

Hernieuwbare stroom kan voorlopig niet zonder subsidie

Onder invloed van dalende investeringskosten zijn ook de subsidiebedragen voor hernieuwbare energie de laatste jaren gedaald. De toename in hernieuwbare energie zorgt echter ook voor lagere stroomprijzen. Per saldo blijven daardoor de subsidies voor hernieuwbare energie of stimulering van stroomvraag nodig.

IN HET KORT

- Hernieuwbare-stroomopwekking zal de komende decennia sterk moeten groeien om de klimaatdoelstellingen te behalen.
- Ondanks dalende investeringskosten blijven veel investeringen in hernieuwbare stroom onrendabel door dalende stroomprijzen.
- Een alternatief voor productiesubsidies is een hogere CO₂-prijs, waardoor stroomprijs ook hoger wordt.

ERWIN KARSTEN

Master Economics and Finance

MACHIEL MULDER

Hoogleraar aan de Rijksuniversiteit Groningen

De Nederlandse overheid heeft ambitieuze doelstellingen wat betreft duurzame energie, zoals verwoord in het afgelopen jaar gesloten Klimaatakkoord. De rijksoverheid streeft naar een *offshore* windcapaciteit van 11,5 gigawatt (GW) in 2030, en in 2050 zelfs 60 GW, en noemt haar plannen treffend de *Green North Sea Powerhouse*. Om een indicatie te geven van hoe significant deze uitbreiding is: momenteel is er minder dan 1 GW offshore wind-capaciteit op de Noordzee geïnstalleerd. Het plan is om daar duizenden windturbines te plaatsen: bij een turbinevermogen van zo'n 10 megawatt (MW), zijn er voor 60 GW (= 60.000 MW) zo'n 6.000 turbines nodig. Voor zonne-energie zijn er vergelijkbare ambitieuze doelen gesteld.

Hoewel er tot voor kort nog grote subsidiebedragen werden betaald voor investeringen in hernieuwbare energie, zijn deze de laatste jaren gereduceerd onder invloed van kostendalingen. Voor nieuw aan te leggen windparken op zee wordt er momenteel helemaal geen subsidie meer gegeven, al is er voor de aanleg van de stroomnetwerken op zee nog wel subsidie nodig.

De dalende trend in subsidies suggereert dat investeringen in hernieuwbare stroom wellicht in de toekomst zelfs erg lucratief kunnen worden. Dit artikel beoogt echter te belichten dat de dalende kosten van hernieuwbare-stroomopwekking door gemiddeld genomen lagere stroomprijzen geneutraliseerd zullen worden.

De lagere stroomprijzen zijn een gevolg van de unieke kenmerken van wind- en zonne-energie waarvan de marginale kosten vrijwel nul zijn, terwijl de productie van stroom door verschillende windturbines en zonne-energie-installaties onderling gecorreleerd is. Hierdoor oefent een toename van het opgestelde vermogen aan hernieuwbare energie een neerwaartse druk uit op de stroomprijs die de investeerders ontvangen.

De stroomprijzdaling neutraliseert deels het effect van dalende investeringskosten. Om investeringen in hernieuwbare energie rendabel te maken zonder dat daar subsidies voor worden ontvangen, zal de vraag naar stroom sterk moeten toenemen, zoals onlangs ook door AFRY (2020) is geconcludeerd. Of anders zullen de kosten van de conventionele stroomopwekking omhoog moeten gaan door bijvoorbeeld een hogere CO₂-prijs.

Rendabele projecten

Om de subsidiebehoefte voor opwekkingstechnieken te bepalen, moet er zowel worden gekeken naar de kosten per eenheid stroom gedurende de levensduur, als naar de financiële opbrengsten per eenheid stroom. Een investeringsproject is rendabel wanneer de contante waarde van de financiële opbrengsten per eenheid stroom de kosten overstijgt. Dit betekent dat de prijs op de stroommarkt voldoende hoog moet zijn om alle kosten van stroomopwekking te vergoeden. Dat kan zich alleen voordoen in het geval van schaarste op de markt. Deze zogenaamde 'schaarsteprijzen' zorgen dan voor een winst die alle producenten kunnen gebruiken ter dekking van hun vaste kosten. In de huidige stroommarkt is er echter allesbehalve sprake van schaarste. De vraag naar stroom kan vrijwel altijd eenvoudig gedekt worden door de bestaande opwekkingscapaciteit, zodat de stroomprijs niet hoger is dan de marginale kosten van de marginale producent.

Kostendaling

Om de totale kosten van de elektriciteitsproductie met verschillende technieken onderling te vergelijken, wordt de *levelized cost of electricity* (LCOE) gebruikt. In dit kengetal worden alle uitgaven voor investeringen en operatie gedurende de levensduur ($t = 1 \dots T$) van een installatie (i) contant gemaakt via een disconteringsvoet, en vergeleken met de contante waarde van de totale productie gedurende de gehele levensduur.

Dit artikel is gebaseerd op de master-scriptie van Erwin Karsten (2020)

De formule hiervoor is:

$$LCOE_i = (\sum_{t=1}^T (\text{Uitgaven voor investeringen}_t + \text{Uitgaven voor operatie}_t) / (1 + \text{disconteringsvoet})^t) / (\sum_{t=1}^T \text{Totale productie}_t / (1 + \text{disconteringsvoet})^t)$$

De gemiddelde LCOE voor zonne-energie is de afgelopen jaren met circa dertien procent per jaar gedaald, en bedraagt momenteel zo'n 40 à 70 euro/MWh voor groot-schalige zonneparken, en 80 à 110 euro/MWh voor zonnepanelen op de daken van huizen (Fraunhofer, 2018). Voor wind op zee bedraagt de LCOE 80 à 140 euro/MWh, en voor wind op land 40 à 80 euro/MWh. Ter vergelijking: de LCOE van een kolencentrale bedraagt zo'n 60 tot 100 euro/MWh. Hieruit blijkt dat sommige hernieuwbare-energie technieken al lagere gemiddelde kosten per eenheid stroom hebben dan een conventionele centrale.

De daling van de LCOE van zonne- en windenergie komt deels voort uit technologische ontwikkelingen, waardoor de productiviteit van het opgestelde vermogen is toegenomen. Windturbines zijn bijvoorbeeld hoger geworden, met langere wieken waardoor ze vaker en ook meer wind kunnen vangen. Wanneer windparken op zee verder uit de kust komen te staan, vangen ze meer wind maar nemen uiteraard de kosten toe voor de aanleg van de verbindingen met het vaste land. Dat investeerders momenteel wind-op-zee-projecten gaan realiseren zonder overheidssubsidie komt mede omdat ze niet zelf de kosten van de aansluiting op het elektriciteitsnetwerk hoeven te betalen.

Een andere belangrijke factor achter de daling van de LCOE in de afgelopen jaren was de daling van de disconteringsvoet. Doordat we momenteel extreem lage rentes hebben, is de LCOE gezakt (Karsten, 2020). Het is niet aannemelijk dat de disconteringsvoet in de komende jaren nog veel verder zal dalen, waarmee een belangrijke bron van de daling van LCOE wegvalt.

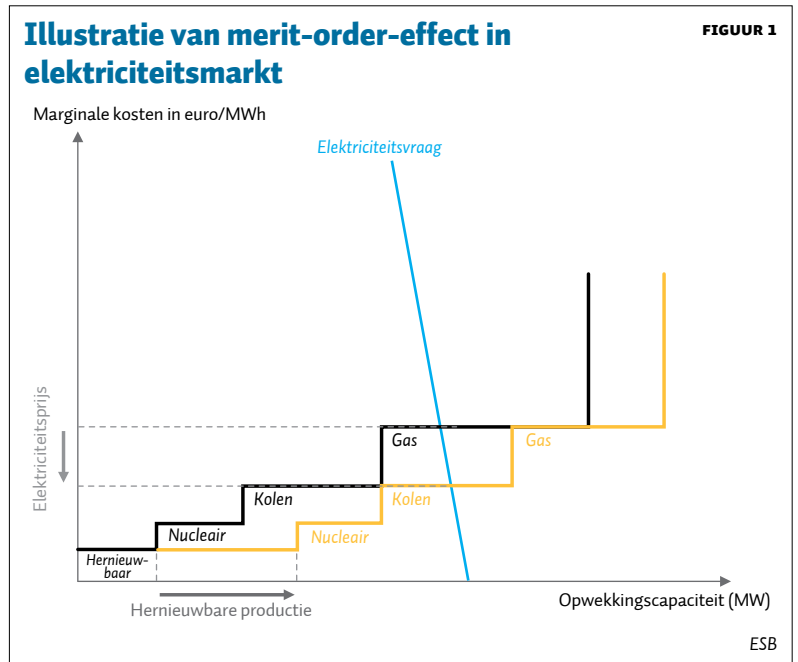
Fraunhofer (2018) schat in dat de LCOE van zonne-energie per saldo verder zal dalen tot 25 tot 35 euro/MWh in 2035, terwijl voor wind op zee een LCOE van tussen de 50 en 100 euro/MWh wordt verwacht.

Daling stroomprijs

De stroomprijzdaling van de afgelopen jaren is deels het gevolg van de lage gasprijzen, waardoor de marginale kosten van gascentrales, die vaak de marginale producent zijn, sterk zijn gedaald. Een andere oorzaak is vraaguitval als gevolg van de huidige economische crisis.

Naast deze meer conjuncturele factoren is er ook een structurele factor die maakt dat de stroomprijs daalt – en dat is de toename in het opgestelde vermogen aan hernieuwbare energie. Door dit extra vermogen kunnen producenten van groene stroom vrijwel nooit profiteren van schaarsteprijzen. En het kan zelfs gebeuren, zoals in de afgelopen winter op dagen met veel wind, dat de stroomprijs op de groothandelmarkt negatief is.

Door stroomverbruikers wordt deze structurele prijsdaling als een gunstige ontwikkeling gezien, maar voor investeerders in hernieuwbare (en conventionele) installaties uiteraard niet. Voor investeerders in hernieuwbare



stroom spelen hierbij twee factoren een rol: het *merit-order-effect* en het *marktwaarde-effect*.

Merit-order-effect

Het merit-order-effect houdt in dat de elektriciteitsprijs daalt wanneer op een bepaald moment de opwekking door hernieuwbare stroom toeneemt. Dit komt doordat de aanbodcurve (de zogeheten merit order) in de elektriciteitsmarkt naar rechts verschuift wanneer het aanbod van hernieuwbare stroom, waarvoor er vrijwel geen marginale kosten worden gemaakt, toeneemt (Sensfuß et al., 2008; Cludius et al., 2014) (figuur 1).

Het marktwaarde-effect

Het marktwaarde-effect houdt in dat de producenten van hernieuwbare stroom op dezelfde momenten stroom aanbieden, en dus alleen stroom verkopen wanneer de prijs laag is. Dit wordt veroorzaakt door de correlatie in de productieprofielen van hernieuwbare energie: als de wind waait, produceren vrijwel alle windmolens, maar wanneer het niet waait en de stroomprijs hoger is, kan vrijwel geen van de windstroomproducenten daarvan profiteren. Voor zonnepanelen geldt hetzelfde fenomeen. Hoe groter het aandeel hernieuwbare energie, hoe sterker het negatieve correlatie-effect is. De omvang van het marktwaarde-effect kan worden gekwantificeerd met de zogenaamde profiel-factor (Hirth, 2013), die gedefinieerd is als: de prijs die een hernieuwbare-stroomproducent gemiddeld gedurende een periode krijgt, gedeeld door de gemiddelde marktprijs in die periode.

Schatting van effecten op stroomprijs

Het merit-order-effect en het correlatie-effect hebben gezamenlijk invloed op de prijs voor één MWh elektriciteit geproduceerd door een hernieuwbare bron. De vraag is hoe de prijs uiteindelijk uitpakt. In dit artikel schatten we de grootte van beide effecten voor elektriciteit in Nederland.

Resultaten regressie-analyse met uurlijkse dag-voortuitprijs als afhankelijke variabele

TABEL 1

Variabele	Coëfficiënt
Hernieuwbare productie (GWh)	-0,60***
Concurrentie, gemeten met de Residual Supply Index (RSI)	-0,88***
Marginale kosten gas (euro/MWh)	0,24***
Marginale kosten kolen (euro/MWh)	0,06***
Observaties	39.501

*** Significant op eenprocentniveau

Noot: Er is gecontroleerd voor autocorrelatie (prijs 1 uur geleden) en auto-regressieve conditionele heteroskedasticiteit (ARCH-GARCH) (Karsten, 2020)

Bron: Karsten (2020) | ESB

Resultaten regressie-analyse met dagelijkse profielfactor als afhankelijke variabele

TABEL 2

Variabele	Coëfficiënt
Hernieuwbare productie (GWh)	-0,004***
Constante	1,003***
Observaties	42.046

*** Significant op eenprocentniveau

ESB

Analyse van het merit-order-effect

Het merit-order-effect van meer productie door hernieuwbare energie op de stroomprijs wordt geschat met een tijdreeksanalyse gebaseerd op uurlijkse data over de jaren 2015–2019. De data hiervoor zijn afkomstig uit het transparantieplatform dat is opgezet door de Europese beheerders van het elektriciteitsnetwerk (ENTSO-E). De afhankelijke variabele in het tijdreeksmodel is de uurlijkse stroomprijs op de Nederlandse dag-voortuitmarkt.

In het tijdreeksmodel wordt er rekening gehouden met de invloed van periodieke fluctuaties in de vraag, en in de veranderingen qua omvang van de vraag die samenhangen met de economische bedrijvigheid. Ook controleren we voor de concurrentie op de stroommarkt en de brandstofkosten van conventionele centrales (Mulder en Scholtens, 2013; Karsten, 2020). Tot slot is er een variabele opgenomen om het merit-order-effect te schatten: de voor de volgende dag verwachte hernieuwbare-stroomproductie per uur (Karsten, 2020).

De duurzame-energieopwekking heeft, over de periode 2015–2019, een sterk negatief effect gehad op de groothandelsprijs van elektriciteit: 1 GWh uur meer productie betekent (gemiddeld genomen) een daling van de stroomprijs met 0,60 euro/MWh (tabel 1). Dit resultaat is een empirische bevestiging van de hypothese van het merit-order-effect.

Uit het model blijkt bovendien dat de prijs sterk samenhangt met het schommelende vraagprofiel, sterk positief samenhangt met de marginale kosten van gas- en kolencentrales, en negatief wordt beïnvloed door intensievere concurrentie.

Analyse van het marktwaarde-effect

Met een vergelijkbaar tijdreeksmodel kunnen we inschatten in hoeverre de prijs die producenten van hernieuwbare

energie realiseren in vergelijking met de gemiddelde prijs in de markt (de profielfactor) afneemt als de omvang van hernieuwbare-energieproductie toeneemt. De profielfactor wordt op dagelijkse basis bepaald door de via de uurlijkse hernieuwbare-stroomproductie gewogen gemiddelde prijs te relateren aan de ongewogen gemiddelde dagelijkse stroomprijs. Aangezien beide prijzen onder invloed staan van dezelfde exogene omstandigheden, zoals die in het vorige tijdreeksmodel zijn opgenomen, corrigeren we in dit model hier niet nogmaals voor.

Uit tabel 2 blijkt dat de omvang van de hernieuwbare-energieproductie een negatieve invloed heeft op de profielfactor: hoe groter de productie door hernieuwbare energiebronnen, hoe lager de prijs die de producenten van hernieuwbare energie ontvangen in vergelijking met de stroomprijs die gemiddeld op een dag wordt gerealiseerd.

Effect overheidsdoelen op stroomprijs

Door combinatie van de resultaten van de merit-order- en marktwaarde-analyse kan een inschatting worden gemaakt van het totale effect van de omvang van hernieuwbare-energieproductie op de gemiddelde prijs die de investeerders in hernieuwbare bronnen realiseren.

De toekomstige hernieuwbare-energieproductie kan worden ingeschat op basis van de overheidsdoelen. De in het Klimaatakkoord beoogde uitbreiding van de hernieuwbare-energiecapaciteit is vertaald naar een vergroting van hernieuwbare-energieproductie op basis van de gemiddelde capaciteitsfactoren voor wind en zon (dat wil zeggen: de gemiddelde productie per eenheid vermogen).

Vervolgens kan deze productie worden gerelateerd aan de gevonden regressieresultaten. Hieruit blijkt dat wanneer er (ceteris paribus) ruim 30 GW hernieuwbaar vermogen wordt geïnstalleerd, de stroomprijs gemiddeld met zo'n 6 euro/MWh zal afnemen. Bij 60 GW hernieuwbaar vermogen is de afname zo'n 12 euro. Uitgaande van de historisch gemiddelde stroomprijs van 45 euro/MWh (die overigens bijna twee keer zo hoog is als de huidige stroomprijs), komt de gemiddelde stroomprijs uit bij 30 GW hernieuwbaar vermogen onder de 40 euro/MWh, en bij 60 GW iets boven de 30 euro/MWh.

Gevolgen voor subsidiebehoefte

In hoeverre neutraliseert de opbrengstendaling de daling in de kosten, en wat betekent dit voor de subsidiebehoefte? Om die vraag te beantwoorden vergelijken we de geschatte prijsdaling met de daling van de investerings- en operatiekosten. Daarbij nemen we, op basis van Fraunhofer (2018), aan dat de kosten van zonne-energie zullen dalen tot 30 euro/MWh in 2035, en dat dit voor offshore wind rond de LCOE 75 euro/MWh zal bedragen in 2035.

Figuur 2 laat de benodigde subsidie voor hernieuwbare energie met en zonder het samengestelde prijseffect zien. Voor zowel zonne-energie als offshore wind is er, uitgaande van de historisch gemiddelde stroomprijs van 45 euro/MWh, respectievelijk circa 80 en 45 euro/MWh aan subsidie nodig.

Als de kosten van zonne-energie met 13 procent per jaar blijven dalen tot 2025 – zoals de afgelopen jaren het geval was – en daarna met 5 procent per jaar, dan daalt de

vereiste subsidie wanneer we het prijseffect buiten beschouwing laten naar zo'n 10 euro/MWh in 2050.

Als we de prijseffecten van hernieuwbare energie echter in de beschouwing betrekken, dan volgt daaruit dat de benodigde subsidie voor zonne-energie hoger uitkomt dan alleen op basis van de kostendaling zou worden verwacht. Voor wind op zee kan de benodigde subsidie zelfs toenemen. De sterke kostendalingen van zonne-energie worden dus tenietgedaan door de lagere opbrengsten van geïnstalleerde capaciteit. Voor offshore windenergie betekent het dat er forse subsidies nodig zijn om uitbreiding voor producenten rendabel te maken en de overheidsdoelen te halen (AFRY, 2020).

Conclusie en discussie

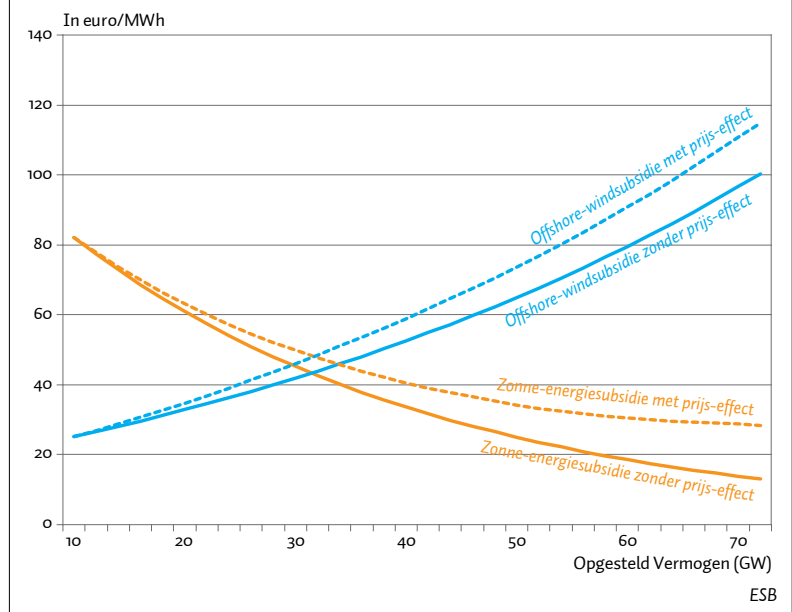
De stroommarkt werkt zodanig dat investeringen in opwekkingscapaciteit alleen rendabel zijn wanneer er geregeld sprake is van *schaarsteprijzen*, dat wil zeggen prijzen die hoger zijn dan de marginale kosten. Door een toename van hernieuwbare energie zullen deze schaarsteprijzen zich minder vaak voordoen en zal bovendien de gemiddelde prijs voor investeerders in hernieuwbare energie dalen. De prijsdaling neutraliseert de daling in de kosten van hernieuwbare-stroomproductie. In een wereld zonder subsidies zullen marktpartijen daarom willen voorkomen dat er te veel hernieuwbare energie komt, omdat ze anders hun eigen business-case ondergraven.

Lagere stroomprijzen kunnen wel de stroomvraag doen toenemen via een beweging langs de vraagcurve, met name op die momenten dat de stroomprijzen (heel) laag zijn. Energie-gebruikende bedrijven kunnen hun productieprocessen aanpassen, waarbij andere energiedragers (zoals olie en gas) vervangen worden door elektriciteit of door via elektriciteit gemaakte waterstof. Hetzelfde kan gebeuren bij huishoudens wanneer ze door de lage stroomprijzen worden gestimuleerd om hun huizen met warmtepompen en stroom te verwarmen in plaats van met aardgas, en door elektrisch te gaan rijden. Deze aanpassing in het energieverbruik zal echter alleen plaatsvinden voor zover de overstapvoordelen naar de goedkoper geworden energiedrager elektriciteit of waterstof groter zijn dan de kosten van de benodigde aanpassingen (Mulder et al., 2019). Kortom, het effect van deze reacties van energiegebruikers op de stroomprijs zal beperkt zijn.

Om de overstap naar elektriciteit of waterstof significant te doen toenemen, en daarmee de vraagcurve in de elektriciteitsmarkt naar rechts te doen verschuiven en aldus hogere stroomprijzen te bewerkstelligen, zullen de gebruikers moeten worden gesubsidieerd – zoals er nu met de SDE++-regeling wordt beoogd. Het is echter twijfelachtig of dit tot structureel hogere stroomprijzen zal leiden als dit alleen op nationale schaal gebeurt, want de effecten van binnenlandse stimulering van de vraag naar elektriciteit zullen grotendeels weglekken naar het buitenland. De elektriciteitsmarkt is immers een Europese markt, waarbij de prijsverschillen tussen landen via internationale handel worden geminimaliseerd. Dit betekent dat alleen stimulering van de stroomvraag op Europese schaal tot een significante verhoging van de stroomprijs kan leiden. Dit zal echter een zeer kostbare interventie zijn.

Vereiste subsidie voor wind op zee en zonne-energie in relatie tot geïnstalleerde capaciteit

FIGUUR 2



Een efficiëntere manier om hetzelfde te bereiken, is het verder verlagen van het emissieplafond in het Europese emissiehandelssysteem. Dat zal leiden tot een hogere CO₂-prijs en daarmee tot hogere marginale kosten van gascentrales – en zo lang deze centrales de prijszettende centrales zijn, zal dat leiden tot een hogere stroomprijs. Hiermee bereikt men zowel dat de investeringen in hernieuwbare energie minder subsidie nodig hebben, als dat de CO₂-emissies werkelijk verder zullen verminderen.

Literatuur

- AFRY (2020) *The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind: a report to the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy*, maart. Te vinden op www.rijksoverheid.nl.
- Cludius, J., H. Hermann, F.C. Matthes en V. Graichen (2014) The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 44, 302–313.
- Fraunhofer (2018) *Levelized cost of electricity: renewable energy technologies*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, maart.
- Hirth, L. (2013) The market value of variable renewables: the effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics*, 38, 218–236.
- Karsten, E. (2020) *The market penetration of renewable electricity sources and the required subsidy for additional investment*. Masterscriptie, Rijksuniversiteit Groningen, te vinden op www.esb.nu/karsten
- Mulder, M. en B. Scholtens (2013) The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands. *Renewable Energy*, 57, 94–100.
- Mulder, M., P. Perey en J.L. Moraga (2019) *Outlook for a Dutch hydrogen market: economic conditions and scenarios*. CEER Policy Paper, 5. Te vinden op www.rug.nl.
- Sensfuß, F., M. Ragwitz en M. Genoese (2008) The merit-order effect: a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36(8), 3086–3094.