



BoeN - Zonnedak Holthuizen

Opdracht : Evalueren en optimaliseren zonnedak BoeN
Een advies van : EnergieAdvies Zutphen
Bezoekadres : Overwelling 10, Zutphen
Auteurs : Ed Hop, Michel Coenen & Frans Bruning
Datum opdracht : 19 juni 2023
Datum rapport : 8 november 2023



Samenvatting rapport

Energiecoöperatie BoeN heeft aan EnergieAdvies Zutphen (EAZ) gevraagd om te onderzoeken welke mogelijkheden er zijn om het zonnedak Holthuizen efficiënter te laten functioneren. Dit is aan de orde, omdat in de huidige en toekomstige energiemarkt de elektraprijzen veel meer fluctueren dan op het moment van ontwikkeling van het zonnedak. Met name over negatieve elektraprijzen bestaat de zorg dat BoeN moet betalen voor het leveren van stroom aan het net.

EAZ heeft een aantal opties onderzocht, zoals door BoeN gesuggereerd; afschakelen (curtailment), bijplaatsen van batterijen en bijplaatsen van windmolens. Daarnaast is door EAZ gekeken naar een aantal andere opties om de aansluiting van het zonnedak efficiënter te exploiteren.

Uit het onderzoek door EAZ volgen heldere conclusies.

Binnen het onderzoek is sprake van een groot aantal factoren bij en berekeningen over opbrengsten, rendementen, kosten en subsidies. Omdat deze beschikbaar te stellen aan geïnteresseerden en tegelijk de leesbaarheid te bevorderen, volgt hier eerst een samenvatting.

- 1. Afschakelen (curtailment):** De noodzaak daartoe is minder groot dan gevreesd binnen BoeN. Binnen het postcoderoos-project van BoeN treedt verlies pas op bij een marktprijs van op dit moment MIN 13,20 cent per kWh. Zulke negatieve stroomprijzen komen slechts zelden voor. Tegelijk is curtailment – dit is het afschakelen bij negatieve prijzen – redelijk eenvoudig en tegen betrekkelijk weinig kosten te organiseren via EDMIJ.
Curtailment is voor BoeN zeker aan te raden en inmiddels ook gerealiseerd door EDMIJ. In 2022 zijn heel weinig momenten geweest met negatieve prijzen meer dan min 13,20 cent. Hierdoor heeft BoeN in 2022 nagenoeg geen inkomsten gemist, ondanks dat er nog geen curtailment was toegepast.
- 2. Bijplaatsen van batterijen:** Door het omslagpunt van nu min € 0,1320 / kWh waaronder BoeN pas verliesgevend gaat draaien, de hoge kosten van batterijen en het beperkt aantal laadcycli van batterijen, zijn batterijen niet rendabel. Alleen als er naast opwek ook sprake is van verbruik, valt deze berekening anders uit. Bij de aansluiting van BoeN is dat niet het geval.
Batterijen zijn voor BoeN niet rendabel.
- 3. Bijplaatsen van windmolens:** Hiervoor geldt hetzelfde als voor batterijen. Daarnaast geldt voor de in de gemeente Bronckhorst toegestane windmolens met een maximum ashoogte van 25 meter, ook het lage rendement van zulke molens. Dat windmolens aanvullend stroom kunnen leveren, als de zonnepanelen weinig/geen opbrengst hebben, weegt daar niet tegenop. Voor grote windmolens zou de berekening echter heel anders uitvallen.
Windmolens met een maximale ashoogte van 25 meter zijn voor BoeN niet rendabel.
- 4. Andere opties:** EAZ heeft een zestal andere opties globaal onderzocht om het zonnedak en de elektra-aansluiting van BoeN efficiënter te exploiteren. Op lange termijn kunnen daarvan alleen 'lokale levering als dienst van BoeN en/of bijplaatsen van een flowbatterij bij het zonnedak interessant worden. Afhankelijk van juridische en technische ontwikkelingen.
Andere opties zijn nu nog niet aan de orde.

Inleiding; kader en vraagstelling bij dit rapport

'Bronckhorst en Omgeving Energie Neutraal, kortweg 'BoeN', is een energiecoöperatie opgericht in 2018 met 55 leden. BoeN produceert stroom met Zonnedak Holthuizen, een rundveestal met daarop 741 zonnepanelen, gelegen aan de Toldijkseweg 39 in Steenderen.

De zonnepanelen hebben een vermogen van 223,3 kWp met een gemiddelde jaaropbrengst van ca. 225.000 kWh. De 55 aandeelhouders hebben samen de investering van de coöperatie in de zonnepanelen voor hun rekening genomen en ontvangen jaarlijks financieel rendement. De elektriciteit van zonnepanelen wordt geleverd aan het elektriciteitsnet. Binnen bestaande wet- en regelgeving is het onmogelijk de elektriciteit ook daadwerkelijk aan de leden van de coöperatie te leveren.

Door de toename van zonne-energie in Nederland en het contract dat BoeN afgesloten heeft, krijgt BoeN te maken met effecten van het fluctuerend aanbod van stroom, waardoor de prijs van door het zonnedak opgewekte stroom daalt en op zeer zonnige dagen mogelijk negatief kan worden. In het laatste geval moet dan betaald worden voor de geleverde stroom.

Dit rapport geeft antwoord op de volgende vragen:

1. Wat zijn de kosten/baten van het plaatsen van slimme software/hardware die de levering van stroom afschakelt als de verkoopprijs negatief is?

Dit om te voorkomen dat betaald moet worden voor geleverde stroom.

1B. Hoeveel heeft het BoeN in 2022 ongeveer gekost omdat geen curtailment is toegepast?

2. Wat zijn de kosten/baten voor het plaatsen van accu(s) - plus slimme software - om stroom van het dak op te slaan bij een negatieve of lage verkoopprijs?

De opgeslagen stroom kan vervolgens op een goed moment weer aan het net geleverd worden.

3. Wat zijn de kosten/baten voor het plaatsen van 1 of 2 kleine windmolens naast het zonnedak?

De windmolens mogen een maximale ashoogte hebben van 25 meter conform eisen gemeente Bronckhorst). Ze dienen aangesloten te worden op dezelfde aansluiting als het zonnedak, eventueel met bijbehorende slimme software.

4. Welke andere mogelijkheden zijn er om de opbrengst van het zonnedak van BoeN te maximaliseren?

Alle voorstellen bevatten voor zover nodig de volgende onderdelen:

1. Kostenraming,
2. Financieringsvoorstel en
3. Subsidiemogelijkheden.
4. Juridisch kader

In het juridisch kader wordt omschreven hoe de wettelijke mogelijkheden op dit moment zijn. Dit kan anders worden op het moment dat de nieuwe energiewet wordt ingevoerd die naar verwachting de komende jaren in eerste en tweede kamer wordt behandeld. In deze wet komen nieuwe mogelijkheden voor consumenten, bedrijven en maatschappelijke instellingen om deel te nemen aan de energiemarkt.

Elektriciteitsnet, elektriciteitsmarkt, negatieve prijzen en ontwikkelingen

Diverse instanties zijn betrokken bij het in balans houden van het net. Zij zorgen door prijs, opwek, inschatting en continue monitoren dat het elektriciteitsnet in balans blijft. Vroeger werd elektriciteit geproduceerd in een beperkt aantal elektriciteitscentrales, tegenwoordig moet steeds meer rekening gehouden worden met veel verschillende en deels lastig te sturen decentrale elektriciteitsproducenten. Alle elektriciteit komt op het elektriciteitsnet terecht. Duurzame stroom heeft voorrang, omdat die goedkoper en schoner is. Op het net wordt opeenvolgend prioriteit gegeven aan de energiebronnen: water, wind, zon, kern, gas en als laatste kolen.

De elektriciteitsmarkt is gevoelig voor verstoringen, doordat de spanning op de verschillende elektriciteitsnetten altijd in balans moet zijn. Hoeveel zon en wind er is op een bepaald moment is een sterk bepalende factor. Maar ook de binnenlandse vraag, de hoeveelheid export, het seizoen, of politieke invloeden kunnen van belang zijn. De enige manier om dat te corrigeren is elektriciteitsbronnen bij- of afschakelen, en daardoor vraag en aanbod met elkaar in evenwicht te brengen. Dat gebeurt door elektriciteit te verhandelen.

Stroom wordt door energieleveranciers op verschillende beurzen gekocht. Binnen het zogenaamde EPEX platform worden een dag van te voren uurtarieven voor stroom vastgesteld op de handelsvloer, op basis van verwachtingen ten aanzien van vraag en aanbod. Sterk negatieve EPEX-prijzen komen zelden voor. Dit komt doordat het een dag van tevoren goed mogelijk is om stroomproductie uit gas of kolencentrales aan te passen.

Sterk negatieve onbalansprijzen komen wel vaker voor. Onbalans ontstaat uit afwijkingen ten aanzien van de voorspellingen: het weer is lastig te voorspellen. Wanneer op een bepaalde plek meer wind of meer zon is dan verwacht, wordt daar meer stroom geproduceerd dan op de markt is verkocht en dit wordt 'bestraft' met negatieve onbalansprijzen. Voor elke kWh meer geproduceerd dan voorspeld moet worden betaald. Duurzame energieproducenten kunnen echter op deze negatieve prijzen reageren door curtailment, het tijdelijk afschakelen of stilzetten van het wind- of zonnepark.

Het coronajaar 2020, toen de vraag naar stroom sterk terugviel, telde tot nu toe met 100 uren het hoogste aantal keer negatieve prijzen. Over heel 2022 waren 85 uren met meer aanbod dan vraag. In mei van dit jaar was het tot dan toe 56 uur zo blijkt uit de maandcijfers van Energieopwek.nl.

De negatieve prijzen waren op dagen met veel zon en wind en weinig vraag. Zonne-energie draagt hieraan voornamelijk bij. In de laatste tien jaar is de opwekcapaciteit aan zonne-energie gestegen van 1 GW naar 20 GW.

Het aantal uren met negatieve prijzen zal naar verwachting toenemen. Onduidelijk is hoe groot die toename zal zijn. Energieopwek, wat is verbonden aan EnTranCe, verwacht dat het aantal uren met negatieve prijzen desondanks beperkt zal groeien. Ze stelt: "Het aanbod van stroom neemt weliswaar toe, maar producenten en afnemers worden steeds slimmer om veel stroom te gebruiken op momenten van lage prijzen door overvloedig aanbod". Daarnaast neemt de elektrificering van de maatschappij toe.

Tegelijk is de verwachting dat het aantal uren met sterk negatieve prijzen nauwelijks zal toenemen, doordat steeds meer partijen actief worden op de onbalansmarkt.

Vraag 1. Is het verstandig om slimme software/hardware te installeren die het dak afschakelt als de verkoopprijs van het dak negatief is, om in ieder geval niet hoeven te betalen voor het leveren van stroom?

Snel geformuleerd is het antwoord op deze vraag: Ja.

Het kunnen afschakelen van de productie kan relatief snel gebeuren via een relatief kleine ingreep.

Afschakelen afgezet tegen inkomsten uit opwek van elektriciteit

De inkomsten uit de opwek van zonne-energie bevat een drietal verdien-factoren:

- a. Inkomsten uit de verkoopprijs van elektriciteit op de EPEX-markt;
- b. Inkomsten uit de postcoderoos-regeling; de teruggave energiebelasting
- c. Inkomsten uit de verkoop Garantie Van Oorsprong certificaten

De opbrengst van opgewekte stroom wordt bepaald door de som $a + b + c$.

Factor a wordt bepaald door de markt, waar BoeN geen invloed op heeft.

Van b en c is voor BoeN vooral b, teruggave energiebelasting, belangrijk. Die bedraagt over het jaar 2023: € 0,12599 per kWh (bron: opgave Belastingdienst). Voor de verkoop van de GVO-certificaten krijgt BoeN (in de 2e helft van 2023); € 0,006 per kWh (bron: opgave BoeN).

Met deze prijzen geldt nu: opbrengst = $a + b + c = a + € 0,12599 + € 0,006 = a + € 0,13199$ per kWh.

Op dit moment is het kantelpunt voor BoeN dus als a, de verkoopprijs, een negatieve waarde krijgt van meer dan 13,20 cent per kWh negatief. Anders gezegd: Pas onder de min 13,20 cent per kWh marktwaarde wordt de totale opbrengst van opgewekte stroom lager dan nul en moet BoeN gaan betalen voor opgewekte elektriciteit.

Deze waarde van het kantelpunt geldt in de 2e helft van 2023. Voor 2024 gaat een ander kantelpunt gelden, want de energiebelasting op elektriciteit wordt dan lager en de GVO-verkoopprijs die BoeN in 2024 krijgt is nog onbekend.

Het is aan BoeN om toekomstige veranderingen bij te houden. Waarschijnlijk veranderen die alleen uitkomsten van berekeningen, maar niet onze conclusies.

Moeten betalen voor opgewekte stroom is een ongewenste situatie. Het afschakelen van het systeem is dan een voor de hand liggende keuze. De reguliere term voor afschakelen is curtailment. Belangrijk punt binnen de afweging of er afgeschakeld moet worden zijn de kosten die daarmee gemoeid zijn. Met andere woorden: wat zijn de kosten van een systeem dat automatisch afschakelt in verhouding tot de kosten zonder afschakelen.

Curtailment door EDMIJ

BoeN heeft op dit moment een leveringscontract afgesloten waarbinnen geen curtailment plaatsvindt. De vergoeding die BoeN ontvangt voor de geleverde stroom wordt bepaald door de marktprijs (a). Bij het aangaan van het huidige leveringscontract op 12 dec 2012 met EDMIJ waren negatieve marktprijzen minder frequent aanwezig. Bovendien geeft de teruggave van energiebelasting in de postcoderoosregeling ruimte voor een negatieve prijs op de energiemarkt.

EDMIJ, de huidige partij waaraan BoeN de opgewekte stroom levert, is een van de partijen die een systeem aanbiedt om een elektra aansluiting af te schakelen.

Uit een vergelijking door EAZ van enkele partijen (zie hieronder) kwam EDMIJ als meest gunstige naar voren. De geïnstalleerde omvormers van SolarEdge zijn volgens EDMIJ geschikt voor automatische af- en aanschakelen, dus voor curtailment.

Er zijn geen aankoopkosten voor BoeN wat betreft hardware of software. Het af- en aansturen kan via aanpassingen in de software geïnstalleerd worden. De tijd die nodig is om dit systeem te installeren is 2 weken.

Wel zal EDMIJ kosten in rekening brengen voor deze dienst. Over de uren met een negatieve prijs wordt berekend wat BoeN zou moeten betalen wanneer niet wordt afgeschakeld. Van dit “vermeden verlies” moet BoeN 30 % betalen aan EDMIJ. De besparing van BoeN is dan 70 % t.o.v. het bedrag dat BoeN zou moeten betalen wanneer niet afgeschakeld zou worden.

Het kantelpunt waarop uitgeschakeld wordt en het kantelpunt waarop weer ingeschakeld wordt, worden bepaald op basis van de eerder genoemde factoren b + c.

Aanpassing contract

Contractueel wordt curtailment vastgelegd door een addendum aan het bestaande contract toe te voegen. Voor zowel het bestaande contract als het addendum geldt een opzegtermijn van 1 maand. Mocht BoeN in een later stadium willen overgaan naar een andere partij die afschakeling goedkoper en/of beter faciliteert dan kan dat dus relatief snel geregeld worden.

Afschakeling door andere partijen.

BoeN heeft vorig jaar contact gehad met 2 andere partijen die curtailment aanbieden:

1. Efficient Transition
2. Nieuwe Zon|Nieuwe Stroom

Daarnaast zijn er in de markt andere partijen die dit aanbieden, met vergelijkbare voorwaarden.

Efficient Transition

Efficient Transition bood in eerste instantie een koppeling aan via een node controller waarmee online het systeem kan worden geregeld. De kosten voor het installeren waren € 2.500 (excl. BTW) eenmalig. Daarnaast is er een periodieke vergoeding per slim gestuurde installatie met een tarief van € 500,- per jaar. Onduidelijk is of dit een prijs is incl. BTW. Later is BoeN geïnformeerd dat er een slimme oplossing is bedacht door het afschakelen vanuit de cloud. Hiermee zouden de installatiekosten afnemen (naar een bedrag kleiner dan € 2.500,-, excl. BTW).

Nieuwe Zon|Nieuwe Stroom

Nieuwe Zon|Nieuwe Stroom gaf geen informatie over welke hardware mogelijk geïnstalleerd moest worden en de kosten daarvan. Wel is een rekenvoorbeeld gegeven waarbij op grond van de opgewekte stroom in 2021 bij BoeN een uitgespaard verlies is berekend van € 6,08 per MWh, als BoeN curtailment had toegepast. Met een jaaropbrengst van 210 MWh komt dat overeen met € 1.276,80. Onduidelijk is echter of in deze berekening de postcoderoos-vergoeding en GVO is meegenomen. De opbrengst voor opgewekte stroom in 2021 was € 8.415.

Standaard biedt Nieuwe Zon|Nieuwe Stroom aan om uitgespaarde verliezen 50/50 te verdelen.

Dit had dan een vergoeding betekend van € 634,40 voor Zon|Nieuwe Stroom; de overige 50 %, was voor BoeN bij de opbrengst van dat jaar gekomen.

Conclusie en advies

Op de vraag of er curtailment moet worden toegepast is het antwoord “ja!”.

BoeN loopt nu inkomsten mis omdat ook elektriciteit aan het net geleverd wordt op momenten dat de prijs lager is dan 13,20 cent/kWh negatief. De momenten zijn in voorgaande jaren incidenteel voorgekomen, maar zullen komende jaren naar verwachting vaker voorkomen.

Ons advies is om hiervoor EDMIJ te contracteren. Het invoeren van curtailment is via EDMIJ eenvoudig softwarematig te realiseren zonder kosten. De lopende kosten voor deze dienst zijn via

EDMIJ gunstig, met een 30/70 verdeling over het uitgespaarde verlies. BoeN vergoedt 30 % aan EDMIJ; de overige 70 % verhoogt de omzet van de verkochte stroom.

Noemenswaardig is ook de transparantie die EDMIJ hanteert. Het huidige leveringscontract is overzichtelijk en kort, met een opzegtermijn van slechts 1 maand. Een opzegtermijn die eveneens geldt voor een benodigd addendum dat curtailment mogelijk maakt.

BoeN kan vervolgens de markt voor bedrijven die curtailment aanbieden blijven monitoren. Er kunnen bedrijven zijn of komen die deze dienstverlening onder gunstiger voorwaarden aanbieden. Uit onze contacten met EDMIJ blijkt echter dat zij de benodigde expertise hebben en belangen van de klant in de gaten houden.

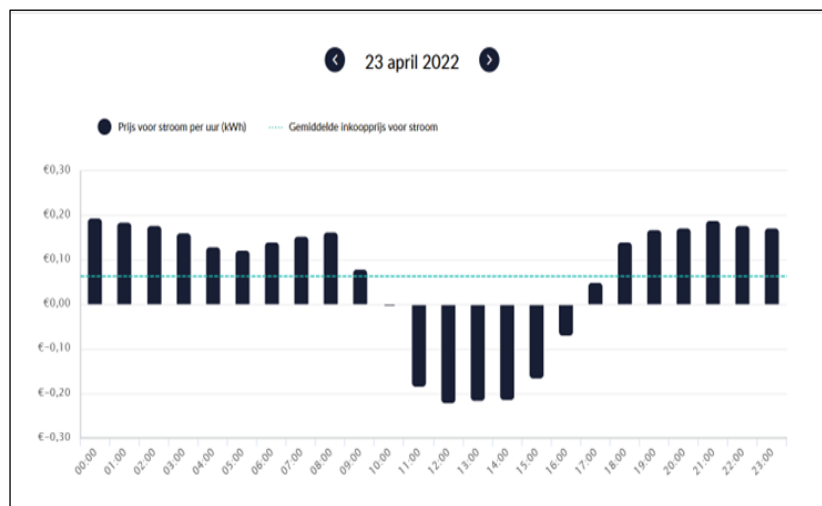
1B Additionele vraag BoeN:

Is aan te geven hoeveel het BoeN in 2022 ongeveer heeft gekost dat geen curtailment is toegepast?

Zowel Efficient Transition en NieuweZon|NieuwStroom, beiden aanbieders van curtailment, impliceerden vorig jaar dat BoeN duizenden euro’s zou betalen over opgewekte kilowatturen met negatieve stroomprijzen. Onze berekening laat echter zien dat dit niet zo is.

In heel 2022 waren 22 dagen waarop de stroomprijs op de EPEX-markt negatief is geweest, dat wil zeggen lager dan 0 eurocent per kWh. Zoals hiervoor geanalyseerd kost het BoeN pas geld als de stroomprijs negatiever wordt dan min 13,20 eurocent per kWh; het kantelpunt. Alleen op 23 april 2022 is de EPEX-prijs tussen 11.00 en 16.00 uur lager dan min 13,20 cent per kWh. De laagste prijs was min 22,236 cent per kWh tussen 11.00 en 16.00 uur, zie onderstaande grafiek. De gemiddelde prijs over deze 5 uren bedroeg min 20,123 cent per kWh.

Bij wijze van rekenvoorbeeld nemen we aan dat er 5 uren geleverd is tegen een gemiddeld tarief van - 20,123 eurocent per kWh, 6,92 eurocent lager dan het kantelpunt. Op een zonnige dag levert de installatie op de uren met de hoogste zoninstraling maximaal ongeveer 150 kW vermogen. Voor 5 uur genereert dit dan 750 kWh stroom. Tegen een verlies van 6,92 cent per kWh



bedroegen de kosten voor BoeN in 2022 dan maximaal € 51,90.

Dit bedrag is in onze ogen vrijwel verwaarloosbaar en lager dan door Efficient Transition en NieuweZon|NieuwStroom berekend of voorspeld.

Belangrijk hierbij is het volgende: Dit verliesbedrag voor BoeN is zo laag omdat het BoeN pas geld kost als de stroomprijs lager is dan - 13,20 cent per kWh. In 2022 was er slechts 1 dag waarop de EPEX-prijs hier onder ging.

Het advies om curtailment in te voeren is goed. De verwachting is dat in 2023 en komende jaren negatieve stroomprijzen vaker en meer voorkomen. In 2023 zijn kortdurend al tarieven voorgekomen van min 60 cent per kWh.

Een voorzichtige schatting voor 2023: Zonnige dagen met negatieve prijzen leveren dan verliesbedragen op van 200 - 250 euro per dag. Op jaarbasis zou het dan gaan om bedragen van enkele duizenden euro's. Die kosten zijn nu grotendeels voorkomen door het ingevoerde curtailment.

Vraag 2. De vraag van BoeN is: “Wat zijn de kosten/baten voor het plaatsen van accu(s) - plus slimme software - om stroom van het dak op te slaan bij een negatieve of lage verkoopprijs? De opgeslagen stroom kan vervolgens op een goed moment weer aan het net geleverd worden.”

Wij kunnen de vraag ook anders stellen: “Is het verstandig om accuopslag toe te passen voor opgewekte stroom als de verkoopprijs laag of negatief is?”

Het antwoord daarop is “nee”.

Accuopslag is duur en de baten ervan staan niet in verhouding tot de kosten.

Kosten

Opslag van elektriciteit is mogelijk met accu’s. De meest voorkomende soorten zijn:

1. Lithium-ion accu van het type LFP (lithium-ijzer-fosfaat).
2. Zoutwateraccu’s.

De prijs van een accu wordt voornamelijk bepaald door de capaciteit. Voor zowel Li-ion-als zoutwateraccu’s bedraagt die momenteel ca. 700 – 1.000 euro per kWh. Voor opslag van bijvoorbeeld 100 kWh komt dat neer op een prijs van € 70.000 – € 100.000. Door de kleinere markt en andere belangen zijn prijzen voor opslag accu’s nog veel hoger dan voor accu’s die toegepast worden in auto’s.

Vergelijken we deze 100 kWh-opslagcapaciteit met de dagopbrengst van zonnedak Holthuizen op een zonnige dag, dan is de conclusie dat slechts een gedeelte kan worden opgeslagen.

Voorbeeld opbrengst Zonnedak Holthuizen: periode 24 t/m 30 juni 2023

Maximum op 25 juni: ca. 1.300 kWh/dag

Minimum op 28 juni: ca. 410 kWh/dag

Een accucapaciteit van 100 kWh kan dan 7,7 % van de opgewekte stroom opslaan. Op een mindere dag met ca. 410 kWh opbrengst wordt 24 % opgeslagen.

Voor zonnige dagen is meer capaciteit nodig. De kosten van zo’n accu zijn dienovereenkomstig hoger. Accubaas.nl levert een 308 kWh accu voor € 256.00 euro. In vergelijking met een dagopbrengst van ca. 1.300 kWh vertegenwoordigt de accuopslag nog steeds minder dan 24 %.

Om alle opgewekte elektriciteit op te slaan op een zomerse dag waarbij de EPEX-prijzen laag zijn of sterk negatief, is een capaciteit van meer dan 1 miljoen kWh nodig (1 MWh). De prijs van zo’n accu zou dan tussen 7 ton tot 1 miljoen euro bedragen.

Is accuopslag rendabel?

Aanschaf van een accu is duur. Alleen als daar navenant hoge inkomsten tegenover staan kan dit een optie zijn. Het volgende rekenvoorbeeld met een 100 kWh Li-ion-accu laat dit zien. Uitgangspunt van deze berekening is om eerst te bepalen of de baten van accu opwegen tegen de kosten. In de berekening van de kosten worden vooralsnog de volgende aannames gedaan. Als de uitkomst bekend is dan kunnen de aannames eventueel aangepast worden om het effect op de uitkomst te bepalen.

Kosten 100 kWh-accu, incl. installeren	€ 100.000 (incl. BTW)
Subsidie	Niet (nog niet)
Operationele kosten systeem, onderhoud en reparaties	Geen (voor eenvoud berekening)
Aantal laadcycli (tot einde levensduur)	3.000
Efficiency	100 % (theorie)

Berekening kosten per cyclus

De kosten voor 1 cyclus van opslag en terug levering bedragen dan 100.000/3.000 is € 33,33.

Om deze kosten te dekken moet de opbrengst van de terug geleverde stroom van 100 kWh minimaal € 33,33 bedragen; per kWh is dit € 0,333. Bij deze opbrengst zijn de kosten gedekt maar wordt niets

verdiend. Dat vindt plaats als de opbrengst van de terug geleverde stroom meer dan € 0,333 per kWh bedraagt.

De inkomsten uit de opwek van zonne-energie op de stal bevat een aantal verdien-factoren:

- a. Inkomsten uit de verkoopprijs van elektriciteit;
- b. Inkomsten uit de postcoderoos-regeling; de teruggave energiebelasting
- c. Inkomsten uit de verkoop Garantie Van Oorsprong certificaten

Om inzicht te krijgen in de opbrengst die batterijopslag geeft gaan we een aantal zelfgekozen marktprijzen (EPEX) rekenen. Dat doen we met een marktprijs van + 5 cent per kWh, 0 cent, - 15,85 cent (het kantelpunt ¹), - 30 cent en + 10 cent.

1. Eerst berekenen we de opbrengst bij directe levering op het net. Dus zonder curtailment en batterij-opslag.
2. Deze opbrengsten kunnen dan vergeleken worden met die uit batterijopslag en teruglevering 's avonds bij een – wederom zelfgekozen – EPEX-prijs van + 40 cent per kWh.

1. Directe levering van de opgewekte stroom op het net.

Als voorbeeld gaan we uit van 5 verschillende marktsituaties. Voor het gemak nemen we aan dat voor iedere marktsituatie 100 kWh wordt opgewekt. De opbrengst in euro per marktprijs is dan:

a. marktprijs 5 cent:	100 kWh x (+ 5 + 15,25 + 0,6) cent	:€ + 20,85
b. marktprijs 0 cent:	100 kWh x (0 + 15,25 + 0,6) cent	:€ + 15,85
c. marktprijs - 15,85 cent:	100 kWh x (- 15,85 + 15,25 + 0,6) cent	:€ 0,00
d. marktprijs - 30 cent:	100 kWh x (- 30 + 15,25 + 0,6) cent	:€ - 14,15
e. marktprijs 10 cent:	100 kWh x (+ 10 + 15,25 + 0,6) cent	:€ + 25,85

Door de vergoedingen voor postcoderoos en GVO mag de EPEX-prijs negatief zijn. Zolang de EPEX-prijs boven het kantelpunt ligt van - 15,85 eurocent per kWh wordt geld verdiend.

Wanneer de EPEX negatiever wordt dan - 15,85 eurocent per kWh moet BoeN gaan betalen voor geleverde stroom; dan wordt verlies gemaakt.

2. Inzet accu om opgewekte stroom op te slaan.

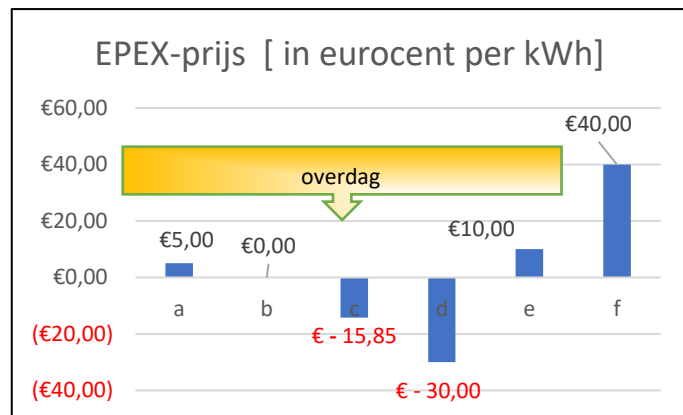
Wat is de opbrengst wanneer bij verschillende EPEX prijzen opslag wordt gerealiseerd en op een later tijdstip terug geleverd wordt bij een hogere prijs? Daarvoor gaan we uit van € 0,40 bij terug levering. Voor het gemak wordt aangenomen dat de opwek van alle panelen 100 kWh is bij ieder gekozen marktprijs en de capaciteit van de accu 100 kWh is.

¹ Let op. In deze voorbeeldberekening is uitgegaan van een eerder berekend kantelpunt, - **15,85** cent per kWh. Dit bedrag was gebaseerd op teruggave energiebelasting **inclusief** BTW. In het laatste stadium is dit bedrag voor het hele rapport gecorrigeerd naar - 13,20 cent per kWh **exclusief** BTW.

In deze voorbeeldberekening is de correctie echter door ons achterwege gelaten, omdat het opnieuw uitvoeren van deze ingewikkelde berekeningen teveel tijd zou vergen en VOORAL omdat de gecorrigeerde waarde van het kantelpunt geen invloed heeft op de conclusies die uit de voorbeeldberekening getrokken kunnen worden.

Hieronder een grafiek met EPEX-prijzen waarmee we een voorbeeldberekening maken:

- a. + 5 cent per kWh
- b. nul cent per kWh
- c. - **15,85** cent per kWh (kantelpunt ²)
- d. - 30 cent per kWh (minimum)
- e. + 10 cent per kWh
- f. + 40 cent per kWh bij teruglevering



Voorbeeldberekening EPEX is + 5 eurocent per kWh.

Als de accu geladen wordt op tijdstip a is er geen levering aan het net. Deze inkomsten van € + 20,85 ontvangt BoeN niet.

Op tijdstip f vindt terug levering plaats vanuit de accu aan het net.

Opbrengst is 100 kWh x (+ 40 + 15,25 + 0,6) cent = € + 55,85.

De meeropbrengst t.o.v. direct levering door accuopslag is 55,85 – 20,85 = 35 euro.

Van deze meeropbrengst van 35 euro door verlate levering uit de accu moeten echter de kosten van de voor accuopslag (1 cyclus) nog af; die bedragen € 33,33.

In totaal levert accuopslag dan slechts € 1,66 meer op dan directe levering op het net.

Onderstaande tabel geeft de waarden weer van verkoop uit directe levering, verkoop uit accuopslag, meeropbrengst en de echte opbrengst na correctie voor het gebruik van de batterij. Alles berekend met 100 kWh zon-opwek en 100 kW batterij-opslag.

Marktprijs (cent per kWh)	Opbrengst Directe levering (€)	Verkoop bij teruglevering uit accu (€)	Meeropbrengst [Directe – Acculevering] (€)	Kosten batterij-cyclus (€)	Echte opbrengst (€)
+ 5	+ 20,85	+ 55,85	35,-	33,33	1,66
0	+ 15,85	+ 55,85	40,-	33,33	6,66
- 15,85	0	+ 55,85	55,85	33,33	22,52
- 30 **	- 14,15	+ 55,85	55,85	33,33	22,52
+ 10	+ 25,25	+ 55,85	30,-	33,33	- 3,33

** EPEX onder kantelpunt.

De echte opbrengst is het bedrag dat bovenop dat van de directe levering wordt gerealiseerd. Uit de voorbeeldberekeningen blijkt dat batterijopslag weinig extra inkomsten oplevert. De reden is de hoge kostprijs van de batterij (33,33 cent per cyclus). Batterijopslag is dus duur en de extra inkomsten staan niet in verhouding tot kosten (ca. € 100.000 voor 100 kWh opslag).

Een bijzondere situatie ontstaat als de marktprijs (EPEX) negatiever wordt dan het kantelpunt. Marktprijzen onder het kantelpunt worden alleen uitbetaald als BoeN stroom van het net laadt en bij de hogere marktprijs (in dit geval + 40 cent per kWh) verkoopt. Maar dan krijgt BoeN hierover geen vergoeding postcoderoosregeling en GVO uitbetaald (immers stroom niet opgewekt door BoeN).

² Zie vorige voetnoot

BoeN gaat hierbij echter als “trader” functioneren: handelen met elektriciteit zonder de inzet van de eigen PV-panelen.

De vraag is of BoeN dit ook wil. Om het positief te zien: BoeN helpt hiermee wel met het stabiliseren van het elektriciteitsnet. Maar met eigen opwek van duurzame stroom heeft het niets meer te maken.

Als EPEX-prijzen onder het kantelpunt dalen en BoeN eigen zon opwek toepast voor het laden van de batterij, dan bedraagt de opbrengst de verkoopprijs bij terug levering. Feitelijk moeten hier nog de kosten van de opgewekte stroom vanaf. Maar die kosten zijn erg laag en kunnen als nagenoeg nul beschouwd worden.

De belangrijkste conclusie die uit de voorbeeldberekeningen getrokken kan worden is dat accuopslag duur is en de opbrengsten niet in verhouding staan tot de inkomsten.

Fictieve opbrengstberekening 2022 met batterijopslag ³

In de voorgaande berekeningen zijn opbrengsten bepaald bij verschillende EPEX-prijzen.

We kunnen echter ook een echte berekening uitvoeren met de EPEX-prijzen van 2022 (1 januari t/m 31 december) als er batterijopslag was toegepast (dus fictief).

We gaan in de berekeningen weer uit van een 100 kWh-batterij en 100 kWh zon-opwek op ieder uur. Voor de kosten van 1 batterijcyclus hanteren we € 33,33. Als kantelpunt houden we aan EPEX -13,20 cent per kWh over het hele jaar (12,599 postcoderoos en 0,6 GVO). Batterij laden gebeurt overdag op de laagste EPEX-prijs (EPEX-laden), terug levering 's avonds of 's nachts op de hoogste EPEX-prijs (EPEX-ontladen) ⁴.

We hoeven niet alle dagen te noteren. We noteren alleen de dagen waarop de EPEX-prijs (laden) negatief is en dagen waarop het verschil tussen EPEX (laden) en EPEX-ontladen (EPEX-ontladen) 33,33 cent of meer per kWh bedraagt. Bij een verschil van minder dan 33,33 cent per kWh wordt er geen geld verdiend; het is dan niet rendabel om batterijopslag toe te passen.

Uit de analyse blijkt dat er in heel 2022 48 dagen zijn geweest, die aan 1 van de 2 of aan beide criteria voldoen. Hiervan zijn er 22 dagen die een negatieve prijs hebben.

Van de 22 dagen met een negatieve EPEX-prijs is er slechts 1 dag waarop die lager is dan - 13,20 cent per kWh, het kantelpunt. Dit betreft 23 april 2023, met een negatieve prijs van - 22,236 cent per kWh tussen 12.00 en 12.59 uur.

Van de 48 dagen hebben 30 dagen een verschil tussen verkoop en inkoop dat groter is dan 33,33 cent per kWh. Die leveren dus meer op dan “break even” (batterij). En hoeveel is die meeropbrengst dan? Slechts 1.312,41 euro.

Hiervan moeten we echter nog de kosten van de batterij – € 33,33 euro per cyclus – afhalen om de echte opbrengst te berekenen. Voor 30 cycli bedragen de opslagkosten dan 1000 euro.

Als de volledige rekensom gemaakt wordt dan ontstaat een negatief beeld van batterijopslag. Over heel 2022 zou 1278 euro meer inkomsten uit 100 kWh zon opwek zijn gegenereerd in vergelijking met directe terug levering. Hiervoor zijn 30 batterijcycli benodigd, die 1000 euro kosten. Gecorrigeerd voor batterijopslag blijft in totaal dus ongeveer 278 euro over; financieel gezien een slecht resultaat van deze investering.

³ Berekening met correct kantelpunt -13,20 cent per kWh

⁴ Bron: <https://nieuwestroom.nl/energieprijzen/> [1 januari 2022 – 31 december 2022]

Conclusies batterijopslag

Batterijopslag is erg duur en de baten staan niet in verhouding tot de inkomsten.

Met een voorbeeldberekening uitgaande van 100 kWh zon-opwek en een batterij van 100 kWh zou in 2022 in totaal zo'n 278 euro meer verdiend zijn in vergelijking met verkoop op directe terug-levering op de EPEX-markt. Afgezet tegen de benodigde investeringskosten van 100.000 euro voor de batterij is deze opbrengst zeer laag, nog niet eens 0,3 %.

Om batterijopslag rendabel te maken is het noodzakelijk dat batterijen goedkoper worden. Die daling zal, zoals het er nu naar uitziet, geheel uit de markt moeten komen, omdat de overheid batterijopslag voornamelijk niet subsidieert. In maart 2022 is door minister Jetten voor Klimaat en Energie geconcludeerd dat er geen SDE++ subsidie komt voor accu's omdat de kosten te hoog zijn.

Regelmatig wordt er in diverse media melding gemaakt van een doorbraak in batterijopslag waarbij de kostprijs sterk daalt. In plaats van € 700 – € 1.000 per kWh, het van de berekening, worden prijzen genoemd die tot 10 keer lager zijn. Tesla streeft naar een prijs van \$ 200 / kWh, maar zit nu op ruim \$ 300 aan productiekosten.

Zo'n prijsverlaging zou het rendement verbeteren. Echter, deze meldingen in de media betreffen altijd artikelen waarbij er een verwachting uitgesproken wordt over de kostprijs. Er zijn tot nu toe geen batterijen op de markt met zulke lage kosten per kWh opslag.

Naast de verlaging van de kosten is ook het aantal cycli, dus levensduur, een factor van belang. In de voorbeeldberekening is uitgegaan van 3.000 cycli. Conservatief ingeschat omdat voor autobatterijen inmiddels 8.000 – 10.000 laadcycli opgegeven worden. Of dat aantal vaak genoeg gehaald wordt en of dit soort (auto)batterijen in de toekomst bruikbaar zijn voor de situatie van BoeN, is niet bekend. Alleen wanneer dit het geval is, leidt dit tot een grote verlaging op de kostprijs van een laad- en ontladingscyclus.

In de berekeningen is uitgegaan van een 100 % efficiëntie. Dit betekent dat geen degradatie van de accu optreedt over de gehele levensduur van de installatie. Daarnaast hebben we aangenomen dat een accu tot 100 % van de begincapaciteit op te laden is en tot 0 % te ontladen. Dit is echter in de praktijk niet haalbaar. In een rapport van de Technische Universiteit Delft over grootschalige accuopslag uit december 2021 wordt uitgegaan van een efficiëntie van gemiddeld 85 %. Voor cycli dienen we uit te gaan van 10 – 90 % acculading. Nemen we dit mee dan is de kostprijs voor 1 accuocclusus dus $100 / 0,85 / 0,8 \times € 33,33$ bedragen, ofwel € 49. Dat maakt het rendement nog lager.

En daarnaast is er de onzekerheid over de prijzen op de elektriciteitsmarkt.

De verwachting is dat het aantal dagen met negatieve prijzen zal stijgen omdat opwek van zonnestroom en windenergie in een groeifase verkeert. Dit zal waarschijnlijk ook resulteren in meer dagen waarbij het verschil tussen leveren en opwek meer is dan 33 eurocent per kWh. Tegelijk gaat het toenemend aantal dagen met negatieve prijzen waarschijnlijk gepaard met meer verschillende oplossingen voor buffering en net-balanceren, door partijen waarvoor het omslagpunt eerder ligt dan voor BoeN. Met als gevolg dat ook in de toekomst negatieve prijzen weinig plaatsvinden en accu opslag voor BoeN niet rendabel is, zo lang BoeN inkomsten heeft uit de postcoderoos regeling.

Conclusie: Of batterij opslag rendabel kan worden hangt af van het dalen van accuprijzen en toenemen van ontladingscycli, ten opzichte van de huidige in de markt verkrijgbare systemen. Batterij opslag is niet rendabel voor zonnedaken in de postcoderoos regeling.

Vraag 3. Wat zijn de kosten/baten voor het plaatsen van 1 of 2 kleine windmolens naast het zonnedak? De windmolens mogen een maximale ashoogte hebben van 25 meter conform eisen gemeente Bronckhorst). Ze dienen aangesloten te worden op dezelfde aansluiting als het zonnedak, eventueel met bijbehorende slimme software.

Ook deze vraag kunnen we anders stellen: *“Is het verstandig om één of meerdere windmolens te plaatsen om additioneel stroom op te wekken naast het zonnedak?”*

Het antwoord daarop is “nee”.

Windmolens zijn duur en de baten ervan staan niet in verhouding tot de kosten.

Energiecoöperatie BoeN produceert per jaar ca. 220.000 kWh aan stroom uit zonnepanelen. Het kan interessant zijn om hiernaast stroom te produceren uit windenergie. De gemeente Bronckhorst staat plaatsing van windmolens toe met een ashoogte tot een hoogte van 25 m. De infrastructuur voor afgifte van zonnestroom is beschikbaar voor de aansluiting van de windmolens. Bovendien zijn tot het einde van 2023 nog mogelijkheden tot subsidie voor windenergie.

Capaciteit windenergie BoeN

De bestaande installatie voor terug levering van de opgewekte stroom uit de zonnepanelen is gemaximeerd op 160 kW, met een hoofdzekering van 250 ampère .

Op zonnige dagen is de opbrengst uit zon opwek ca. 1.300 kWh met een vermogen van ca. 137 kW. Dit komt overeen met bijna 86 % van het maximaal toelaatbare vermogen, dit is 160 kW. Voor terug levering van opwek uit windenergie is dan 14 % beschikbaar. Als het totale vermogen 160 kW wordt of dreigt te worden dan zal af- of teruggeschakeld moeten worden.

Afhankelijk van het geleverde vermogen van de windturbine en de opbrengst van de zonnepanelen kan een situatie ontstaan waarin ingegrepen moet worden. Dan moet “geknepen worden” op de opbrengst van de zonnepanelen of de windmolen of eventueel beide. In uitzonderlijke gevallen is volledige afschakeling van een opwekker nodig. Als de zon opwek laag is of afwezig (’s avonds, ’s nachts) dan is bovenstaande niet van toepassing.

Wanneer windmolens geplaatst worden dan krijgen die een eigen productiemeter los van die voor zon opwek. En BoeN kan voor opgewekte stroom uit wind een energiecontract afsluiten bij een andere energiemaatschappij dan die voor zon opwek.

Om een idee te krijgen van de eigenschappen en kosten van windenergie beschrijven we 2 soorten windmolens. Een kleine windmolen met een ashoogte van 15 meter en een grote met een ashoogte van 25 meter. We beperken ons tot 2 merken die veel in Nederland geplaatst worden. Het staat BoeN uiteraard vrij om verder te kijken dan de beschreven windmolens.

Naast technische gegevens voeren we prijzen, kosten en een ISDE-subsidies in. De ISDE-subsidie is een eenmalige vergoeding vanuit de rijksoverheid op de aanschaf van de windmolen, berekend uit het rotoroppervlak.

Wanneer zo’n subsidie wordt aangevraagd en toegekend dan zijn er daarna geen rijksoverheid-subsidies mogelijk. Gemeentelijke en provinciale subsidies kunnen mogelijk wel aangevraagd worden.

Windmolen klein

Een klein type windmolen is een boerderijmolen van E.A.Z. Wind uit Hoogezand. Het is een in Nederland geproduceerde windmolen die eenvoudig te plaatsen is.

Een schatting van de opbrengst per jaar kan bepaald worden uit de gemiddelde windsnelheid op de locatie van BoeN. Dit is bepaald met Windviewer, een software-tool beschikbaar op RVO.nl.

Omdat de ashoogte van de windmolen in dit geval lager is dan de minimum hoogte van 20 m is geëxtrapoleerd naar 15 m hoogte. De berekende windsnelheid is dan gemiddeld 4.0 m/s. De fabrikant geeft bij deze windsnelheid een jaaropbrengst van 30.000 kWh.

Type	E.A.Z. 13.2
Ashoogte	15 m
Rotordiameter	13,2 m
Rotor-oppervlak	137 m ²
Vermogen	15 kW (nominaal)
Opbrengst per jaar	30.000 kWh (bij 4,0 m/s)
Levensduur	> 20 jaar (verwachting)
Prijs (indicatief)	€ 85.500,- excl. BTW
Additionele kosten	ca. € 10.000,-
ISDE subsidie	€ 9.042,-

Windmolen Groot

Een groter type windmolen is de windmolen van Wind Energy Solutions (WES) uit Spanbroek, eveneens van Nederlands fabricaat.

Type	WES50
Ashoogte	25 m
Rotordiameter	20 m
Rotor-oppervlak	327 m ²
Vermogen	72 kW (maximaal)
Opbrengst per jaar	97.000 kWh (bij 4,6 m/s)
Levensduur	> 20 jaar (verwachting)
Prijs (indicatief)	€ 270.000,- excl. BTW
Additionele kosten	Onbekend
Jaarlijks onderhoud	€ 2.500,-
ISDE subsidie	€ 21.582,-

Kosten en baten kleine windmolen (ashoogte 15 m)

De kosten voor een kleine windmolen zijn ongeveer als volgt: De aanschafkosten van € 85.000 en bijkomende eenmalige kosten van € 10.000 zijn in totaal € 95.000. Verminderd met de eenmalige subsidie van ca. € 9.000,- bedragen de aanschafkosten uiteindelijk € 86.000. Bij een levensduur van 20 jaar is dat € 4.300,- per jaar. Uitgaande van een schatting van onderhoudskosten van ca. € 750,- per jaar geeft dit een totaal aan kosten van ca. € 5.100,- per jaar. Met een opbrengst van 30.000 kWh per jaar komt de kostprijs uit op ca. 17,0 eurocent per kWh.

Ter vergelijking: het huidige zonnedak van BoeN produceert stroom tegen een kostprijs van 7,3 eurocent per kWh.⁵

⁵ Bron: opgave BoeN. Investering zonnedak € 155.000, afschrijving in 15 jaar. Jaarlijkse kosten inclusief afschrijving: € 16.000,- met een jaarproductie van gemiddeld 220.000 kWh.

Wat zijn de te verwachten inkomsten?

Het vermogen van de kleine windmolen is 15 kW. Op een zonnige dag genereert het zonnedak ca. 137 kW vermogen. Met een beschikbare capaciteit van 160 kW kunnen beide opwekkers de stroom kwijt aan het net. De opbrengst van deze kleine windmolen is ca. 30.000 kWh per jaar.

De financiële opbrengst kan als volgt worden berekend. De gemiddelde marktprijs (EPEX) over 24 uur van een willekeurige dag – bijvoorbeeld 27 juni 2023 – is + 10,198 cent per kWh.

Had er die dag een (kleine) windmolen gestaan dan was de opbrengst het totaal aantal kW-uren vermenigvuldigd met de gemiddelde EPEX-verkoopprijs. Echter, omdat de gemiddelde marktprijs lager is dan de kostprijs (17,0 eurocent per kWh), is de opbrengst negatief. BoeN zou er feitelijk geld op toe moeten leggen als de windmolen die dag had gedraaid.

Als we kijken naar gemiddelde marktprijzen per jaar (EPEX) dan noteren we:

2020	: + 3,224
2021	: + 10,296
2022	: + 24,193
2023 (tot 13 augustus jl.)	: + 9,856

Bron: Nieuwe Stroom

Van de afgelopen jaren is er 1 jaar geweest waarin de marktprijs hoger lag dan de kostprijs van de kleine windmolen, dus winst. Alle andere jaren is de marktprijs lager en zou er verlies geleden zijn. We kunnen niet in de toekomst kijken en weten niet hoe marktprijzen (EPEX) zich ontwikkelen. Met de analyse van de voorgaande jaren (vanaf 1 januari 2020) moet het advies echter luiden dat het niet verstandig is om een kleine windmolen aan te schaffen.

Kosten en baten grotere windmolen met een ashoogte van 25 m

Als we de rekensom voor de grotere windmolen maken dan komen we ook op een negatief advies uit. De aanschafkosten zijn € 270.000. Net als bij de kleine windmolen stellen we de bijkomende kosten ook op € 10.000,-. Dus totaal ca. € 280.000 voor de plaatsing van de molen. Hier gaat de ISDE-subsidie vanaf ter waarde van € 21.582,-, er blijft over ca. € 258.418,-. Bij een levensduur van 20 jaar is dit € 12.920,- per jaar. De onderhoudskosten zijn € 2.500,- per jaar en met het voorgaande bedrag resulteert dit totaal in € 15.420,- per jaar. Met een opbrengst van 97.000 kWh per jaar komt de kostprijs uit op 15,9 eurocent per kWh.

De fabrikant geeft zelf aan dat de kostprijs 13,6 cent per kWh bedraagt bij een levensduur van 25 jaar voor de molen.

Net als voor de kleine windmolen is de kostprijs van de grote windmolen te hoog in vergelijking met de inkomsten die uit de marktprijs te behalen is. Voor het jaar 2022 geldt dit weliswaar niet; voor de overige in beschouwing genomen jaren echter wel.

Met een vermogen van 72 kW is het bovendien nodig om de grote windmolen regelmatig “te knijpen” om niet boven het maximum van de aansluiting te komen (160 kW). Hetgeen het rendement nog verder doet dalen.

Conclusie windmolens met ISDE-aanschafsubsidie

Het is financieel niet haalbaar voor BoeN om een windmolen-project op te zetten onder de geschetste subsidievoorwaarden met ISDE-subsidie. De oorzaak ligt in de hoge exploitatiekosten van ca. 15 – 17 cent per kWh die lastig terugverdiend wordt met de marktprijs van elektriciteit van dit moment.

De hoge exploitatiekosten ontstaan vooral uit de hoge aanschafkosten van de windmolen(s) en de beperkte ISDE-subsidie die hierop van toepassing is. Voor de kleine windmolen bedraagt die subsidie € 9.042, voor de grote molen € 21.582.

Financiële haalbaarheid windmolen-project onder andere voorwaarden

Naast ISDE bestaan er nog 2 andere subsidies:

1. Energie-investeringsaftrek (EIA)
2. SCE-subsidie

De EIA is een fiscale maatregel waarbij investeringskosten afgetrokken kunnen worden van de fiscale winst. Vanwege de opzet van BoeN, het is energiecoöperatie, lijkt die hier niet van toepassing te zijn: BoeN is niet opgezet om winst te maken.

Het RVO geeft aan dat EIA-regeling gemiddeld 11 % voordeel oplevert. Als dat voor BoeN geldt dan dalen de exploitatiekosten wederom niet voldoende.

De SCE is een exploitatiesubsidie. De opzet komt grotendeels overeen met die van SDE++ waarin de 'onrendabele top' wordt gesubsidieerd. Dit is het verschil tussen de kostprijs van de techniek (het 'basisbedrag') en de gemiddelde marktvergoeding voor de opgewekte energie of de verminderde CO₂-uitstoot die de techniek oplevert (het 'correctiebedrag'). Energiecoöperaties of VvE's ontvangen met de SCE gedurende de looptijd van een energieproject subsidie per geproduceerde kWh. Het uitbetaalde subsidiebedrag beweegt mee met de marktwaarde van de geproduceerde energie in dat jaar.

Voor de SCE-subsidie geldt:

- Heeft een gegarandeerde looptijd van 15 jaar.
- Bestaat uit een basisbedrag dat voor 15 jaar is vastgelegd in de subsidiebeschikking minus een correctiebedrag dat per jaar varieert. Omdat het correctiebedrag jaarlijks fluctueert is de daadwerkelijke subsidie per kWh jaarlijks ook verschillend.

De SCE-subsidie is dit jaar nog aan te vragen tot 1 november maar loopt feitelijk door t/m 2026. Van de beschikbare 150 miljoen euro voor 2023 is er nog bijna 115 miljoen beschikbaar. Wat overblijft gaat niet over naar het volgend jaar. Het budget wordt ieder jaar vastgesteld en kan dus volgend jaar lager zijn. Bovenstaande gegevens geven een indicatie dat de subsidie weinig wordt aangevraagd.

Uitleg SCE-subsidie

De SCE-subsidie wordt niet duidelijk uitgelegd door het RVO. Telefonisch overleg met het RVO heeft uiteindelijk tot volgende verduidelijking geleid:

Elk jaar stelt de overheid per type installatie een basisbedrag vast: Het bedrag per geproduceerde kWh dat nodig is om de installatie rendabel te maken. Dit bedrag blijft voor de hele subsidieperiode van 15 jaar hetzelfde als in het jaar dat de SCE wordt aangevraagd. Voor windenergie is dat bedrag dit jaar vastgesteld op 14,7 cent per kWh.

Als BoeN dit jaar 1 of meerdere windmolens zou aanschaffen en SCE-subsidie aanvragen (en verkrijgen) dan wordt dit bedrag dus 15 jaar vastgelegd. Voor SCE-subsidie zijn uiteraard nog meer voorwaarden van kracht waar een aanvrager aan moet voldoen. BoeN voldoet daar allemaal aan.

De overheid kan vervolgens subsidie toekennen; deze wordt middels een aantal door de overheid gedefinieerde termen bepaald: basisbedrag, correctiebedrag, basisenergieprijs, vollast-uren.

Het correctiebedrag is eigenlijk de energieprijs die de overheid voor een jaar "vaststelt".

In de berekening noemt de overheid dit in een lopend jaar een *voorlopig* correctiebedrag. Dit jaar geldt een voorlopig correctiebedrag van 18,8 cent per kWh. De overheid heeft dus voor dit jaar (voorlopig) bepaald dat de 1 kWh teruggeleverde stroom 18,8 cent oplevert.

De subsidie die de overheid uitkeert wordt berekend uit de formule: Basisbedrag - Correctiebedrag, allen in eurocent per kWh. Dit levert voor dit jaar op $14,7 - 18,8 = -4,1$ cent per kWh.

Omdat de uitkomst negatief is betaalt de overheid tijdens het lopende jaar geen subsidie.

Na het lopend jaar stelt de overheid een definitief correctiebedrag vast. Voor het nu lopende jaar 2023 wordt dit definitieve correctiebedrag in 2024 bepaald, vaak aan het eind 1^e kwartaal.

Zoals eerder vermeld: het correctiebedrag is eigenlijk de stroomprijs waarmee gerekend wordt. Maar wel een prijs die de overheid 'bepaalt'. Uiteraard kijkt de overheid naar de echte marktprijzen om hieruit "hun" stroomprijs van het voorgaande jaar te bepalen (het correctiebedrag).

Stel dat de overheid constateert dat de echte stroomprijzen lager waren voor dit jaar (2023), bijv. 11,0 cent per kWh (in plaats van de ingeschatte voorlopige 18,8 cent per kWh). Dan wordt definitief een subsidie toegekend van $14,7 - 11,0 = 3,7$ cent per kWh.

Hoeveel geldt levert BoeN de opgewekte stroom uit windenergie dan uiteindelijk op:

Per kWh is dat de vergoeding van de energiemaatschappij waar BoeN een contract mee heeft en de subsidie van de overheid.

Als BoeN, zoals in bovenstaand voorbeeld, een stroomprijs van 11,0 cent vergoed krijgt van de energiemaatschappij dan levert dit met de subsidie van 3,7 cent een totale vergoeding op van 14,7 cent per kWh. Als de energiemaatschappij een hogere prijs geeft, bijv. 15 cent per kWh, dan levert dit met de subsidie van 3,7 cent dus in totaal 18,7 cent op (per kWh).

Als de energiemaatschappij echter een lagere prijs geeft, bijv. 9,2 cent, dan levert dit BoeN in totaal maar $9,2 \text{ cent} + 3,7 \text{ cent}$ subsidie, in totaal 12,9 cent per kWh op.

In de SCE-subsidie zijn nog 2 zaken relevant.

De maximaal uit te keren subsidie is door de overheid vastgelegd door het begrip basisenergieprijs in te voeren voor het correctiebedrag. Die bedraagt voor dit jaar 4,1 cent.

In de berekening Basisbedrag - Correctiebedrag wordt dit $14,7 - 4,1 = 10,6$ cent per kWh.

Het maximale subsidiebedrag is dus 10,6 cent per kWh.

Het aantal uren waarop subsidie wordt uitgekeerd is ook gemaximeerd. Voor de categorie kleine windmolen – waar in het geval van BoeN ook de grote windmolen onder valt – bedraagt dit 2.140 uren. In de SCE-subsidie wordt dit vastgelegd middels het begrip vollasturen.

Een jaar bevat 8.760 uren. BoeN wil uiteraard geen stroom opwekken als de EPEX-prijs negatief is, waarop betaald moet worden. Voor de opgewekte stroom door wind is het kantelpunt nul. Dit is dus een ander kantelpunt dan dat voor zonopwek. Stel dat er 100 uren afgeschakeld moet worden omdat de EPEX-prijs negatief is dan blijven er 8.660 uren over. Als er maximaal op 2.140 uren gesubsidieerd kan worden dan is dat laag ten opzichte van 8.660 mogelijke uren dat de molen draait.

Alles in beschouwing nemend kunnen we het volgende concluderen:

De echte kostprijs per kWh voor een windmolen op dit moment bedragen zo'n 15 – 17 cent per kWh.⁶ De overheid gaat uit van bedrag uit 14,7 cent per kWh.

De maximale subsidie voor een jaar (2023) bedraagt 10,6 cent per kWh, voor maximaal 2140 uur. Maximaal bedraagt de vergoeding dan slechts € 226,84 per jaar. Een klein, bijna verwaarloosbaar bedrag.

Om de investeringskosten van een windmolen terug te verdienen moet de stroomprijs – vergoed door de energieleverancier – minimaal de kostprijs bedragen: 15 cent per kWh.

De kleine molen, E.A.Z. Wind – type 13.2 – genereert ca. 30.000 kWh per jaar. Bij een stroomprijs van 15 cent per kWh levert dit zo'n 4.500 euro op. Om de investeringskosten terug te verdienen (€ 85.000 + € 10.000, zonder ISDE-subsidie) moet de molen dus ruim 20 jaar draaien. Aanvullende kosten (reparaties, jaarlijks onderhoud) zijn hierbij niet inbegrepen.

⁶ Zonder ISDE-aanschafsubsidie. Exploitatieduur kleine molen (20 jaar); grote molen 25 jaar.

Voor de grote molen grote molen (WES50) komt er een vergelijkbare uitkomst uit: ook die moet zo'n 25 jaar draaien om de aanschafkosten en jaarlijks onderhoud terug te verdienen.

Conclusie SCE-subsidie

De SCE-regeling levert eveneens tegenvallende resultaten op. De overheid gaat uit van lage investering-kosten voor de windmolens (14,7 cent per kWh), het subsidiebedrag is laag En het belangrijkste: de lage marktprijs van energie de laatste jaren biedt weinig hoop op kostendekkende of hogere inkomsten voor de komende jaren.

Met een gemiddelde energieprijs van 15 cent per uur voor de komende 20 respectievelijk 25 jaar worden hoogstens de investeringskosten terugverdiend. Het is de vraag of die prijs in de markt gehaald zal worden; de afgelopen 3½ jaar is dat 1 jaar voorgekomen. Overige jaren zijn de prijzen fors lager.

Met voorgaande analyse in gedachten lijkt een streven naar winst, al is die maar beperkt, niet mogelijk.

Algehele conclusie windmolen-project BoeN

Onder de geschetste omstandigheden is het af te raden om dit jaar (2023) een of meerdere windmolens te plaatsen.

Technisch kan binnen de bestaande 160 kW aansluiting waarop zon opwek wordt teruggeleverd een kleine molen of een grote molen 25 m geplaatst worden. Mogelijk kunnen 2 kleine molens geplaatst worden.

Financieel blijkt een windmolenproject echter niet haalbaar te zijn: de investeringen zijn erg hoog, de subsidies zijn onvoldoende en de marktprijzen voor elektriciteit zijn te laag.

In de huidige SCE-regeling wordt gerekend met een kostprijs van 14,7 cent per kWh. Dat is te laag om kostendekkend te zijn. De hoop en verwachting is dat de SCE-regeling volgend jaar gunstiger wordt met een hogere kostprijs.

Ook dan zal er echter met een kritische blik naar overige parameters gekeken moeten worden (correctiebedrag, basisenergieprijs en vollast-uren).

De belangrijkste parameter zal echter de marktprijs van energie zijn: voor volgend jaar en de jaren daarna. Als de marktprijs laag is (< 15 cent per kWh) dan is er feitelijk geen sluitende business case te behalen met windmolens.

Vraag 4. Welke andere mogelijkheden zijn mogelijk om de opbrengst van het zonnedak van BoeN te maximaliseren?

Naast de uitgebreid onderzochte opties afschakelen, bijplaatsen batterijen en bijplaatsen windmolens bij het bestaande zonnedak van energiecoöperatie BoeN is aan EAZ gevraagd of er andere mogelijkheden te bedenken zijn om de aansluiting van het zonnedak te exploiteren.

Het antwoord is dat daar op dit moment geen mogelijkheden voor bestaan. Die zijn pas rendabel bij juridische en technologische vooruitgang. Toch gaan we er hierbij kort op een aantal opties in.

1. Stroomoverschot leveren aan burens – lokaal leveren

Geen opslag van stroom, maar leveren aan andere lokale gebruikers, waarmee een bijdrage geleverd wordt aan lokale balancerings van het stroomnet. Vooral nog is dit volgens de elektriciteitswet niet toegestaan. Bovendien is de vraag hoe dan omgegaan wordt met de huidige dubbele energiebelasting en transportheffing. Daarnaast speelt wederom de ongelijktijdigheid die nu ook speelt bij zonnestroom; veel opwek op momenten dat vraag meestal lager is (overdag met zonnig weer). De verwachting is dat de wetgeving gaat veranderen, maar het is nog onbekend of, hoe en wanneer lokale levering aan andere leden van BoeN toegestaan gaat worden. Wanneer dat gebeurt zou het een dienst voor de energiecoöperatie BoeN kunnen worden, waarbij ook alle zonnedaken van leden meegenomen worden, waar alle klanten van BoeN voordeel van kunnen hebben.

Conclusie: Wettelijke ontwikkelingen afwachten, momenteel geen actie nodig.

2. Energie omzetten in warmte – opslag

Op momenten dat de vergoeding voor opgewekte stroom laag is, zou die omgezet kunnen worden in warmte. In tegenstelling tot leveren van stroom is leveren van warmte aan anderen wettelijk wel toegestaan. Daarbij zou het kunnen gaan om directe levering 1-op-1, of om levering aan een lokaal warmtenet. Hierbij spelen opnieuw dilemma's die we al eerder tegengekomen zijn. Aan het zonnedak zijn – in tegenstelling tot meeste gebouwen – geen gebruikers van warmte gekoppeld. Op het moment dat zonnestroom goedkoop is, is de warmtevraag vaak ook gering. Opslag en levering gaat gepaard met verlies en vragen om grote investeringen. De afstand tot mogelijke warmtevragers (woningen Steenderen en Toldijk, Friesland/Campina, Aviko) is een kilometer of meer. Het leveren aan nabijgelegen melkveehouderijen is eveneens niet rendabel. Daar bestaat al een overschot aan warmte (koeling van melk & mest).

Conclusie: Lijkt niet aan de orde, zeker niet zolang er geen warmtenet in de omgeving aanwezig is, waar deze en andere melkveehouders op aangesloten kunnen worden.

3. Elektriciteit omzetten in 'groen' waterstofgas – opslag

Met elektriciteit kan water gesplitst worden in zuurstof en waterstofgas. Dat gas kan opgeslagen worden voor later gebruik, voor verkoop, of voor omzetting in elektriciteit. H₂-gas is daarbij de energiedrager. Dit is in theorie mogelijk, en wordt vanuit bepaalde sectoren ook al vele jaren gepropageerd. Echter, alle proefprojecten zijn mislukt door een aantal factoren: voorlopig slechts korte periodes dat er sprake is van lage stroomprijzen, 75 % rendementsverlies bij productie van H₂ gas, verlies bij opslag onder hoge druk, hoge investeringen, snelle fysieke achteruitgang van de benodigde elektrolyser en brandstofcel, grote veiligheidsrisico's, transportkosten bij vervoer, volume bij opslag, etc.

De chemische industrie heeft 'groen' H₂-gas nodig, maar is druk doende om daarvoor zelf grootschalige installaties te realiseren, die gevoed worden door windmolens op zee, waarbij de inherente inefficiëntie minder een probleem is omdat ze ook ingezet zullen worden om het

elektriciteitsnet te bufferen. Door zulke grootschalige installaties worden kleinschalige – altijd duurder – leveranciers uit de markt gedrukt.

Conclusie: Kleinschalig waterstofproductie is geen optie.

4. Elektriciteit omzetten in potentiaal energie (zwaartekracht) – opslag

Het omzetten en opnieuw opwekken van energie met behulp van zwaartekracht gebeurt al zo lang als de mensheid bestaat. De vraag is of dit op deze locatie en op deze schaal rendabel mogelijk is. Principieel probleem is dat de periodes dat sprake is van goedkope stroom kort zijn. Naast het ontbreken van hoogteverschillen. Er zijn grofweg twee mogelijkheden:

- Massieve blokken omhoog hijsen: Praktijkproeven hebben laten zien dat dit niet realistisch haalbaar is, onder andere door het verlies in de installatie.
- Vloeistof omhoog pompen: Dit is bij grote volumes prima rendabel toepasbaar in bergachtige landen (Noorwegen, Alpenlanden) en een oplossing voor buffering op Europese schaal, maar niet op deze locatie.

Conclusie: Geen optie kleinschalig in Nederland.

5. Waterstofbromide flowbatterij – opslag

Als voorbeeld: Afgelopen maanden is een ontwikkeling bij Arnhemse bedrijf Elestor BV in het nieuws gekomen die mogelijk een andere oplossing biedt voor opslag van elektriciteit. Dit betreft een batterij met gebruik van vloeibaar waterstofbromide als energiedrager. Benodigde broom wordt uit zeewater gewonnen, waardoor geen gebruik gemaakt wordt van schaarse materialen. Onbekend zijn nog bepalende factoren als kosten per kWh, benodigde investering, benodigd volume per opgeslagen kWh, minimaal volume in kWh, capaciteitsverlies bij langdurige opslag, veiligheid en risico door het geproduceerde H₂-gas, en de levensduur in gebruikscycli.

Conclusie: Veelbelovend, maar voorlopig afwachten en technische ontwikkelingen als deze in de gaten houden.

6. Warmteopslag in zouthydraat – opslag

Door omzetting en warmteopslag te combineren is in theorie een hoger opslag-rendement te realiseren. TNO en de Technische Universiteit Eindhoven hebben een kleinschalig systeem voor warmteopslag ontwikkeld dat werkt op basis van water en zouthydraten. Meest veelbelovend is kaliumcarbonaat (K₂CO₃) omdat sprake is van langdurige opslag van veel energie, in koelkastformaat. Dit is veelbelovend voor woningen. Echter voor het zonnedak van BoeN gelden dezelfde nadelen als bij andere vormen van opslag van elektriciteit en de nadelen van opslag van warmte.

Conclusie: Geen optie voor BoeN, mogelijk wel in de toekomst voor huishoudens.

Kortom: Andere opties zijn voor BoeN nu niet aan de orde.