlaagt het risico dat uitval van een leverancier leidt tot stilstand en maakt technische garanties voor financiers beter afdwingbaar.

## 7.11 Houd standalone, co-located en decentrale opslag afzonderlijk levensvatbaar

Co-located batterijen en opslag achter de meter zullen waarschijnlijk gemakkelijker groeien, omdat zij onderdeel zijn van een breder project met opwek of verbruik. Zij kunnen een bestaande aansluiting beter benutten, curtailment beperken, zelfconsumptie verhogen of pieken in het verbruik opvangen. Daardoor rust hun businesscase niet uitsluitend op inkomsten uit de elektriciteitsmarkten. Nadeel is dat zij samenhangen met de financiering van zon of windparken. Deze groei is positief, maar maakt standalone opslag niet overbodig. Standalone BESS is vrijer inzetbaar, kan onafhankelijk van één opwek- of vermogensprofiel tussen meerdere markten schakelen en kan worden geplaatst op locaties waar de systeem- of congestiewaarde het grootst is. Voor een flexibel en betrouwbaar energiesysteem blijft daarom ook voldoende standalone capaciteit nodig. Toets nieuwe nettarieven, transportrechten, subsidies en marktregels daarom afzonderlijk op hun gevolgen voor standalone, co-located en decentrale opslag. Zo kan ieder segment groeien vanuit zijn eigen systeemfunctie, zonder dat de ontwikkeling van standalone opslag achterblijft doordat co-located en decentrale projecten vanzelf een sterkere uitgangspositie hebben.

# Bijlage 1 - Interviewleidraad

## Intro & context
• Introductie team en projectpitch
• Kunt u kort uw rol en betrokkenheid bij energieopslagprojecten toelichten?
• Hoe past BESS binnen uw huidige portfolio of strategie?
◦ Kunt u het algemene investerings- en risicoprofiel van de bank schetsen? Wanneer is iets voor jullie bankable?

## Huidige markt
• Hoe kijkt u naar de huidige Nederlandse BESS-markt?
◦ Past BESS in het toekomstige energiesysteem? Zo ja, op welke manier?
• Hoeveel BESS-projecten ziet u langskomen en hoeveel halen financial close?
• Ziet u duidelijke segmenten, zoals standalone vs. co-located, die beter scoren op financierbaarheid?

## Visie op marktontwikkeling
• Hoe verwacht u dat de BESS-markt zich ontwikkelt richting 2030?
• Op dit moment financiert u 70-80% van zonprojecten. Verwacht u dat ooit voor BESS te bereiken? Wanneer, en waarom?
• Wat zijn volgens u de belangrijkste drijfveren?
• Waar zitten de grootste onzekerheden richting 2030-2050?
◦ Hoe kijkt u naar kannibalisatierisico's en flexibiliteitssaturatie?

## Afwegingskader bankability

## Algemeen beoordelingsproces
• Hoe ziet een typisch beoordelingsproces voor een BESS-project eruit?
• Wat zijn de belangrijkste criteria om een project wel of niet te financieren?
• Welke risico's wegen het zwaarst?

## Weging en drempelwaarden
• Hoe komen jullie tot de weging van factoren?
◦ Gebruiken jullie daarvoor secundair onderzoek of externe benchmarks?
• Zijn er minimumvoorwaarden, bijv. contractduur of garanties, waaronder u sowieso niet financiert?

## Verdieping per factor

## Inkomsten & business case
• Hoe beoordeelt u inkomstenstromen, bijv. FCR, aFRR, day-ahead, intraday, congestiemarkten?
◦ Hoe kijkt u naar de onzekerheid rond de regeltoestand 2 binnen de aFRR
• Hoe waardeert u verdienmodellen zoals tolling agreements en floor-contracten?

## Kosten & netfactoren

• Hoe weegt u nettarieven mee in de businesscase?
◦ Ook kijkend naar variabele tarieven vanaf 2028?
• Welke rol speelt netcongestie op de projectlocatie?
• Hoe kijkt u naar contractvormen zoals TDTR, VVTR en CSC?

## Beleid & subsidies

• Welke rol spelen bestaande en potentiële subsidies of opslagdoelen in uw afweging?
• Welke beleidsmaatregelen maken het verschil voor financierbaarheid, en wat mist er nu?
• Hoe kijkt u naar de buitenlandse markt en het beleid dat daar geldt?

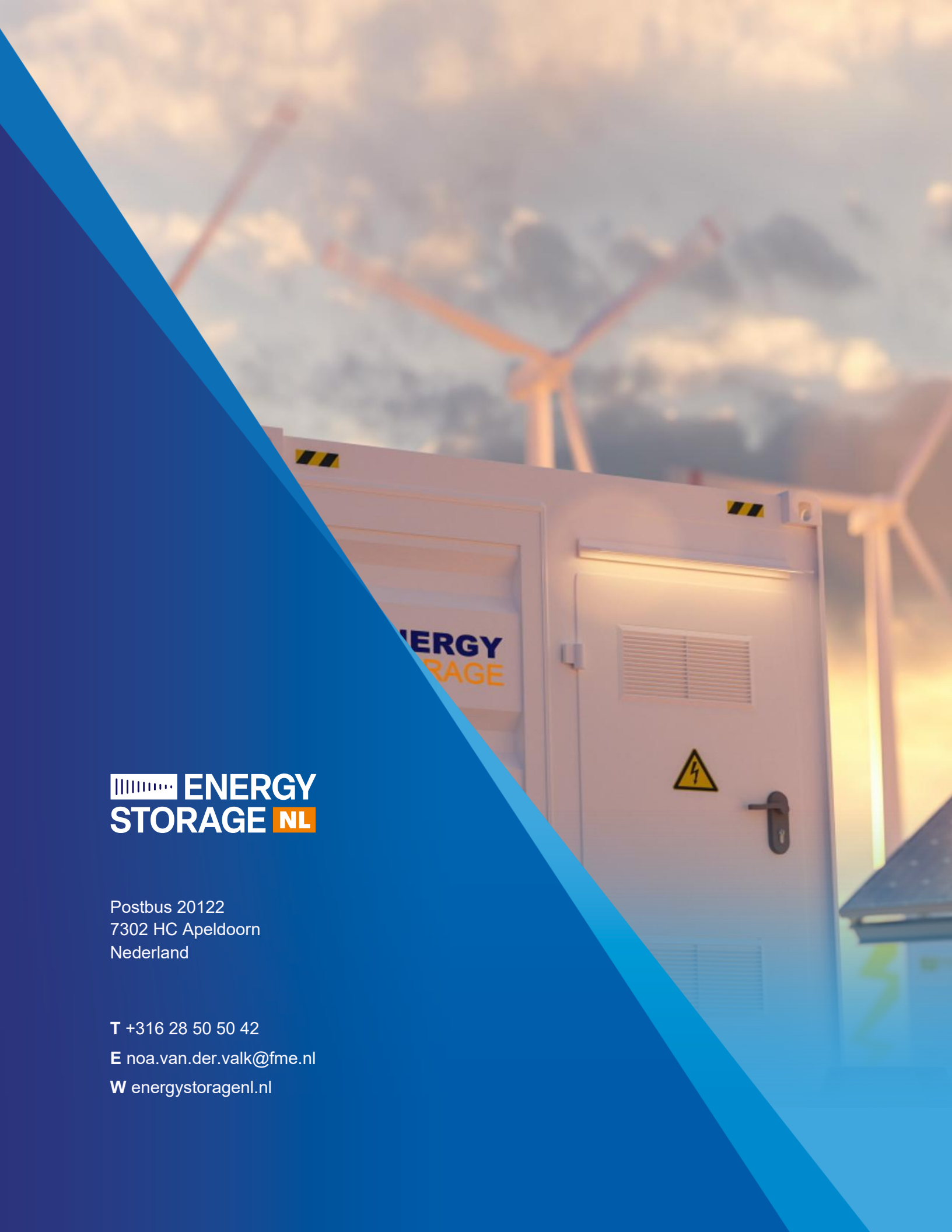
## Techniek & projectopzet

• Hoe beoordeelt u technische risico's, denk aan batterijtechnologie, garanties en het EMS?
• Hoe weegt u strategische afhankelijkheden mee, zoals grondstoffen en Chinese batterijproductie?
• Zijn er verschillen in uw beoordeling tussen projecttypen?
◦ Standalone vs. co-located
◦ Mobiele batterijen vs. stationary vs. ESCO-modellen
• Vanaf welke schaal (MW/MWh) wordt een project voor u interessant?
• Welke TRL of mate van marktvolwassenheid is nodig voor financiering?

## Toekomst & aanbevelingen

• Wat moet er gebeuren om meer projecten richting FID te krijgen?
• Wat kunnen de volgende partijen concreet doen?
◦ De overheid
◦ Netbeheerders
◦ Projectontwikkelaars
• Waar ziet u de grootste kans voor versnelling van de markt?

## Afsluiting



ENERGY STORAGE NL

Postbus 20122
7302 HC Apeldoorn
Nederland

**T** +316 28 50 50 42

**E** noa.van.der.valk@fme.nl

**W** energystoragenl.nl