

Deze PDF bevat 3 documenten

1. Quick-scan update sanity check ashoogtebeperking Windpark Zeewolde 14-04-2016
2. Sanity check Dubbeldraai termijn Windpark Zeewolde 05.08.16
3. Sanity check Dubbeldraai termijn Windpark Zeewolde Hoogtebeperking 01.11.16

Memo

Onderwerp

Sanity check Dubbeldraai termijn Windpark Zeewolde

Aan

Bevoegd gezag i.r.t. Windpark Zeewolde

Van

Rebel

Datum

01.11.16

1. Achtergrond

Op 13 juli jl. hebben de Gedeputeerde Staten van de provincie Flevoland een aantal amendementen aangenomen ten aanzien van het regioplan Windenergie Zuidelijk en Oostelijk Flevoland. Amendement B bij Statenvoorstel 1815573, ziet op de toevoeging van een hoogtebeperking op de nieuw te bouwen windparken. Omdat deze hoogtebeperking van invloed is op de maximale hoeveelheid windenergie die geproduceerd kan worden, heeft dit amendement gevolgen voor de financiële haalbaarheid van de windparken die momenteel in ontwikkeling zijn. Rebel is gevraagd een expert judgement te geven over de impact van dit het amendement op de realiseerbaarheid van windpark Zeewolde.

2. Proces

Rebel heeft afgelopen zomer reeds een sanity check uitgevoerd op de business case van Windpark Zeewolde, in aanloop naar een besluit over de dubbeldraai periode. Ten behoeve van de uitvoering van deze check hebben we inzage gekregen in de business case van de ontwikkelaars, en onze bevindingen zijn vastgelegd in een memo aan het bevoegd gezag d.d. 05.08.2016.

De belangrijkste conclusie uit de voorgaande sanity check is dat:

- 1) de ontwikkelvereniging met zeer redelijke, voor hen zelfs soms wat optimistische (en dus risicovolle) uitgangspunten rekent.
- 2) Het, gegeven de nog aanwezige risico's, duidelijk is dat van de windvereniging niet redelijkerwijs verwacht kan worden dat zij genoeg nemen met rendementen zoals die volgden uit de business case zonder de 5 jaars dubbeldraaitermijn.

Voor de uitgebreide onderbouwing verwijzen wij graag naar de memo "Sanity Check Dubbeldraai termijn Windpark Zeewolde" d.d. 05.08.2016.

In het kader van de voorliggende aanvullende sanity check is een aantal extra scenario's in kaart gebracht ten opzichte van de business case zoals die in zomer voorlag. Naast de aanname van het amendement heeft zich in het gebied nog een andere relevante ontwikkeling voorgedaan ten aanzien van de maximale ashoogtes: uit onderzoek is gebleken dat de eerder geldende hoogtebeperkingen voor 5 turbines kunnen vervallen. De ontwikkeling van het parkontwerp kunnen als volgt worden samengevat:

Ashoogte (max)	Juli 2016	Na ruimtelijke optimalisatie	Na aanname amendement B
135 m	17	22	
120 m			22
99 m	9	9	9
95 m	64	59	59
Totaal	90	90	90

De windvereniging heeft deze wijzigingen, inclusief een aantal gevoeligheidsanalyses, doorgerekend en toegelicht aan Rebel. Wij baseren deze aanvullende sanity check op de resultaten zoals die aan ons gepresenteerd zijn.

3. Bevindingen

De interpretatie van het amendement

Om de impact van het amendement voor de windontwikkelaars goed te doorgronden, is het relevant eerst het amendement zelf goed te begrijpen. De letterlijke tekst van de overwegingen bij het amendement luidt als volgt:

"In het regioplan wordt een situatie gecreëerd waarin windmolens kunnen worden gebouwd zonder hoogtebeperkingen. De tekst is te vrijblijvend. Ook hoeft een windmolen niet te worden voorzien van het maximale vermogen per turbine dat mogelijk is bij een bepaalde hoogte. De reden is dat met een lager vermogen per turbine meer SDE-subsidie per windmolen wordt bereikt, terwijl er minder KWh worden geleverd. De strekking van het amendement is enerzijds de hoogtebeperking, maar anderzijds meer vermogen te halen uit de op te stellen windmolens."

Deze stellingname kunnen wij technisch gezien niet volgen. Windparken krijgen subsidie uitgekeerd op basis van de geproduceerde kWh, het is dus onmogelijk om meer SDE-subsidie te bereiken terwijl er minder kWh geleverd worden. Het is wel zo dat de turbine met het hoogst geïnstalleerde vermogen (in MW) niet noodzakelijkerwijs tot de meeste energieproductie leidt. Sinds de SDE wijzigingen van 2014 worden ontwikkelaars echter (gelukkig) niet langer gestimuleerd om zoveel mogelijk megawattens (opgesteld vermogen) te installeren, maar juist om zoveel mogelijk kWh (geproduceerde elektriciteit) te genereren.

Het is dus zowel in het belang van de ontwikkelaar als de maatschappelijke doelstelling dat de ontwikkelaar op zoek gaat naar het juiste parkontwerp met turbines die zo gedimensioneerd zijn dat ze de meeste kWh opleveren. Ontwikkelaars kiezen hiertoe die turbine met de optimale verhouding tussen geïnstalleerd vermogen, rotordiameter en ashoogte. De beperking van de ashoogte die volgt uit het amendement zal in praktijk dus leiden tot een minder optimale invulling van de aangewezen windlocaties, omdat één van de optimalisatieparameters om de productie (kWh) te vergroten wordt beperkt. De beschreven strekking van het amendement is dus technische gezien in strijd met elkaar: het is onmogelijk om meer (productie)vermogen te halen uit windmolens die beperkt worden in de hoogte.

Het feitelijke amendement betreft een teksttoevoeging aan het Regioplan: *"uitgegaan wordt van een maximale ashoogte van 120 meter met daarbij het maximaal haalbare vermogen per turbine. Indien initiatiefnemers een hogere ashoogte willen voor een hoger MW dient te worden aangetoond dat het maximaal haalbare vermogen per turbine bij een windmolen met ashoogte van 120 meter ontoereikend is."*

Gegeven bovenstaande toelichting op de relatie tussen MW en hoogte, gaan wij ervan uit dat een ontwikkelaar niet gedwongen zal worden een zo zwaar mogelijke turbine te plaatsen. Dit vanuit de gedachte dat ook de provinciale staten beogen dat de ontwikkelaar op zo efficiënt mogelijk wijze zoveel mogelijk kWh kan produceren. Dat neemt niet weg dat een ontwikkelaar in praktijk wel tegen de grenzen van de ashoogte zal aanlopen. Echter niet zozeer omdat het maximaal haalbare MW gegeven de ashoogte ontoereikend is, zoals het amendement stelt. De beperking ligt eerder in de hoogte zelf, op grotere hoogte waait het immers harder, dus een hoogtebeperking drukt de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit (kWh) en daarmee de verdien capaciteit van een windpark.

In deze sanity check buigen wij ons daarom over de vraag of de hoogtebeperking uit het amendement een dusdanig negatieve impact heeft op de business case van de windvereniging dat de ontwikkelaars met een

Datum
01.11.16

Van
Rebel

Onderwerp
Sanity check Dubbeldraai termijn
Windpark Zeewolde

Pagina
3 / 3

REBEL

onredelijke risico-rendementsverhouding geconfronteerd worden. We laten de technisch onduidelijke toevoegingen over het opgesteld vermogen hierbij buiten beschouwing.

Daarnaast is het vervolg van het amendement t.a.v. obstakelverlichting irrelevant voor deze sanity check en dit aspect wordt daarom buiten beschouwing gelaten in dit memo.

De gevolgen van het amendement voor Windpark Zeewolde

Voor Windpark Zeewolde gold eerder al een hoogtebeperking vanuit de luchthaven waardoor zij slechts de 17 windturbines aan de A27 (van de 90 turbines) op de meest optimale ashoogte zouden kunnen plaatsen. In de base case van juli 2016 ging de vereniging voor deze turbines uit van een 135 meter ashoogte, maar technisch gezien zou ook 159 meter in te passen zijn. Uit recente studies is gebleken dat 5 extra turbines aan de Adelaartracés buiten eerder geldende hoogtebeperkingen vallen, waardoor er 22 turbines op een ashoogte van 135 meter (of zelfs 159 meter) zouden kunnen worden ingepast. Met de aanname van amendement B wordt de ashoogte van deze 22 turbines teruggebracht naar 120 meter. Vandaar dat de wijzigingen ten opzichte van de business case van afgelopen zomer bestaan uit twee stappen: 5 van de turbines op 95 meter ashoogte kunnen worden opgehoogd naar 120 meter, en 17 turbines verlagen van 135 meter naar 120 meter.

De impact van de hoogtebeperking is terug te zien in het rendement zoals dat in de business case berekend wordt. Voor de 17 turbines die in hoogte omlaag moeten, neemt de productie met ca 6% af, terwijl de kosten slechts met 2,5% afnemen (een lagere turbine is doorgaans ook iets goedkoper). De verlaging van deze 17 turbines leidt daardoor netto tot een rendementsverslechtering. Deze verslechtering wordt slechts gedeeltelijk gecompenseerd door een rendementsverbetering uit de recent ontstane ruimte om 5 turbines te verhogen. Voor die turbines geldt dat de meerkosten wel worden gecompenseerd door de toename in productie, omdat de stap in hoogte groter is. Het totale effect is echter negatief en leidt tot een 0,5% lager rendement op eigen vermogen. Daar het rendement rondom het kantelpunt hangt van een voor de ontwikkelaars aanvaardbare risicovergoeding, is deze 0,5% van betekenis voor het draagvlak onder de ontwikkelaars.

De grootste consequentie van het amendement ziet echter op de robuustheid van de business case in relatie tot de nog aanwezige ontwikkelrisico's. Zo rekenen de initiatiefnemers vooralsnog met de subsidiebedragen (SDE) zoals die vandaag gelden. Het is echter nagenoeg zeker dat de bedragen voor volgend jaar lager zullen zijn, o.a. gegeven de renteontwikkelingen van afgelopen jaar en daarnaast verwacht men ook een neerwaartse druk gegeven de lage bieding van Dong op de wind op zee tender. De initiatiefnemers hebben in kaart gebracht wat de impact van een 5% lagere SDE is op de business case, en deze impact is dusdanig fors dat er geen realistisch rendement overblijft. In combinatie met een verlaging van de rente zou de impact weer op te vangen zijn, maar ook dan is een aanvullende tegenvaller - bijvoorbeeld ten aanzien van de saneringskosten- niet meer te absorberen. Gegeven de vroege fase in de ontwikkeling zouden wij het zeer onwenselijk vinden als de business case van het windpark dusdanig fragiel wordt dat de ontwikkelaars geen tegenvallers meer kunnen opvangen. Naar onze opinie heeft de implementatie van amendement voor Windpark Zeewolde dit ongewenste effect.

Los van de financiële overwegingen, willen we niet onbenoemd laten dat de invoering van het amendement de potentiële windopbrengst die uit de windlocatie kan worden gehaald aan banden legt. Met 22 turbines op de technisch maximale ashoogte van 159 meter zou in het gebied 852 GWh aan groene stroom kunnen worden opgewekt, rekening houdend met de reeds geldende hoogtebeperkingen als gevolg van de uitbreiding van het vliegveld. Met de aanvullende hoogtebeperking van 120 meter resteert een capaciteit voor 821 GWh, hetgeen haaks lijkt te staan op de intentie van het amendement om het maximaal haalbare uit de windlocaties te halen.

Memo

Onderwerp

Sanity check Dubbeldraai termijn Windpark Zeewolde

Aan

Bevoegd gezag i.r.t. Windpark Zeewolde

Van

Rebel

Datum

05.08.16

1. Achtergrond van de 'sanity check' op de dubbeldraai termijn

De provincie Flevoland heeft, in samenwerking met betrokken gemeentes, de ontwikkelkaders voor wind op land in Flevoland vastgelegd in het Regioplan. Eén van de voorwaarden uit dit beleidsplan betreft de verplichting aan de ontwikkelaar om kort na de realisatie van een nieuw park het oude(re) turbinebestand te saneren.

Het regioplan schrijft voor dat "de sanering van een bestaande windmolen plaatsvindt zo snel mogelijk na ingebruikname van de nieuwe windmolen waaraan deze gekoppeld is, maar uiterlijk na vijf jaar, waarbij de economische noodzaak van een termijn van langer dan een half jaar dient te worden aangetoond". Economische noodzaak kan ontstaan omdat de saneringskosten worden gedragen door de ontwikkelaar, die deze kosten zal moeten terugverdienen met het nieuwe park. Deze saneringskosten worden lager, naarmate de resterende levensduur van de te saneren turbine afneemt. Het potentieel van de nieuwe ontwikkeling verbetert dus, wanneer de saneringsverplichting over een langere periode mag worden ingelost.

Het regioplan stelt dat de sanering enkel mag worden uitgesteld wanneer de nieuwe parkontwikkeling geen haalbare business case heeft bij een saneringstermijn van 0,5 jaar. In een dergelijke situatie is het aan de ontwikkelaars van het nieuwe park om de economische noodzaak van een langere dubbeldraai termijn aan te tonen.

Windvereniging Zeewolde heeft het bevoegd gezag te kennen gegeven dat zij inderdaad een langere dubbeldraaiperiode nodig heeft. Zij heeft hiertoe een memo opgesteld met de onderbouwing voor een 5 jaars dubbeldraaiperiode. Het bevoegd gezag heeft Rebel gevraagd een sanity check uit te voeren op deze onderbouwing. In voorliggend memo beschrijven we de bevindingen van die check, nadat we eerst kort toelichten welk proces dat hier aan vooraf ging.

2. Een proces met twee bijeenkomsten en twee modelsessies

Om de gevraagde sanity check te kunnen uitvoeren, hebben we (Rebel) de volgende stappen doorlopen:

- 1) Een kick-off sessie met de ontwikkelvereniging, haar adviseur Windunie, de gemeente, provincie en EZ om tot een gedragen beeld van de situatie te komen, en procesafspraken te maken t.a.v. van de sanity check.
- 2) Een modelsessie met Windunie om de business case berekeningen en achterliggende aannames van de ontwikkelvereniging (op hoofdlijnen) te doorgronden.
- 3) Een bijeenkomst in dezelfde samenstelling als de kick-off sessie, waarin de ontwikkelvereniging samen met Windunie een toelichting gaf op de memo waarin ze om een 5 jaars dubbeldraai termijn vraagt.
- 4) Een tweede werksessie met Windunie om wat specifiekere argumenten uit de memo te doorgronden, met name tav de financierbaarheid.

Voor de volledigheid: wij hebben binnen de scope van deze sanity check geen controle op de modelberekeningen uitgevoerd. Windunie heeft ons in volledige openheid meegenomen door het model en

REBEL

www.rebelgroup.com

KvK 56 67 43 41

IBAN: NL45 RABO 0175 4108 44

T 010 275 59 95

F 010 275 59 99

info@rebelgroup.com

Rebel Energy, Water & Climate

Wijnhaven 23

3011 WH Rotterdam

de onderliggende aannames. Onze bevindingen zijn op basis van die twee werksessies tot stand gekomen, wij hebben het model niet ontvangen en niet getoetst.

3. Bevindingen uit de sanity check

3.1. Drie argumenten waarvan twee financieel

Windpark Zeewolde draagt in haar memo drie argumenten aan voor de noodzaak van een 5-jaars dubbeldraai termijn:

1. Het behouden van draagvlak binnen de vereniging
2. De financierbaarheid van het project
3. De ruimte in de business case voor een redelijk rendement.

In het hierna volgende behandelen we deze drie onderwerpen. Daarbij gaan wij beperkt in op de details van de berekeningen en uitgangspunten van de business case, omdat dit grotendeels bedrijfsgevoelige informatie is.

3.2. Draagvlak

Het eerste argument dat Windpark Zeewolde in haar memo aanvoert, kent een sociaal / maatschappelijk karakter en is niet zozeer financieel gedreven. In essentie valt dat buiten de scope van onze opdracht. Tegelijkertijd is draagvlak cruciaal voor het doorgang vinden van het project. Bij onvoldoende animo en draagvlak omdat de voorwaarden voor sanering niet aantrekkelijk genoeg zijn, ontstaat er een situatie waarin het moeilijker wordt om de eigenaren van de "niet getekende" turbines (dus turbines waarvan de eigenaar nog geen lid is geworden van de ontwikkelvereniging) te verleiden vrijwillig meewerken aan sanering.

Dit kan leiden tot een proces waarin als ultieme remedie ingezet wordt op (grootschalige) onteigening. Dit is een onwenselijk proces voor alle betrokkenen, omdat het maatschappelijk kostbaar, sociaal onwenselijk en financieel onaantrekkelijk is. Ook voor het project kan dit dermate onrust en onzekerheid opleveren dat de feitelijke ontwikkeling van het project onder druk komt te staan.

3.3. Financierbaarheid

De ontwikkelvereniging draagt in haar memo aan dat de saneringskosten een negatieve impact hebben op de financierbaarheid en financierings-voorwaarden. Om deze stelling te verifiëren hebben we in de business case bekeken hoe de financieringsruimte beweegt onder verschillende aannames. Daarbij kijken we naar twee aspecten:

- Zijn banken bereid het benodigde vreemde vermogen te verstrekken?
- Zijn er voldoende investeerders die het benodigde eigen vermogen kunnen en willen inbrengen, gegeven de geprognosticeerde rendementen?

Een gangbare vreemd vermogen inbreng van banken ligt tussen de 80% en 85% van de investeringsomvang, waarbij voor grotere en complexere projecten een lening van 80% van de investering alleszins redelijk lijkt. Deze lening moet dan echter wel kunnen worden afgelost. Banken bouwen hiervoor een zekerheid in door te testen of het park in een p90 windscenario¹ elk jaar voldoende buffer in de vrije kasstroom heeft, om ten alle tijden de rente en aflossingsverplichting aan de bank te kunnen voldoen. Die buffer noemen we de Debt Service Coverage Ratio (DSCR), en deze ratio is een belangrijke drijver van de hoeveelheid vreemd vermogen die de bank bereid is te lenen. Een gangbare ratio ligt momenteel op 1,20 en dat is ook de parameter waar Windpark Zeewolde nu mee rekent. Eenvoudig gesteld is daarmee steeds 1,2 keer de

¹ Een scenario waarin er een kans van 90% is dat de geprognosticeerde windopbrengsten gerealiseerd worden.

hoeveelheid cash beschikbaar die nodig is om aan alle bancaire verplichtingen te voldoen (interest en aflossing).

Wanneer een park de ratio van 1,20 niet haalt, betekent dat, dat er minder geleend kan worden (net zolang tot het park wel aan de ratio voldoet), waardoor meer eigen vermogen nodig is. Eigen vermogen kent een hoger risico profiel, omdat het achtergesteld is aan de banklening, en daardoor is het een kostbare financieringsbron. Hoe meer eigen vermogen nodig is, hoe lager het rendement op dat vermogen wordt: de opbrengst moet immers verdeeld over een grotere hoeveelheid geïnvesteerde euro's.

De saneringskosten spelen met name aan het begin van de exploitatieperiode, daardoor is de beschikbare cash voor rente en aflossing in de begin jaren relatief laag. Ook als dergelijke tijdelijke kastekorten te dichten zouden zijn met additionele financieringstranches (speciale overbruggingsproducten) zou dit de financieringskosten verder opdrijven en daarmee het rendement drukken.

We hebben in de business case van het Windpark bekeken hoe de financieringsruimte beweegt met verschillende aannames ten aanzien van het dubbeldraaien. De dubbeldraaitermijn bepaalt de saneringsvergoeding die het park afdraagt aan de huidige turbine-eigenaren. Deze vergoedingen moeten uit de operationele inkomsten van het park worden gedekt, waardoor er minder ruimte overblijft voor aflossing en rentebetaling. In andere woorden: hoe hoger deze kosten, hoe minder het park zal kunnen lenen. De ontwikkelaars rekenen nu zelf met een saneringsvergoeding die tussen de afgesproken boven- en ondergrens zal liggen. Het is echter niet ondenkbaar dat banken hier conservatiever in zullen zitten, en met een scenario rekenen waarin de saneringsvergoeding wordt bepaald op basis van de maximale stroomprijs van 50 EUR / MWh.

Het effect van deze prijsaannames is als volgt:

- Wanneer de dubbeldraai termijn 0,5 jaar zou zijn en met de gemiddelde saneringsvergoeding wordt gerekend, kan het park zo'n 75% van de benodigde investering lenen, en is het rendement op de 25% eigen vermogen ca 11%.
- Als de banken inderdaad het conservatieve scenario hanteren, daalt de financieringsruimte naar 71% en loopt het rendement op de 29% eigen vermogen terug naar ca 8%.

Het eerste scenario vinden wij onwenselijk, omdat het rendement op eigen vermogen vrij laag is voor een park met deze complexiteit en bovendien veel eigen vermogen moet worden in gebracht. Het tweede scenario achten wij simpelweg onhaalbaar.

In het tweede scenario zou zo'n 30% van de verwachte investeringssom van ca. EUR 0,5 mrd middels eigen vermogen moeten worden opgehaald. Dat komt neer op EUR 150 miljoen, en het is de vraag of de mensen in de regio dit samen op kunnen brengen. Wanneer dat niet het geval is, zullen de ontwikkelaars op zoek moeten naar een externe eigen vermogen verstrekker. En voor zowel de lokale als externe (commerciële) investeerders is 8% geen redelijke risico vergoeding voor eigen vermogen. Het plaatje in het eerste scenario van 25% eigen vermogen is wat beter, maar het ophalen van EUR 125 miljoen tegen 11% rendement, zal nog steeds een flinke uitdaging zijn.

Samengevat zullen banken in de financieringscasus naar verwachting hogere saneringskosten rekenen dan waar de ontwikkelaar nu zelf van uit gaat. In combinatie met een dubbeldraaitermijn van 0,5 jaar lopen deze kosten dusdanig op dat de financieringsruimte te ver afneemt om een redelijk rendement voor de eigenvermogen verstrekkers over te houden. Wij kunnen ons daarom vinden in het argument van de windvereniging dat een saneringstermijn van 0,5 jaar tot moeilijkheden in de financiering zal leiden. Hierbij benadrukken wij dat de impact van een korte dubbeldraaitermijn op de kasstroom fors is en in ongunstige scenario's oploopt tot meer dan de jaarlijkse operationele kosten, waarbij in dat geval geen tijd is om hier een voorziening voor op te bouwen. Dat staat de financierbaarheid stevig in de weg.

3.4. Ruimte in de business case

De ontwikkelvereniging stelt zich op het standpunt dat de business case te lage rendementen laat zien wanneer men niet 5 jaar kan dubbeldraaien.

Om deze stelling te verifiëren, kijken we opnieuw naar twee aspecten:

- Is de business case gebaseerd op redelijke uitgangspunten?
- Hoe verhoudt het geprognosticeerde rendement zich tot de risico's die nog in het project zitten? Ofwel: wordt uitgegaan van een redelijk rendement?

Redelijke uitgangspunten?

Ten aanzien van de modelaannames concluderen wij dat de ontwikkelvereniging met redelijke en soms zelfs optimistische uitgangspunten heeft gerekend.

Samengevat zijn onze bevindingen rond de uitgangspunten op hoofdlijnen de volgende:

- De totale investeringssom van ca EUR 0,5 mrd voor een project van deze omvang komt ons niet vreemd voor.
- Binnen deze investeringssom zitten componenten die conservatief zijn ingeschat: de windvereniging rekent met zeer robuuste windturbines, deze kennen ook een relatief hoog prijskaartje; maar er zijn ook componenten die optimistisch zijn ingeschat zoals elektrische werken / netaansluiting en bijkomende kosten als organisatiekosten tijdens de bouw.
- In de operationele kosten wordt het voordeel van de duurdere turbines meegenomen (de hoge investering vooraf betaalt zich terug in lagere onderhoudskosten).
- De vereniging anticipeert op medewerking van de RVB ten aanzien van de grondkosten door met de helft van de 'normale' RVB grondvergoeding te rekenen. Dit is een betrekkelijk optimistische insteek die positief is voor het projectrendement.
- De saneringskosten kennen een boven en ondergrens, de vereniging rekent in de base case met een midden scenario, hetgeen een redelijke aanpak lijkt te zijn.
- De financieringslasten worden vrij stevig ingeschat, waarbij met name tijdens de bouw met een naar onze inschatting te hoge rentevergoeding wordt gerekend. Dit drukt het projectrendement. Uiteraard kennen wij de rentestand in 2018/2019 niet, maar onze expert-judgement is dat deze vergoeding te stevig is.
- De stroomprijs is gebaseerd op de huidige stand van de Endex (electriciteitshandelplatform) met een inflatiecorrectie. Dit is een gangbaar uitgangspunt.
- De afslag voor profiel en onbalans kosten op de elektriciteitsprijs zal naar onze verwachting in de loop der jaren gaan stijgen, terwijl de ontwikkelvereniging hier met een vrij optimistisch en constant uitgangspunt rekent. Dit is een uitgangspunt waardoor het projectrendement in de berekening van de vereniging hoger uitvalt.
- Voor de SDE is gerekend met de concept adviesbedragen voor 2017. Het finale bedrag wordt pas eind 2017 bekend en het is nog de vraag of en hoe de lage offshore tenderprijs een drukkend effect zal hebben op dit concept bedrag. Het is lastig hier op dit moment een oordeel over te geven.
- De ontwikkelvereniging hanteert tevens een vrij ambitieuze planning, met het streven naar financial close eind 2018/ begin 2019. Wanneer de planning uitloopt vergroot dit de onzekerheden in alle prijsaannames en nemen voor te financieren ontwikkelkosten waarschijnlijk toe. Huidige berekeningen overschatten vermoedelijk het rendement voor een dergelijk (niet onaannemelijk) uitloopscenario.

De onzekerheden rondom veel parameters zijn nog groot en de uitslag in de mogelijke projectrendementen ook. Die uitslag kan positief en negatief zijn, ofwel: de rendementen kunnen hoger of lager uitvallen dan nu voorzien.

Wij hebben niet de indruk dat de ontwikkelvereniging een conservatieve casus presenteert om op die manier de saneringstermijn zo ver mogelijk op te rekken. We zien dat de vereniging zich wat ruimte voorbehoudt ten aanzien van de turbines en de rente, maar op dit moment in het ontwikkeltraject lijkt ons dat niet onredelijk. Daar staat tegenover dat de vereniging op een aantal vlakken (ontwikkeltempo, deal met RVB) optimistisch is.

Redelijk rendement?

Het tweede aspect van de business case resultaten betreft de hoogte van risico vergoeding: Is het inderdaad onredelijk om met het vooruitzicht op een rendement van 11% tot 13% de ontwikkeling voort te zetten (zoals de memo van de vereniging stelt)? Dit is vanzelfsprekend een persoonlijke afweging, die elke investeerder voor zich moet en mag maken.

Toch is er vanuit expert judgement wel iets over te zeggen:

- Wij zien in de markt voor projectgefinancierde windprojecten rendementen op eigen vermogen (voor partijen die niet alleen ontwikkelen, maar ook aan boord zijn voor een langere periode) die grosso modo het doelrendement vertegenwoordigen waar de ontwikkelaars naar streven. In dat perspectief is de ondergrens van 11% - 13% niet onredelijk, zeker gegeven de betrekkelijk grote onzekerheden die momenteel nog spelen in de omgeving.
- In de berekeningen die ECN maakt voor de SDE+ wordt uitgegaan van 15%. Daarbij dient wel aangetekend te worden dat ECN uitgaat van een lagere kapitaalkosten dan voor dit project momenteel verwacht wordt in de base-case.

Wij kunnen constateren dat daar waar de ontwikkelvereniging zich nog wat ruimte voor ramingsonzekerheden behoudt (zoals de investeringskosten en rente), ze ten opzichte van verschillende risico's veelal een positief standpunt kiest. Denk hierbij aan de RVB vergoeding, de SDE bedragen, de saneringskosten, maar ook kans op beroepsprocedures en vertraging etc. Het is gegeven deze aanwezige risico's, niet onredelijk dat de windvereniging niet veel verder wil (en kan) zakken dan de rendementen zoals die nu volgen uit de business case inclusief de 5 jaars dubbeldraaitermijn.

3.5. Advies

Vanuit onze analyse van de financiële haalbaarheid en de financierbaarheid van het project volgt als logisch advies dat het noodzakelijk is om naar een langere dubbeldraaitermijn toe te werken.

In onze beleving zullen daarmee geen onredelijk hoge rendementen gerealiseerd worden, op basis van de kennis van nu, integendeel.

Daarbij zijn de overwegingen, samengevat:

- Er worden redelijke rendementen voorzien die niet hoger zijn dan gangbaar, terwijl er nog een aanzienlijk ontwikkelrisico in het project aanwezig is;
- Korte dubbeldraaitermijnen resulteren in een druk op de kasstroom die prohibitief is voor het aantrekken van financiering, omdat er:
 - Ofwel meer eigen vermogen in het project moet, wat het rendement op eigen vermogen drukt en wat mogelijk niet door het gebied op te brengen is;
 - Ofwel extra financieringsproducten nodig zijn (zo die al beschikbaar zouden zijn), die het rendement ook drukken

- De uitgangspunten in de business case lijken alleszins redelijk. Tegenvallers zijn niet denkbeeldig. Die kunnen bij een korte dubbeldraaitermijn (en dus een hoge saneringsvergoeding) niet geabsorbeerd worden.

Daarbij is een belangrijke aantekening dat de knelpunten in het project nadrukkelijk niet alleen gaan over de winstgevendheid (het rendement) van het project, maar ook over de beschikbaarheid van voldoende cash. Een vanuit publiek belang beredeneerd begrijpelijk, maar incorrect, handelingsperspectief zou kunnen zijn om een financiële compensatie te vragen als tegemoetkoming voor de langere dubbeldraaitermijn. Daarmee wordt immers hetzelfde knelpunt van een groter benodigd financieringsbedrag gecreëerd.

Wel is het denkbaar om voorwaarden te stellen aan het toestaan van een langere dubbeldraaitermijn. Bijvoorbeeld dat in het geval van onvoorziene overwinsten in de eerste x jaar van het project er extra investeringen in de kwaliteit van het gebied worden gedaan door het project, in de vorm van extra stortingen in het kader van de gebiedsgebonden afdracht. Door een dergelijke tegemoetkoming op de dubbeldraaiperiode behouden de ontwikkelaars in huidige onzekere fase voldoende handelingsperspectief. De tegenprestatie die daar dan bij hoort, is dat wanneer in een latere fase (bijv. na de contracteringsfase, ofwel rondom financial close of tijdens realisatie) blijkt dat de nu voorziene ontwikkelruimte overschat bleek, de omgeving meedeelt in die upside. Om het iets concreter te maken: als na de onderhandelingen bijvoorbeeld blijkt dat de turbinekosten mee vallen, en zich tevens een aantal risico's zich niet hebben voorgedaan, dan is de ontwikkelvereniging in een veel logischere positie om iets extra's te doen voor de omgeving dan dat zij dat nu is.

Memo

Onderwerp

Quick-scan update sanity check ashoogtebeperking Windpark Zeewolde

Aan

Provincie Flevoland

Van

Rebel

Datum

14-04-2016

1. Achtergrond

Op 13 juli 2016 hebben Provinciale Staten van de provincie Flevoland amendement nummer 8b bij Artikel 26 van het regioplan Windenergie Zuidelijk en Oostelijk Flevoland aangenomen. Het amendement ziet op de toevoeging van een hoogtebeperking op de nieuw te bouwen windparken.

In onze sanity check hoogtebeperking van 1 november 2016 hebben wij een analyse gemaakt van de impact van dat amendement op de business case van Windpark Zeewolde. Sindsdien is er veel gebeurd. Daarom beschrijven wij in deze notitie de impact van een aantal recente ontwikkelingen – inclusief de toepassing van een ashoogtebeperking van 120 meter. Dit, omdat wij begrijpen dat het amendement inmiddels geïnterpreteerd wordt als een effectieve hoogtebeperking van de ashoogte van nieuw te bouwen parken van 120m, tenzij vanuit de business case argumenten zijn om toch een hogere ashoogte te accepteren.

Nauwkeurige bestudering van het amendement brengt ons tot de conclusie dat er nog nogal wat haken en ogen zitten aan het amendement. Hoewel het buiten de scope van deze quickscan valt hebben wij onze interpretatie van dat amendement bijgevoegd in Bijlage 1 bij deze notitie.

2. Update

De omgeving rond windparken ontwikkelt zich snel en de energietransitie brengt veel uitdagingen met zich mee; energieprijzen zijn laag, subsidies volatiel en het debat over inpassing in de omgeving is dynamisch.

Dit geldt ook voor Windpark Zeewolde. Sinds onze analyse in het najaar van 2016 is er veel veranderd, waarbij enkele belangrijke veranderingen de volgende zijn:

- De SDE subsidie is voor een groot deel van het park met ongeveer 5.5% gedaald en voor een klein deel van het park met ruim 16.5%.
- Er is één turbine (met een ashoogte lager dan 120m) bijgekomen ten opzichte van de base-case uit het najaar van 2016 waar met 90 turbineposities was gerekend¹.
- De fasering van de sanering van bestaande turbines is veranderd
- De ontwikkelaars nemen in hun business case meer risico als het gaat om het bouwtempo (versneld).
- Er is een hernieuwde, in onze beleving redelijke, inschatting gemaakt van de grondkosten. Die kosten zijn beperkt gestegen.
- Financieringslasten zijn gedaald, doordat gerekend wordt met lagere rentelasten.

¹ In de eerdere sanity checks is gerekend met een base case van 90 turbineposities. Dit aantal geldt als absolute ondergrens van de initiatiefnemer en is gebaseerd op de aanname dat er ook een aantal turbines zou komen te vervallen als gevolg van de hoogtebeperkingen van de luchtvaart. Nu is inderdaad gebleken dat er ten opzichte van het ontwerp-inpassingsplan inderdaad 2 posities zijn komen te vervallen waardoor er ten opzichte van de base-case uit 2016 1 positie is toegevoegd.

Het totaal van deze veranderingen resulteert in een bescheiden negatief effect op de business case van het windpark, waarbij een belangrijke aantekening dat de financierbaarheid van het project en het rendement op eigen vermogen redelijk op peil blijven door (met name) verlaging van de rentekosten. Die benadering echter, maakt het project ook risicovoller. Momenteel wordt gerekend met een lager rentepercentage dan voorheen. Het is niet denkbeeldig dat de financieringskosten naar de toekomst stijgen. 1 procent stijging van de rentelasten resulteert in een daling van het rendement op eigen vermogen van bijna 4% in de base-case en 3,5% in de variant met ashoogtebeperking. In beide gevallen daal het rendement op eigen vermogen tot ver beneden een voor investeerders acceptabel en in onze beleving redelijk niveau.

Het projectrendement van het project als zodanig is niet materieel veranderd ten opzichte van de zomer van 2016 als geen ashoogtebeperking wordt toegepast. Als die wel wordt toegepast neemt het projectrendement flink af, wordt het rendement op eigen vermogen minder dan marktconform en leunt de financierbaarheid sterk op lage rentelasten. Dat maakt het project nog aanzienlijk kwetsbaarder dan voorheen.

In het hiernavolgende gaan wij in meer detail in op de verschillen tussen de business case zoals die er in de zomer van 2016 was en zoals die er nu is, met en zonder ashoogtebeperking van 120m

3. Bevindingen

3.1. Inleidend

De nu uitgevoerde analyse is aanvullend op de sanity checks die Rebel in 2016 reeds heeft uitgevoerd op de business case van Windpark Zeewolde.

De belangrijkste conclusie uit de sanity check die betrekking had op de dubbeldraaiermijn (zomer 2016) was dat de ontwikkelvereniging met zeer redelijke, voor hen zelfs soms wat optimistische (en dus risicovolle) uitgangspunten rekent en dat van de windvereniging niet redelijkerwijs verwacht kan worden dat zij genoeg nemen met rendementen zoals die volgden uit de business case zonder de 5 jaars dubbeldraaiermijn.

Voor wat betreft de sanity check op de ashoogtebeperking (november 2016) was onze belangrijkste conclusie dat de ontwikkelvereniging niet uitgaat van onredelijke rendementseisen en dat de business case geen ruimte laat voor extra tegenvallers in de toekomst, omdat het rendement op eigen vermogen al op het kantelpunt staat van wat nog minimaal acceptabel is voor de ontwikkelaars, gezien de risico-rendementsverhouding in het project. In onze eerdere analyse noemden wij dan ook dat het onwenselijk is dat de motie doorgevoerd zou worden, omdat het project reeds fragiel was.

In het licht van de impact van het amendement noemden wij daarenboven dat er als gevolg van de hoogtebeperking minder groene stroom geproduceerd zou worden dan mogelijk was zonder het amendement. Dit lijkt haaks te staan op de intentie van het amendement om het maximaal haalbare uit de windlocaties te halen.

De overkoepelende conclusie van de beide eerder uitgevoerde sanity checks was dat de business case haalbaar was, maar dat de financierbaarheid uitdagend zou zijn bij beperkingen in dubbeldraaiermijn en ashoogte, omdat door afnemende projectrendementen en vrije kasstromen de potentie voor bancaire financiering afnam en er dus (nog) meer druk zou komen op het vinden van voldoende eigen vermogen, dat reeds een bescheiden rendement kende.

Gezien de bedrijfsgevoeligheid van financiële informatie vinden wij het passend om niet op financiële details van het project in te gaan, maar deze te spiegelen aan redelijke uitgangspunten die wij zien in de markt. Dat betekent ook dat wij niet concreet in kunnen gaan op specifieke posten als rentelasten, hefboom en op rendement van het eigen vermogen, omdat met beperkte informatie over deze posten het

voor een buitenstaander eenvoudig is om het project financieel te reconstrueren. Dat zou een schending van de door ons toegezegde vertrouwelijkheid zijn voor zover het bedrijfsgevoelige informatie betreft.

3.2. Projectrendement

Het projectrendement van het project was in de base-case in 2016, zonder hoogtebeperking bescheiden ten opzichte van wat gebruikelijk is in de markt. Aangezien er nog flinke onzekerheden waren (en zijn) was een projectrendement van ongeveer 6.5% in onze beleving bescheiden. Het base-case resultaat in april 2017 ligt door de diverse ontwikkelingen rond het park aanmerkelijk lager, namelijk rond 5.5%, waarbij met name de impact van een lagere SDE+ significant is. Dit is het projectrendement zonder hoogtebeperking. Indien gewerkt wordt met een ashoogtebeperking tot 120m, daalt het projectrendement 0,5% extra. Er blijft dan een erg bescheiden projectrendement over wat het project erg kwetsbaar maakt als het gaat om haalbaarheid en financierbaarheid, zeker als interestkosten in de markt zouden stijgen voordat financiering rond is. Voor een park met deze omvang zal overigens op het moment dat de financiering vastgelegd wordt, ook een verzekering uitgenomen worden tegen stijgende rentelasten.

Eerder concludeerden wij reeds dat gegeven de risico-rendementsverhouding van dit project 6.5% reeds resulteerde in een fragiel project. Effectief vindt er door de daling van 6.5% naar 5% een ruim 20% verlaging van het projectrendement plaats. Er zijn niet heel veel additionele zekerheden bij gekomen in de afgelopen periode. Dit betekent dat het project een te ongunstige risico-rendementsverhouding krijgt als de ashoogtebeperking wordt toegepast.

3.3. Financierbaarheid – Eigen Vermogen

Door de druk op de projectrendementen komt de financierbaarheid van het project sterk onder druk. Om het voor investeerders vanuit het gebied (en eventueel elders) aantrekkelijk te maken om te investeren is een redelijk rendement noodzakelijk. Een gangbare eis voor rendement op eigen vermogen in de windsector is zo'n 11% - 15%. Daarbij tekenen wij aan dat de ontwikkelaars van windpark Zeewolde zich in dit opzicht bescheiden opstellen. Belangrijk is dat in dit rendement een risicovergoeding ligt opgeslagen. De ontwikkelaars besteden nu al middelen, zonder dat er enige zekerheid is. Maar ook als het park gebouwd is en er tegenvallers zijn, zullen de aandeelhouders, niet de vreemd vermogen verschaffers, aangesproken worden om risico's te absorberen en indien nodig middelen bij te storten. "There's no such thing as a free lunch" wordt wel eens gezegd over investeren. Dat geldt zeker voor dit project dat financieel betrekkelijk kwetsbaar is en slechts een bescheiden projectrendement en rendement op eigen vermogen kent.

De mate waarin een redelijk rendement wordt gerealiseerd bepaalt hoe moeilijk of makkelijk het is om eigen vermogen op te halen uit de omgeving. De base-case uit 2016 viel qua rendement binnen de gangbare marges. Dat geldt ook nog voor het rendement op eigen vermogen voor het project zoals het nu berekend wordt, zonder ashoogtebeperking van 120. Met die ashoogtebeperking daalt dat rendement tot onder wat redelijkerwijs verwacht mag worden door eigen vermogen verschaffers. Wel wordt dat redelijke rendement nu grotendeels verdiend doordat de vreemd vermogenskosten omlaag zijn gegaan. Het daadwerkelijke verdienpotentieel van het project is flink afgenomen, ofwel: de inkomsten zijn omlaag gegaan.

Hierbij is een belangrijke aantekening dat het rendement op eigen vermogen in de berekeningen van april 2017 (in de base-case) maar beperkt is verslechterd. Dit is niet omdat het projectrendement niet lager is geworden, want dat is het wel. Maar omdat er met lagere financieringskosten (lees: rentelasten) is gerekend. Hierdoor blijft er meer rendement over om uit te keren aan de aandeelhouders. De waarde, echter, die door het project zelf, dus niet de financiering, wordt gecreëerd is wel degelijk afgenomen.

Waar gewoonlijk het optimaliseren van de financieringsstructuur ingezet kan worden om extra rendement op het eigen vermogen te maken, is het in het voorliggende project zo dat vreemd vermogen financiering ingezet wordt om tot een bescheiden maar acceptabel rendement op het eigen vermogen te komen.

De consequentie hiervan is dat het project nu zonder hoogtebeperking een in onze ogen acceptabel, redelijk, rendement op kan leveren voor de investeerders. Met hoogtebeperking zakt dat rendement onder een acceptabel niveau. Veel belangrijker echter is dat tot het moment van "financial close" er geen enkele zekerheid is over de financieringskosten. Als de rentekosten ten opzichte van de (marktconforme) aanname van nu met 1% stijgen daalt het rendement op eigen vermogen met bijna 4% in de base-case en met ongeveer 3.5% in de case met ashoogtebeperking. De te verwachten rendementen liggen dat ver onder het niveau dat een investeerder redelijkerwijs mag vragen.

Dat gegeven betekent niet alleen dat het op termijn lastig zal worden om het volledig benodigde bedrag aan eigen vermogen op te halen, maar dat betekent ook dat indien de rentekosten in de markt onverhoopt gaan stijgen de situatie kan ontstaan dat de ontwikkelaars (de partijen die er nu al hun eigen geld instoppen) het risico op een onhaalbaar project te groot achten en de ontwikkeling stop zetten.

3.4. Financierbaarheid - vreemd vermogen

Bancaire ratio's bepalen in grote mate de hoeveelheid leningen die een project kan aantrekken. Daarbij is bancair lenen (vreemd vermogen) gewoonlijk aantrekkelijk voor projecten, omdat een banklening vanwege een lager risicoprofiel minder kost dan eigen vermogen. In de base-case uit 2016 was het op basis van de rekenmodellen mogelijk om 77% vreemd vermogen aan te trekken. Dat is in het geval van de base-case 2017 (zonder hoogtebeperking) 79%. Met hoogtebeperking loopt dit weer terug naar 77%. Ook hier geldt dat de redelijk passende ruimte om te lenen, afgemeten aan de standaard in de sector, (normaliter ongeveer 80% – 85% bancaire financiering in een project) in stand blijft doordat er gerekend wordt met lagere rentelasten.

Deze percentages worden bepaald op basis bancaire ratio's die vastgesteld worden aan de hand van project-specifieke risico's en kasstromen. De ratio's die toegepast worden voor dit specifieke project zijn passend en daarmee is de inschatting van de hoeveelheid vreemd vermogen die aangetrokken kan worden ook realistisch.

Daarbij tekenen wij wel aan dat het project na alle ontwikkelingen van het afgelopen jaar een vergelijkbare capaciteit om leningen aan te trekken kent als voorheen, maar dit is omdat de financieringskosten zijn gedaald, niet omdat het projectrendement is verbeterd – in tegendeel. Dit maakt het project kwetsbaarder, omdat de eigen sterkte van het project (het rendement zonder financieringshefboom) minder goed is. Dit maakt dat de impact van stijgende rentelasten een grote impact kan hebben op de haalbaarheid en met name de financierbaarheid van het park.

3.5. Opgewekte hoeveelheid groene stroom

Op basis van de base-case van 2016 werd een productie van 812 GWh voorzien per jaar, op basis van 2646 vollasturen per jaar. Zonder hoogtebeperking is dat in april 2017, op basis van verbeterde inzichten, minder turbines die niet op de maximale hoogte van 159m ashoogte worden gebouwd en extra opgesteld vermogen (1 turbine extra) 861 GWh per jaar (op basis van 2698 vollasturen). Indien de ashoogtebeperking wordt toegepast daalt dit naar 821 GWh per jaar, bij 2563 vollasturen. Het opgestelde vermogen is in beide nieuwe scenario's ruim 319 MW, maar de hoeveelheid geproduceerde groene stroom is bij ashoogtebeperking lager, omdat dezelfde turbines minder efficiënt kunnen draaien. Daardoor zijn er minder vollasturen en wordt er dus per geïnvesteerde euro minder stroom opgewekt. Dit verklaart voor een groot deel waarom de impact van ashoogtebeperking betrekkelijk groot is op de business case.

4. Concluderend

Een aantal recente ontwikkelingen, zoals hogere grondkosten en lagere SDE, hebben een directe negatieve impact op het project en het projectrendement. Die nadelige effecten worden grotendeels gecompenseerd door ontwikkelingen en ingrepen op het niveau van financiering en structurering (bijvoorbeeld lagere rentelasten, kortere bouwperiode, structurering van kasstromen rond grondvergoeding), zolang er geen ashoogtebeperking van 120 meter wordt toegepast. Daarmee is het verdienpotentieel van het project verminderd, maar worden toch nog acceptabel rendementen gehaald door slimme structurering en lagere interestkosten dan voorheen voorzien. Mochten interestkosten stijgen voordat financial close wordt bereikt, duikt het project, zeker in de variant met ashoogtebeperking, als snel onder een voor financiers en investeerders acceptabel projectrendement en rendement op eigen vermogen.

De business case met ashoogtebeperking is dus kwetsbaar, omdat het projectrendement dermate bescheiden is dat het verschil tussen het projectrendement en de financieringskosten klein wordt. Dat is risicovol, want enerzijds wordt door het verschil tussen het projectrendement en de vreemd vermogenskosten het rendement op eigen vermogen verdiend en anderzijds wordt het risico voor vreemd vermogen financiers groter als het projectrendement te beperkt wordt. Bij tegenvallers, immers, zal er dan snel onvoldoende verdiend worden om aan de financieringsverplichtingen te kunnen voldoen en staan eigen vermogen verschaffers aan de lat om problemen op te lossen. Dit kan zowel een prijsopdrijvend effect hebben voor het project (rentekosten gaan omhoog door grotere risicopremies) en zelfs resulteren in een beperktere beschikbaarheid aan leningen.

De combinatie van die twee effecten resulteert in het risico dat er nog meer eigen vermogen gevonden moet worden, waar (nog) minder vergoeding voor betaald kan worden, terwijl risico's toenemen, omdat de kans op het niet voldoen aan de financieringsverplichtingen naar de banken toeneemt en de kans dat de aandeelhouders / eigen vermogenverschaffers op dat moment extra geld in moeten brengen ook toeneemt, waardoor niet alleen de hoeveelheid geld waarmee zij risico lopen toeneemt, maar ook het rendement op dat ingebrachte geld ook navenant daalt.

Die situatie dient voorkomen te worden, want zoals wij reeds constateerden: de hoeveelheid eigen vermogen is al vrij groot én het rendement op eigen vermogen is in het scenario met ashoogtebeperking minder dan marktconform.

Vanuit financierbaarheids perspectief is het met name belangrijk dat het rendement op eigen vermogen bij een toepassing van een ashoogtebeperking van 120 meter dusdanig laag wordt, dat het ten minste uitdagend zal zijn om de benodigde hoeveelheid eigen vermogen (meer dan EUR 120 miljoen) uit markt, laat staan uit de regio, aan te trekken.

BIJLAGE 1: Onze Interpretatie van het amendement.

De interpretatie van het amendement

Om de impact van het amendement voor de windontwikkelaars goed te doorgronden, is het relevant eerst het amendement zelf goed te begrijpen. De letterlijke tekst van de overwegingen bij het amendement luidt als volgt:

"In het regioplan wordt een situatie gecreëerd waarin windmolens kunnen worden gebouwd zonder hoogtebeperkingen. De tekst is te vrijblijvend. Ook hoeft een windmolen niet te worden voorzien van het maximale vermogen per turbine dat mogelijk is bij een bepaalde hoogte. De reden is dat met een lager vermogen per turbine meer SDE-subsidie per windmolen wordt bereikt, terwijl er minder kWh worden geleverd. De strekking van het amendement is enerzijds de hoogtebeperking, maar anderzijds meer vermogen te halen uit de op te stellen windmolens."

Deze stellingname kunnen wij technisch gezien niet volgen. Windparken krijgen subsidie uitgekeerd op basis van de geproduceerde kWh, het is dus onmogelijk om meer SDE-subsidie te bereiken terwijl er minder kWh geleverd worden. Het is wel zo dat de turbine met het hoogst geïnstalleerde vermogen (in MW) niet noodzakelijkerwijs tot de meeste energieproductie leidt. Sinds de SDE wijzigingen van 2014 worden ontwikkelaars echter (gelukkig) niet langer gestimuleerd om zoveel mogelijk megawattens (opgesteld vermogen) te installeren, maar juist om zoveel mogelijk kWh (geproduceerde elektriciteit) te genereren.

Het is dus zowel in het belang van de ontwikkelaar als de maatschappelijke doelstelling dat de ontwikkelaar op zoek gaat naar het juiste parkontwerp met turbines die zo gedimensioneerd zijn dat ze de meeste kWh opleveren. Ontwikkelaars kiezen hiertoe die turbine met de optimale verhouding tussen geïnstalleerd vermogen, rotordiameter en ashoogte. De beperking van de ashoogte die volgt uit het amendement zal in praktijk dus leiden tot een minder optimale invulling van de aangewezen windlocaties, omdat één van de optimalisatieparameters om de productie (kWh) te vergroten wordt beperkt. De beschreven strekking van het amendement is dus technische gezien in strijd met elkaar: het is onmogelijk om meer (productie)vermogen te halen uit windmolens die beperkt worden in de hoogte.

Het feitelijke amendement betreft een teksttoevoeging aan het Regioplan: *"uitgegaan wordt van een maximale ashoogte van 120 meter met daarbij het maximaal haalbare vermogen per turbine. Indien initiatiefnemers een hogere ashoogte willen voor een hoger MW dient te worden aangetoond dat het maximaal haalbare vermogen per turbine bij een windmolen met ashoogte van 120 meter ontoereikend is."* Gegeven bovenstaande toelichting op de relatie tussen MW en hoogte, gaan wij ervan uit dat een ontwikkelaar niet gedwongen zal worden een zo zwaar mogelijke turbine te plaatsen. Dit vanuit de gedachte dat ook de provinciale staten beogen dat de ontwikkelaar op zo efficiënt mogelijk wijze zoveel mogelijk kWh kan produceren.

Dat neemt niet weg dat een ontwikkelaar in praktijk wel tegen de grenzen van de ashoogte zal aanlopen. Echter niet zozeer omdat het maximaal haalbare MW gegeven de ashoogte ontoereikend is, zoals het amendement stelt. De beperking ligt eerder in de hoogte zelf, op grotere hoogte waait het immers harder, dus een hoogtebeperking drukt de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit (kWh) en daarmee de verdien capaciteit van een windpark.