



NOORDOOST BRABANT

**BEOORDELING
REGIONALE
ENERGIESTRATEGIE**

ANALYSE

versie 1.3
07-05-2021

Het DGRK-RES-team, bestaande uit:

ir. E. Jesse
V. Koekkoek BSc
Drs. W. Nagel
dr. F. Udo
ir. C. Wentzel
ing. R. Zijlstra

Een publicatie voor Statenleden en andere
bestuurders en belanghebbenden.

secretaris@groenerekenkamer.nl
www.groenerekenkamer.nl

Eindredactie: ir. C. Wentzel



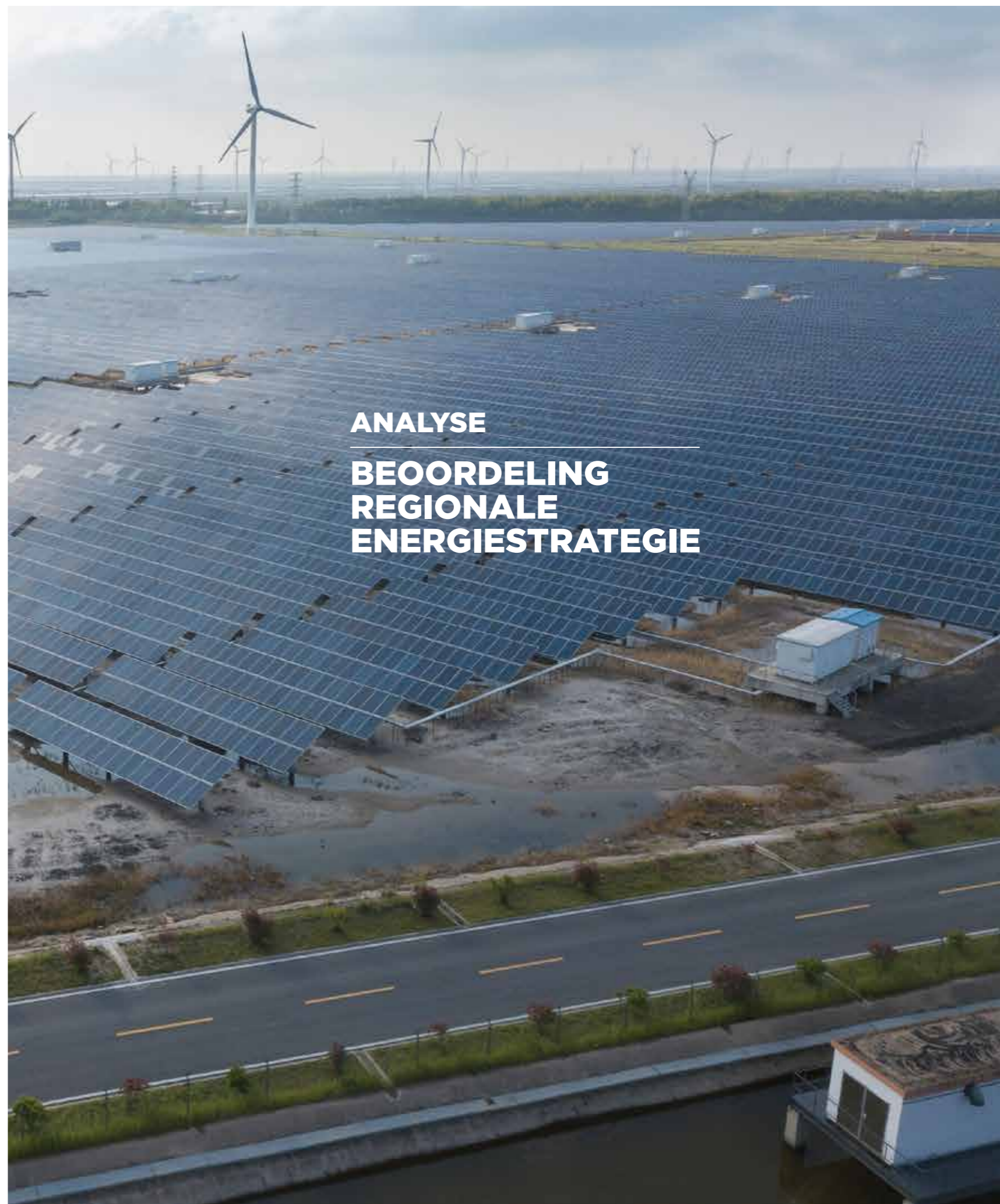
Samenvatting voor beleidsmakers

- 1 Dertig regio's in Nederland zijn druk bezig om plannen te maken in het kader van de Regionale Energiestrategie (RES). Doel is dat er in 2030 door deze regio's tezamen 35 TWh aan duurzame stroom wordt opgewekt, voornamelijk met wind en zon.
- 2 Stichting De Groene Rekenkamer heeft vorig jaar een quickscan gemaakt van het RES-plan voor de regio Noordoost Brabant (in dit rapport genoemd de Opgave of het Bod). Daaruit kwam naar voren dat "de RES NOB bestuurders geen mogelijkheid [geeft] om binnen het kader van het algemene beginsel van behoorlijk bestuur te beoordelen of de opgave haalbaar is binnen een voor de regio acceptabel budget, en of de eindsituatie acceptabel zal zijn voor haar burgers."
- 3 In opdracht van Forum voor Democratie Noord-Brabant is De Groene Rekenkamer vervolgens gevraagd een diepere analyse van het RES-plan voor Noordoost Brabant te maken. Dit rapport is het resultaat.
- 4 Het RES bod gaat uit van zeer grote windturbines met een tiphoogte van bijna 200 m. Deze zouden ieder ca. 12000 MWh stroom per jaar leveren. Dat is in het windregime van de Regio NOB volstrekt onrealistisch. Dit rapport berekent dat voor solitaire turbines hooguit 8500 MWh verwacht mag worden, ca. 70% van het RES bod. § 1.2
- 5 In het RES-bod wordt aan de hand van aanwezige belemmeringen berekend dat er in het gebied 135 km² beschikbaar is voor het plaatsen van 148 windturbines van 200 meter tiphoogte. Na aftrek van natuurgebieden blijft er nog plaats voor 100 tot 120 turbines. Hierbij is gerekend met een minimale afstand tot bewoning van 400 meter. § 1.3
- 6 Dit rapport stelt echter dat 400 meter afstand tot bewoning bij molens van 200 meter tiphoogte veel te weinig is en minimaal 600 meter aangehouden zou moeten worden. Het aantal mogelijke molens in de regio zakt daarmee naar 80.
- 7 Het RES-bod houdt geen rekening met verdere opbrengstverliezen. De opbrengstschattingen gelden voor solitaire windmolens maar de RES geeft ook aan dat de turbines voornamelijk in parken geplaatst zullen worden. De molens beginnen dan echter wind van elkaar af te vangen en dat druk de opbrengst. De totale theoretische opbrengst van 80 deels solitaire en gegroepeerde molens in de regio Noordoost Brabant zakt dan met 20% naar 0,54 terawattuur (TWh), zo'n 30% van de 1,5 TWh die het RES-bod zegt te willen opwekken met wind en zon. § 1.3 – 1.4
- 8 Er zijn nog meer reducties van toepassing, want in 2030, het jaar waarin de RES voltooid dient te zijn, zou landelijk volgens het Klimaatpakkoord 70% van de stroom opgewekt worden met zon en wind. Dit rapport stelt dat een bijdrage van weersafhankelijke stroom van boven de 30% onvermijdelijk leidt tot grote problemen op het net en dat veel stroom simpelweg niet benut zal kunnen worden. Rekening houdend met deze verliezen (circa 30%) zakt de netto bijdrage van wind verder naar zo'n 0,38 TWh. § 1.6
- 9 Het RES-bod is niet expliciet over hoeveel energie uit grootschalige zon zou moeten komen. Ook hier voor deze zonnecentrales worden de opbrengsten echter te rooskleurig ingeschat. Dit rapport komt tot schattingen van 60-80% van het RES-bod. Een voorzichtige schatting is dat zon daarmee hooguit 0,3 terawattuur (TWh) kan bijdragen aan het RES-doel van 1,5 TWh. § 1.5
- 10 Wind (0,38 TWh) en zon (0,3 TWh) zullen samen dus mogelijk 0,68 TWh kunnen opleveren in 2030 terwijl het RES-bod uitgaat van 1,5 TWh. Het RES-bod is veel te optimistisch over de mogelijkheden van wind en zon in de regio en negeert simpelweg alle problemen (inpasverliezen, opslagproblemen) die ontstaan bij een elektriciteitsstelsel met een hoog percentage zon en wind. Dit is een ernstige omissie en geeft aan dat de opstellers zich onvoldoende bewust zijn van de problematiek van een stabiele energievoorziening. § 1.8
- 11 Opslag van elektriciteit zou noodzakelijk zijn voor benutting van grootschalige wind en zon, maar is in de regio nagenoeg onmogelijk. De enige enigszins betaalbare vorm van opslag is in de vorm van stuwmeren maar die heeft de regio niet. Opslag in de vorm van waterstof is onbetaalbaar en vergt vanwege de rendementsverliezen bovendien een verdrievoudiging van het aantal zonneweiden en windmolens. Hoofdstuk 3
- 12 Hoewel het RES-bod vrijwel niets zegt over de kosten van deze plannen (financiering wordt namelijk 'geregeld' door marktpartijen die gebruik maken van de SDE+ en SDE++ subsidieregelingen), zullen de kosten uiteindelijk terechtkomen bij alle burgers van Nederland. Dit rapport maakt een voorzichtige inschatting dat de prijs van de duurzame stroom in de regio zal stijgen van de huidige 4 ct./kWh (voor fossiele stroom) naar ruim 13 ct./kWh, een verhoging van 230%. Hoofdstuk 2
- 13 De slotconclusie is dat de RES de bestuurders onvoldoende informeert over de mogelijkheden, de kosten, de risico's en de hinder die gepaard gaan met het installeren van grootschalige weersafhankelijke energieopwekking in de regio. Hoofdstuk 1 t/m 4



INHOUD

SAMENVATTING VOOR BELEIDSMAKERS	2
INLEIDING	6
1. CONSEQUENTIES VAN GROOTSCHALIGE OPWEKKING VAN WEERSAFHANKELIJKE ENERGIE IN DE REGIO NOB	7
1.1 Potentie windenergie Noord Brabant	7
1.2 Windenergie oogsten in windluw Brabant	8
1.3 De ruimtelijke beperkingen van windenergie	12
1.4 Verrekening van het parkrendement	13
1.5 Zonne-energie	14
1.6 De inpasbaarheid van weersafhankelijke stroom in het net	15
1.7 CO ₂ -besparing door weersafhankelijke energie	16
1.8 Conclusies van hoofdstuk 1	17
2. INDIRECTE KOSTEN VAN ZON- EN WINDSTROOM	18
2.1 Marktprijs fluctuaties	18
2.2 Systeemkosten	19
2.3 De economische waarde van een windturbine in Noordoost Brabant	20
3. OPSLAGMOGELIJKHEDEN	22
3.1 Inleiding	22
3.2 Energieopslag: theorie en praktijk	23
3.3 Opslag in waterstof	24
3.4 Opslag in batterijen	24
3.5 Conclusie over opslagmogelijkheden	25
4. RISICO'S EN NEVEFFECTEN	26
4.1 Risico's inwoners regio	26
4.2 Financiële risico's	27
4.3 Risico's regionaal bestuur	27
4.4 Risico-scenario's	28
5. REGIONALE KOSTEN EN BATEN	29
5.1 Kosten	29
5.2 De baten van de RES in perspectief	30
BIJLAGE A - Het Krammer windpark. Model voor Noordoost Brabant?	31
BIJLAGE B - Een detailanalyse van enkele grote windturbines in het windregime van Noordoost Brabant	37
BIJLAGE C - Inpassing weersafhankelijke stroom	41
REFERENTIES	47



ANALYSE

BEOORDELING REGIONALE ENERGIESTRATEGIE

INLEIDING

Dertig regio's in Nederland zijn druk bezig om plannen te maken in het kader van de Regionale Energiestrategie (RES). Doel is dat er in 2030 door deze regio's tezamen 35 TWh aan duurzame stroom wordt opgewekt, voornamelijk met wind en zon.

Stichting De Groene Rekenkamer heeft vorig jaar een quickscan gemaakt van het RES-plan voor de regio Noordoost Brabant (in dit rapport genoemd de Op-gave of het Bod). Daaruit kwam naar voren dat “de RES NOB bestuurders geen mogelijkheid [geeft] om binnen het kader van het algemene beginsel van behoorlijk bestuur te beoordelen of de opgave haalbaar is binnen een voor de regio acceptabel budget, en of de eindsituatie acceptabel zal zijn voor haar burgers.”

In opdracht van Forum voor Democratie Noord-Brabant is De Groene Rekenkamer vervolgens gevraagd een diepere analyse van het RES-plan voor Noordoost Brabant te maken. Dit rapport is het resultaat.

Het voorliggende rapport omvat een meer gedetailleerde analyse van de haalbaarheid en te verwachte opbrengsten van de geplande wind- en zonneparken, en een verdere onderbouwing van ons commentaar. Dit gaat over de meest essentiële aspecten van het energiesysteem, zoals leveringszekerheid, de noodzaak van achtervang (back up) en de daarmee samenhangende totale kosten en risico's van de voorgestelde invoering van de hernieuwbare stroomvoorziening.

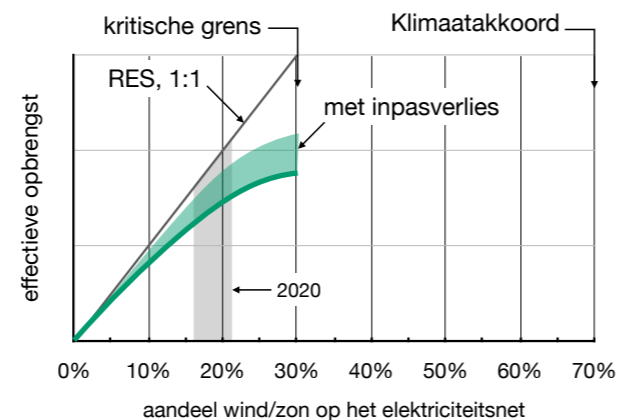
De indruk wordt veelal gewekt dat een energietransitie gedragen wordt door zon- en windstroom. Maar het totale energieverbruik is het vijfvoudige van elektriciteit. De RES-plannen (ref. 1 en 13) schetsen 1,5 TWh (definitieve RES: 1,6 TWh) uit zon en wind. Die bedraagt 37% van de verwachte elektrische energie (4 TWh) en 9% van het huidige totale energiegebruik. Vanwege allerlei beperkingen blijft daar blijkens dit rapport effectief ongeveer 0,7 TWh van over.

Geconcludeerd wordt dat vanwege de heersende weersomstandigheden de regio ongeschikt is voor de productie van windstroom. De RES-NOB is erg optimistisch over het opbrengstpotentieel van de voorgestelde wind- en zonneparken, en een aantal nadelige consequenties van weersafhankelijke energie worden niet herkend of ernstig onderschat. Financiering van de plannen zal om deze redenen zeer moeizaam of geheel onhaalbaar zijn.

Realisatie van de voorgestelde plannen vraagt daarom een grote en continue subsidiestroom over de komende tientallen jaren. Dit directe effect en andere indirecte effecten zullen de basisprijs van elektriciteit aanzienlijk duurder maken, een ruwe schatting duidt op ruim 200% voor de overschatte ambitie van 1,5 TWh (30%) in Noordoost Brabant.

Belangrijker dan die directe kostenverhoging is het disproportionele risico dat verbonden is aan de afhankelijkheid van weersafhankelijke stroom op het landelijke stroomnet. Dat is in de aard een fundamentele technische beperking en is niet opgelost. Met het naderen van ca. 30% aandeel zon en wind wordt een principiële grens bereikt en in de overgang naar dat verzadigingsniveau van 30% zijn er steeds verminderende meeropbrengsten, terwijl het risico op calamiteiten toeneemt. Dat mag een systeemfout in het plan van de klimaatwet genoemd worden.

Een nationale economie van 800 Miljard Euro is gebouwd op een elektriciteitsindustrie die tegen een jaarlijkse kostprijs van ongeveer 10 miljard Euro betrouwbare stroom kan leveren. Behoud van die betrouwbaarheid is van groot belang voor ieder transitievoorstel en daar is zorgvuldigheid in de besluitvorming en goede advisering een vereiste. Wij constateren dat opstellers van de huidige RES onvoldoende van dit besef blijk geven.



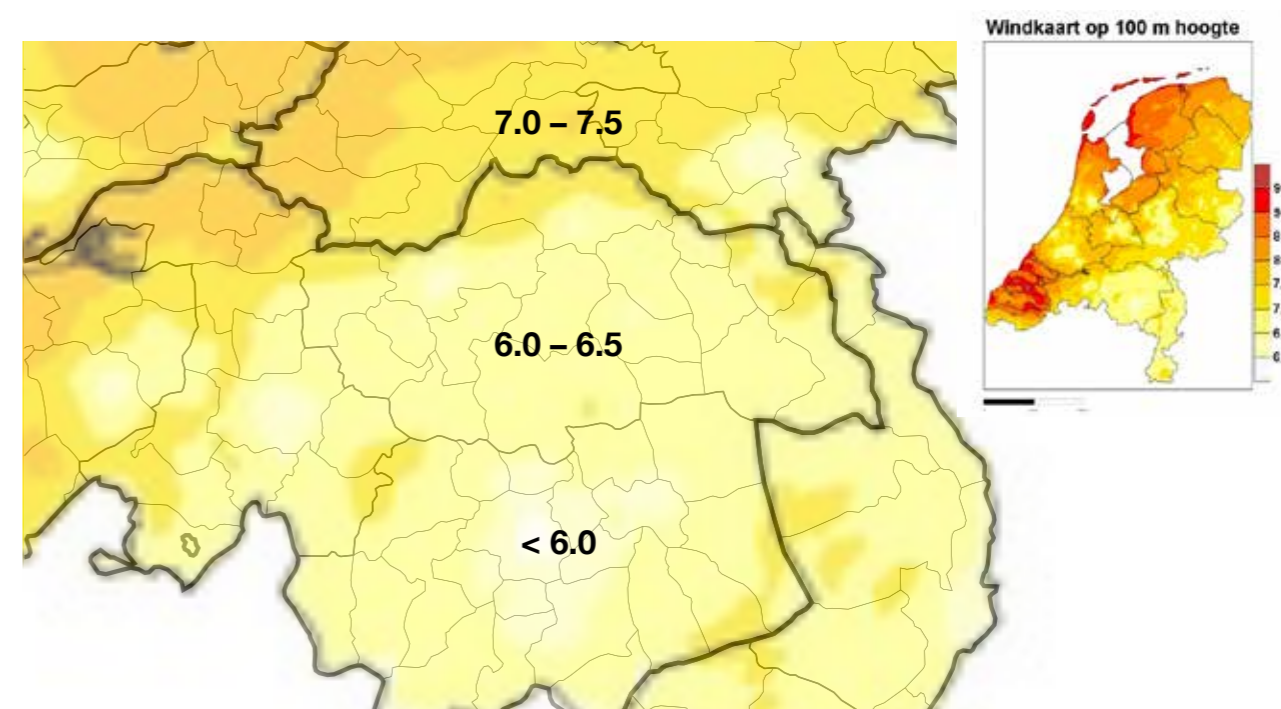
1. CONSEQUENTIES VAN GROOTSCHALIGE OPWEKKING VAN WEERSAFHANKELIJKE ENERGIE IN DE REGIO NOB

De RES gaat uit van onrealistisch hoge opbrengsten van zon en windenergie in de regio Noordoost Brabant. Dit is het gevolg van optimistische aannames over de productie van elektriciteit, maar komt ook voort uit de nationale situatie na 2030, waarbij ondermeer door geplande windparken op de Noordzee veel weersafhankelijke energie opgewekt wordt, met als consequentie dat op nationaal niveau regelmatig overschotten en tekorten van elektriciteit op zullen treden. De gevolgen hiervan werken door in de regio Noordoost Brabant. In dit hoofdstuk wordt dit verduidelijkt.

1.1 Potentie windenergie Noord Brabant

Onderstaande windkaart van het KNMI geeft de gemiddelde windsterkte op 100 m hoogte over zuid-Nederland

Het blijkt dat de regio Noordoost Brabant erg ongunstig is voor windturbines. De gemiddelde windsnelheid is ongeveer 6,5 m/s, vergeleken met ruim 9 m/s in de Zeeuwse delta. De energie-inhoud van de wind varieert met de derde macht van de windsnelheid, daardoor is de energie-inhoud van de wind over de regio Noordoost Brabant minder dan 40% van die in Zeeland.



Die lagere energie-inhoud is een fundamenteel gegeven en kan door ontwerpkeuzes enigszins worden gecompenseerd. Samen levert dat dan wel een reductie in leverbetrouwbaarheid; het 'wiebelstroom'-gehalte neemt nog meer toe. Hoe groot die reductie in leverbetrouwbaarheid is, wordt duidelijk in de volgende paragraaf. Hierbij is onderstaande definitie van de energieopbrengst van toepassing.

$$\text{potentie} = \text{aantal} \times \text{vermogen} \times \text{utilisatie} \times \text{parkrendement}$$

§1.3

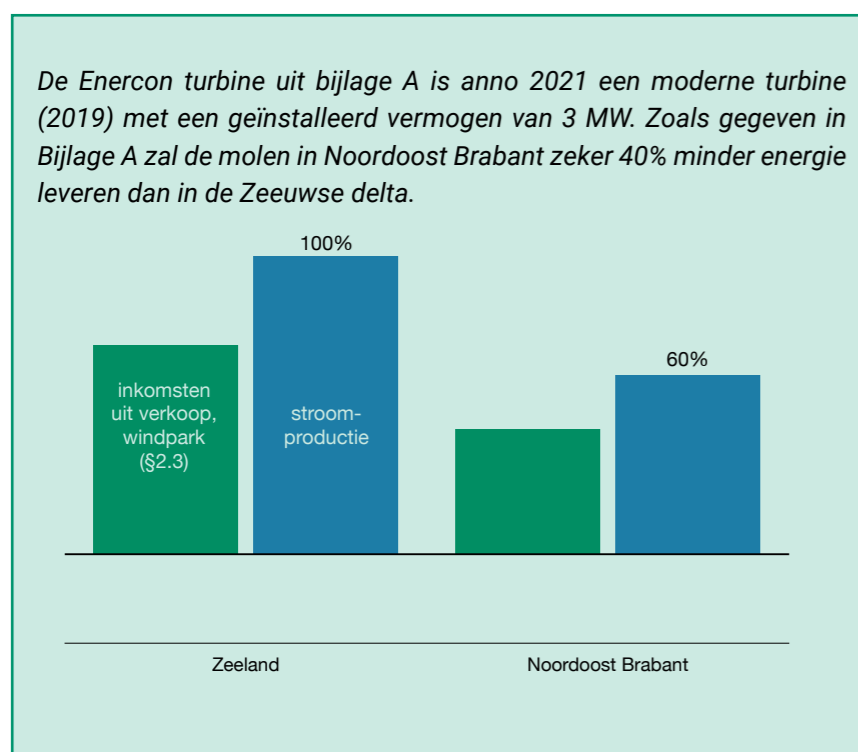
§1.2

§1.4

1.2 Windenergie oogsten in windluw Brabant - de solitaire windturbine -

De consequentie van de ten opzicht van de Noordzee mindere wind is niet zozeer dat er geen turbines geplaatst kunnen worden met hoog vermogen, maar dat het niet vaak hard genoeg waait om dat vermogen ook daadwerkelijk te produceren. Dat gegeven ondermijnt de economische haalbaarheid van wind in windluwe regio's.

We kunnen bijvoorbeeld kijken naar de prestaties van een specifieke windturbine in een regime met weinig wind:



Hiermee zou het perspectief van windenergie in NOB kunnen besluiten. Maar om de windenergiepotentie uit NOB beter op waarde te kunnen schatten, heeft het zeker zin om iets meer in detail inzicht te krijgen wat technisch mogelijk is en hoe die ongeveer 60% potentie er uit ziet.

Bijlage 2 van de RES NOB stelt het volgende:

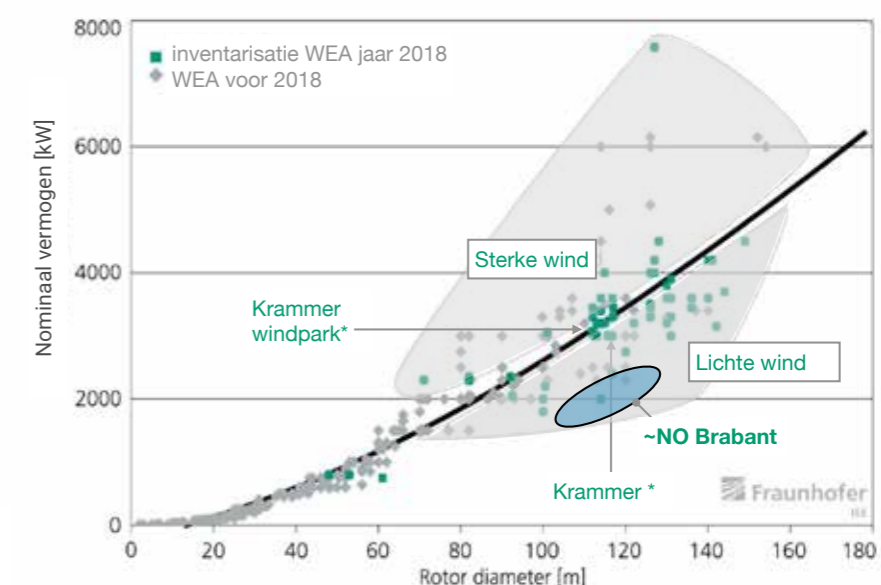
Een grote moderne windturbine met een ashoogte van 130 meter of meer en een rotordiameter van 130 meter of meer heeft een geïnstalleerd vermogen van circa 4 MW en levert bij 3.000 vollasturen circa 12.000 MWh/jaar op.

Dit zijn beslist zeer grote windturbines, groter in afmeting en qua vermogen zelfs dan die van het moderne windpark Krammer in Zeeland. Zijn deze getallen realistisch? We beschouwen achtereenvolgens het vermogen en het aantal vollasturen, wetende dat energiepotentieel volgt uit het product van die twee. Bijlage A geeft meer gedetailleerde achtergrondinformatie.



Over de keuze van 4 MW molens in NOB

Kijkend naar de voor de markt ontwikkelde windturbines voor een zwak windregime (zie figuur), zien we dat een vermogen van 2 a 3 MW veel meer representatief is dan 4 MW, ook voor grote diameters rond de 130 m.



We zien dat de 4 MW meteen al met de keuze voor het vermogen een vertekend beeld geeft van de realiteit. Dan is 3 MW al aan de hoge kant voor een uitgesproken licht windregime.

Met 2,5 MW als hoge schatting komen we op ruim 60% van het piekvermogen dat in de RES gehanteerd is. Maar voor de potentiële opbrengst is niet het piekvermogen, maar de benutting van de wind maatgevend, dus is het zaak om de opbrengst in vollasturen te bekijken.

Geïnstalleerd vermogen

De generatoren van een typische windturbine zijn niet zwaar genoeg om alle energie die langs waait te oogsten; het heeft geen zin om ook de incidentele uitschieters in windkracht te willen benutten. Dat zou de installatie maar onnodig duur en zwaar maken. Dus wordt een begrenzing in de buurt van de gemiddelde windsnelheid genomen. Dit maximale vermogen dat je uit de wind kunt halen heet het geïnstalleerde vermogen.

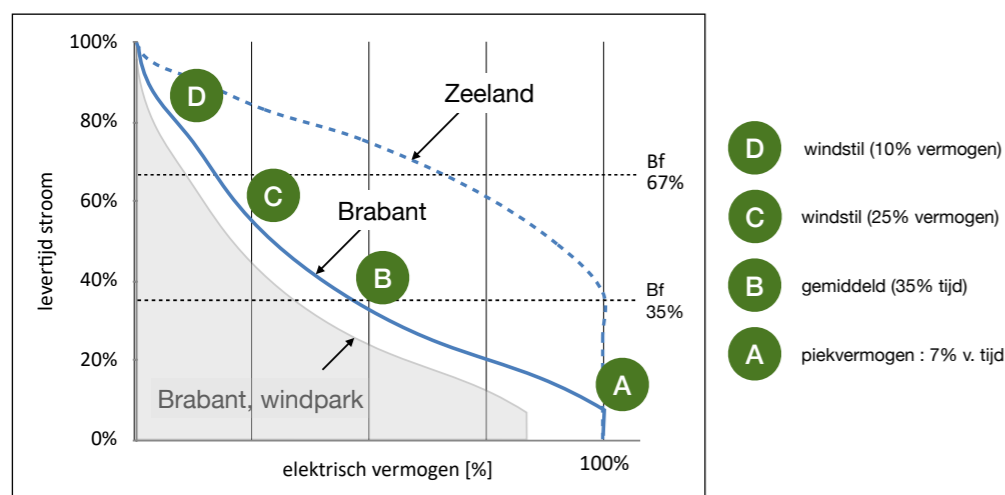
Ontwerpen voor een lage waarde leidt tot een gemiddeld meer stabiele stroomlevering, dus meer 'vollasturen', maar een lagere totale energieopbrengst per jaar voor een gegeven rotordiameter.

Vollasturen: hoe vaak levert een windturbine energie in de regio?

Het is in de windenergie een bekend gegeven. Dat veel energie-opbrengst en veel vollasturen strijdige ontwerp-eisen zijn. Het is nu zaak om een bij het geïnstalleerd vermogen representatief aantal uren te bepalen.

In Oosterhout staat bijvoorbeeld een drietal turbines uit 2009, met 100 m ashoogte en 90 m rotordiameter. Die blijken volgens RVO een productie te hebben overeenkomend met 2.300 vollasturen in een iets winderiger regime van 7,5 m/s. Anderzijds is de vermogensdichtheid voor deze 2,5 MW windturbines wat hoger en dat gaat ten koste van de vollasturen.

Een analyse uit bijlage B bestudeert de statistiek van de variabele wind (met aanname dat de relatieve variatie verloopt als op de Noordzee) en komt daarbij op 3000 tot 3500 uur vollast voor NOB, met dien verstande dat er grote fluctuaties optreden, zoals af te lezen in de figuur. Hoe lager de lijn, hoe piekeriger de stroomlevering; hoe voller, hoe 'gelijkmatiger'.



Weergave van het 'oogsten' van de windenergie in (Noordoost) Brabant, uitgaande van een representatief windprofiel. Voor solitaire turbine uit bijlage B ook in vergelijking met het gunstiger Zeeland. Bf staat voor benuttingsfactor (vollast/jaar); een soort gemiddelde.

Een 'vollastuur' in Brabant

In tegenstelling tot wat de term 'vollasturen' doet vermoeden, levert een bestudeerde turbine niet gedurende 3000 uur (30% van de tijd) het volle vermogen. De figuur toont de gevolgen van de windstatistieken. Omdat de turbine bij gemiddelde wind slechts in deellast werkt, blijkt de turbine maar voor 600 uur op het werkelijke piekvermogen te werken. Dit is 7% van de tijd, dus in slechts 1/5e deel van de nominale 'vollasturen' kan er ook daadwerkelijk op volle last geleverd worden – voor zo ver de elektriciteitsmarkt dat toelaat.



Transport van een 67 meter lang windturbineblad voor een windmolen met een diameter tussen de 130 en 140 meter.

De typische NOB-turbine zal zijn energie dus voor 70% van de tijd in voortdurend fluctuerende deellast bij elkaar sprokkelen om aan zijn jaarproductie te komen. De installatie in Zeeland daarentegen zal nog een veelvoud van de 7% tijd op piekvermogen kunnen leveren. Deze voor Brabant ongunstige karakteristiek is geïllustreerd in de figuur op pagina 10 en toont daarmee dat sommige 'wiebelstroom' wiebeliger is dan andere.

Praktische windstilte in Noordoost Brabant
 Onderdeel van het probleem van het variabele aanbod is het probleem van de windstilte en dus het volledig gebrek aan windstroom. Als we een 10% vermogen aanhouden als grens voor 'windstil', dan is het in 25% van de tijd in Noordoost Brabant windstil. Bij 20% vermogen is dit al rond de 50% van de tijd. De helft van de tijd zal er in Noordoost Brabant minder dan 25% van het geïnstalleerd windvermogen worden geleverd.

Conclusie voor de haalbare energie van solitaire windturbines

Voor de keuze van een geschikte turbine bedenken we dat een iets lager vermogen een gelijkmatiger levering mogelijk maakt, minder kost en slechts weinig inboet qua totaal productiepotentieel. Op basis van de getallen voor vermogen en vollasturen kunnen we de totale potentiële productie inschatten op **3400 uur x 2,5 MW = 8500 MWh per turbine per jaar.**

- 3.400 uur (35% van een jaar) benuttingsfactor, waarvan:
- 1.200 uur (14% van een jaar) volledig vermogen, meer gelijkmatige levering dan rest van de tijd

Deze getallen gelden voor de geïsoleerde (solitaire) windturbine. Omdat windmolens in groepen geplaatst elkaar de wind uit de zeilen nemen, reduceren de opbrengsten verder. Dat zal leiden tot een verlaging van het aantal vollasturen (§ 1.4).

Hiermee wordt het windprobleem in NOB duidelijk, dat zowel de hoeveelheid als de kwaliteit van de windstroom ongunstiger is dan die van andere regio's. Dit komt primair door de lichtere wind. Daarnaast door de lange periodes van effectieve windstilte en de korte periodes van piekvermogen. De totale opbrengst is laag ondanks dat 2/3e van de energie wordt benut, tegen 1/3e deel voor Zeeland (zie bijlage B).

Er moet rekening gehouden worden met de slechtere inpassing van minder voorspelbare, betrouwbare en minder constante stroom. De windstroom uit Brabant zal slechter inpasbaar zijn in het net dan die uit andere gebieden. Dat speelt anno 2021 nog niet een grote rol met een beperkt windaandeel van 13%, maar naarmate het aandeel van 30% wordt genaderd, wordt dit aspect steeds belangrijker. Ook voor de solitaire windturbine zal dan een extra inpasverlies leiden tot verminderde opbrengst. In § 1.6 wordt dit effect verrekend.

	Geschatte opbrengst MWh / molen / jaar	Tijd op vol vermogen per jaar	Vollasturen
RES NOB	12.000	niet expliciet genoemd	3.000
Dit rapport	8.500	1.200 uur (14%)	3.400
Ten opzichte van RES	70%	p.m.: installatie levert 86% van de tijd (veel) minder dan geïnstalleerd vermogen, qua piekerigheid bijna net zo ongunstig als zonnestroom	

1.3 De ruimtelijke beperkingen van windenergie

In bijlage 2 van de RES NOB wordt aan de hand van aanwezige belemmeringen berekend dat er in het gebied 135 km² beschikbaar is voor het plaatsen van 148 windturbines van 200 m tiphoogte. Na aftrek van natuurgebieden blijft er volgens deze bijlage nog plaats voor 100 tot 120 turbines. Hierbij is gerekend met een afstand tot bewoning van minimaal 400 meter.

Deze norm is vastgesteld in een tijd, dat windturbines maximaal 120 meter hoog waren, dus voor een moderne turbine van 200 meter hoog zal gerekend moeten worden met een evenredig grotere afstand: ruim 600 meter tot de dichtstbijzijnde bebouwing. Toekomstige toepassing van (infra-)geluidsnormen zouden dit nog laten toenemen.

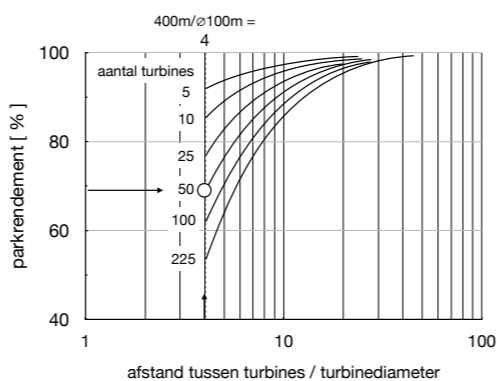
Geschat wordt dat bij aanhouden van deze eisen door de versnippering van het beschikbare terrein er niet meer dan 100 km² overblijft en dat er na aftrek van natuurgebied niet meer dan 80 turbines geplaatst kunnen worden. Dit betekent dat er 80 x 2,5 = 200 MW bruto windvermogen kan worden opgesteld, die een hoeveelheid stroom zullen leveren variërend tussen 0 MW en 200 MW, afhankelijk van de windsterkte. De jaaropbrengst ligt dan rond 0.7 TWh of minder. Dit is afgezien van algehele inpasbaarheid en ook van verliezen door wederzijdse beïnvloeding, bij plaatsing in windparken. Dat laatste wordt in de volgende paragraaf besproken.

	Oppervlak [km ²]	Aantal Windturbines 130 m diameter	Bruto windenergie uit solitaire turbines [TWh]
RES NOB	135	148	1 – 1,5
RES, met uitzondering natuurgebied	100	110 +/- 10	
Bij vereiste afstand	100	80	0,96
Meer realistische hoeveelheid windstroom (§ 1.2)		80	0,68

1.4 Verrekening van het parkrendement

Naar verwachting zal een deel van de turbines gegroepeerd worden in de vorm van windparken. Hierbij treedt een verlies aan geoogste energie op. Immers, energie in de wind die geoogst is door een turbine kan niet meer geoogst worden door een turbine aan de lizijde ervan.

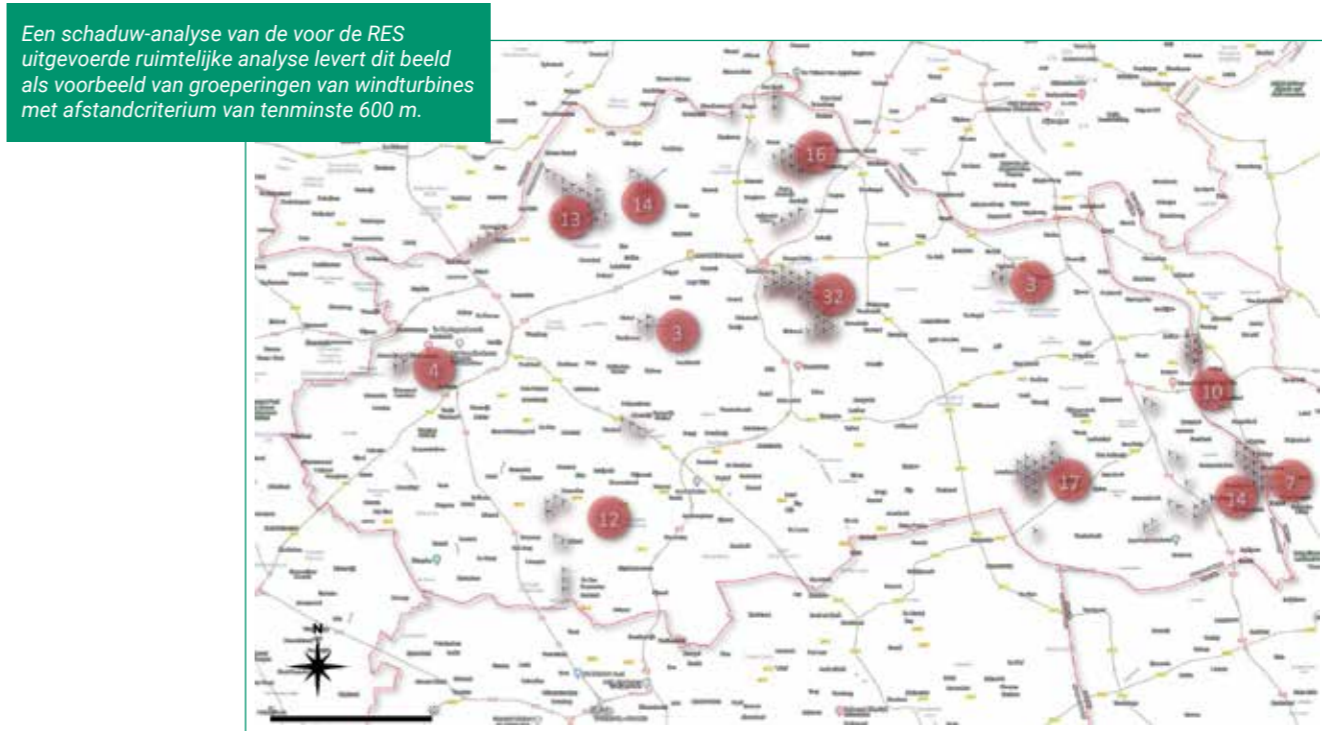
Dit effect wordt groter naarmate er meer turbines in een park gegroepeerd worden, en kleiner bij een grotere onderlinge afstand van de turbines. Hoe groot dit effect is, blijkt bijvoorbeeld uit de hiernaast afgebeelde grafiek uit het 'Elsevier Energiezakboek'.



Bij een onderlinge afstand van 400 m zoals aangenomen in de RES is de afstand tussen de turbines circa 4 x de rotordiameter. Met 50 turbines in een park wordt het rendement hiervan volgens bovenstaande figuur 70%.

Hoe zich dit verhoudt tot de praktijk, blijkt uit dit voorbeeld. Windpark Krammer heeft 34 windturbines, type Enercon E-115. (Bijlage A). Volgens de fabrikant van de turbines in dit park zou bij de gemiddelde windsnelheid in de regio (9,5 m/sec) een jaaropbrengst per turbine van ruim 15 GWh verwacht kunnen worden, in 2020 is echter maar 10.5 GWh per turbine gerealiseerd. Het parkrendement was dus 70%. Uiteraard omvat dit ook de verliezen door onderhoud en dergelijke, maar dergelijke verliezen treden altijd op en moeten daarom ook altijd in rekening gebracht worden.

Bovenstaande is sterk afhankelijk van de configuratie van de parken ten opzichte van de heersende windrichting, en ook ligt het in de verwachting dat niet alle windturbines in de regio in parken gearrangeerd zullen worden, zie de ruimtelijke afbeelding met zoekgebieden hieronder. Het lijkt daarom redelijk om te veronderstellen dat de windturbines in de Regio uiteindelijk rond 80% van de opbrengst gaan leveren, vergeleken met vrij opgestelde turbines.



Het maximale potentieel van windenergie voor de regio Noordoost Brabant wordt hiermee ca. 0,54 TWh per jaar, net meer dan een derde van de totale opgave hernieuwbare energie volgens de officiële opgave (1,5 TWh). Dit is exclusief overige verliezen. Hier zal in par. 1.6 nader op ingegaan worden.

	energie-opbrengst TWh
RES opgave, totaal zon en wind	1,5
Wind – reële schatting, gedeeltelijke plaatsing in windparken	0,54
Windpotentieel volgens huidige analyse, relatief ten opzichte van RES totale opgave.	~ 30%

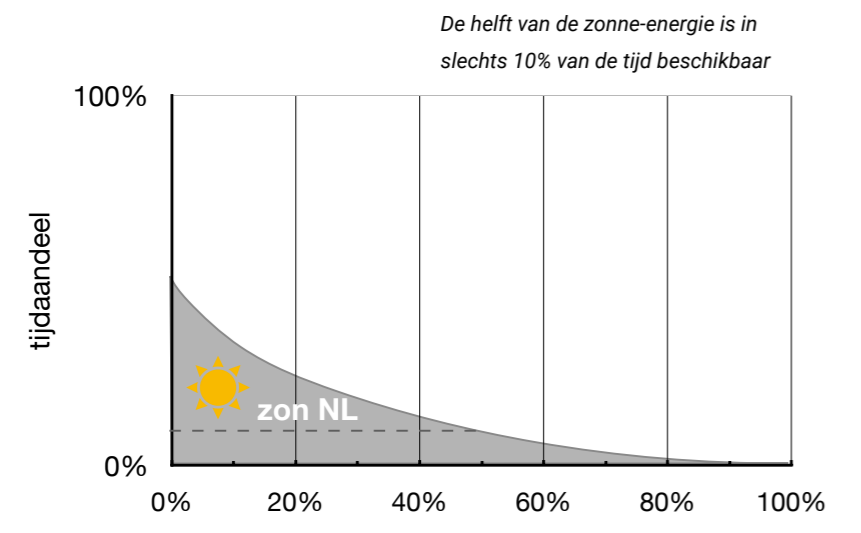
1.5 Zonne-energie

De RES gaat uit van het opwekken van een significante hoeveelheid zonne-energie. Voor de benodigde ruimte van zonneparken wordt in bijlage 2 uitgegaan van een jaaropbrengst per ha van 850 MWh. Dit lijkt te optimistisch. Volgens een rapport van Universiteit Wageningen (zie referentie 4) zou met de technologie van 2015 slechts 500 MWh/ha opgewekt kunnen worden.

Inmiddels is het rendement van zonnepanelen wat toegenomen, anderzijds kan bij grootschalige zonneparken vaak niet de optimale configuratie gekozen worden vanwege wisselende ruimtelijke beperkingen. Voor een gegeven oppervlak aan zonneparken moet daarom uitgegaan worden van een jaaropbrengst van ca. 500 tot 700 MWh, dat is 60% tot 80% van waar de RES nu van uit gaat. Net als bij de windparken lijkt de RES gebaseerd te zijn op overoptimistische prognoses voor de potentie van zonnecentrales.

	Veronderstelde opbrengst zon MWh per hectare
RES	850
hier	500 – 700
Relatief ten opzichte van RES	60 – 80%

De RES noemt qua zon-energie 0,4 TWh (daken) en verder 0,7 (zon of wind) en 0,4 TWh (voorgenomen, dus zon of wind). Dit levert geen eenduidige waarde aan zon, maar gaat wel ver boven de richtlijnen voor een evenwichtig stroomnet. We veronderstellen als willekeurige aanname een waarde van 0,3 TWh. Hogere waarden zijn voor de netinfra zeer ongunstig en reden om dat aandeel te beperken. De 0,3 TWh vergt al een oppervlak van ca. 5 km² aan zonnecentrales.



1.6 De inpasbaarheid van wind-afhankelijke stroom in het net.

De levering van weersafhankelijke stroom is niet gerelateerd aan de momentane stroomvraag. Soms wordt in het geheel geen energie geproduceerd, soms een overmaat. Er moeten daarom maatregelen genomen worden om weersafhankelijke stroom in te passen in het stroomnet, en deze maatregelen leiden tot verliezen in energieopbrengst en daarmee ook tot een toename van de CO₂-uitstoot. De RES laat dit geheel buiten beschouwing. Dit is een ernstige omissie en geeft aan dat de opstellers zich onvoldoende bewust zijn van de problematiek van een stabiele energievoorziening.

De RES suggereert energie-onafhankelijkheid van de regio, wat impliceert dat bovengenoemde inpassing gerealiseerd zal worden door de opslag van overtollige energie. Dit is niet praktisch uitvoerbaar, omdat zowel de kosten als het ruimtebeslag van de wind- en zonneparken dramatisch toe zouden nemen. Deze energie moet dus worden weggegooid. Hier wordt verder op ingegaan in hoofdstuk 4.

Zoals aangegeven in **bijlage C** van dit rapport kan bij de beoogde nationale opgave van 50% bijdrage van windenergie in de stroomvoorziening ongeveer 30% van de windstroom niet ingepast worden in het net, en zal daarmee verloren gaan. Dit reduceert de netto opbrengst van windenergie voor de regio Noordoost Brabant tot ca. 0,38 TWh per jaar. Nog geen kwart van 'de opgave' voor hernieuwbare energie.

	Aandeel
Niet-inpasbaar* aandeel van wind in NOB	30%
Netto opbrengst wind in NOB	< 0.38 TWh

* Bij een RES/nationaal (Klimaatakkoord), beoogd aandeel wind in gemiddelde stroomnet van 50%

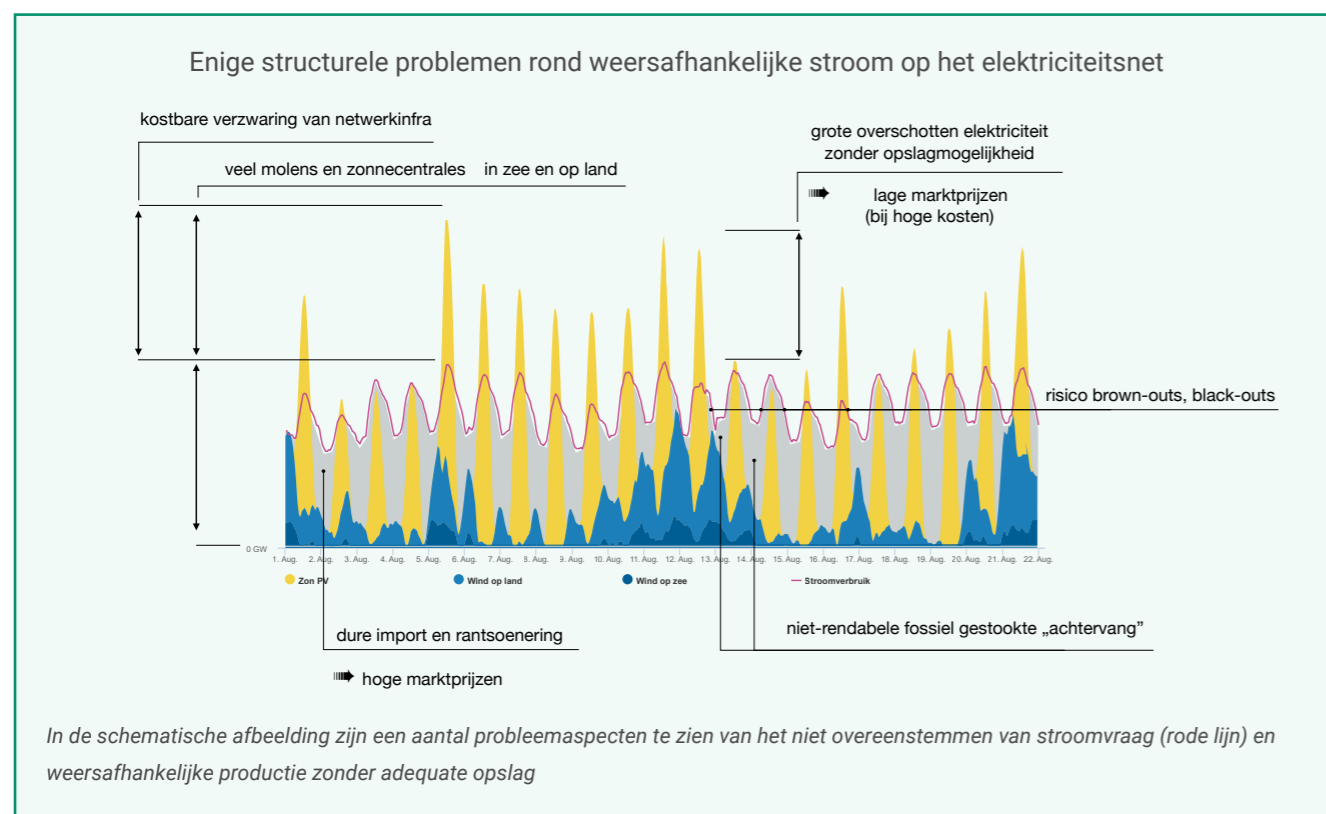
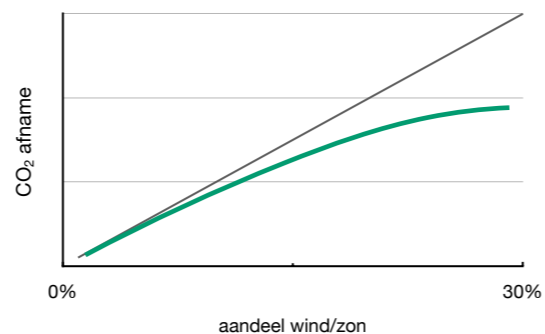
1.7 CO₂-besparing door weersafhankelijke energie

In het Bod wordt ervan uitgegaan, dat één kWh windstroom de CO₂-uitstoot van het opwekken van één kWh conventionele stroom uitspaart. Dat is niet juist. Het energiescenario van de RES kan alleen gerealiseerd worden als er een systeem van conventionele (fossiele) centrales beschikbaar is om het verschil in vraag en aanbod op te vangen. Dit systeem dient voldoende capaciteit te hebben om de volledige stroomvraag van Nederland in te vullen, omdat periodes waarin wind- en zonnecentrales niet of nauwelijks energie leveren regelmatig voorkomen.

Dit systeem moet de variaties in de vraag opvangen door voortdurend bij te regelen. Dit leidt onvermijdelijk tot verliezen in rendement van deze centrales, zodat deze per eenheid van geleverde energie meer brandstof verbruiken en daarmee meer CO₂ produceren. De variaties in stroomaanbod als gevolg van de output van weersafhankelijke energiebronnen vergroten dit effect aanzienlijk, en de extra CO₂ uitstoot die hiervan het gevolg is dient daar dan ook aan toegewezen te worden.

Omdat fossiele centrales niet stilgezet kunnen worden zonder de continuïteit van stroomleverantie in gevaar te brengen – opstarten kost te veel tijd om de variaties van wind en zonne-energie op te kunnen vangen – moeten in tijden van groot windstroomaanbod de gasturbines blijven draaien (*spinning reserve*), en verbruiken daarmee fossiele brandstof zonder bijbehorende opwekking van elektriciteit. Een gascentrale in spinning reserve gebruikt 5% van de hoeveelheid gas die bij vol vermogen verstoekt wordt, en stoot daardoor ook zonder stroomleverantie CO₂ uit. Ook deze uitstoot dient toegevoegd te worden aan weersafhankelijke energiebronnen.

Als wind en zonnestroom een bijdrage van 30% in de elektriciteitsvoorziening leveren, dus ruim minder dan de Nationale Op-gave, is de maximale CO₂ reductie gerealiseerd. Bij een hogere bijdrage treedt vrijwel geen CO₂ winst meer op.



1.8 Conclusies van hoofdstuk 1

**"ER BLIJVEN
IN NOB
GEEN LUSTEN
OM TE
VERDELEN,
ALLEEN
LASTEN."**

- 1) De regio Noordoost Brabant is niet geschikt voor de grootschalige opwekking van windenergie. Wind heeft van nature al een lage energiedichtheid, en deze is in de regio NOB nog aanzienlijk lager dan in bijvoorbeeld de kuststreken en op zee.
- 2) Vanwege de geringe te verwachten opbrengsten uit windstroom zullen subsidies extra hoog moeten zijn om de beoogde parken te kunnen realiseren. Voor de meeste inwoners betekent dit dat zij alle lasten van de RES dragen, enerzijds in de vorm van een verlies aan woongenot en een waardevermindering van hun woning, anderzijds via af te dragen belastingen die de geldstroom garanderen naar diegenen die in de subsidieprojecten participeren.
- 3) De RES schat de productie van zon en wind structureel te hoog in. Dit is het gevolg van enerzijds een veel te optimistische inschatting van het opbrengstpotentieel van wind en zonnecentrales per eenheid van ruimte, anderzijds door het energieverlies bij overproductie. Die overproductie zonder afzet zal regelmatig optreden bij de beoogde 70% nationaal aandeel van weersafhankelijke energie ten opzichte van de totale elektriciteitsproductie.
- 4) Ook in de RES lijkt het idee te bestaan dat CO₂-reductie gelijk opgaat met de te installeren duurzame elektrische opwek-capaciteit richting de 70%-doelstelling van het Klimaatakkoord. Dat is echter onjuist. Tussen de verzadiging van 30% en het doel van 70% ligt „Terra Incognita”, waar energiekosten hard stijgen en energie verspild gaat worden voor opslag in een eventuele waterstof-economie, en waar geen sprake kan zijn van extra CO₂-besparing. De rijksoverheid heeft de regio geen oplossing voor deze nationale problematiek voorgelegd.

Bovenstaande geeft een absolute beperking van de hoeveelheid weersafhankelijke energie die in de regio Noordoost Brabant zinvol opgewekt kan worden. Deze is gerelateerd aan de beschikbare ruimte in de regio, en zal in de tijd daarmee eerder minder dan meer worden.

Samenvatting potentieel lokale zon en wind in elektriciteitsvoorziening NOB.	energie-opbrengst TWh
RES totaal zon en wind	1,5
Wind – meer reële schatting	~ 0,38
Zon (PV – pro forma schatting)	~ 0,3
Zon en wind, relatief ten opzichte van RES	45%

2. INDIRECTE KOSTEN VAN ZON- EN WINDSTROOM

2.1 Marktprijs fluctuaties

Er spelen bij een grote bijdrage van wind en zon in de stroomproductie twee effecten:

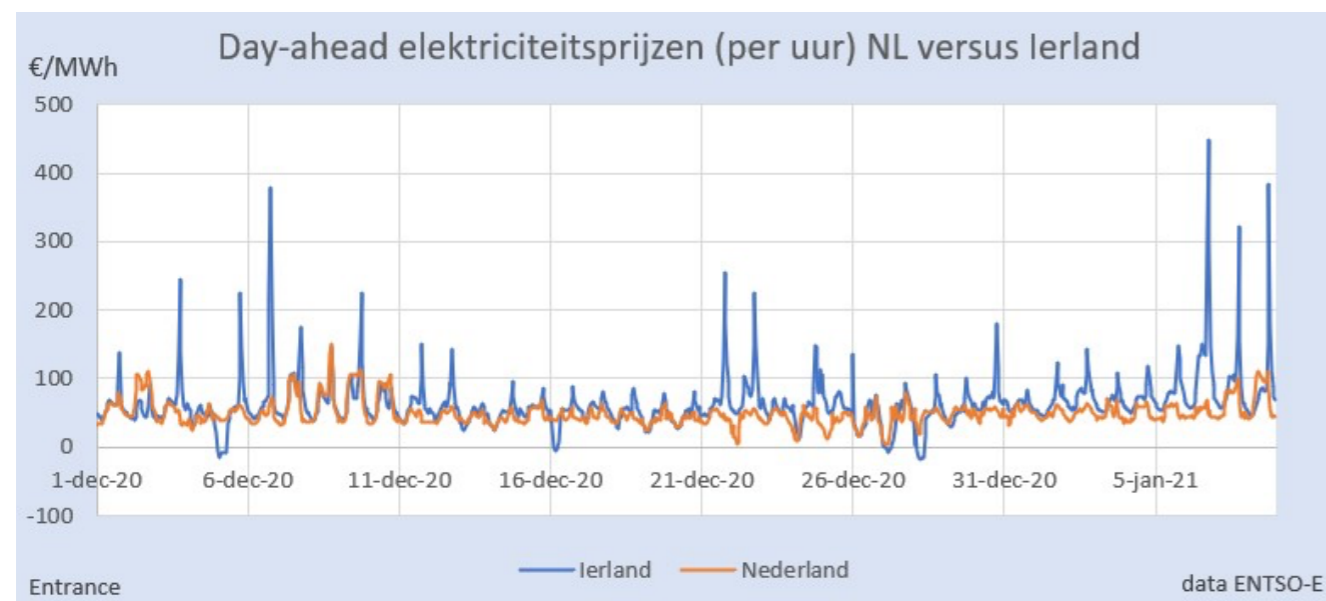
- A. De stroomprijs varieert met de vraag naar stroom in relatie tot het aanbod. De productie van windstroom volgt de vraag niet, dus er wordt soms veel windstroom geproduceerd wanneer de vraag, en daarmee de stroomprijs, laag is. Het PBL benoemde dit al in 2013 als het profieffect.
- B. Bij een groot windaandeel moeten centrales terugregelen, maar veel centrales kunnen niet stoppen. Dit heeft als gevolg een lage of zelfs negatieve stroomprijs op tijden dat het hard waait.

Het gevolg is dat de windmolens en zonnecentrales in de regio in de periodes dat ze veel produceren een lage opbrengst per kWh zullen realiseren. Hun inkomsten zijn daarmee structureel lager dan van conventionele centrales, en dit effect wordt groter bij een toenemende bijdrage van wind- en zonnestroom, omdat hun invloed op de marktprijzen daardoor toeneemt.

Windpark Krammer lost dit probleem op door hun productie te beperken als hun stroom niet voldoende opbrengt. (ref. 12, jaarrekening 2019, bijlage A). Dit is verstandig uit het oogpunt van bedrijfsvoering, maar leidt tot extra verliezen in de productie van windstroom.

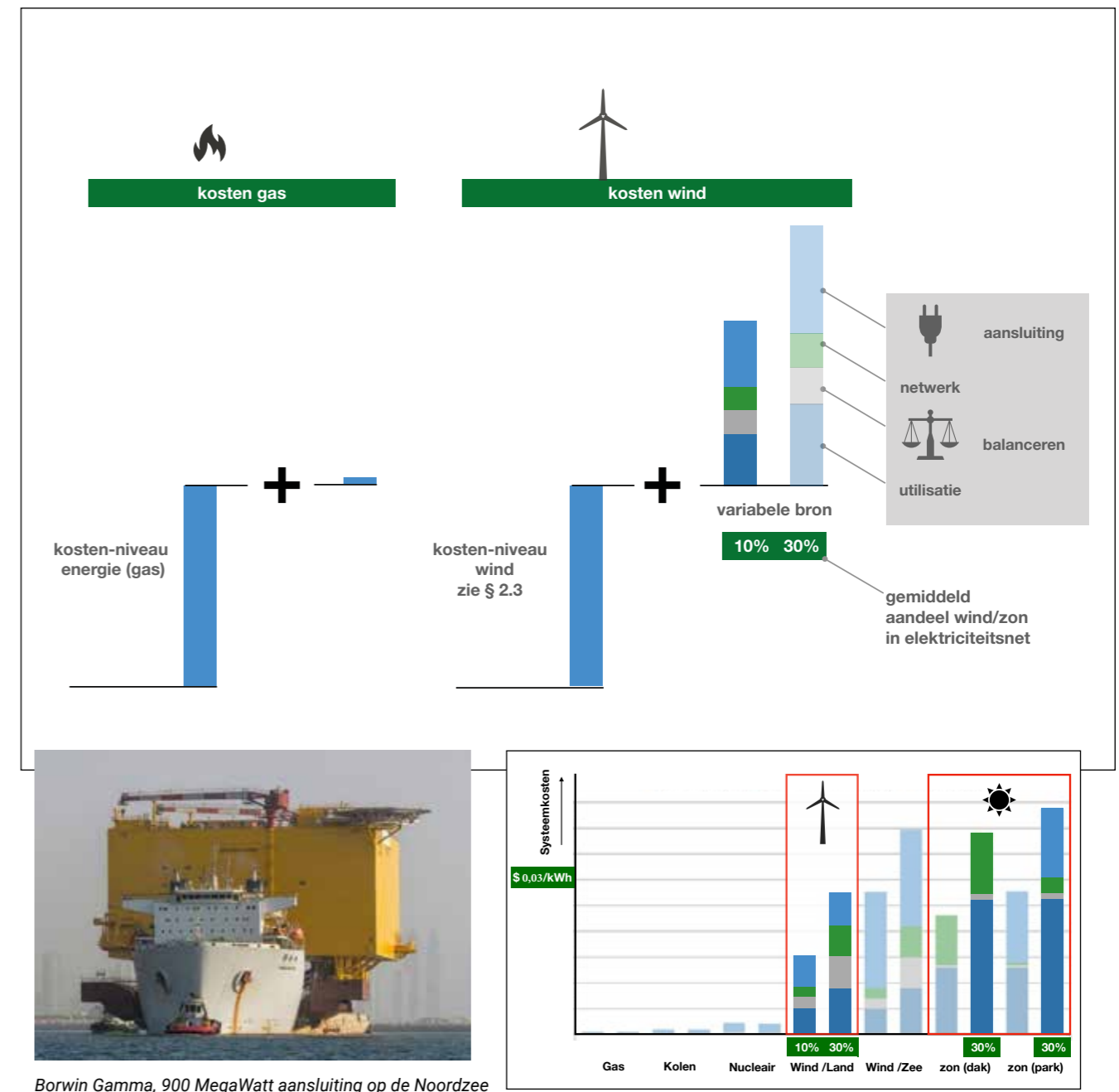
Ook als de regio vanwege ruimtelijke beperkingen maar weinig wind- of zonne-energie produceert treedt dit effect op: de monetaire opbrengst van die energie wordt bepaald door de overproductie van bijvoorbeeld windturbines op de Noordzee.

Dergelijke effecten zijn te herkennen in het prijsverloop op het Ierse netwerk (met een aandeel wind in december van ongeveer 42%), zie de grafiek waar een vergelijking met de Nederlandse marktprijzen gedurende een wintermaand zijn gemaakt. De reguliere prijs ligt in de orde van €40/kWh, in perioden van schaarste wordt hier het tienvoudige bereikt terwijl zelfs negatieve prijzen optreden bij overaanbod in verhouding tot de vraag.



2.2 Systemkosten

Dit zijn alle kosten die niet direct met de exploitatie van de parken te maken hebben. Ze omvatten met name extra netwerkkosten. De kosten hiervan zijn berekend door het OECD* in 2018 in een rapport: *The full cost of electricity provision*, ref. 5.



Borwin Gamma, 900 MegaWatt aansluiting op de Noordzee

Dit toont aan dat deze systeemkosten voor weersafhankelijke energie aanzienlijk hoger zijn dan die van conventionele centrales. Dit is voor een belangrijk deel het gevolg van het veel hogere piekaanbod van stroom wat het net moet verwerken in vergelijking met conventionele centrales, die immers niet meer produceren dan waar op ieder moment behoefte aan is.

Bij een beoogde bijdrage van weersafhankelijke energie van 30% van de stroomvoorziening bedragen deze systeemkosten volgens deze studie ca. €40,- per MWh (4 cent/kWh). Dat is ongeveer gelijk aan de directe opbrengst van de stroom. Hiermee vergeleken zijn deze kosten voor conventionele centrales verwaarloosbaar.

*OECD: Organisation for Economic Co-operation and Development

2.3 De economische waarde van een windturbine in Noordoost Brabant

Er moeten aanzienlijke investeringen worden gedaan om de vereiste hoeveelheid windenergie in 2030 en daarna op te wekken. Hiervoor wordt gerekend op een royaal subsidiebeleid, want directe inkomsten uit stroom kunnen dit niet afdekken.

Volgens het ECN vraagt een windturbine een investering van € 1,4 miljoen euro per MW capaciteit. Het Financieel Jaarverslag van de Krammercentrale geeft een investering van 2 miljoen Euro per geïnstalleerde MW capaciteit voor een park van 34 turbines (zie bijlage A). Hieruit volgt dat elke van de in de in §1.2 genoemde 2,5 MW windturbines een investering vraagt van ongeveer 5 miljoen Euro.

Deze 2,5 MW turbine, geplaatst in de regio Noordoost Brabant, levert zoals aangegeven ca. 8.500 MWh per jaar, waarvan ruim 50% verloren zal gaan door parkverliezen en inpassingsverliezen als zoals beoogd 50% of meer van onze elektriciteitsbehoefte gedekt zou zijn door weersafhankelijke energie, voornamelijk wind (§ 1.6). Dan blijft 4300 MWh over, en dat geeft met €37 bruto opbrengst per MWh (bijlage A) circa €160.000,- inkomsten per jaar, ca. 3% van het geïnvesteerde bedrag.

Windturbine 2,5 MW	
investering	5 M€
Bruto productie-potentieel NOB	~ 8.500 MWh/j
Bij plaatsing in park gereduceerde stroomproductie	- 20%
Inpasverlies	- 30%
Verkoop	160 k€/j
Operationele kosten en afschrijvingen	570 k€/j
Benodigde subsidie voor 0 resultaat	410 k€/j
Resultaat	0

Het is duidelijk dat hiermee bij lange na niet de operationele kosten, afschrijvingen en rentelasten betaald kunnen worden. Schalen van de gegevens uit bijlage A suggereert dat daarvoor een jaarlijkse inkomstestroom nodig is die 10 a 15% van de investering omvat. Zonder een substantiële subsidiestroom kan niet rendabel geopereerd worden. Dit is nog afgezien van extra systeem- en netwerkkosten.

Dit wordt bevestigd door de Jaarrekening 2019 van Windpark Krammer (zie bijlage A). De inkomsten uit subsidie zijn substantieel hoger dan die uit de verkochte stroom.

Dit betekent dat de windturbines over de gehele operationele levensduur ondersteund moeten worden door subsidies. Deze subsidies moeten uiteindelijk opgebracht worden door de inwoners van de regio zelf, want alle regio's in Nederland hebben hetzelfde probleem. Vooral voor de regio Noordoost Brabant moet erkend worden dat windturbines leiden tot kapitaalvernietiging, met ten opzichte van het totale energieverbruik van de regio een uiterst lage CO₂ reductie.

Het beoogde aandeel hernieuwbaar in het stroomnet is vergelijkbaar met dat in Duitsland. Daar is de bijdrage van windenergie op dit moment weliswaar gemiddeld 25 a 30% van het totale stroomverbruik, dus redelijk representatief voor de in de RES voorgestelde situatie in de regio Noordoost Brabant in 2030, maar aangetekend moet hierbij worden dat Duitsland nu nog goede mogelijkheden heeft om overtollige energie af te zetten en tekorten in te kopen, omdat haar buurlanden veel minder afhankelijk zijn van het weer voor hun energieproductie. Noordoost Brabant zal hier in het 2030 scenario daarentegen niet van kunnen profiteren. Dit alles hangt sterk samen met de mogelijkheid of onmogelijkheid van opslag voor elektriciteit. Dat is daarom het onderwerp van het volgende hoofdstuk.

Een financieringsvisie op zon- en windprojecten

De vraag moet gesteld worden hoe groot de interesse van private financiële marktpartijen zal zijn voor risicodragende investeringen in zonne- en windenergie.

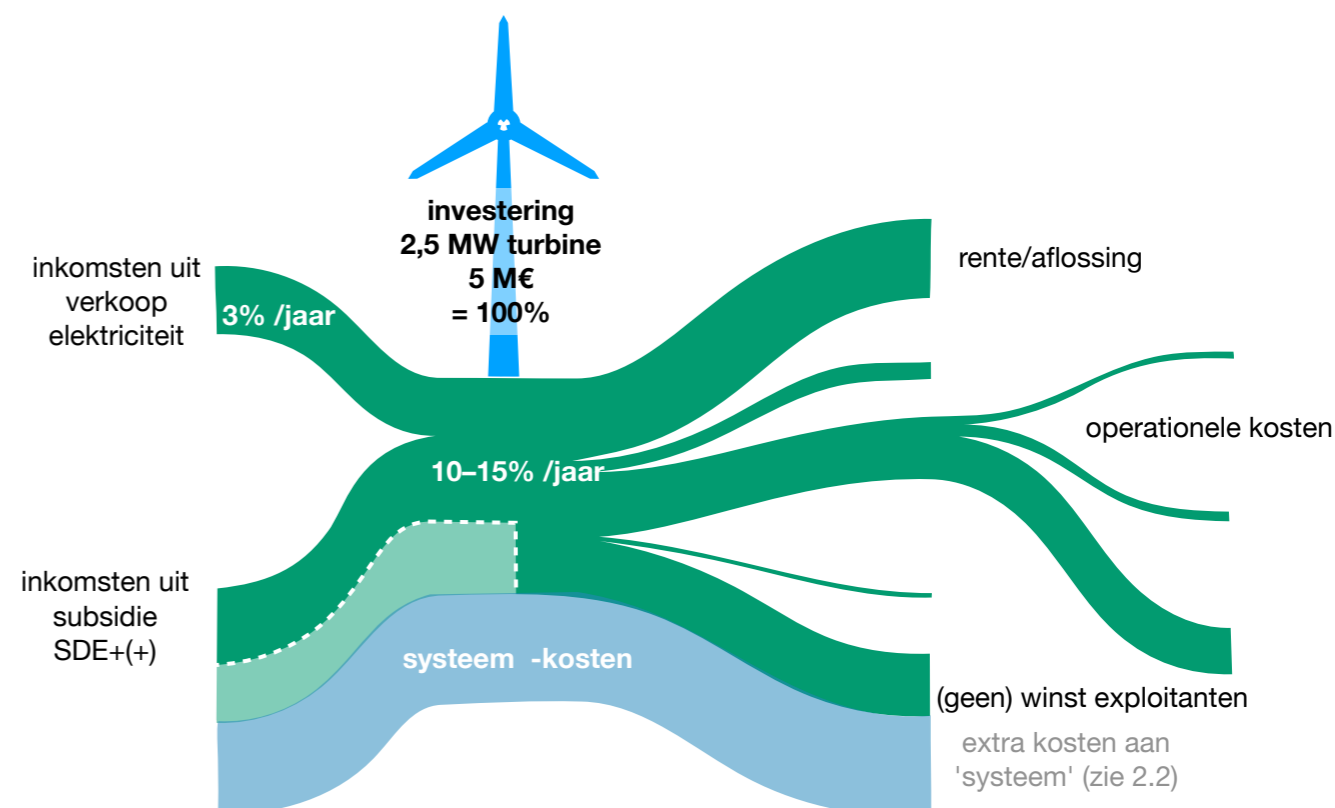
Het lijkt niet voor de hand liggend dat externe financiers dit op grote schaal zullen willen oppakken. De getallen rammelen, zoals uit de huidige analyse blijkt. En de energieteams van banken en verzekeraars zijn ook redelijk goed in het rekenen met zon- en windstatistieken, dus die gaan tot dezelfde conclusie komen.

Veel ambtenaren hebben een niet erg realistisch beeld van de afweging die banken maken, en praten er over alsof banken evenveel *upside* als *downside* hebben, en dus "in staat moeten zijn de mogelijkheden en kansen tegenover de risico's van dit project op waarde te schatten".

Wat zij daarbij vergeten is dat van de upside niets bij een bank terecht komt, die krijgt gewoon een vaste rentevergoeding. Als het beter gaat dan verwacht zien alleen de eigen vermogenverschaffers daar iets van. En als het tegenvalt is, nadat de meestal dunne laag *equity* op is, de bank de klos. Dus die kijkt eigenlijk alleen naar waar het mis kan gaan. En aan die kant is de ruimte in dit plan ongemakkelijk groot.

Dus de vraag van financierbaarheid verdient het om op de voorgrond te komen als praktisch uitvloeisel van de analyse over de productieramingen. Het is niet direct duidelijk waar onverwachte lasten op provinciaal niveau terecht komen, maar uiteindelijk is de burger, hetzij in de regio, hetzij op landelijk niveau het kind van de rekening.

Het feit dat zelfs als het project van de grond zou komen de exploitatie dan zwaar hangt op subsidies, maakt het nog moeilijker: de ervaring met wettelijke regelingen is in veel landen slecht, omdat die door een overheid die politiek een andere kant op wil of financieel in het nauw komt gemakkelijk veranderd kan worden als daar in het parlement een meerderheid voor is. De *leverage* die een exploitant/financier in andere situaties soms nog heeft via het stopzetten of elders verkopen van de productie is gezien de status van eerste levensbehoefte die stroom inmiddels heeft een illusie. Een directe overeenkomst tussen de overheid en de exploitant/financier verdient dan ook voorkeur als private financiering moet worden aangetrokken.



3. OPSLAGMOGELIJKHEDEN

3.1 Inleiding – Elektriciteit als continue balanceer-act

Onze elektriciteit is naar behoefte beschikbaar. Als de thermostaat van de koelkast aanslaat produceert de energieleverancier speciaal voor die gelegenheid een klein beetje extra energie. Dit is vergelijkbaar met de cruise control in de auto, waarbij als de auto helling op gaat er wat meer brandstof ingespoten wordt om de ingestelde snelheid constant te houden.

Wind- en zonne-energie worden echter niet naar behoefte geproduceerd. Stroom opgewekt door windmolens en zonnepanelen is niet regelbaar, en verstoort daarmee de balans tussen de stroomvraag en het aanbod vanuit conventionele centrales. Dit element wordt in het geheel niet benoemd in de RES van Noordoost Brabant, en dat is een ernstige omissie.

In het voorgaande is beschreven welke consequenties deze onbalans in vraag en aanbod zal hebben op de energieleverantie en de prijs die daarvoor betaald moet worden. Dit hoofdstuk bespreekt de mogelijkheid om dit nadeel op te heffen via de aanleg van een basisvoorraad groene energie, groot genoeg om kortstondige en langere fluctuaties van stroomaanbod aan te vullen tot de vraag op ieder moment.



De grootste bestaande elektrolyse-installatie ter wereld staat momenteel in Japan en heeft een vermogen van 20 MW, overeenkomend met minder dan 8 windturbines. Hier is hij gekoppeld aan een zonnecentrale. De kostbare installatie wordt in deeltijd gebruikt voor het maken van waterstofgas.

3.2 Energieopslag: theorie en praktijk

De opslag van energie is in principe geen high-tech probleem. Rotsblokken die door verdedigers van een fort op de kantelen klaargelegd werden zijn een eeuwenoude vorm van energieopslag. Deze energie kan ingezet worden op het moment dat dat nodig is: als de belagers de ladders op klimmen. Aan een weersafhankelijke aanvoer van rotsblokken heeft de verdediging op zo'n moment weinig.

Modernere vormen van opslag zijn bijvoorbeeld stuwmeren, waar de potentiële energie van een watermassa (hoogte x massa) naar behoefte omgezet kan worden in stroom.

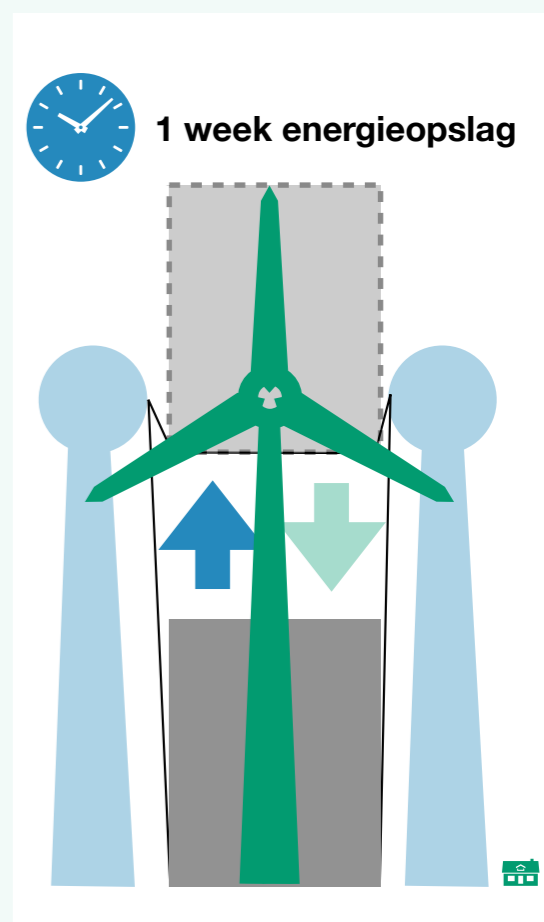
Het probleem bij de opslag van energie voor stroomvoorziening komt voort uit het feit dat fossiele brandstoffen een erg hoge energiedichtheid hebben, dus als de benodigde energie voor enige tijd in een andere vorm opgeslagen moet worden dan resulteert dat in erg omvangrijke en kostbare systemen, die soms grote inwendige verliezen kennen.

In het kader als voorbeeld het simpele plan om elke winturbine een betonblok op te laten hijsen als het waait, en deze te laten zakken -en hierbij een generator aan te drijven- afhankelijk van de vraag naar elektriciteit. Dit is in principe erg efficiënt, verliezen zijn eigenlijk alleen het gevolg van de wrijving van de verschillend bewegende delen. Hiervoor blijken echter absurde massa's nodig te zijn.

Een 4 MW windturbine levert gerekend met 2.500 vollast-uren ca. 10.000 MWh per jaar. Als we de gemiddeld geproduceerde stroom van deze turbine voor 1 week op willen slaan, delen we dit door 52, dit komt op afgerond 200 MWh opslagbehoefte.

Hoe groot wordt een betonblok dat 200 MWh potentiële energie heeft, als we aannemen dat het blok opgetild kan worden tot de ashoogte van de molen? Die is 130 m, stel even dat we 100 m vrije ruimte ter beschikking hebben. Onze standaard energiemaat is de Joule. Een massa van 1 kg die 100 m hoog hangt heeft een potentiële energie van bijna 1000 Joule. 1 Joule is 1 Wattseconde, dus we praten over een energieinhoud van 0,27 Wattuur voor elke kilo die we tot 100 m ophijsen. Zoveel energie kost het om het boven te krijgen, en dat komt grotendeels weer terug als we het laten zakken.

Maar we hebben niet 0,27 wattuur nodig, maar 200 miljoen. Ons blok wordt ca. 700 miljoen kilo zwaar. Beton weegt 2,5 kg per liter, dus we komen op een betonblok van ruim 250.000 kubieke meter. Voor de beeldvorming: dat is het oppervlak van een voetbalveld met een dikte van 50 m. En het gaat hier nog steeds over de opslag van de energie van maar 1 windturbine voor 1 week.



Een dergelijke vorm van energieopslag werkt dan ook alleen met grote stuwmeren, gekoppeld aan een groot hoogteverschil. Het "plan Lievense" voorzag in een bekken in het Markermeer met een oppervlak van 750 km², waarin het water tot 10 m boven de zeespiegel opgepompt kon worden. (zie o.a. https://nl.wikipedia.org/wiki/Plan_Lievense). Deze optie is niet praktisch beschikbaar voor de regio Noordoost Brabant.

3.3 Opslag in waterstof

Opslag in de vorm van waterstof staat sinds kort – voor de derde keer – sterk in de belangstelling. Deze vorm van opslag heeft als groot bezwaar dat er significant energieverlies optreedt in de conversie van elektriciteit naar waterstof en weer terug. Elektrolyse heeft een rendement van rond de 75%, dus 25% van de ingevoerde energie gaat verloren in de omzetting naar waterstof. Bij compressie en transport van de waterstof gaat 10% verloren. Heromzetting naar elektriciteit via brandstofcellen, of via verbranding in gascentrales heeft een rendement van ongeveer 50%, dus de helft van de resterende energiehoeveelheid gaat hier verloren. Dit leidt tot een totaalrendement van 34%: 2/3e van de opgewekte energie gaat verloren via energieopslag middels waterstof.

Waar nu in de RES van Noordoost Brabant uitgegaan wordt van rond 100 windturbines, zouden er 300 geïnstalleerd moeten worden als eenzelfde hoeveelheid vermogen via opslag van waterstof beschikbaar gemaakt zou moeten worden voor de gebruikers. Deze berekening is conservatief, omdat een deel van de windstroom rechtstreeks geleverd zou kunnen worden aan de consument. Anderzijds is hier nog geen rekening gehouden met de energie benodigd voor de installatie en toekomstige buitengebruikstelling van de waterstoffabriek.

Voor energie afkomstig van zonnepanelen geldt hetzelfde: conversie van aanbod gestuurde zonnestroom naar vraag gestuurd via waterstof vraagt een verdrievoudiging van de nominale capaciteit van de zonnecentrales.

Dit betekent voor de regio dat het benodigde areaal voor wind en zonneparken ongeveer 3 x zo groot moet worden om de beoogde hoeveelheid groene energie ook op afroep te kunnen leveren, als uitgegaan wordt van waterstof als opslagmedium. Los van de verdrievoudiging van de kosten is hiervoor geen ruimte in de regio.

Toch wordt opslag van windenergie in waterstof op dit moment serieus onderzocht. Het idee hierachter is dat bij een hoge windstroomproductie de opbrengst per kWh erg laag is, of zelfs negatief kan zijn. Het is dan commercieel aantrekkelijk om in deze periodes windstroom te gebruiken om waterstof mee te produceren, en deze later bij windstilte weer op de markt te zetten. Dat bij deze opslag tweederde van de energie verloren gaat is commercieel gezien geen probleem als de marktprijs voor stroom op het moment van verkoop maar hoog genoeg is om de intrinsieke kosten van de waterstofconversie te dekken.

Deze opslagmogelijkheid profiteert dus van de onregelmatigheid van weersafhankelijke stroom, maar biedt er geen oplossing voor.

3.4. Opslag in batterijen

Batterijen als opslag is technisch goed mogelijk maar wordt erg kostbaar. En ook hier treden verliezen op, hoewel veel minder dan bij de opslag van waterstof. Gerekend kan worden met een totaalrendement van 80% exclusief de energie en CO₂-productie inherent aan de fabricage van de batterijen zelf. Deze conversieverliezen vragen daarmee ongeveer 25% meer geïnstalleerde capaciteit van wind- en zonnecentrales, met een evenredige toename van de kosten en het benodigde ruimtebeslag.

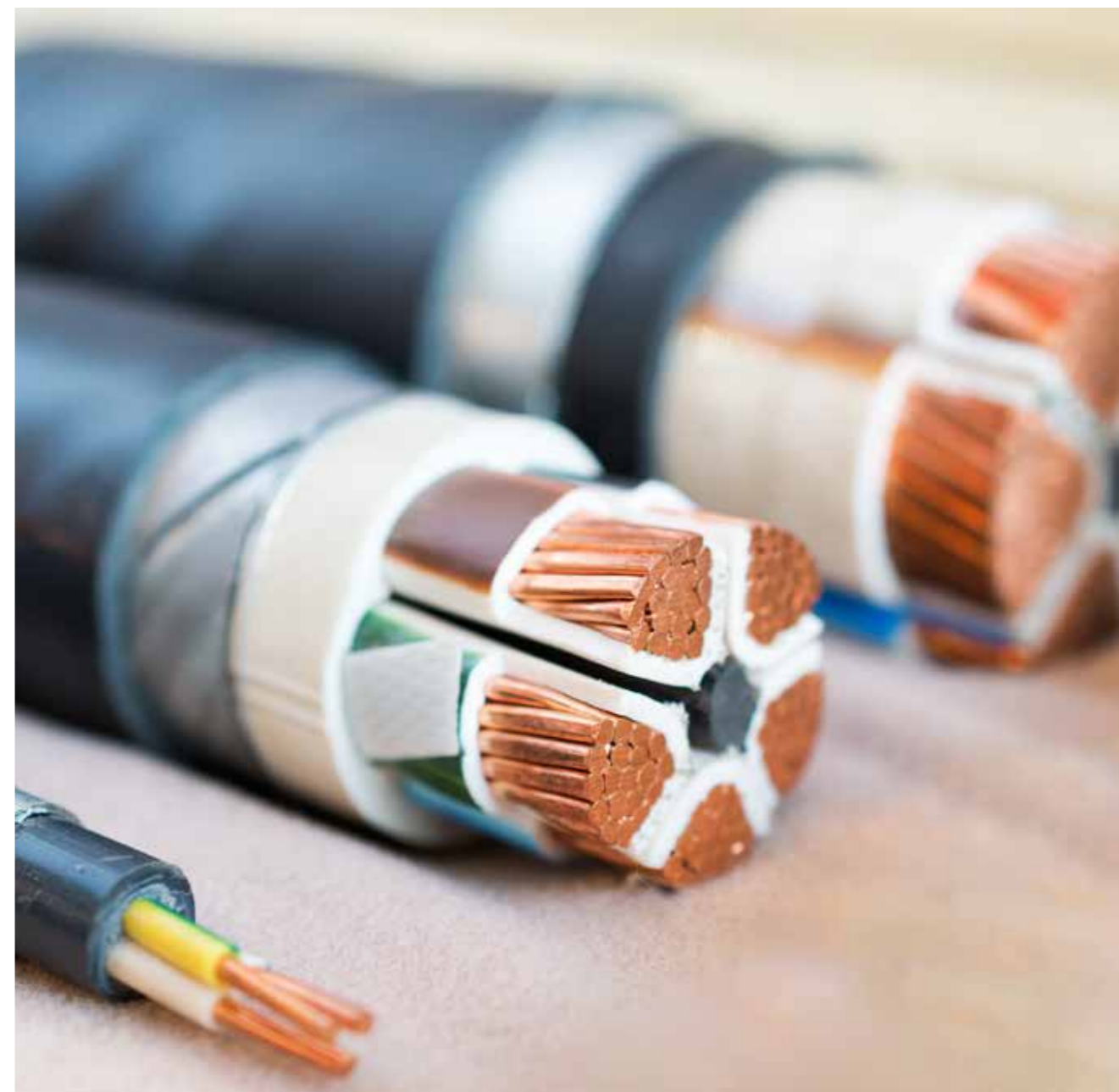
Volgens Lazard (ref. 9) gaat de investering in een 200 MWh batterij, nodig voor de opslag van 1 week energie van een 4 MW windturbine ca. 70 M\$ kosten, het tienvoudige van de turbine zelf. Voor de regio zou zich dit vertalen in een extra investering van meer dan 10 miljard voor de opslag van windenergie alleen. Bovendien is de levensduur van batterijen waarschijnlijk korter dan de afschrijvingsperiode van de turbine zelf, dus de bedrijfskosten worden ook aanzienlijk hoger.

3.5 Conclusie over opslagmogelijkheden

Vanuit de behoefte om een stabiele en gebalanceerde stroomproductie te realiseren, de netwerkbelasting te beperken en om energieonafhankelijkheid te verkrijgen is een vorm van opslag van de geproduceerde wind- en zonne-energie essentieel voor de regio. Dat is technisch niet onmogelijk, maar is vanuit het perspectief van kosten en ruimtebeslag niet realiseerbaar in de regio Noordoost Brabant.

Omdat dit probleem op dit moment (bij een aandeel rond 20%) opgevangen wordt door de leveranciers van conventioneel opgewekte stroom blijft dit nu minder zichtbaar als kostenpost. Bovendien ontbreekt hierdoor iedere stimulans voor leveranciers van weersafhankelijke stroom om een kosteneffectieve oplossing voor dit probleem te vinden.

Door in de RES uit te gaan van bruto hoeveelheden energie, zonder aandacht te schenken aan de beperkte inpasbaarheid van stroom in het net, is het alsof de opstellers er van uit gaan dat er van verliesloze grootschalige opslag sprake is. Dit hoofdstuk toont aan dat dat niet het geval kan zijn.



4. RISICO'S EN NEVENEFFECTEN

Hier wordt onderscheid gemaakt tussen risico's voor de inwoners in de regio en financiële risico's voor het regiobestuur en investeerders. Waar burgers kunnen meedoen in een energiecoöperatie vallen beide samen. Ook risico's voor het regionaal bestuur worden benoemd.

4.1 Risico's inwoners regio

Stroomuitval: bij toenemende afhankelijkheid van wind- en zonnestroom neemt de kans op stroomstoringen toe. Primair door langere periodes met weinig wind en zon, maar snelle variaties in deze weersafhankelijke stroomproductie kunnen ook niet altijd gevolgd worden door de conventionele fossiel gestookte centrales die dit moeten stabiliseren. Op de afwezigheid van zonnestroom kan enigermate geanticipeerd worden maar wind is in de tijd erg variabel. Dit kan extreme vormen aannemen als bijvoorbeeld bij toenemende wind alle turbines van een park tegelijkertijd hun technische limiet bereiken en afgeschakeld moeten worden. In zo'n geval zakt de windstroom productie vanaf de maximum productiecapaciteit naar nul in een tijdsbestek van uren, of zelfs minuten.

Ook geven dergelijke sterke variaties grote plaatselijke belastingen op het netwerk, die kunnen leiden tot afschakelen van delen hiervan. Door de verknoping van de Europese stroomnetwerken kan dit zich verspreiden over een geografisch zeer uitgestrekt gebied.

Grotere gevolgen voor de omgeving

Zoals aangegeven in de quickscan is de RES erg eufemistisch in de beschrijving van de te verwachten impact op de omgeving. Gepraat wordt zelfs over het "versterken" van de omgeving door het plaatsen van windparken.

Het risico is hier dat pas achteraf blijkt dat de inwoners deze visie niet delen en niet willen wonen in een landschap gedomineerd door windturbines. Dit is direct nadelig voor de betreffende inwoners, en heeft een sterk drukkend effect op de waarde van hun woning. Dit zal leiden tot vele claims tot schadevergoeding zeker wanneer een minimum afstand van 400 meter tot bewoning gehanteerd zal worden.

Een bijkomend risico voor de inwoners is dat de regering wenst om tegenvallende opbrengsten in wind- en zonne-energie te compenseren door meer van dergelijke installaties te plaatsen, of dat na evaluatie van de actuele CO₂-productieafname de Opgave voor alle regio's verzaagd wordt.

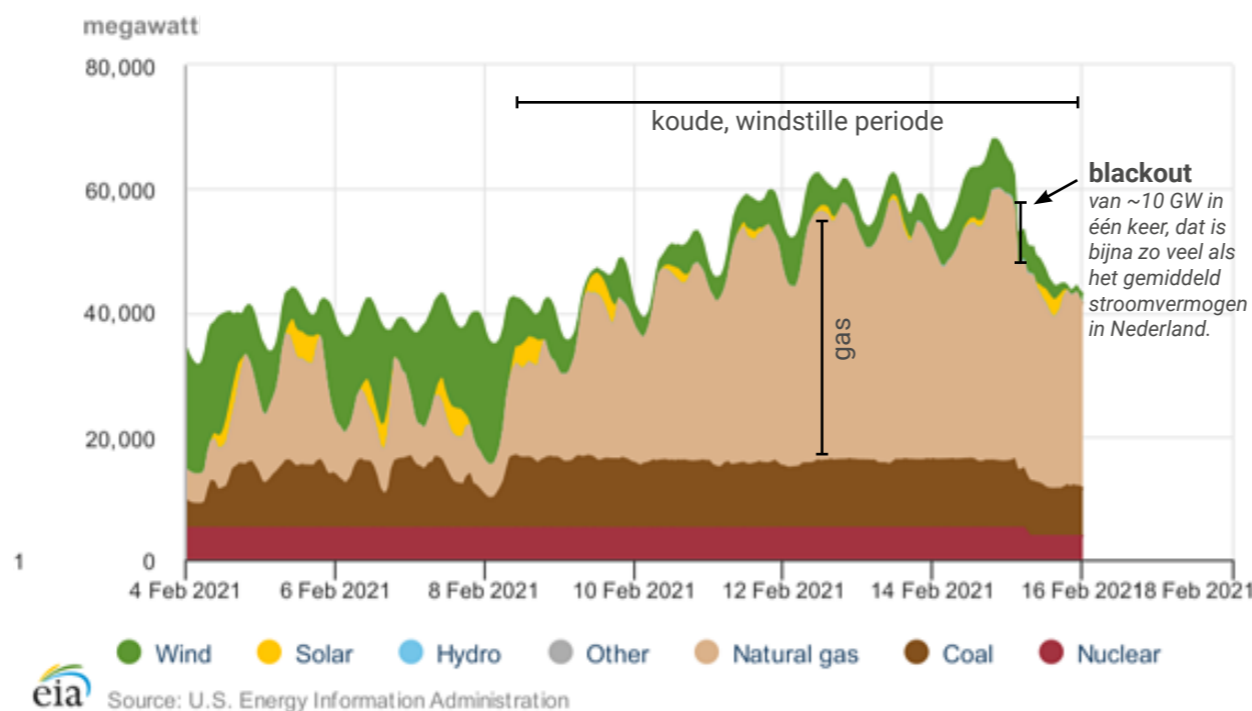
Hogere elektriciteitsrekening

Op dit moment bestaat de energierekening voor de consument voor een deel uit de ODE, 'Opslag' Duurzame Energie. Er zijn geen aanwijzingen dat zon- en windenergie goedkoper wordt, dus aangenomen moet worden dat bij toenemend aandeel wind en zon de ODE toeslag mee zal groeien. De kosten van de aanpassingen in het netwerk, nodig om de piekvariaties in weersafhankelijke stroom op te vangen moeten door de netbeheerders doorberekend worden aan de consument. De netwerkcosten zullen daarom ook stijgen.

Black-out 15 februari 2021 in de staat Texas

- Grootschalige en volledige stroomuitval in grote delen van Texas (29 miljoen inwoners) door wegvallen wind bij grote energiebehoefte vanwege de koude in februari.
- de plotselinge terugval in de stroom door volledige blackout voor 2.6 miljoen mensen in grote delen van Texas was even groot als het gemiddelde van de stroom in heel Nederland.
- Onvoldoende backup, want financieel niet aantrekkelijk in 'capaciteitsmarkt'.
- Grote schade: merendeel van de vele polymeerfabrieken is bijvoorbeeld na 1 maand tijd nog steeds niet opgestart en er zijn tekorten op de kunststoffenmarkt.
- Het dodental wordt geraamd op 100 tot 200 slachtoffers.

Electric Reliability Council of Texas, Inc. (ERCOT) electricity generation by energy source 2/4/2021 – 2/17/2021, Central Time



4.2 Financiële risico's

De opbrengst van geproduceerde stroom is hoog in tijden van grote vraag/weinig aanbod, en laag, soms zelfs negatief, bij veel aanbod en weinig vraag. Dit is een effect, dat nu al optreedt door de import van Duitse windstroomoverschotten, maar voor de situatie in 2030 en daarna, met een veel grotere bijdrage van weersafhankelijke energie, zullen negatieve marktprijzen meer regel dan uitzondering worden. De opbrengst van weersafhankelijke stroom wordt daarmee lager dan geraamd, de te geven subsidies hoger. Deze subsidies worden uiteindelijk door de inwoners van Nederland opgebracht.

Het blijkt (ook uit deze RES) dat de klimaatdoelen niet gehaald kunnen worden met alleen weersafhankelijke energie. De grootschalige inzet van kernenergie is daarom noodzakelijk. Als dit uiteindelijk resulteert in het plaatsen van een aantal kerncentrales zal de opbrengst van wind- en zonnestroom gedictieerd worden door de basisprijs van kernstroom, met een korting voor de oncontroleerbaarheid. Het is zeker denkbaar dat het effect hiervan al rond 2030 zichtbaar wordt, en dominant is in 2050.

Zoals blijkt uit de analyse in par. 2.3 zijn wind- en zonneparken voor hun financiële gezondheid afhankelijk van het subsidiebeleid. In dit verband is het relevant dat het eerdergenoemde Krammer windpark in haar jaarverslag van 2019 stelt dat zelfs bij een stroomprijs van 0,0 cent/kWh tot 2033 de investering vrijwel geheel terugbetaald zal worden en daarboven nog 12 miljoen aan dividend uitgekeerd zal worden (Bijlage A). Dit geeft aan dat de subsidie de echte inkomstenbron voor dit park is.

Als dit door verschuivingen in het politieke landschap verandert, kunnen de verwachte inkomsten hieruit aanzienlijk teruglopen. De professionele projectontwikkelaars dekken zich hiertegen in, onder andere door vastleggen van de betreffende beloftes van de overheid in harde contracten, maar burger energiecoöperaties zijn hierin mogelijk kwetsbaarder.

4.3 Risico's regionaal bestuur

De energietransitie vereist veel kapitaal om te investeren in nieuwe productiemiddelen en energiebesparing. In woningisolatie bijvoorbeeld, zonnepanelen op het dak en mede-eigenaarschap van energiecoöperaties. Het geld om deze investeringen terug te betalen komt uit een toeslag op de energierekening en uit algemene middelen. Omdat alle regio's hiermee te maken hebben zal iedereen in de regio mee gaan betalen aan de eigen energietransitie, terwijl een beperkt aantal investeerders zal profiteren van de subsidieregelingen. Dit vormt een geldstroom van arm naar rijk, vergelijkbaar met Tesla-subsidies. Dit zou tot sociale onrust kunnen leiden.

4.4 Risico-scenario's

De huidige aanzet tot een energietransitie wordt gerechtvaardigd vanuit een klimaatargumentatie. Daarnaast bestaat het idee dat de resulterende energievoorziening duurzame kenmerken heeft. Risico's ten opzichte van dat verwachtingspatroon kunnen voortkomen uit scenario's die drie ontwikkelingen omvatten:

- De ontwikkeling van invoering van zon en wind (en energie-opslag),
- De ontwikkelingen van concurrerende energietechnologie
- Ontwikkelingen op het klimaatgebied zelf ("Parijs" was immers gebaseerd op modelprojecties).

Toekomstbestendigheid van de investeringen vergt een toets van bestendigheid jegens dergelijke ontwikkelingen. De bijgaande tabel schetst een aantal mogelijkheden, zonder de intentie uitputtend te zijn.

Scenario #	gebied	aspect	ontwikkeling	impact
1	RES, politiek	Implementatie RES	Kosten worden zichtbaar. Politieke kentering ten aanzien van betekenis en appreciatie van duurzaamheid.	Stopzetting van subsidies. Faillissementen van (kleinere) energie-coöperaties.
2		Economie, concurrentie Azië	Economie hapert, welvaart neemt af en stroomvoorziening is onbetrouwbaar (blackouts).	
3	Klimaat Veranderde wetenschappelijke inzichten	< 5 jaar	Intrekken van klimaatwet. Toename CO ₂ gehalte in lucht: relatie met menselijke uitstoot blijkt* veel kleiner (< 3% ipv 50%) dan verondersteld.	Vroege of latere stopzetting subsidies.
4		< 10 jaar	Temperatuur: periode met "gelijkblijvende temperatuur" of afkoeling.	
5	Energie	Kernenergie kan voor een stabiele lage stroomprijs zorgen.	Windenergie heeft dan permanent de maximale SDE ondersteuning nodig. Voor CO ₂ reductiedoelstellingen blijkt geen wind/zon nodig.	Reductie subsidies
6		Opslag**	Grootschalige opslag blijft uit terwijl aandeel variabele energie blijft stijgen. Stroom in toenemende mate onverkoopbaar, directe inkomsten dalen.	Projecten worden verliesgevend.

* Vanwege de Covid19-recessie is er sprake van een natuurlijk experiment, waarbij de vraag is of emissiereductie zichtbaar is of wordt in de toenamesnelheid van CO₂.

** In de RES is de aanname van opslag van elektrische energie welbeschouwd impliciet aanwezig omdat met bruto energetische opbrengsten wordt gerekend. Maar inpasverliezen blijven van toepassing zonder dergelijke grootschalige opslag.

5. REGIONALE KOSTEN EN BATEN

In de voorgaande rapportage, de quickscan, is geconstateerd dat een kosten-batenanalyse ontbreekt. Een deel van de kosten en andere gevolgen worden in dit rapport ruw geschat. De baten worden aan het klimaat toegeschreven, maar zelden wordt benoemd waar deze baten op neerkomen, anders dan nominale (dus bruto) hoeveelheden vermeden CO₂-emissie. We presenteren hier een beknopte inventarisatie.

5.1 Indicatie van kosten

Daar waar kosten van een energiesysteem 'gesocialiseerd' worden, is het lastig om de totale kosten inzichtelijk te krijgen. We onderscheiden hier drie soorten:

- Directe kosten – gedekt door de aan fossiele energie equivalente inkomsten (typisch 4 cent/kWh)
- Directe kosten – gedekt door subsidies
- Indirecte kosten: systeemkosten (par. 2.2)

Het valt buiten het bestek van dit rapport om een kostenstudie te doen, al was het alleen maar omdat de specificatie van het beoogde systeem zo onvolledig is. Wel is nuttig om de diverse kostenposten naast elkaar samen te vatten. Omdat niet alle schattingen gemaakt kunnen worden, en ook niet in RES-documenten te vinden zijn, is dit een ondergrens.

De directe kosten worden geschat op basis van een studie van De Noordelijke Rekenkamer, (ref. 8).

De indirecte systeemkosten zijn bepaald met de OECD-data, zie paragraaf 2.2, waarbij de extra netwerkkosten vervangen zijn door de Enexis-opgave.

De investeringen uit de Enexis-rapportage (ref. 2) leveren een gedeeltelijk beeld op van de extra kosten die gemaakt moeten worden voor het verwerken van de structureel hogere piekstromen van de weersafhankelijke bronnen. Uit een nader gevoerd gesprek met Enexis (ref. 7) bleek dat de kostenschattingen voor uitbreiding niet volledig was omdat de locaties van windturbines en zonnecentrales onbepaald waren. Ook de onbekendheid van de kosten voor directe aansluiting op het hoogspanningsnet (Tennet) draagt bij aan de onvolledigheid.

Een zeer globale schatting van de kosten gemoeid met de invoering van wind- en zonnestroom gedurende een periode van 15 jaar, is nu gegeven in de tabel. Daarbij is uitgegaan van de bruto hoeveelheden van paragraaf 1.4. Dus inclusief het niet in te passen deel van de potentiële stroomproductie. De ruime verdubbeling van de kWh-prijs is daarmee een ondergrens.

N.B. Die kosten kun je betrekken op de bruto hoeveelheid duurzame opgewekte energie, zoals hier gedaan, maar ook omslaan op de gehele rekening (4 TWh) en dan worden de percentages overeenkomstig lager.

	Zon	Wind	Totaal	
Bruto hoeveelheid elektrische energie [TWh/jaar]	~0,5	0,640	1,140	TWh/jaar
Direkte kosten incl. subsidie*	57	49	106	M€/jaar
Systeemkosten excl. netwerk			34	M€/jaar
Netwerk ondergrens			10	M€/jaar
Kosten voor burger			150	M€/jaar
Ten opzichte van kosten conventionele vraaggestuurde energie bij 4 cent/kWh			330%	

* Op basis van globale kostenkanten afgeleid uit ref. 8 (Noordelijke Rekenkamer). De hieruit afgeleide €37,-/MWh is gebruikt in plaats van de bij Krammer behorende €50,-/MWh zie bijlage A).

We zien dat de kale energiekosten van de energie ten opzichte van die van de huidige, vraaggestuurde en betrouwbare energie verveelvoudigen. Andere indirecte kosten, zoals kosten door – of voor mitigatie van – stroomuitval, of vanwege gedeerde landbouwopbrengst, of door het onttrekken van kapitaal aan andere sectoren van de economie, blijven hier onbesproken.

5.2 De baten van de RES in perspectief.

De veronderstelde baten zijn in twee categorieën onder te brengen.

Ten eerste, qua energiestrategie zou aangevoerd kunnen worden dat er een zekere mate van onafhankelijkheid in de energievoorziening wordt bereikt. Beperken we ons tot elektriciteit, dan is ook dit direct afhankelijk van de vereiste mate van import. De afhankelijkheid van de conventionele achtervang voor stroomlevering wordt vergroot. Uit de analyse blijkt dat er van enige mate van zelfvoorziening geen sprake kan zijn.

Ten tweede komt de RES voort uit het klimaatakkoord. Het heeft geen plaats om hier de gecompliceerde en eveneens controversiële relatie tussen CO₂ en wereldklimaat of lokaal klimaat te bespreken of aan de orde te stellen.

Wat wel relevant is, is om op te merken dat de toename in de emissies mondiaal zal doorgaan omdat bijvoorbeeld ontwikkelende economieën zoals India en China hier bepalend in zijn. Bijgaande tabel levert een overzicht van bestaande en ingeplande aantallen kolencentrales van 8 delen van de wereld. De nieuwe installaties worden zeker gedurende 40 jaar gebruikt om tegen lage kosten betrouwbare en vraaggestuurde elektriciteit te produceren.

Realistischerwijs zal derhalve in de komende decennia geen sprake zijn van afname van antropogene bijdrage aan de atmosferische concentratie.

	bestaand	gepland
EU	468	27
Turkije, Zuid Afrika, Filipijnen, Zuid Korea, Japan	302	248
India, China	2952	1617

Kolencentrales in enkele delen van de wereld

(bron: Coal Plant Tracker; Coalswarm; Platts WEPP)

Het effect van de in de Opdracht vereiste installatie van wind en zonneparken op het klimaat zal volstrekt verwaarloosbaar zijn. De ruimtelijke impact voor de regio is dat zeker niet. Aanbevolen wordt om deze afweging helder te maken voor de inwoners van de regio.

NOORDOOST BRABANT

BEOORDELING REGIONALE ENERGIESTRATEGIE

BIJLAGE A

Het Krammer windpark. Model voor Noordoost Brabant?

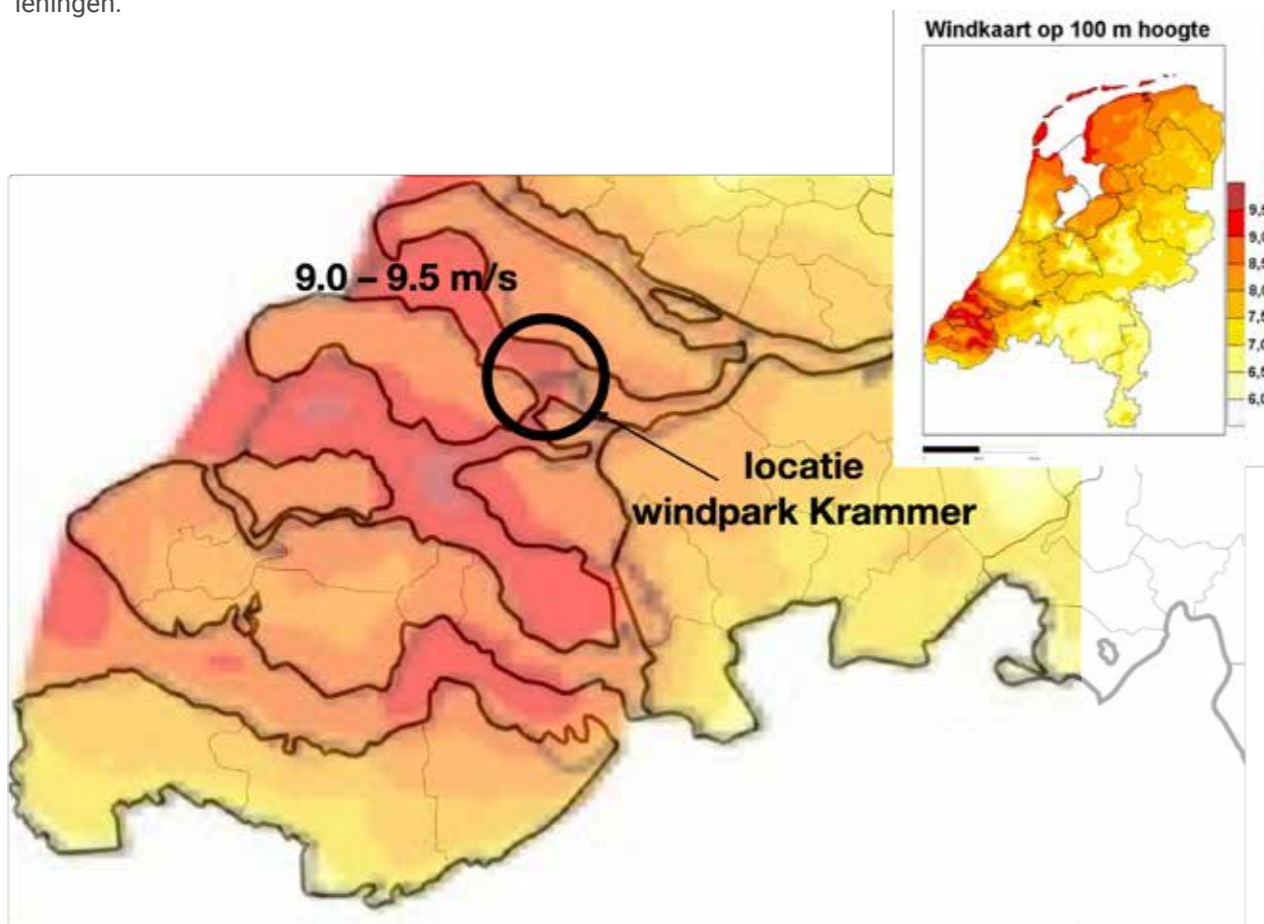
A.1 Het windpark

Windpark Krammer is een modern windpark, gepositioneerd in een locatie met veel windaanbod: de Krammersluizen in de Zeeuwse delta, bij het Grevelinger meer. Dit park is uitgerust met 34 turbines van het type Enercon E-115, met 116 m rotordiameter en een nominale output van 3 MW elk, voor een nominaal geïnstalleerde capaciteit van 102 MW.



Windpark Krammer. Screenshot website op 8 December om 18.40 uur. Productie 1MW = 1% nominale capaciteit.

Het park vroeg een investering van €200 miljoen, opgebracht door banken, Enercon en prive investeerders, verenigd in energie cooperaties Zeeuwind en Deltawind. Hiervan is 3/4e ingebracht in de vorm van bankleningen.



Over 2020, het eerste jaar van vol bedrijf, is 367 GWh aan energie geleverd, wat neerkomt op 3600 vollasturen op jaarbasis.

In 2019 heeft Krammer 328 GWh geproduceerd, dit heeft volgens de Jaarrekening 12,3 M€ opgeleverd aan directe verkoop, dus €37,- per MWh. De verkoop van Certificaten van Oorsprong heeft nog €2,- per MWh opgeleverd. De grootste inkomenspost was echter subsidies, 16,5 M€. Dit is ruim €50,- per geleverde MWh.

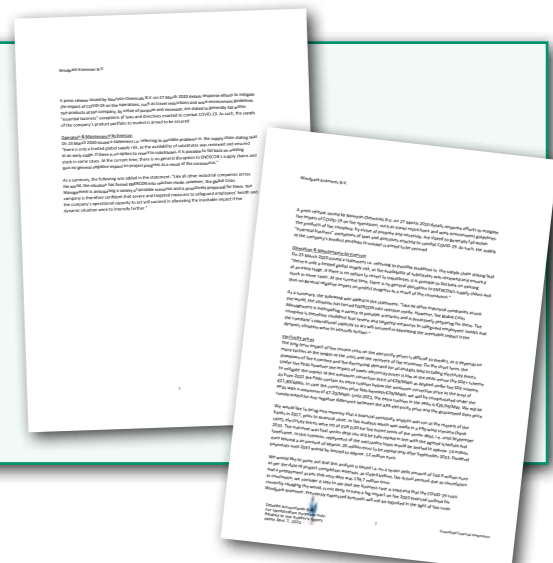
De operationele kosten bedroegen ruim 11 M€ inclusief betaalde rentes. De afschrijving was ca. 10 M€. De jaarrekening presenteert een winst na belastingen van ruim 7 M€. Hierin zijn afschrijvingen en rentebetalingen verrekend. Zonder de subsidie zou het park ruim verliesgevend geweest zijn.

Subsidie is derhalve een essentieel bestanddeel van de inkomsten van het Park, meer nog dan de verkoop van elektriciteit. Dit blijkt ook uit de volgende uitspraak op pagina 7 van de Jaarrekening 2019.

We would like to bring into memory that a financial sensitivity analysis was run at the request of the banks in 2017, prior to financial close. In this analysis which was made in a P90 wind scenario (bank case), electricity prices were set at EUR 0,00 for the entire tenor of the senior debt, i.e. until September 2033. The outcome was that senior debt can still be fully repaid in line with the agreed schedule and timeframe. In this scenario, repayment of the mezzanine loans would be limited to approx. 14 million euro leaving a an amount of approx. 20 million euro to be repaid only after September 2033. Dividend payments until 2033 would be limited to approx. 12 million euro.

De 'senior Debt' in deze berekening was 164 M€, dus samen met de 'Mezzanine loans', het uitgekeerde dividend en operationele kosten -ca. 180 M€- realiseert dit windpark over 15 jaar 370 M€ aan inkomsten zonder een bijdrage uit de verkoop van stroom.

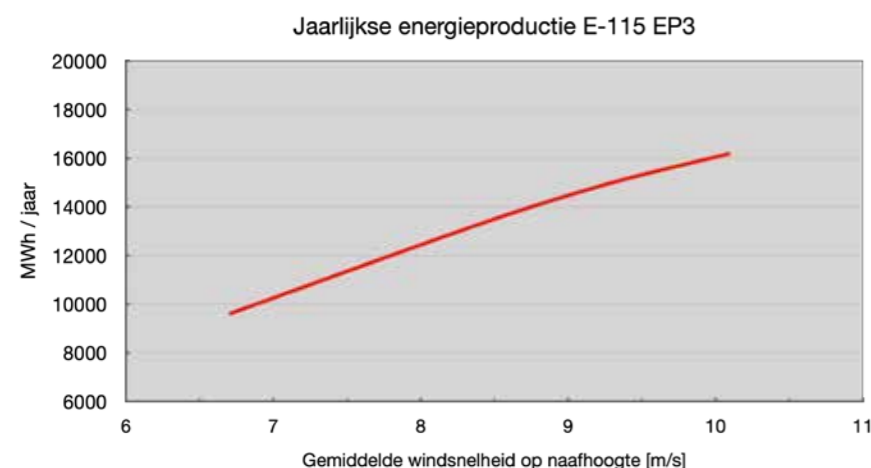
De weergegeven opmerkingen over de financiële robuustheid door subsidiestroom, ook bij het wegvallen van inkomsten uit verkoop, was te vinden op een door het accountantskantoor geparafeerde bladzijde (7) uit het jaarverslag. Het is opmerkelijk dat deze pagina is vervangen door een geredigeerde pagina zonder paraaf, waarbij de betreffende paragraaf in zijn geheel verwijderd is. Dit betreft een versie die via de Krammer website in maart 2021 toegankelijk was (en is).



A.2 Model voor de regio Noordoost Brabant?

Windpark Krammer heeft 34 turbines van het type Enercon E-115 EP3 met een rotordiameter van 115 m en een nominale capaciteit van 3 MW. De volgende grafiek van Enercon toont de jaarlijkse stroomproductie van deze windturbine als functie van de gemiddelde windsnelheid.

De gemiddelde windsnelheid op de Krammersluizen is volgens het KNMI tussen 9 en 9,5 m/seconde (zie par. 1.1). Uit onderstaande grafiek volgt dat bij deze gemiddelde windsnelheid 15.000 MWh per jaar per turbine geproduceerd zal worden.



In de regio Noordoost Brabant is de gemiddelde windsnelheid minder dan 6.5 m/sec (zie hoofdstuk 1) volgens deze grafiek zal de jaaropbrengst 40% minder zijn dan bij 9,3 m/seconde, dus 9.000 MWh ipv 15.000 MWh.

Groeperen in een park zoals Krammer, wat interessant is vanuit het oogpunt van ruimtegebruik en netwerkaansluitingen, zal zoals aangegeven in par. 1.3 leiden tot rendementsverlies door onderling "afvangen" van de wind door de turbines. Per windturbine werd in 2020 een output van 10500 MWh gerealiseerd, 70% van de nominale productie in solo opstelling.

Dit verlies komt bovenop de bovengenoemde verliezen door het slechte lokale windregime van 40%; zodat een totaal van ca. 6.300 MWh per jaar per turbine verwacht kan worden. Dit komt neer op 2100 vollasturen, vergeleken met de raming in de RES van 3.000 vollasturen.

De stabiliteit van de stroomleverantie zou bovendien aanzienlijk slechter worden, omdat de turbines een veel kleiner deel van het jaar op maximaal, dus constant, vermogen draaien. Uitgaande van een gemiddeld windprofiel over de tijd (De Goederen, [3]) zou de Krammercentrale per jaar ca. 2.250 uur een constant vermogen kunnen leveren, gepositioneerd in de regio NOB echter minder dan 700 uur.

A.3 Financiën

Installatie van een dergelijk park in de regio NOB zou qua investering en operationele kosten vergelijkbaar zijn met Krammer, dus ca. 200 M€, maar de opbrengsten uit direct verkochte stroom en subsidies worden 40% lager. Waar Krammer in 2019 bijna 30 M€ inkomsten genereerde zou dit park gepositioneerd in de regio NOB maar 18 M€ inkomsten gehad hebben. De 7 M€ winst voor de energiecoöperaties van Krammer zou in de regio NOB 5 M€ verlies geworden zijn.

Het is denkbaar dat de grotere variatie in stroomaanbod als gevolg van het slechtere windregime van NOB tot uitdrukking komt in nog lagere opbrengsten van het park. Daar is hier nog geen schatting voor gemaakt.

De RES gaat uit van winst uit windstroom, te verdelen onder de deelnemers in de energiecoöperaties. Voor NOB zijn extra ruime subsidieregelingen onder de SDE++ regeling maatgevend voor winstgevendheid.

Het is waarschijnlijk dat door de grotere bijdrage van windenergie in de elektriciteitsmarkt de opbrengst van de geleverde stroom na 2020 af zal nemen, omdat de extra aangeboden stroom in tijden van veel wind de marktprijs zal drukken. In eerste instantie wordt dit risico afgedekt door de subsidies, maar onder de geldende bodemprijs (op dit moment €29,- per MWh) zal ook een effect op de winst/verliesrekening van het park zichtbaar worden.

Het is hierdoor ook twijfelachtig of banken en andere financiële instellingen mee zouden willen doen aan de financiering van de parken; het uitzicht op volledige rentebetaling en aflossing van de schuld is niet rooskleurig.

A.4 Effect grotere turbines

Bijlage 2 van de RES Noordoost Brabant stelt het volgende:

"Een grote moderne windturbine met een ashoogte van 130 meter of meer en een rotordiameter van 130 meter of meer heeft een geïnstalleerd vermogen van circa 4 MW en levert bij 3.000 vollasturen circa 12.000 MWh/jaar op."

Deze turbines zijn 30% groter in nominale capaciteit en rotoroppervlak dan die van Windpark Krammer, en zullen meer dan evenredig hogere investeringen vragen. Operationele kosten schalen vergelijkbaar op. Het aantal vollasturen verandert nauwelijks; het verschil in windsnelheid tussen 115 m en 130 m ashoogte is klein. Globaal kan gesteld worden dat voor de regio de totale investeringskosten, stroomproductie en inkomsten gelijk zullen blijven.

Het fundamentele effect, het feit dat de opbrengst uit directe verkoop van stroom in het geheel niet kostendekkend kan zijn, wordt door deze grotere turbines niet beïnvloed.

NOORDOOST BRABANT

BEOORDELING REGIONALE ENERGIESTRATEGIE

BIJLAGE B

Een detailanalyse van enkele grote windturbines
in het windregime van Noordoost Brabant

B.1 Het lokale windprofiel en de daarbij horende wiebelstroom

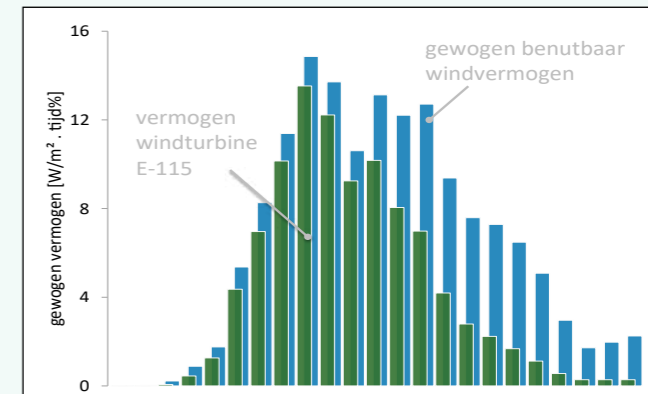
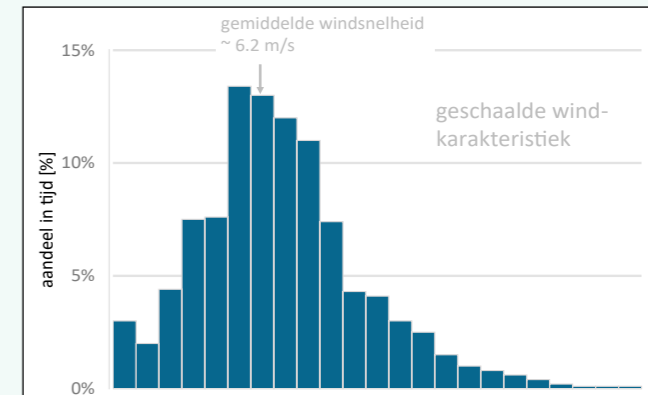
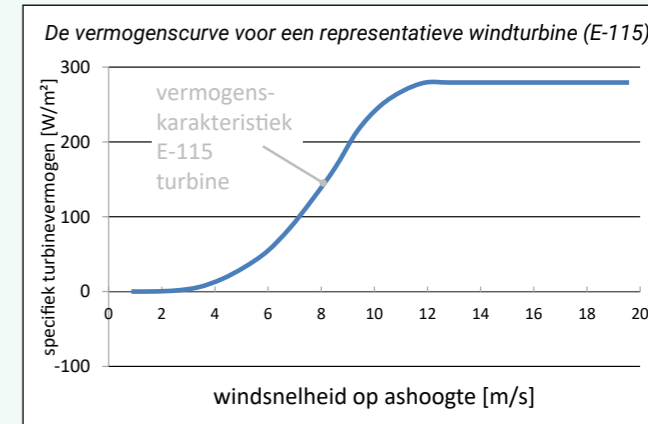
In hoofdstuk 2 is sprake van windturbines met 2,5 en 3 en 4 MW aan vermogen. In deze bijlage bepalen we typische kenmerken van turbines met deze vermogens met inachtnaam van de geschatte windkarakteristiek in Noordoost Brabant. Daarbij maken we gebruik van de technische specificaties van de Enercon turbine uit bijlage A. Zodoende krijgen we meer inzicht in de te verwachten opbrengst (vollasturen) en de mate van variabiliteit.

We gebruiken hier de windkarakteristiek afkomstig van de Noordzee (ref.3, zie ook de foto voor lichtschip Texel en het getoonde histogram voor windsnelheden), voor wat betreft de verdeling, geschaald naar een lager gemiddelde (van 9,5 m/s naar 6,2 m/s op 100 m hoogte). Bij deze vertaling vanuit de hier getoonde oorspronkelijke statistiek van Noordzeewind wordt tevens een factor toegepast om de toename van de windsnelheid op 100 m hoogte te verrekenen.

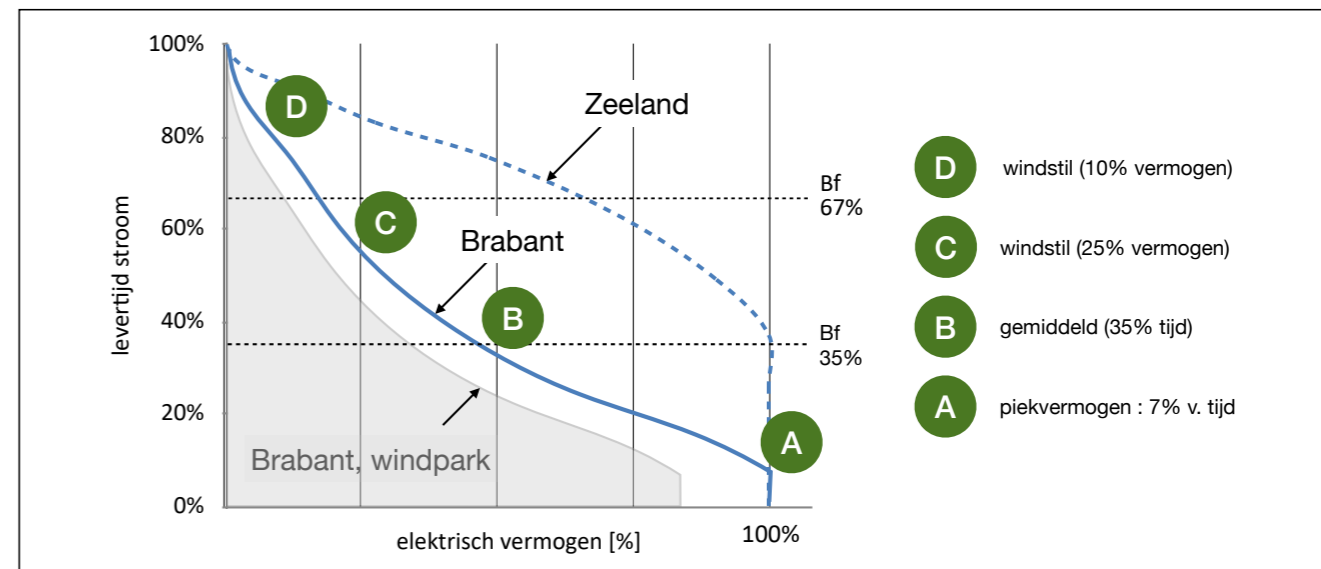
Het vermogen werd bepaald vanuit een functie voor de vermogenscoëfficiënt (voor de E115 turbine uit A1) ter bepaling van het mechanisch asvermogen. Samen met een aangenomen elektrisch omzettingsrendement van 96% werd de hier getoonde vermogenskarakteristiek bepaald, uitgedrukt in vermogen per eenheid van oppervlak.



We zien in de derde figuur een aantal kenmerken. Ten eerste dat het aandeel met de beschouwde turbine opwekbare energie 2/3e deel bedraagt van de potentiële windopbrengst. Ten tweede is zichtbaar dat de meeste energie onttrokken wordt in het stijgende deel van de vermogenscurve. Dit laatste betekent dat fluctuaties in uurgemiddelde wind direct doorwerken in de levering aan het net.



Verdeling van de opgewekte energie (groene balken) over het windsnelheidsbereik bij een gemiddelde windsnelheid van 6,2 m/s.



De data uit het vermogenshistogram, gerangschikt naar vermogen, tegen het aandeel in de tijd.

B.2 Vollaasturen voor drie windturbines in Noordoost Brabant

Door schaling van de getoonde analyse kan inzicht worden gekregen in de mogelijke prestaties van enkele ontwerpen die in Noordoostbrabant ook denkbaar zijn, door verlaging van het vermogen of vergroting van de diameter. Vanuit de E-115 is zodoende een 2.5 MW variant en een grotere variant met bijna 4 MW beschouwd.

Deze kenmerken worden in paragraaf 1.2 verder besproken.

Het tijd%-vermogen diagram op bladzijde 35 is ook van deze gegevens afgeleid en laat in een oogopslag zien hoe voor deze 280 W/m² turbine de verdeling in de gunstige Zeeuwse wind is en hoe deze karakteristiek ongunstig wordt in het andere windregime. Tevens is een indicatie gegeven wat het te verwachten park-effect is voor een middelgroot windpark.

Qua benutting van energie is tot slot deze vaststelling nog wetenswaardig: In de Zeeuwse wind representeren de vollaasturen van een solitaire turbine 2/3^e van de tijd en kan in totaal 1/3^e van de windenergie worden geoogst. Voor Brabantse wind geldt het omgekeerde: de vollaasturen zijn 1/3^e van de tijd en 2/3^e van de wind wordt geoogst.

Die laatste factor is illustratief voor het gegeven dat de limieten voor rendement zijn bereikt en dat er geen wezenlijk verbeteringspotentieel 'door technologie' meer is.

vermogen [MW]	diameter [m]	vollaasturen	uren vol vermogen
3	117	2.900*	7%
2,5	117	3400	14%
3,7	130	2.900	7%

* gecalibreerd met 0,94 ijkfactor voor overeenstemming met fabrikantgegevens. Het beperkte verschil van 6% betekent dat de methodiek met de gebruikte windstatistiek redelijk accuraat is. Voor de lichter belaste 2,5 MW turbine is deze factor niet toegepast zodat de 3.400 uur als hoge schatting beschouwd kan worden.

NOORDOOST BRABANT

BEOORDELING REGIONALE ENERGIESTRATEGIE

BIJLAGE C

Inpassing weersafhankelijke stroom

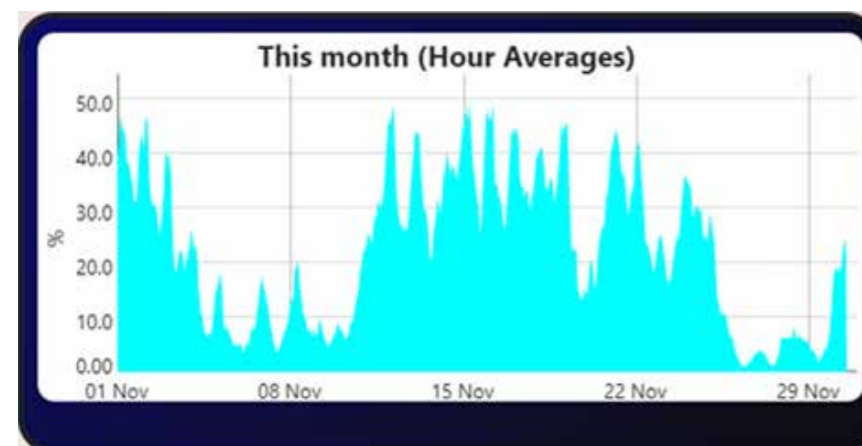
C.1 benodigde capaciteit conventionele centrales

Het komt regelmatig voor dat de wind en zonnecentrales een verwaarloosbare opbrengst hebben. Het conventionele net moet dan in de complete energievraag kunnen voorzien.

Zie bijvoorbeeld de stroomproductie van het Krammer windpark (Bijlage A) van 1 November tot 25 November 2020:



De verticale as geeft bij de linker figuur de geleverde MWh. De variatie is opvallend: van 1 tot 3 november draaide de installatie dicht bij de maximale capaciteit, ca. 2.400 MWh per dag, na 3 november is een week lang vrijwel geen energie geleverd. Dit blijkt geen plaatselijk effect: zie bijvoorbeeld de output van alle windparken in het VK over dezelfde periode (<https://gridwatch.co.uk/WIND>):



Dit is een normale situatie: weersystemen bestrijken geheel Europa, en periodes van windluwte leiden hiermee tot grootschalig uitval van windstroomproductie over geheel Europa plus de Noordzee. Als windturbines in de RES regio geen energie leveren is de kans groot dat buurregio's of buurlanden het tekort niet aan kunnen vullen.

Hieruit blijkt dat fossiel gestookte centrales de volledige stroomvraag aan moeten kunnen. Dit staat bekend als 'de achtervang'.

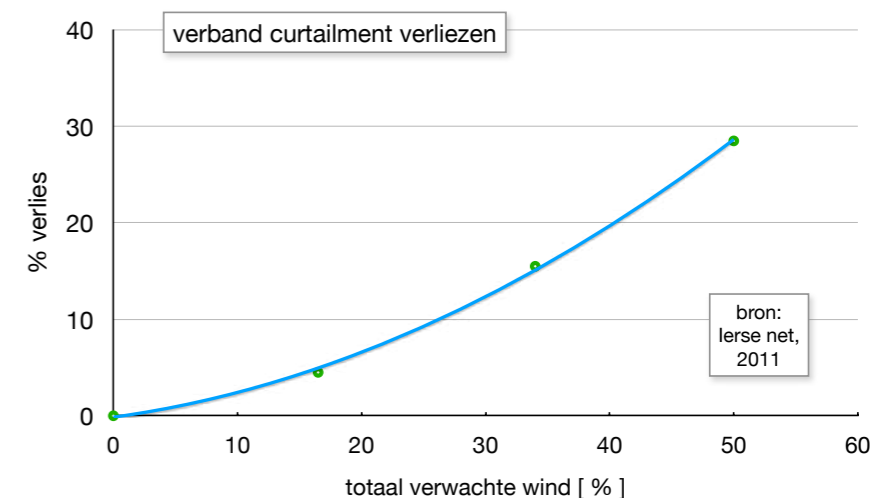
C.2 Inpasverliezen (Curtailment)

In 2030 moet 50% van het Nederlandse stroomverbruik door wind en zonnecentrales geleverd worden. Hierbij wordt windenergie dominant vanwege de intenties om veel parken op zee te installeren. Deze zijn niet gekoppeld aan een regio, maar oefenen wel sterke invloed uit op de afzetbaarheid van de in de regio's geproduceerde windstroom.

Vanwege de grote variatie in windsnelheden over de tijd en de non-synchronisatie met de vraag zal in vaak sprake zijn van aanzienlijke energie overschotten. Vanwege het karakter van weersystemen treden dergelijke overschotten over geheel Europa vaak tegelijkertijd op, variaties in een regio kunnen daarom niet -zoals nu het geval is- gebalanceerd worden tussen de regio's onderling of via de buurlanden.

Bij kleine productiepieken kunnen centrales terug geregeld worden, wat leidt tot rendementsverlies in de centrales, maar wanneer de pieken gelijk worden aan de totale stroom vraag zouden de conventionele centrales stilgezet moeten worden. Dit is niet mogelijk omdat de opstarttijd van conventionele centrales te lang is om de fluctuaties in weersafhankelijke energieaanbod te volgen. In dat geval zou de leveringszekerheid van stroom niet meer gegarandeerd kunnen worden.

In dergelijke situaties moet energie afgevoerd of niet geproduceerd worden. De hieruit resulterende verliezen zijn berekend aan de hand van gegevens verstrekt door de Ierse netbeheerder Eirgrid:



De hoeveelheid windstroom opgewekt in NO Brabant is ook in 2030 nog klein ten opzichte van de totale regionale stroomvraag (0,65 TWh vergeleken met 4 TWh), maar elektrisch is de regio zoals gesteld geen eiland. De grafiek laat zien dat bij de beoogde 50% bijdrage van windenergie in het Nederlandse net bijna 30% van de windstroom niet kan worden ingepast in het net, en daarmee verloren zal gaan. Dit reduceert de netto opbrengst van windenergie voor de regio Noordoost Brabant tot minder dan 0,5 TWh per jaar.

Ook in het jaarverslag 2019 van Windpark Krammer wordt curtailing genoemd, maar hier als reactie op een dergelijke situatie, om de inkomensstroom te optimaliseren als de marktprijs van elektriciteit te laag is.

Dit effect is anno 2020 kleiner voor zonnestroom, omdat de omvang hiervan nationaal gezien veel minder is, en omdat de pieken hiervan niet altijd samen zullen vallen met de pieken in windaanbod.

C.3 Rendementsverliezen conventionele centrales

Zoals boven gesteld moeten verschillen tussen de productie van weersafhankelijke energie en een variërende vraag ingevuld worden door bijregeling van fossiele centrales.

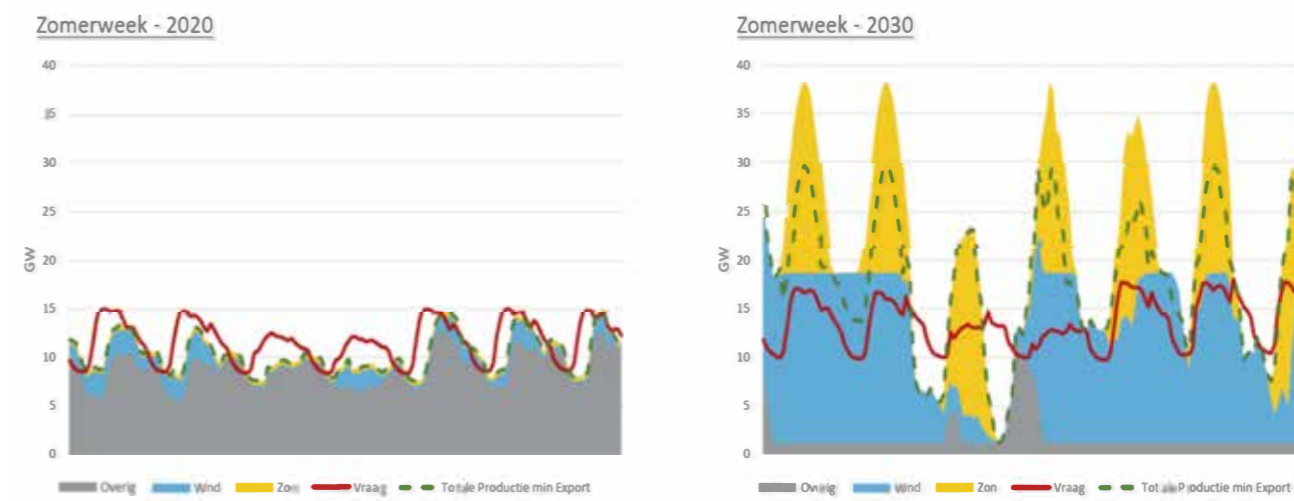
Dergelijke centrales produceren optimaal in termen van primair energieverbruik en daarmee CO² uitstoot als ze op constant vermogen draaien. Dat is meestentijds niet mogelijk omdat de vraag altijd varieert, maar irregulier aanbod van wind en zonnestroom vergroot de fluctuaties in de stroomproductie van de fossiele centrales en leidt daarmee tot een groter verbruik van primaire energie, en daarmee tot meer CO₂ uitstoot.

Als wind en zon samen meer stroom aanbieden dan opgenomen kan worden in het net is er een stroomoverschot waar geen bestemming voor is. Het absorptievermogen van het net is onder andere begrensd omdat bijvoorbeeld de productie van warmte-kracht koppeling installaties gebonden is aan de warmtevraag. Verder is het niet zinvol om zoals de windexploitanten in België te vragen om een kernenergiecentrale af te schakelen om meer wind op het net te kunnen afzetten. Omdat fossiele centrales niet stilgezet kunnen worden -opstarten kost te veel tijd om het tempo van variatie van wind en zonne-energie op te kunnen vangen- moeten in tijden van groot windstroomaanbod de gasturbines blijven draaien (spinning reserve), en verbruiken daarmee fossiele brandstof zonder bijbehorende opwekking van elektriciteit. Een gascentrale in spinning reserve gebruikt 5% van de hoeveelheid gas die bij vol vermogen verstoekt wordt.

Een dergelijk regime veroorzaakt daarom grote rendementsverliezen bij de fossiele centrales. Dit is geanalyseerd in o.a. ref. 6.

Uit deze studie blijkt dat bij een 15% gemiddelde bijdrage van windenergie in de elektriciteitsproductie het verbruik van de fossiele brandstofcentrales niet met 15%, afneemt maar met slechts de helft daarvan. De CO₂ uitstoot neemt evenredig minder af. Het klimaateffect van wind en zonne-energie is bij deze bijdrage derhalve maar de helft van wat verwacht zou worden. Dit effect wordt sterker met een toenemende bijdrage van windenergie. Iedere windturbine méér levert dan minder bijdrage in CO₂ reductie; bij een penetratie van ca. 30% in het huidige net is de maximale CO₂ reductie bereikt.

Bovenstaande numerieke analyse is gebaseerd op windenergie alleen, omdat die bron met de beoogde installatie van windparken op zee na 2030 een dominant deel van de weersafhankelijke energie moet leveren. De RES gaat er van uit dat bij vergelijkbaar potentieel zon en wind elkaar kunnen stabiliseren; immers, "s'nachts waait het ook". Dit is echter niet het geval. Zie bijvoorbeeld de volgende grafiek uit Netbeheer Nederland voor een prognose van een (mooie) zomerweek in 2030, vergeleken met 2020:



Periodes waarbij wind meer energie produceert dan de totale vraag komen in dit model regelmatig voor, en daar komt overdag steeds een extra overschot vanuit zonnecentrales bij.

In dit model zal op één nacht in die week in het geheel geen energie opgewekt worden: de fossiele brandstofcentrales moeten de gehele vraag invullen. Op alle 7 dagen is er rond het middaguur een stroomoverschot, er wordt 2 x zoveel stroom geproduceerd als op dat moment nodig is. Zonder opslag of externe afzetmogelijkheden gaat deze energie verloren.

Ook moet het netwerk in staat zijn om deze pieken op te vangen. Bij de huidige stroomvoorziening wordt het netwerk voornamelijk bepaald door de vraag naar stroom; immers, de centrales produceren nu op afroep, en dus niet meer dan nodig is. In de situatie zoals geprognostiseerd in de RES zal het netwerk gedimensioneerd moeten worden op het piekaanbod. En dat zal niet zelden de som zijn van de maximale potentie van wind en zon zoals uit bovenstaande grafiek blijkt.

Dit kan vermeden worden door *curtailment* of opslag ter plaatse van de betreffende centrales; de verliezen en kosten hiervan moeten dan opgenomen worden in de kosten-baten analyse. Dit wordt besproken in hoofdstuk 5.

Referenties

1. Concept-RES voor de Noordoost Brabant, juli 2020
2. Presentatie netwerkenaanpassingen voor de regio's in Brabant, Enexis 2020
3. Onbeperkt klimaatneutrale stroom – veilig, betrouwbaar en betaalbaar. Een vergelijkende technisch-maatschappelijke analyse, A. de Goederen, 2013
4. Wat levert een zonneweide op? J. Spruijt, Accres, universiteit Wageningen 2015
5. The full cost of electricity provision, OECD rapport 2018
https://read.oecd-ilibrary.org/nuclear-energy/the-full-costs-of-electricity-provision_9789264303119-en#page3
6. Using Wind Energy to save fuel and reduce CO₂ emissions. F. Udo, C. le Pair, K. de Groot, A.H.M. Verkooijen and C. van den Berg, Energy and Environment 26 no 8 2015)
7. Mondelinge toelichting op “Doorrekening concept-RES Noordoost Brabant”, Enexis Netbeheer. Doorrekening: december 2019 Lay-out update: januari 2020.
8. Verdeling onder hoogspanning - Een onderzoek naar de verdeling van kosten en baten rondom wind- en zonneparken, provincie Groningen. Noordelijke Rekenkamer, Maart 2020.
9. <https://www.lazard.com/media/451087/lazards-levelized-cost-of-storage-version-50-vf.pdf>
10. Klimaatakkoord. Den Haag, 28 juni 2019.
11. Resultaten van ETM invoer-scenario • #818898 • model by Quintel Intelligence – Noord-Oost Brabant • 2016 to 2050 – Sectie 2.D Totale finale energievraag van Noord-Oost Brabant (inclusief Landbouw en overig)
12. Jaarrekening Windpark Krammer, 2019. April 2020.
13. Definitieve RES voor Noordoost Brabant, 25 maart 2021

