



Rapport Hernieuwbare Energie

Informatiedossier voor het debat

Deel 1: HE-Fundamentals

Hoofdstuk 4: Hoe kan hernieuwbare energie in het energiesysteem passen?

6 april 2011

Leeswijzer

Voor u ligt het vierde hoofdstuk van deel 1 'HE Fundamentals' van het SERV-rapport hernieuwbare energie.

Het deel 'HE Fundamentals' bundelt feiten, cijfers en informatie over enkele kernvragen rond hernieuwbare energie en hernieuwbare energiebeleid (wat, waarom, hoe). Het wil algemene, generieke informatie aanreiken. Hier en daar zijn bij wijze van illustratie gegevens opgenomen over de Vlaamse situatie, maar zij vormen niet de focus van dit hoofdstuk. De echte beschrijving en analyse van de Vlaamse situatie komen in de delen 2 en 3 van het rapport aan bod.

Het deel 'HE Fundamentals' is uitdrukkelijk **niét** enkel gericht op leken in de materie. Het richt zich ook op beleidsmakers en specialisten. De problematiek is immers veelzijdiger en complexer dan vaak wordt onderkend. Een genuanceerde kijk en een gemeenschappelijke kennisbasis zijn essentieel voor een goede maatschappelijke discussie over het hernieuwbare energiebeleid.

Het vierde hoofdstuk van deel 1 'HE Fundamentals' behandelt de vraag '**hoe kan hernieuwbare energie in het energiesysteem passen?**'

Dit rapport werd op 6 april 2011 goedgekeurd door het Dagelijks Bestuur van de SERV als insteek voor een reeks debat- en feedbackmomenten in de aanloop naar een SERV-advies. Het rapport werd samengesteld door het SERV-secretariaat. De leden van de SERV-werkgroep energie en milieu fungeerden als leescomité en klankbordgroep. De verwerking van hun opmerkingen en suggesties was de verantwoordelijkheid van het SERV-secretariaat. Het rapport bindt de sociale partners en hun vertegenwoordigers als dusdanig niet. Op basis van het rapport en van de feedback erop zal de SERV in een afzonderlijk advies de aanbevelingen en aandachtspunten van de sociale partners voor het toekomstige HE-beleid formuleren.

De SERV wil ook alle personen en instanties die informatie hebben aangeleverd uitdrukkelijk bedanken voor hun bereidwillige medewerking. Uiteraard kunnen zij niet verantwoordelijk gesteld worden voor eventuele onvolkomenheden in het rapport.

Inhoud

1. Hoofdpijnen van dit hoofdstuk	5
2. Inpassing in het productiepark	7
2.1. Werking en structuur van het productiepark	7
Elektriciteitsproductie en -verbruik moeten continu in evenwicht zijn	7
Baseload en piekvermogen	7
Inpassing HE-vermogen in elektriciteitsproductiepark verschilt ifv HE-type	9
Lock-in door levensstijl en conventionele technologieën	10
2.2. Interferentie HE met rest van productiepark	11
Fossiele energiebronnen zullen wellicht nog een tijdje nodig zijn	11
HE komt op korte termijn vooral in de plaats van gasverbruik	11
Bestaande centrales worden op korte termijn niet gesloten	13
Meer flexibiliteit heeft een prijs	13
Bijkomende reservecapaciteit is soms nodig maar is niet eenvoudig te realiseren	13
HE en basislast kunnen elkaar op langere termijn in de weg zitten	14
Op langere termijn zorgt de vereiste flexibiliteit wellicht voor meer gascentrales	15
2.3. Manieren om de interferentieproblemen op te vangen	15
Intermittentie ondervangen kan maar veroorzaakt 'balancing' investeringen en kosten	15
Mixen van HE	16
Bundelen in 'virtuele elektriciteitscentrales'	17
Energie-opslag	18
Actieve en passieve vraagsturing	19
Netaanpassingen	19
Investeringen en kosten in balancingtechnieken	19
3. Inpassing in de elektriciteitsnetten	21
3.1. Implicaties voor de omvang, aard en werking van de netten	21
Ook zonder HE zijn de komende jaren zijn investeringen in de netten nodig	21
Zorgt aansluiting van HE-installaties voor netuitbreiding of juist niet?	21
Problemen met netspanning door PV-installaties moeten opgevangen worden	21
Hernieuwbare energie vereist slimme netten en slimme meters	22
3.2. Koppeling, interconnectiecapaciteit en supergrid	22
HE vereist verdergaande regionale en Europese integratie en interconnectie	22
Buiten Europa: Supergrid met Mena-landen	24
Interconnectie zet druk op doorvoerlanden zoals België	26
Rekening houden met netverliezen	26
3.3. Uitbreiding en aanpassing van netten	27
Uitbreiding en aanpassing van netten verloopt traag	27
Netaanpassingskosten kunnen groter zijn dan productieparkkosten	27
Kosten verschillen naar gelang de HE-keuze; niet kiezen is het duurst	28
4. Inpassing in gasinfrastructuur en warmtevoorziening	29
4.1. Biogas, aardgasnetten en biogasnetten	29
Biogas als HE-bron	29
Biogasopwerkingsmogelijkheden zijn nodig	29
'Groengashubs' kunnen interessant zijn	30
Aanpassing/uitbreiding van aardgasnetten of biogasnetten (biogrids)	30
4.2. Warmtenetten en warmteopslag	30
Warmtenetten kunnen zinvol zijn voor groene warmte	30
Warmteopslag kan vermijden dat WKK en HE conflicteren bij grootschalige inzet	31

5. Implicaties voor het het regulerings- en sturingsmodel.....	31
Regulerings- en sturingsmodel verandert	31
Netaanpassingen stimuleren vergt regulering.....	32
Beslissen over toekomstige energie-infrastructuur is niet eenvoudig	32
Visievorming lijkt wenselijk	32

Hoofdstuk 4: Hoe kan HE in het energiesysteem passen?

1. Hoofdpijnen van dit hoofdstuk

Het HE-beleid in Vlaanderen concentreert zich vandaag meestal op stimulering van bijkomende productiecapaciteit en houdt zich weinig of niet bezig met de integratie van de geproduceerde hernieuwbare energie in het energiesysteem (zie deel 2, hoofdstuk 3 en 4). Ten onrechte, omdat de interferenties tussen hernieuwbare energie enerzijds en het bestaande en toekomstige productiepark en de elektriciteits-, gas- en warmtenetten anderzijds vanuit vele opzichten cruciaal zijn, en in belang toenemen naarmate het aandeel van hernieuwbare energie in de totale energievoorziening substantieel wordt. De beleidskeuzes die terzake worden genomen (of niet), bepalen in belangrijke mate welke HE-bronnen en hoeveel HE er mogelijk zullen zijn, en wat de kostprijs zal zijn. Dat wordt in dit hoofdstuk toegelicht.

Inpassing in het productiepark

De elektriciteitsproductie en het -verbruik moeten continu in evenwicht worden gehouden, omdat elektrische energie moeilijk stockeerbaar is. Daarom wordt het productiepark van elektriciteit in functie van de vraagstructuur gepland. Basislastcentrales staan in voor een bepaalde minimumvraag naar elektriciteit die vrij constant is. Het is vooral de piekvraag die van belang is voor het dimensioneren van de productiecapaciteit. Daarnaast is reservecapaciteit nodig om het uitvallen of het onderhoud van componenten te kunnen opvangen.

Vandaag nemen in België zijn nucleaire centrales en kolencentrales de typische basislastcentrales. Geothermische installaties en waterkrachtcentrales kunnen baseload elektriciteit voorzien. Ook biomassa-installaties kunnen als baseloadcentrale fungeren. Wel moet rekening gehouden worden met hun vermogen en draaiuren: er zijn vandaag zeer veel HE-installaties nodig om een klassieke baseload-installatie te vervangen. Zon- en windenergie-technologieën draaien veel minder uren dan typische basislastcentrales en komen ook door hun intermitterend karakter minder in aanmerking als basislastcentrale. Om met dergelijke HE-installaties de afhankelijkheid van de conventionele basislastcentrales te verminderen, zouden substantieel meer pieklastcentrales nodig zijn om de variaties in de HE-productie op te vangen.

De bijkomende HE zal op korte termijn – waar operationele beslissingen bepaald worden door de korte termijn marginale opwekkingskosten – vooral in de plaats komen van het gasverbruik omdat die kosten voor elektriciteit opgewekt door gas (iets) hoger zijn dan voor steenkool. Bijkomende HE leidt op korte termijn ook niet tot sluiting van bestaande conventionele centrales omdat de bestaande installaties nodig zijn om de variabiliteit van de HE-opwekking op te vangen. Ze worden wel flexibeler ingezet als reserve- of stand-by-capaciteit. Die grotere flexibiliteit heeft wel een prijs onder de vorm van rendementsverlies, extra kosten en extra emissies.

Zolang het aandeel hernieuwbare energie in de energiemix klein is, is de aard van de klassieke energiemix niet zo belangrijk voor de inpassing van hernieuwbare energie. Op langere termijn, zodra het aandeel van hernieuwbare energie in de energiemix echt substantieel wordt, wordt ook de samenstelling van het niet-hernieuwbare deel van de energiemix bepalend. Dan wordt het namelijk belangrijker dat het intermitterend karakter door de rest van het energiepark kan worden opgevangen.

Het nucleaire park is weinig geschikt om het intermitterend karakter van HE-bronnen op te vangen. Nucleaire centrales zijn weinig flexibel inzetbaar en kunnen dus een grote uitrol van HE

blokkeren of tot enorme prijsfluctuaties leiden. Fossiele energiebronnen zijn veel vlotter in- en uitschakelbaar en kunnen een grootschalige inpassing van HE beter faciliteren, al kunnen ook hier conflicten optreden met 'must-run'-installaties. De gecombineerde inzet van HE-bronnen en fossiele bronnen kan het fossiele park vergroenen (bv. bijstook van biomassa in steenkoolcentrales). Echter ook de regelproblemen vergroten wanneer het intermitterent HE-aandeel een beduidend aandeel heeft. Het kan zelfs nodig zijn om bijkomende reservecapaciteit te voorzien, wat kan leiden tot meer aardgascentrales als flexibel vermogen. Hoeveel hangt af van de aard van het aanwezige productiepark en de flexibiliteit ervan. In elk geval is bijkomende reservecapaciteit voor elektriciteitsproductie realiseren niet eenvoudig in een geliberaliseerde markt. Het vergt expliciete sturing en regulering.

Ook het combineren van verschillende HE-bronnen, zgn. virtuele elektriciteitscentrales, vraagsturing, netkoppeling, opslag en slimme netten zullen steeds belangrijk worden om de intermittentie en het risico op onbalans tussen vraag en aanbod van elektriciteit op te vangen. Een conditio sine qua non voor een substantieel hoger aandeel HE in het productiepark is een veel hogere energie-efficiëntie (energiebesparing).

Inpassing in de elektriciteitsnetten

Wat de inpassing in de elektriciteitsnetten betreft, zullen de komende jaren zeer omvangrijke investeringen moeten gebeuren. De bestaande netwerken in België zijn soms erg verouderd en moeten op diverse plaatsen dringend worden vervangen of uitgebreid om bestaande capaciteitstekorten op te vangen. Bovendien stelt de toenemende marktintegratie binnen Europa bijkomende eisen aan de netinfrastructuur (koppelingen, interconnectiecapaciteit...) en vergt ook de goede inpassing van decentrale en HE-bronnen in de netten en het netbeheer (netstabiliteit, balans tussen vraag en aanbod, impact op de spanningshuishouding, slimme netten, slimme meters...) omvangrijke investeringen.

De afgelopen jaren werden de vereiste netinvesteringen geremd, door onvoldoende incentives voor de netbeheerders maar ook door de financiële crisis. Daarbij komt dat investeringen in netaanpassingen soms aanzienlijk meer tijd vergen dan investeringen in productiecapaciteit en dat de kosten van netaanpassingen substantieel hoger zijn als geen bewuste keuzes worden gemaakt inzake de gewenste ontwikkeling van het energiesysteem en de inzet van hernieuwbare energietechnologieën omdat dan het net dan flexibel moet zijn om diverse scenario's aan te kunnen.

Of, hoe en op welke behoeften de netbeheerders zullen inspelen, hangt in grote mate af van de regulering door de overheid. Hetzelfde geldt voor de kosten van de netaanpassingen. Die kunnen zeer hoog oplopen, en verschillen sterk naar gelang de keuzes die men maakt en regulering die wordt toegepast. Een belangrijke vraag daarbij is tevens hoe en door wie deze kosten gefinancierd zullen worden. Het moet dus duidelijk zijn dat beslissingen over netinvesteringen in zeer belangrijke mate de toekomstige ontwikkeling van het energiesysteem bepalen en een enorme economische, sociale en ecologische impact kunnen hebben. Dit vergt een maatschappelijk debat en politieke keuzes die niet enkel aan de netbeheerders en de regulatoren kunnen worden overgelaten.

Inpassing in gasinfrastructuur en warmtevoorziening

Wat de inpassing in gasinfrastructuur en warmtevoorziening betreft, kan de (gedeeltelijke) vervanging van aardgas door biogas of door opgewerkt biogas een strategie zijn om de HE-doelstellingen te halen. Dat vereist dat het geproduceerde biogas rechtstreeks gebruikt wordt of dat het verdeeld wordt via biogasleidingen of -netten. Het biogas kan eventueel opgewerkt worden tot 'groen gas' dat verdeeld kan worden via het aardgasnet.

Warmtenetten kunnen zinvol zijn voor groene warmte als de producent van groene warmte deze niet steeds nuttig kan aanwenden. Warmtenetten kunnen ook ingezet worden voor de transport van restwarmte. Warmteopslag kan vermijden dat WKK en HE conflicteren bij grootschalige inzet.

2. Inpassing in het productiepark

2.1. Werking en structuur van het productiepark

Elektriciteitsproductie en -verbruik moeten continu in evenwicht zijn

Elektriciteitsproductie en verbruik moeten continu in evenwicht worden gehouden, ook bij uitval van bepaalde componenten. De reden is dat elektrische energie niet echt stockeerbaar is, tenzij als in een andere energievorm (warmte, beweging, chemisch, ...). Maar bij stockage is de efficiëntie bij omzetting naar elektriciteit beperkt en opslag in grote hoeveelheden is niet echt mogelijk, tenzij in een pompcentrale. Veel zal ook afhangen van de evolutie van batterijen, en daarmee verband van elektrische wagens. In elk geval moet het overgrote merendeel van de elektriciteitsproductie zo goed mogelijk afgestemd worden op de verwachte elektriciteitsvraag. Die elektriciteitsvraag is vrij goed voorspelbaar, o.a. aan de hand van geaggregeerde profielen.

Baseload en piekvermogen

Het productiepark van elektriciteit wordt in functie van de vraagstructuur gepland. Zo is vooral de piekvraag van belang voor het dimensioneren van de productiecapaciteit. Daarnaast is reservecapaciteit nodig om het uitvallen of het onderhoud van componenten te kunnen opvangen.

Als de elektriciteitsvraag laag is, werken alleen de centrales met de laagste variabele kosten. Zij leveren de zogenaamde baseload of *basislastenergie*. Het zijn centrale 'must run'-systemen die de klok rond draaien en ononderbroken energie opwekken om stroomonderbrekingen te voorkomen. Deze zogenaamde basislast staat voor een bepaalde minimumvraag naar elektriciteit die vrij constant is.

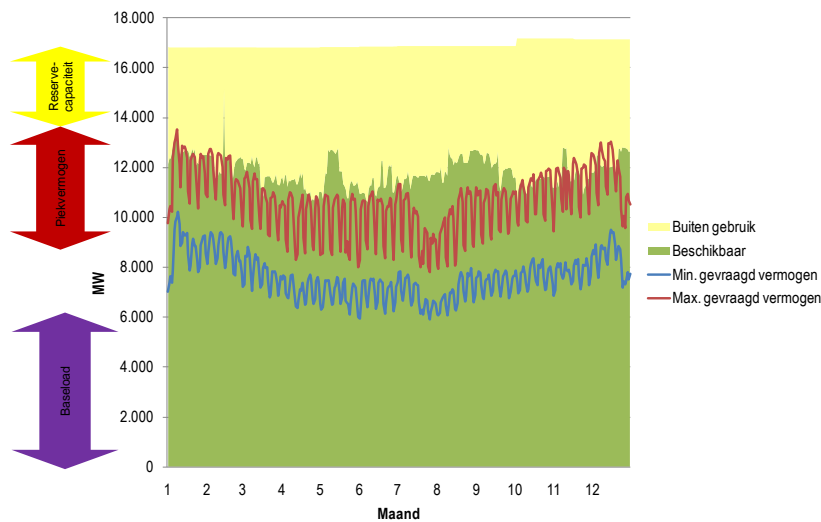
Afhankelijk van het moment kan echter de vraag groter zijn. Zo kan de energievraag sterk verschillen tussen dag en nacht en tussen weekdays en weekend. Elektriciteitsvraag boven de basislast wordt middenlast en pieklast genoemd. Om deze extra vraag op te vangen, komen ook centrales met hogere variabele kosten in actie. Deze *modulerende centrales en pieklastcentrales* zorgen voor het "regelvermogen" (zie figuur en tabel).

Soorten elektriciteitscentrales¹

		Kostenprofiel	Traditionele installaties	Draaiuren/jaar
Basis(last)centrales	baseload	hoge vaste kosten en lage marginale kosten	Nucleaire centrales Kolencentrales	6.501 – 8.760
Modulerende centrales	semi-baseload	lagere vaste kosten en hogere marginale kosten dan baseload eenheden	Stoom- en gascentrale (STEG)	2.501 – 6.500
Piekcentrales	peak	lage vaste kosten en hoge marginale kosten	Aardgascentrales opengascentrale Centrales op olie	0 – 2.500

¹ Draaiuren uit CREG (2010) STUDIE (F)100204-CDC-929 over „de mogelijke impact van de elektrische auto op het Belgische elektriciteitssysteem“ gedaan met toepassing van artikel 23, § 2, tweede lid, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt;

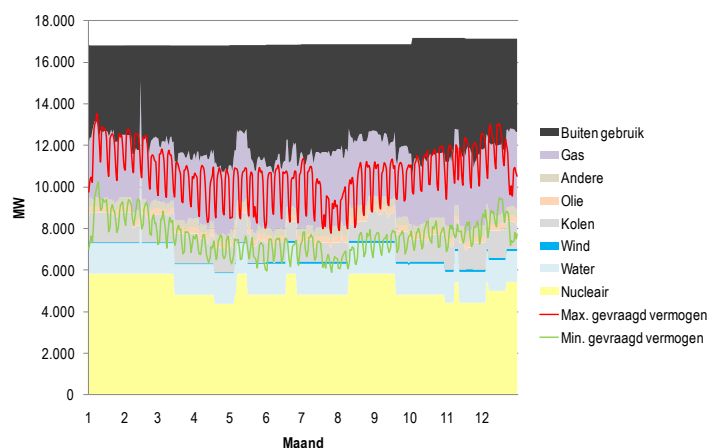
Illustratie baseload, piekvermogen, reserve voor Belgisch elektriciteitsproductiepark²



In België worden vooral nucleaire centrales ingezet om te voldoen aan de basislast van de elektriciteitsvraag (zie figuur). Deze ‘goedkoopste’ technologie voor de elektriciteitsproductie kan wel niet flexibel ingezet worden omdat het duur is om deze centrale aan- en uit te schakelen. Men laat hen dus hoofdzakelijk op vollast draaien. Ook kolencentrales zijn typische basislast-centrales; ze zijn vrij traag in het opstarten en in het bijstellen, al zijn nieuwe centrales sneller dan oude.

Aardgascentrales (STEG's) zijn modulerende- en piekcentrales in België. Ze kunnen goed reageren op de variaties in de vraag, omdat ze een korte opstart hebben, maar hun brandstofkost is hoger. Oudere productie-eenheden op basis van aardgas worden ingezet om de gemiddelde en laagste belasting te dekken. Turbogascentrales met een open cyclus en de eenheden van het type “turbo jet” op basis van vliegtuigreactoren kunnen uitzonderlijke piekperiodes of tijdelijk productieproblemen opvangen. De centrales met een lager rendement, worden maar een paar keer per jaar enkele uren na elkaar gebruikt³.

Vermogen Belgisch elektriciteitsproductiepark naar brandstof 2009⁴



² Op basis van cijfers van Elia 2009. ‘Buiten gebruik’: het verschil tussen het geïnstalleerd vermogen en het beschikbaar vermogen. Zonder productiecapaciteit op distributienet.

³ Federale Overheidsdienst Economie, K.M.O., Middenstand en Energie (2009) Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017.

⁴ Op basis van cijfers van Elia 2009. ‘Buiten gebruik’: het verschil tussen het geïnstalleerd vermogen en het beschikbaar vermogen. Zonder productiecapaciteit op distributienet.

Inpassing HE-vermogen in elektriciteitsproductiepark verschilt ifv HE-type

De inherente verschillen tussen HE-technologieën (zie tabel) impliceren dat ook hun inpasbaarheid en concrete inpassing in het energiesysteem verschilt.

Kwalitatieve vergelijking van elektriciteitsopwekkingstechnologieën⁵

Technologie	Vermogen (MW)	Lead-time	aandeel brandstof-kost in opwekkingskost	Risico brandstofkost-fluctuaties	Variabiliteit	Snelle respons op piekvraag	Reguleringsrisico
Waterkracht	14-32.000	Lang	0%	Geen	Laag	Ja	Hoog
Windenergie	0,5 – 300	Kort	0%	Geen	Hoog	Neen	Medium
PV	0,01 – 10	Heel kort	0%	Geen	Hoog	Neen tenzij opslag...	Laag
Geothermisch	0,1 -200	Lang	0%	Geen	Neen	Neen	Laag
Biomassa (incl. WKK)	10 -240	Medium	60%	Medium	Neen	Neen	Laag
Brandstofcellen	0,1 -10	Heel kort	40%	Laag	Neen	Ja	Laag
Kolen	150 – 900	Lang	35%	Medium	Neen	Ja	Hoog
CCGT	100 - 500	Kort	75%	Hoog	Neen	Ja	Laag
Nucleair	700 – 1.600	Lang	10%	Laag	Neen	Neen	Hoog
Interne verbrandingsmotor	0,1 - 60	Heel kort	70%	Medium	Neen	Ja	Laag

Geothermische installaties en waterkrachtcentrales kunnen baseload elektriciteit voorzien. Ze hebben geen brandstofkosten en kunnen vrij continu elektriciteit leveren. De waterkracht centrales voor pompen/turbines kunnen energie opslaan om tijdens piekperiodes te kunnen aanwenden. Ze kunnen dus eveneens als piekcentrales fungeren als ze min of meer vlot in- en uitschakelbaar zijn.

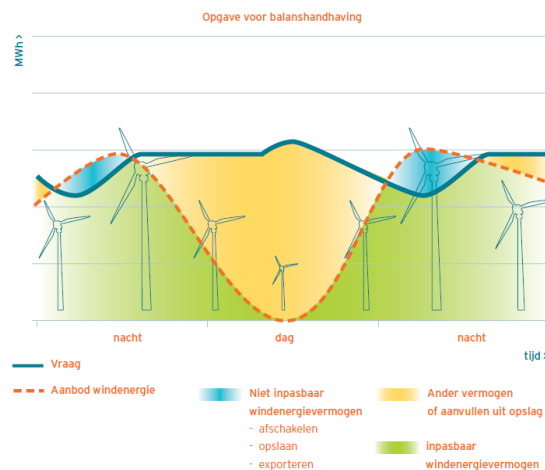
Biomassa-installaties kunnen vrij continu elektriciteit leveren en kunnen 8.000 draaiuren per jaar halen. Ze kunnen in die zin een baseloadcentrale zijn. Hun brandstofkosten hangen af van de aangewende biomassa-soort.

Zonne- en windenergietechnologieën hebben geen brandstofkosten, maar ze zijn variabel. Ze draaien veel minder uren dan typische basislastcentrales: gemiddeld ongeveer 3.000 uren op vollast voor windturbines op zee, nog geen 2.000 uren voor windturbines op het land en nog geen 1.000 uren voor PV-zonnepanelen. Bovendien is de productie van deze wind- en zonne-energietechnologieën niet zo goed planbaar, waardoor het niet eenvoudig is om ze bij piekvraag in te zetten. Tijdelijke afkoppeling van niet-inpasbaar vermogen is wel mogelijk (zie figuur), maar heeft een hoge opportunitetskost, gezien de hoge investeringskosten en de lage variabele kosten. Het intermitterend karakter impliceert ook dat om met dergelijke installaties de afhankelijkheid van de basislastcentrales te kunnen verminderen, substantieel meer pieklastcentrales nodig zijn om de variaties in de HE-productie op te vangen. Ook opslag, slimme netten en vraagsturing kunnen belangrijk worden om de intermittentie en het risico op onbalans tussen vraag en aanbod van elektriciteit op te vangen (zie verder).

(Bio-)WKK-eenheden kunnen must-run eenheden zijn die gedreven worden door de warmtevraag van een industrieel proces. Bepaalde (micro)WKK-toepassingen kunnen evenwel flexibeler ingezet worden en modulerend optreden.

⁵ IEA (2007) Contribution of renewables to energy security. IEA Information paper. http://www.iea.org/papers/2007/so_contribution.pdf

Inpasbaar en niet-inpasbaar windenergievermogen⁶



Lock-in door levensstijl en conventionele technologieën

Er zijn indicaties dat de meeste energiesystemen flexibel genoeg zijn om een aandeel van 10 tot 20% intermitterende hernieuwbare elektriciteit te kunnen opvangen⁷. *Een veel hogere energie-efficiëntie is een conditio sine qua non voor een substantieel hoger aandeel HE in het productiepark.* HE-technologieën zijn immers technisch en economisch niet klaar om te beantwoorden aan de vereisten van de energie-intensieve praktijken van de geïndustrialiseerde en industrialiserende maatschappij⁸. Er zijn vandaag bij de vereiste vermogens en reële productie zeer veel HE-installaties nodig om een klassieke installatie te vervangen⁹.

Maar energie besparen en de energie-efficiëntie fors verbeteren vergt een minstens even grote, zoniet een nog grotere uitdaging dan het energieproductiepark duurzamer maken. Het energieverbruik hangt immers nauw samen met *consumptie- en productiegewoonten en –structuren* die niet zo eenvoudig op korte termijn te veranderen zijn. Bovendien zijn er maatschappelijke ontwikkelingen die zorgen voor een blijvende of stijgende energievraag, zoals de toenemende elektrificering van de samenleving (bv. elektrische voertuigen).

Het huidige energiesysteem kampt niet enkel omwille van sociaal-culturele factoren maar ook omwille van *technologisch-economische factoren* met een 'lock-in' voor conventionele technologieën en 'lock-out' voor HE-technologieën. Conventionele productiecentrales zijn immers zeer kapitaalintensief, waardoor het vervangingstempo binnen zeer laag ligt. Bovendien hebben actoren zich rond dit systeem georganiseerd en zijn er belangen rond verweven. Daardoor is het energiesysteem een zeer moeilijk omkeerbaar, of m.a.w. een ingesloten systeem geworden. Dit systeem kent grote schaalvoordelen, netwerkeffecten (infrastructuur voor transport en distributie) en technologische complementariteit. Hernieuwbare energie kan niet zonder meer inschuiven in dat energiesysteem en wordt daardoor uitgesloten. Een volledige aanpassing van het energiesysteem kan 40-50 jaar duren.

⁶ Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening Naar een duurzame elektriciteitsvoorziening. Aandachtsgebied centrale elektrische infrastructuur. www.senternovem.nl

⁷ Turkenburg, W.C. <http://www.undp.org/energy/activities/wea/pdfs/chapter7.pdf>

⁸ Verbruggen, 2008

⁹ Ter illustratie dit citaat: "Op 13 juli was Gordon Brown opnieuw bezig, verklaarde op een middellandse summit in Parijs, dat Brittannië niet enkel het eerste land in Europa zou worden dat de energie-inefficiënte gloeilamp zou afschaffen tegen 2011, maar ook binnenkort het 'Globale Centrum voor Offshore windenergie', van de Noordzee de 'Golf van de Toekomst' ging maken. De vertegenwoordigers van de Golfstaten moeten zich goed geamuseerd hebben toen hij zijn 4000 geplande Noordzee turbines vergeleek met de grootste olievelden in de wereld, terwijl hun totale gemiddelde opbrengst minder zou blijven dan één enkele grote kolencentrale". Christopher Booker in <http://www.econoshock.be/2010/wat-met-windenergie-in-vlaanderen/>

2.2. Interferentie HE met rest van productiepark

Fossiele energiebronnen zullen wellicht nog een tijdje nodig zijn

Zolang het aandeel hernieuwbare energie in de energiemix klein is, is de aard van de klassieke energiemix niet zo belangrijk voor de inpassing van hernieuwbare energie. Zodra het aandeel van hernieuwbare energie in de energiemix echt substantieel wordt, wordt ook de samenstelling van het niet-hernieuwbare deel van de energiemix van tel. Sommige klassieke energietechnologieën combineren namelijk beter met hernieuwbare energie dan andere (cf. supra). Bij grotere aandelen hernieuwbare energie wordt het namelijk belangrijker dat hun intermitterend karakter door de rest van het energiepark kan worden opgevangen.

Het nucleaire park is weinig geschikt om het intermitterend karakter van HE-bronnen op te vangen. Nucleaire centrales zijn namelijk weinig flexibel inzetbaar en kunnen in die zin een grote uitrol van HE-bronnen blokkeren. In een markt moeten vraag en aanbod immers altijd in evenwicht zijn en dat kan nu eenmaal niet altijd met een combinatie van intermitterende natuurbronnen en moeilijk regelbare kerncentrales. Het gevolg zouden enorme prijsfluctuaties zijn¹⁰. Fossiele energiebronnen zijn daarentegen veel vlotter in- en uitschakelbaar en zullen dus een grootschalige inpassing van HE-bronnen beter kunnen faciliteren.

De gecombineerde inzet van HE-bronnen en fossiele bronnen kan het fossiele park vergroenen. Zo kan de bijstook van biomassa in steenkoolcentrale de luchtmissies verminderen ten opzichte van een exclusieve werking op steenkool. In dat licht kan biomassa de energieopwekking via steenkool enigszins verschonen. Gas is daarentegen reeds een schonere fossiele energiebron dan steenkool en wordt daarom wel eens de geknipte 'transition fuel' genoemd.

Om naar een zeer vergaande introductie van hernieuwbare energie in de energievoorziening te gaan, moet bovendien nog een oplossing gevonden worden voor bepaalde vormen van energiegebruik waarvoor HE-bronnen nog niet ingezet kunnen worden. Dat is bijvoorbeeld het geval voor verbrandingsprocessen waar zeer hoge verbrandingstemperaturen vereist zijn die moeilijk of niet met HE-bronnen kunnen worden bereikt.

HE komt op korte termijn vooral in de plaats van gasverbruik

De bijkomende hernieuwbare energie zal *op korte termijn* invloed hebben op de exploitatiebeslissingen van de bestaande installaties. Voor dergelijke operationele beslissingen omtrent bestaande installaties zijn de *korte termijn marginale opwekkingskosten* of de proportionele productiekosten belangrijk. Zij bepalen of een bepaalde installatie al dan niet in werking wordt gesteld. Deze korte termijn kosten houden enkel rekening met de variabele kosten om een bijkomende eenheid energie te produceren zoals de brandstofkosten (gas, olie, kolen...), de onderhouds- en beheerskosten, de opstart- en afschakelkosten, etc. Ook de CO₂-prijs kan daarbij een belangrijke rol spelen.

De korte termijn marginale kosten van de meeste HE-installaties zijn laag in vergelijking met conventionele energieopwekking op basis van fossiele brandstoffen. (Een uitzondering hierop is biomassa dat hoge operationele kosten heeft omwille van de brandstofkosten en de lage omzettingsefficiëntie¹¹). Binnen de fossiele brandstoffen zijn de korte termijn marginale opwekkingskosten voor gas (zonder rekening te houden met CO₂-regelgeving) (iets) hoger

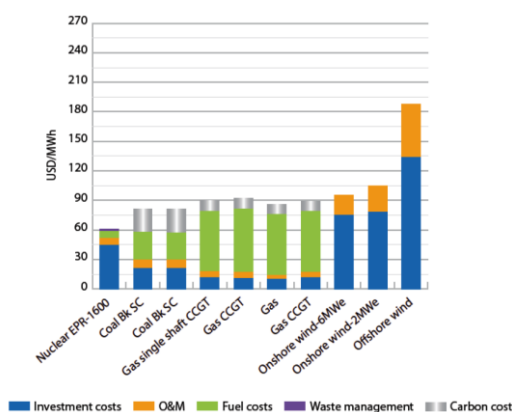
¹⁰ De Morgen, 8/9/2010, Energieaanbod moet flexibel zijn. Kris Voorspools opent derde weg in het debat over kernenergie.

¹¹ Ragwitz, e.a. (2009) EmployRES. Fraunhofer, e.a.

dan voor steenkool, waardoor eerder gascentrales, dan steenkoolcentrales worden stilgelegd¹², met uitzondering van de gasturbines nodig om vraag en aanbod te balanceren.

De investeringsbeslissingen over nieuwe productie-installaties worden daarentegen bepaald door de *lange termijn* marginale kosten. Daarbij wordt niet alleen rekening gehouden met de variabele kosten maar ook met de investeringskosten. In de onderstaande tabel is een overzicht opgenomen van de ingeschatte productiekosten voor de diverse technieken voor elektriciteitsopwekking.

Kostencomponenten van elektriciteitsopwekking in België¹³



Productiekosten elektriciteit (investeringskost + exploitatiekost) (€/MWh)¹⁴

Nucleair (incl. kosten voor afvalverwerking)	30-75
Klassieke fossiele installaties (steenkool)	25-50
Poederkool (super critical)	34
Poederkool (advanced super critical)	35
IGCC (steenkoolvergassing)	41
STEG gascentrale	20-56
Gasturbine - aardgas	78
Gasturbine - kerosine	84
WKK gas (turbine)	30-70
WKK gas (motoren)	40-130
WKK olie (motoren)	40-130
Verbranding huishoudelijk afval	44
Wind	30-125
PV	375-625 (800)
Water	40-100 (275)

¹² Forbes, Kevin F., Zampelli, Ernest M. (2010) Increasing Wind Supply Alone Cannot Solve Our Carbon Problem. http://dialogue.usaee.org/index.php?option=com_content&view=article&id=98&Itemid=112

CREG (2009) Commissie voor de regulering van de elektriciteit en het gas. Advies over de studie betreffende de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs in België van 2005 tot 2007. Gegeven met toepassing van artikel 24, § 3, 3°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt. 21 januari 2009. www.creg.info/pdf/Adviezen/ARCG090121-041NL.pdf

¹³ De toekomst van energie ...energie van de toekomst ... Johan Albrecht, Universiteit Gent & Itinera Institute, 22/10/2010. Presentatie.

¹⁴ VITO (2005) Internalisering van externe kosten voor de productie en de verdeling van elektriciteit in Vlaanderen. Rudi Torfs, Leo De Nocker, Liesbeth Schrooten, Kristien Aernouts, Inge Liekensn Vito. Studie uitgevoerd in opdracht van de Vlaamse Milieumaatschappij, MIRA. MIRA/2005/02, April 2005. Verwijzend naar meerdere andere bronnen.

En Commissie Ampère 2000, zoals opgenomen in Universiteit Gent, Faculteit Economie en bedrijfskunde. Academiejear 2008-2009. Vergelijking van onshore en offshore windparken in België. Masterproef voorgedragen tot het bekomen van de graad van Master in de Bedrijfseconomie. Henri Simoen en Ray Jacobsen onder leiding van Prof. dr. Johan Albrecht

Bestaande centrales worden op korte termijn niet gesloten

De introductie van (intermittente) HE-installaties, zoals wind- en zonne-energie, maar ook bv. voor WKK-installaties waarvan de elektriciteitsoutput afhangt van de warmtevraag, betekent meestal bijkomende elektriciteitsproductiecapaciteit, maar geen vervanging van bestaande productiecapaciteit. Zelfs in landen als Duitsland en Denemarken heeft de komst van wind-energie niet geleid tot de sluiting van een conventionele centrale¹⁵. Dat komt omdat de bestaande installaties nodig zijn om de variabiliteit van de windenergie op te vangen. Bestaande centrales zullen dus op korte termijn niet gesloten worden, maar wel flexibeler ingezet worden als 'spinning reserve' of stand-by-capaciteit.

Meer flexibiliteit heeft een prijs

Indien men verwacht dat de bestaande installaties de variabiliteit van de HE-installaties opvangen, dan vereist dat dat zij flexibeler ingezet worden. Maar dat heeft nadelen onder de vorm van slijtage, rendementsverlies, extra kosten en extra emissies. Zeker wanneer er een voorrangregeling geldt voor hernieuwbare energie op het elektriciteitsnet, impliceert dat de andere centrales ook effectief in functie van de windopbrengst geregeld moeten worden. De reactiesnelheid van het productiepark kan echter slechts vergroot worden door inefficiënte open-cycle gasturbines te gebruiken of door te kannibaliseren op betrouwbaarheid en levensduur van grote, efficiënte centrales. Dat betekent dat flexibiliteit zich vertaalt in inefficiëntie, en meer brandstofinzet en meer CO₂ uitstoot dan op grond van gemiddelde rendementen mag worden verwacht. Regelen kost ook geld doordat elke variatie in output van een centrale extra slijtage creëert. De slijtage is groter naarmate er sneller geregeld wordt. De levensduur van installaties verkort dus wanneer meer en snellere variatie in de output gevraagd wordt. Het lager aantal draaiuren heeft voor gevolg dat de economische rendementen dalen. Daarnaast zullen de energetische rendementen dalen wanneer niet op vollast wordt gewerkt, hetgeen betekent dat er meer brandstof vereist is en de milieubelasting toeneemt¹⁶.

Bijkomende reservecapaciteit is soms nodig maar is niet eenvoudig te realiseren

Zolang het aandeel (intermittente) hernieuwbare energie beperkt is, kan de variabiliteit opgevangen worden door de reeds aanwezige flexibiliteit. Regelproblemen komen vooral aan het licht wanneer het intermitterend HE-aandeel een beduidend aandeel heeft¹⁷. Het kan zelfs nodig zijn om bijkomende reservecapaciteit (stand-by-capaciteit) te voorzien voor het geval een HE- of WKK-installatie niet werkt. Indien er bijkomende reservecapaciteit gebouwd moet worden, betekent dat in feite een dubbele investering.

Hoeveel bijkomende reservecapaciteit voor elektriciteitsproductie voorzien moet worden bij de inplanting van HE-installaties, hangt af van de aard van het aanwezige productiepark en de regelbaarheid ervan. Is dat reeds vrij flexibel inzetbaar, dan zal er minder bijkomende reservecapaciteit gebouwd moeten worden. Er worden dan ook verschillende cijfers gepubliceerd omtrent hoeveel (intermittente) hernieuwbare elektriciteit 'probleemloos' in het net kan worden opgenomen. Zo verwacht Ummels tot een windaandeel van 33% in de Nederlandse elektriciteitsbehoefte geen problemen¹⁸. Volgens het Duitse Energie-agentur moet gemiddeld 9% en maximum 19,4% van het opgestelde windvermogen als reservevermogen beschikbaar staan¹⁹.

¹⁵ <http://www.clepair.net/windgeheim.html> verwijzend naar H. Alt: Hardhoehengespraech Siegsburg 30 sep 2009

¹⁶ G. Dijkema, Z. Lukszo, A. Verkooijen, L. de Vries & M. Weijnen: De regelbaarheid van elektriciteitscentrales. Een quickscan in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, TU Delft, 20 april 2009

¹⁷ K. de Groot & C. le Pair. De brandstofkosten van windenergie; een goed bewaard geheim. <http://www.clepair.net/windgeheim.html>

¹⁸ C. Ummels: Power System Operation with Large-Scale Wind Power..., Diss. TU Delft, februari 2009

¹⁹ <http://www.energiesparen.be/book/export/html/910>

Maar bijkomende reservecapaciteit voor elektriciteitsproductie realiseren is niet simpel in geliberaliseerde markt. De instandhouding en de ontwikkeling van de reservecapaciteit worden door de liberalisering van de markt niet aangemoedigd. De overgang van een verticaal geïntegreerde elektrische industrie (productie, transport, distributie, levering) naar losgekoppelde bedrijven die elk een resultaatverantwoordelijke eenheid moeten oprichten en geen globaal zicht meer hebben op de werking van het elektrische systeem, remt investeringen op elk werkingsniveau af, waaronder deze in productiecapaciteit²⁰ en in het bijzonder deze in reservecapaciteit, die weinig worden gebruikt en het moeilijkst rendabel te maken zijn. De tendens die sinds de liberalisering kan worden waargenomen, is dan ook een vermindering van dit type [reserve]capaciteiten. De periode tussen het ogenblik dat het probleem zich voordoet en de realisatie van de vereiste investeringen is te lang geworden²¹.

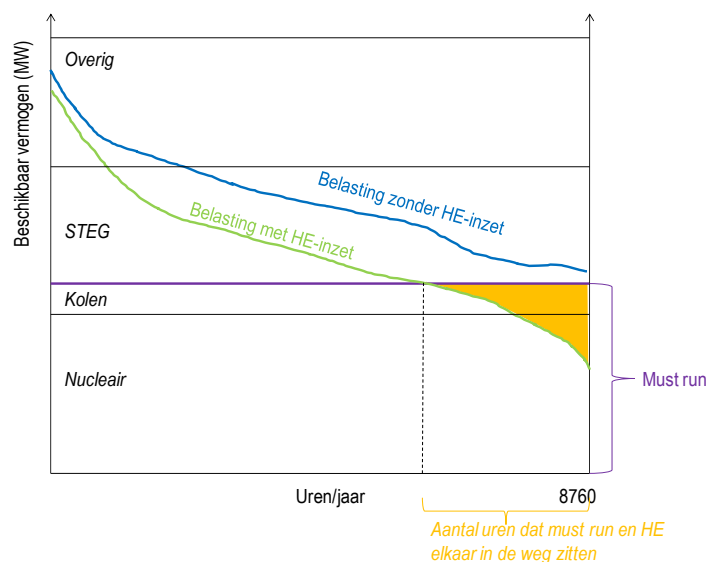
HE en basislast kunnen elkaar op langere termijn in de weg zitten

De bijkomende behoefte aan flexibiliteit om potentiële onbalans tussen productie en verbruik te vermijden, kan problemen veroorzaken met must run-eenheden. 'Must run'-eenheden moeten als gevolg van economische en technische factoren altijd draaien. Een voorbeeld is een nucleaire installatie, en ook de industriële WKK waarbij de warmte noodzakelijk is voor het industriële proces en waarvoor de installatie continu moet draaien, of een afvalverbrandingsinstallatie waarvan de afvalverwerking prioritair is²².

De vraag is wanneer en in welke mate (hoeveel uren in een jaar) de HE-productie samen met de must-run-productie de vraag zal overstijgen. Op die momenten kunnen variabele HE-bronnen en must-run-eenheden elkaar in de weg zitten (zie figuur). Als windturbines met lage marginale productiekosten die afschakelbaar zijn, dan afgeschakeld worden, betekent dat natuurlijk een maatschappelijk verlies.

Zolang het aandeel HE-bronnen met een intermitterent karakter beperkt blijft, verwacht men evenwel geen problemen in de afstemming met de rest van het elektriciteitsproductiepark. Maar op langere termijn hernieuwbare energie en basislast elkaar in de weg kunnen zitten.

HE en basislast kunnen elkaar in de weg zitten



²⁰ Federale Overheidsdienst Economie, K.M.O., Middenstand en Energie (2009) Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017.

²¹ Federale Overheidsdienst Economie, K.M.O., Middenstand en Energie (2009) Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017.

²² Clingendael International Energy Programme (2010). Energiebeleid en de Noordwest-Europese markt. Brandstofmix en infrastructuur. Nederlands Instituut voor Internationale Betrekkingen. www.clingendael.nl

Op langere termijn zorgt de vereiste flexibiliteit wellicht voor meer gascentrales

Bij nieuwe investeringen in het elektriciteitsproductiepark zal door de komst van intermitterende hernieuwbare energie belangrijk worden in welke mate de diverse installaties flexibel inzetbaar zijn. In die zin zal meer HE op langere termijn wellicht vooral leiden tot meer aardgascentrales als flexibel vermogen. Gascentrales kunnen immers snel bijgesteld worden tegen relatief lage kosten. Bovendien zijn nieuwe aardgaseenheden relatief snel en voordelig te bouwen. Opencyclusgasturbines kunnen zeer snel reageren, maar zijn vrij inefficiënt. Kolen centrales kunnen geregeld worden (de moderne installaties zijn beter dan de oudere), maar de hogere kapitaalkosten en hogere emissies die bij deellast ontstaan, maken dit minder aantrekkelijk²³. Kerncentrales zijn in principe ook regelbaar, maar hier zijn er grote opportuniteitskosten onder de vorm van gedorven inkomsten die bij zeer geringe variabele kosten verkregen hadden kunnen worden.

2.3. Manieren om de interferentieproblemen op te vangen

Intermittentie ondervangen kan maar veroorzaakt 'balancing' investeringen en kosten

Een individuele producent van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen kan het intermitterend karakter van hernieuwbare energie en de onevenwichten in de tijd tussen vraag en aanbod van elektrische energie ondervangen door aansluiting op het elektriciteitsnet. In die zin lost een netaansluiting vanuit microperspectief het probleem van het variabel karakter van hernieuwbare energiebronnen op.

Dat neemt niet weg dat het net op macroschaal in staat moet zijn met deze onevenwichten veroorzaakt door de inzet van hernieuwbare energiebronnen om te gaan. Zolang duurzaam opgewekte elektriciteit nog een betrekkelijk geringe omvang heeft, hoeft dit niet structureel problematisch te zijn. Bij toenemende aandelen HE neemt de kans op evenwichtsproblemen toe.

Zo hebben grote hoeveelheden windenergie uit Noord-Duitsland in het verleden tot veiligheidsproblemen geleid op de Nederlandse en Belgische netten, en in de Duitse en Deense markt heeft de netcongestie zelfs geleid tot negatieve elektriciteitsprijzen in geval van hoge windsnelheden en beperkte vraag. Dat was in Duitsland 60 u het geval tussen oktober 2008 en oktober 2009, met een negatieve recordprijs van -500€/MWh²⁴. Deze negatieve prijzen werkten als een sterke stimulans voor betere netintegratie met verhoogde interconnectiecapaciteit maar ook voor het regelen van de output van de windturbines. In de rest van Europa is dit probleem nog niet zo relevant omdat de aandelen intermitterende hernieuwbare energie nog zeer beperkt zijn.

Er zijn verschillende manieren om het intermitterend karakter van hernieuwbare energie en onevenwichten in de tijd tussen vraag en aanbod te ondervangen, zowel op korte termijn (kwestie van uren) als op langere termijn (bv. wanneer er gedurende een week geen wind waait) (zie kader).

²³ Clingendael International Energy Programme (2010). Energiebeleid en de Noordwest-Europese markt. Brandstofmix en infrastructuur. Nederlands Instituut voor Internationale Betrekkingen. www.clingendael.nl

²⁴ PWC (2010) 100% renewable electricity. http://www.supersmartgrid.net/wp-content/uploads/2010/03/100-renewable_electricity-roadmap.pdf

Balancing technieken

KT vari- abili- teit	<p><i>Opslag</i> van energie kan wisselingen in vraag en aanbod ondervangen. De grootschalige opslagmogelijkheden zijn vooralsnog evenwel beperkt en duur (cf. infra). Uit economisch oogpunt zou enkel perslucht in aanmerking komen voor de vereffening van fluctuerende productieprofielen²⁵.</p> <p>Zo kan hernieuwbare elektriciteit gebruikt worden om water op te pompen, lucht samen te persen, waterstof of bio-brandstoffen te produceren of accu's op te laten en condensators aan te wenden.</p> <p>Groene warmte kan opgeslagen worden in de bodem of door faseverandering in materialen of in water.</p>
LT vari- abili- teit	<p>De wisselingen in de elektriciteitsproductie uit stromingsbronnen zijn vrij goed te <i>voorspellen</i>. Hiervoor zijn er diverse tools ontwikkeld²⁶. De informatie uit dergelijke voorspellingen kan gebruikt worden om de vraag te sturen of om de hernieuwbare energieproductie te sturen.</p> <p><i>Sturing van de energieproductie</i> kan bijvoorbeeld door bij spanningsproblemen de productie af te toppen en bepaalde installaties uit te schakelen.</p> <p><i>Vraagsturing</i> is wellicht het eenvoudigst als de eigenaar van de hernieuwbare energietechnologie zelf een stuurbare energievraag heeft. Actieve vraagsturing is vooral bij koude- en warmte-opslag (warmtepomp, diepvries, ...) interessant, zowel residentieel als industrieel. Verder kan men via prijsstimuli de energievraag van andere actoren trachten te sturen (passieve vraagsturing) (cf. infra).</p>
	<p><i>Backup-capaciteit</i> kan het intermitterend karakter van hernieuwbare energiebronnen opvangen, maar is een dure optie omdat voor eenzelfde kWh twee installaties voorzien moeten worden.</p> <p>Het <i>bundelen van intermitterende bronnen</i> kan het intermitterend karakter verminderen²⁷. Hoe groter de geografische spreiding van de gebundelde bronnen en hoe diverser de technologieën, hoe beter het intermitterend karakter opgevangen kan worden. Zo blijkt windenergie en PV-energie een tegengestelde correlatie te vertonen over de seizoenen, zodat een "techno-spread" variabiliteit enigszins kan uitvlakken als de output van beide technologieën even groot zou zijn (zie figuur).</p> <p>Aangezien de variatie in het intermitterend karakter van bv. windenergie binnen Vlaanderen of België onvoldoende groot is (zie figuur), is voldoende <i>interconnectiecapaciteit</i> tussen regio's erg belangrijk om via import en export van elektriciteit onevenwichten te kunnen opvangen.</p> <p>Door diverse hernieuwbare en andere energie-installaties met elkaar te verbinden via een <i>slim net</i> kunnen schommelingen tussen vraag en aanbod beter opgevangen worden.</p>

Mixen van HE

Door HE-bronnen te combineren, kunnen de nadelen van de afzonderlijke bronnen geheel of gedeeltelijk ondervangen worden. Zo kan bij weinig vraag naar elektriciteit de energie opgewekt door bv. een windturbine gebruikt worden om bv. water op te pompen. De pompcentrales zoals die in België en Luxemburg worden toegepast zijn daar goede voorbeelden van. Het intermitterend karakter van bv. windturbines kan opgevangen worden door flexibeler inzetbare biomassa-centrales of blauwe energiecentrales die ingezet kunnen worden wanneer de windturbines onvoldoende produceren.

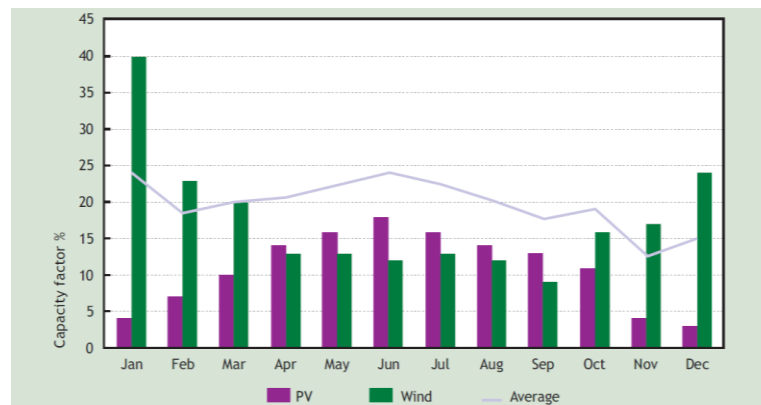
De impact van het compenseren van het intermitterend karakter van HE-bronnen door combinaties van HE-technologieën, hangt mee af van de mate waarin de productie van de diverse HE-bronnen onderling in de tijd verschillen (zie figuren) en van de mate waarin de intermitentie voorspeld kan worden. Bij een goede planning kan een deel van de fluctuaties opgevangen worden door het regelen van efficiënte conventionele centrales en moeten alleen de extreme fluctuaties opgevangen worden door gasturbines, die snel reageren. Zo worden voorspellingen over de "kracht van de wind" steeds geavanceerder. Daardoor wordt de inpassing bij het dagelijks balanceren eenvoudiger en wordt een deel van het 'flexibiliteitsprobleem' beter beheersbaar.

²⁵ 3^E (2005) Verhoging van de waarde van elektriciteit uit windenergie. Deel 1: Literatuurstudie.

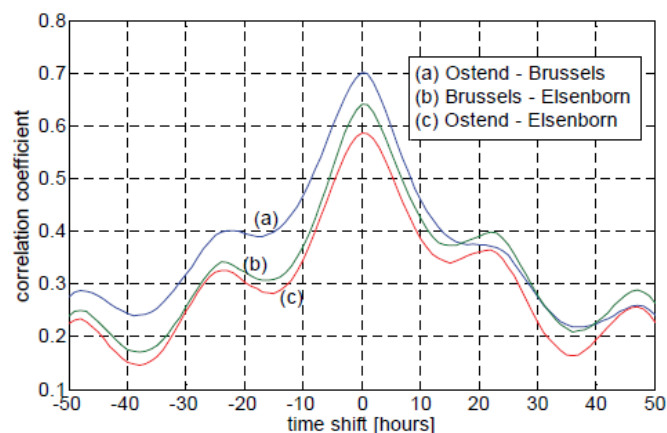
²⁶ The importance of wind forecasting. 18 April 2009. Jeff Lerner, Michael Grundmeyer, Matt Garvert, 3TIER. <http://www.renewableenergyfocus.com/view/1379/the-importance-of-wind-forecasting/>

²⁷ <http://www.inference.phy.cam.ac.uk/sustainable/book/tex/ps/113.252.pdf>

Inverse seizoenscorrelatie tussen windenergie en PV-energie in Duitsland²⁸



Hoge correlatie tussen windsnelheden op Belgische sites²⁹



Op microschaal, bijvoorbeeld voor een individuele woning, kan een combinatie van een warmtepomp met een zonneboiler en PV-panelen interessant zijn. De PV-panelen zorgen voor de elektriciteit om de warmtepomp aan te drijven die in de winter zorgt voor verwarming en sanitair warm water. In de zomer, wanneer het omwille van de verminderde warmtevraag niet zo interessant is om de warmtepomp te laten draaien, kan de zonneboiler voor voldoende sanitair warm water zorgen.

Bundelen in 'virtuele elektriciteitscentrales'

Het concept van een virtuele elektriciteitscentrale impliceert dat meerdere decentrale elektriciteitsproducenten geclusterd worden samen met elektriciteitsconsumenten, waarbij de decentrale productie-installaties geheel of gedeeltelijk centraal worden aangestuurd om elektriciteitsvraag en -aanbod met elkaar in evenwicht te brengen. De verschillende energiestromen (gas, elektriciteit, zonne-energie...) zullen in de toekomst in elk geval beter gecombineerd moeten worden. Het zal noodzakelijk worden om vlot en efficiënt te kunnen omschakelen tussen de verschillende energiestromen naargelang de beschikbaarheid (cf. intermitterende karakter), de kostprijs, de mogelijkheid om de vraag aan te passen of om energie op te slaan...

²⁸ http://www.iea.org/g8/2008/Empowering_Variable_Renewables.pdf

²⁹ Joris Soens (2005) Impact of wind energy in a future power grid. Promotoren: Prof. dr. ir. R. BELMANS, Prof. dr. ir. W. Heylen, Proefschrift voorgedragen tot het behalen van het doctoraat in de toegepaste wetenschappen.

Energie-opslag

Het variabel karakter van wind- en zonne-energie en het verschil tussen de energieproductie en de energievraag in de tijd kan verholpen worden door tijdelijke energie-opslag op momenten van overproductie. Zeker op langere termijn, wanneer het aandeel hernieuwbare energie toeneemt, zal meer opslag noodzakelijk worden om verschillen in vraag en aanbod van elektriciteit uit te vlakken.

Opslag van energie kan op verschillende manieren gebeuren (zie tabel). Waterkrachtcentrales behoren tot de oudste en goedkoopste oplossingen om elektriciteit op te slaan. Zeker in gebieden met hoogteverschillen zijn ze een uiterst interessante opslagtechnologie voor elektriciteit. Bestaande waterkrachtcentrales hebben dus goede perspectieven. Mogelijkheden voor bijkomende waterkrachtcentrales zijn er vooral in Noorwegen, Zweden en rond de Alpen, maar worden vaak beperkt door ecologische overwegingen. Maar ook voor gebieden zonder grote hoogteverschillen kunnen waterkrachtcentrales relevant worden. Dat vereist wel dat waterkrachtelektriciteit goedkoop met minimale verliezen – via HVDC-netwerken - over lange afstanden getransporteerd kan worden van gebieden met waterkrachtcentrales naar gebieden zonder waterkrachtcentrales. Kunstmatige hoogteverschillen introduceren is in principe ook mogelijk, bijvoorbeeld via een kunstmatig opslagmeer of een energie-eiland, maar is erg duur³⁰.

Technieken voor opslag van energie

- Elektromagnetische energie (supercapacitors of supercaps; ultracaps), bv. voor sterk fluctuerende opbrengst bij PV-panelen bij bewolking.
- Chemische energie (batterijen). Hierbij wordt vaak de intrede van elektrische wagens vermeld als manier om bijkomende opslagcapaciteit te genereren. Een windmolen van een gemiddelde capaciteit zou zo'n 1.000 à 2.000 plug-in hybrides van elektriciteit kunnen voorzien³¹.
- Potentiële energie (pompcentrale, bv. het bijvullen van waterbekkens bij waterkrachtcentrales bij een overschot aan elektriciteit)
- Mechanische energie (vliegwiel)
- Waterstof (H₂) via elektrolyse van water
- Koude-Warmte-Opslag via grondwater: In de winter wordt grondwater onttrokken aan warme bronnen en na afkoeling geïnjecteerd. In de zomer wordt gekoeld grondwater onttrokken aan de koude bronnen en, na afgifte van koude bv. aan een gebouw, geïnjecteerd in de warme bronnen.
- Koude-Warmte-opslag in de energiepalen: Boorgat-energieopslag: Warmte of koude wordt in de grond gebracht of onttrokken met behulp van een gesloten hydraulisch circuit en een aantal verticale warmtewisselaars. Deze techniek laat toe zowel warmte als koude te stockeren, zelfs hoge temperatuur opslag is mogelijk (90°C). Door in betonnen funderingspalen kunststofleidingen in de lengterichting aan te brengen, ontstaat een 'energiepaal'. Het medium in de kunststofleidingen is water of een water/glycolmengsel. Door deze energiepalen met elkaar te koppelen ontstaat een zeker opslagvolume in de bodem, dat men kan aanwenden om warmte of koude uit te bodem te onttrekken of toe te voeren.
- Warmte-opslag via accumulatiekachels
- Warmtepomp

Op dit moment is er geen aantrekkelijk investeringsklimaat voor opslagtechnologie voor elektriciteit uit intermitterende bronnen zoals de wind en de zon. Het ondersteuningsbeleid voor hernieuwbare energie concentreert zich meestal op stimulering van bijkomende productiecapaciteit en weinig of niet op de integratie van de geproduceerde hernieuwbare energie in het energiesysteem. Beslissingen inzake netaanpassingen (zie verder) en opslagcapaciteit lijken

³⁰ Clingendael (2010), Energiebeleid en de Noordwest-Europese markt. Brandstofmix en infrastructuur. Clingendael International

³¹ Verslag info- en debatmoment: Groene Jobs?! Dinsdag 22 juni. Provinciehuis Leuven. In A&M Magazine, Jaargang 2010, nr. 3.

voortuitgeschoven te worden, zeker zolang het aandeel hernieuwbare energie in de energiemix beperkt blijft en er zich niet onmiddellijk problemen voordoen. Bovendien zullen bijkomende transportmogelijkheden naar waterkrachtcentrales wellicht de behoefte aan bijkomende andere opslagcapaciteit beperken³².

Actieve en passieve vraagsturing

Sturing van de energievraag is eveneens een manier om een antwoord te bieden om de potentiële onbalans tussen vraag en aanbod als gevolg van de inzet van meer hernieuwbare energie. De energievraag kan zowel actief gestuurd worden, als passief via prijzen.

Actieve vraagsturing betekent dat de energievraag wordt gestuurd, afhankelijk van onder andere de beschikbaarheid van (hernieuwbare) energie en de kostprijs van elektriciteit. Actieve vraagsturing houdt in dat bepaalde energievragers kunnen worden *afgesloten* als het aanbod aan elektriciteit bv. door het stilvallen van windturbines, onvoldoende wordt om de vraag te dekken en kunnen worden *opgestart* als het aanbod toeneemt (bv. bij het inwerking-treden van fotovoltaïsche installaties). In dat laatste geval worden energievragers in feite ingezet worden om een overschot aan geproduceerde elektriciteit door intermitterende bronnen op te vangen en te bufferen als tijdelijke opslagmedia (cf. supra).

Dergelijke vraagsturing kan enkel bij bepaalde types verbruikers, zoals bv. koude- en warmte-opslag (warmtepomp, diepvries, elektrische accumulatiekachels,...), toestellen waarvan de werking 'uitstelbaar' is (bv. vaatwasmachines), het opladen van elektrische voertuigen, etc.

Op dit moment bestaan er in België al regelingen om indien nodig de vraag op korte termijn te kunnen aanpassen, met name via afschakelcontracten en een afschakelplan³³. In afschakelcontracten kunnen producenten of netbeheerders contracten afsluiten met bepaalde afnemers die ermee instemmen een belasting voor een beperkte periode te laten vallen, bv. om bepaalde piekverbruiken af te vlakken, of om aan productie-incidenten het hoofd te bieden, of in noodgevallen. Het afschakelplan van de federale regering geeft aan welke afnemers bij een uitval van de bevoorrading of een black-out van het net, voorrang krijgen.

Via prijzen kan men energieverbruikers proberen aan te zetten om meer of minder energie te verbruiken in functie van het aanbod. Dergelijke *passieve vraagsturing* is niet per definitie effectief: verbruikers kunnen er naar gelang hun energiebehoefte immers voor kiezen om, ondanks hoge prijzen, toch energie te verbruiken. Dergelijke passieve vraagsturing vereist bovendien dat iemand dergelijke prijsprykkels kan geven en dat verbruikers bereid zijn eraan mee te werken. Dergelijk systeem moet dus ingebed zijn in het marktmodel.

Netaanpassingen

Via aanpassingen van de netten (netkoppeling, slimme netten...) zijn potentiële onbalansproblemen als gevolg van de inzet van meer hernieuwbare energie eveneens op te vangen (zie verder meer in detail).

Investerings- en kosten in balancingtechnieken

Balancingtechnieken om intermitterende hernieuwbare energiebronnen in de netten te integreren vereisen specifieke investeringen. Die investeringen komen er niet vanzelf: hernieuwbare energieproducenten worden in een geliberaliseerde energiemarkt en ondersteund door exploitatiesteun voor hernieuwbare energie-installaties immers niet automatisch gestimuleerd om dergelijke investeringen te doen. De vraag is dan ook hoe men deze balancing-

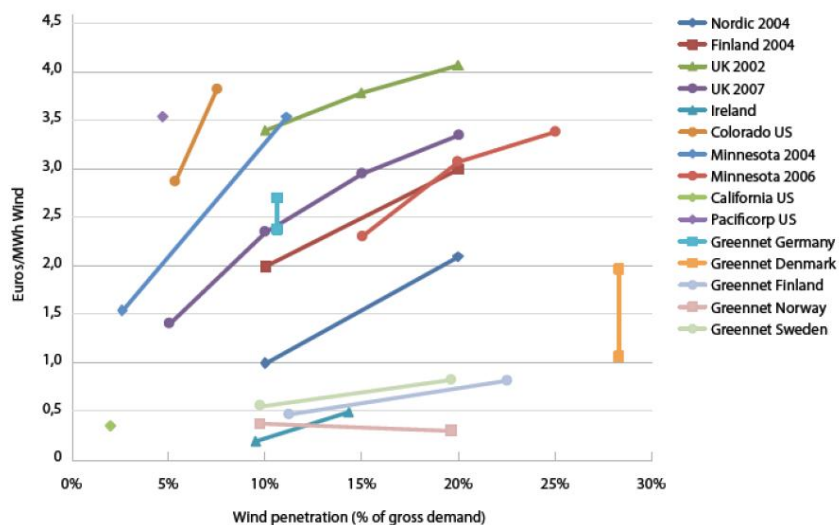
³² Johan Albrecht. Energietransitie: voorwaarden en hefboomen voor een duurzamer energiesysteem.

³³ Federale Overheidsdienst Economie, K.M.O., Middenstand en Energie (2009) Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017.

investeringen zal uitlokken én financieren. Deze investeringen betekenen namelijk een *balancing cost* die bovenop de kosten verbonden aan de hernieuwbare energietechnologieën zelf komt en die kan oplopen van minder dan 0,5 euro per MWh windenergie tot meer dan 4 euro (zie figuur) bij een 20%-aandeel van wind in de vraag. Dat is ongeveer 10% van de wholesaleprijs van windenergie³⁴. De impact op de elektriciteitsstarieven voor eindverbruikers zou minder dan 1% bedragen. Zo becijferde het Brits energieonderzoekscentrum UK Energy Research Centre dat de kosten voor het compenseren van het wisselend windvermogen bij een scenario waarbij windenergie 20% van de Britse elektriciteitsproductie dekt minder dan 1% van het huishoudelijk elektriciteitsstarief zou bedragen³⁵.

De hoogte van de balancing kosten hangt af van de hoeveelheid windenergie die geïntegreerd moet worden, de mate waarin het vraag- en aanbodpatroon overeenkomen, de grootte van het gebied waarbinnen de balancering moet gebeuren, de marginale kosten van reserve-eenheden, de kosten en karakteristieken van de gekozen andere balanceringstechnieken zoals opslag, de mogelijkheden om elektriciteit uit te wisselen met buurlanden via (bestaande) interconnectoren en de manier waarop het net beheerd wordt en met windvoorspellingen wordt omgegaan. Zo zorgen kortere gate-closure-times bijvoorbeeld gebaseerd op windvoorspellingen van 4 of 6 uur en de komst van intra-day en real time markten ervoor dat de balancing kosten verminderen ten opzichte van een sturing op basis van day-ahead forecasts.

Inschatting balancing costs in verschillende regio's (€/MWh Wind)³⁶



³⁴ <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-2-grid-integration/chapter-7-economic-aspects-integration-costs-and-benefits/additional-balancing-and-network-costs/>

³⁵ <http://www.energiesparen.be/book/export/html/910>

³⁶ De toekomst van energie ...energie van de toekomst ... Johan Albrecht, Universiteit Gent & Itinera Institute. 22/10/2010.

3. Inpassing in de elektriciteitsnetten

3.1. Implicaties voor de omvang, aard en werking van de netten

Ook zonder HE zijn de komende jaren zijn investeringen in de netten nodig

Een groot deel van West-Europese elektriciteitsnetten zijn na de Tweede Wereldoorlog aangelegd als reactie op de sterke toename van het elektriciteitsverbruik. De bestaande netwerken in België en ook daarbuiten zijn vaak erg verouderd en moeten op diverse plaatsen dringend worden vervangen of uitgebreid om bestaande capaciteitstekorten op te vangen. Bovendien stelt de toenemende marktintegratie binnen Europa bijkomende eisen aan de netinfrastructuur. Voor België betekent dat een verdergaande integratie in de Noordwest-Europese energiemarkt³⁷.

Maar de vereiste netinvesteringen werden de afgelopen jaren geremd, door de liberalisering en door de financiële crisis. De vereiste investeringen zijn nu dan ook erg groot en de beslissing daarover dringt zich de komende jaren op. Deze vereiste netaanpassingen bieden echter gelegenheid om rekening te houden met de inpassing van hernieuwbare energie.

Zorgt aansluiting van HE-installaties voor netuitbreiding of juist niet?

Er zijn geschikte elektriciteitsleidingen nodig om de elektriciteit die HE-installaties opwekken naar de afnemers te brengen. Vaak kan aangesloten worden op het bestaande net, maar niet altijd. Soms zijn er volledig nieuwe leidingen nodig, bv. om de stroom van de off-shore-windparken naar de kust te brengen. Vaak moet ook het transmissienetwerk aan de kust versterkt worden om de stroom van de off-shore windparken te kunnen verdelen. Van deze gelegenheid kan gebruik gemaakt worden om verbeterde kabeltechnieken toe te passen. In zekere zin kan de kost van deze netuitbreidingen beschouwen als een gevolg van de keuze om de HE-productie niet in de buurt van de consumptie te laten plaatsvinden. Het is met andere woorden een indicatie van de kost van 'NIMBY' of bepaalde planologische vereisten.

De introductie van hernieuwbare energie kan echter soms ook netuitbreidingen vermijden. Hernieuwbare energieinstallaties kunnen de opgewekte energie ter plaatse verbruiken of op het net injecteren. Voor de meeste groenestroominstallaties is een netaansluiting sowieso nodig om het intermitterend karakter van de installatie te kunnen opvangen. Een van de voordelen van HE-installaties is dat, indien de opgewekte elektriciteit op hetzelfde ogenblik ter plaatse wordt verbruikt, de betreffende stroom het net niet belast. Doordat HE-opwekking in veel gevallen lokaal kan gebeuren, kan bij grootschalige toepassing de transportbehoefte dus verminderen, evenals de noodzaak tot netuitbreiding.

De elektriciteit die HE-installaties op het net injecteren wordt fysisch gezien verbruikt door de meest nabije afnemers. Op die manier dragen deze productie-installaties meestal wel bij tot een daling van de netverliezen, aangezien er dan minder elektriciteit over grote afstanden moet getransporteerd worden van de grote elektriciteitscentrales naar de verbruikers.

Problemen met netspanning door PV-installaties moeten opgevangen worden

De aansluiting van PV-installaties op de distributienetten kan problemen met de netspanning veroorzaken. Om de goede werking van elektrische apparaten te kunnen garanderen en om de levensduur van de apparaten niet te verkorten, moet de nominale netspanning op de distributienetten typisch 230 V bedragen, rekening houdend met een tolerantie­marge³⁸. Normaal gezien treedt er altijd een spanningsdaling op langs de distributiekabel vanaf de midden- en

³⁷ Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL) (2009) Growing within Limits. A Report to the Global Assembly 2009 of the Club of Rome. Bilthoven. D.P. van Vuuren, A. Faber

³⁸ volgens het Technisch Reglement Distributie, tolerantie­marges beschreven in de Europese Norm EN50160

laagspanningscabines tot aan de verste afnemer. Om te vermijden dat de spanning aan het einde van de distributiekabel te laag zou worden, stellen de netbeheerders de transformatoren in de verdeelpunten meestal zodanig in dat de spanning bij de eerste afnemers vlakbij de verdeelpunten lichtjes hoger is dan de nominale waarde (maar wel binnen de tolerantiegrenzen).

PV-installaties veranderen het spanningsverloop langs een distributiekabel: wanneer PV-installaties elektriciteit produceren stijgt de spanning in de omgeving van de PV-installaties en riskeert de spanning daar verderop de distributiekabel te hoog te worden. Wanneer ze niet of minder produceren, daalt de spanning weer. Daarom zouden de transformatorinstallaties op de verdeelpunten constant bijgesteld moeten worden, maar dat kan niet met de huidige transformatoren die niet van op afstand of automatisch verstelbaar zijn. Mogelijke oplossingen zijn de vervanging door meer regelbare transformatoren of door een kabel met een grotere diameter en dus een lagere weerstand waardoor er minder spanningsdaling optreedt), maar die oplossing vergen wel investeringen³⁹.

Hernieuwbare energie vereist slimme netten en slimme meters

Om decentrale elektriciteitsproductie (windturbines, PV-installaties, WKK's ...) op grootschalige wijze in het energiesysteem te kunnen integreren, moeten de netten omgevormd worden tot slimme netten. Slimme netten (smart grids) kunnen elektriciteit met behulp van digitale technieken en systemen beter sturen en betrouwbaarder beheren en in balans houden. Concreet moet software worden geïnstalleerd en moeten er distributiegeneratoren worden aangekoppeld.

Slimme netten betekenen een omvorming van de bestaande netten die elektriciteit brachten van een paar grote gecentraliseerde conventionele productiecentrales die werken op steenkool, gas en nucleaire brandstof, naar een groot aantal eindverbruikers. Slimme netten kunnen rekening houden met meerdere decentrale producenten en variabele stroomproductie. Ze kunnen kiezen om buffer- of opslagcapaciteit in te zetten, of om grote verbruikers af te schakelen of om de vraag op een andere wijze, bv. met prijsprikkels via smart meters te sturen.

Bij slimme netten wordt de link met communicatie-infrastructuur belangrijk. Intelligente netten vereisen de overdracht van informatie om de nodige netstabiliteit en de balans tussen vraag en aanbod te kunnen garanderen. Deze informatietransacties zullen gebeuren langs een communicatie-infrastructuur die parallel zal lopen met het elektriciteitsnet⁴⁰.

3.2. Koppeling, interconnectiecapaciteit en supergrid

HE vereist verdergaande regionale en Europese integratie en interconnectie

Het intermitterend karakter van hernieuwbare energie en de verschillen in geografische beschikbaarheid van HE-bronnen, kunnen impliceren dat *elektriciteitshandel over de grenzen heen* belangrijker wordt. Dat vereist 'supersnelwegen voor groene energie'⁴¹. Windenergie uit windrijke weinig bevolkte gebieden in Europa zou dan naar dichtere bevolkte minder windrijke gebieden gebracht kunnen worden. Overschotten en tekorten zouden op een groter schaalniveau uitgevlakt kunnen worden.

³⁹ Vlaams Parlement, Schriftelijke vragen, Vraag nr. 122 van 21 november 2008 van Joke Schauvliege. Antwoord van Hilde Crevits, Vlaams Minister van Openbare Werken, Energie, Leefmilieu en Natuur.

⁴⁰ Bruno Moens, Stijn Oosterlynck (2008) Klimaatverandering als structurele ruimtelijke uitdaging in Vlaanderen. Ruimtelijke gevolgen van klimaatverandering en mogelijkheden tot klimaatbestendig ruimtelijk beleid in Vlaanderen.

⁴¹ Term gehanteerd in het artikel: De Standaard, 13/10/2010, Google investeert in windenergie.

Dat vereist echter een aanpassing van de bestaande energie-infrastructuur. De interconnecties zijn immers nog niet overal sterk genoeg om substantieel meer fluctuerende HE-productie zoals windenergie aan te kunnen. Op korte termijn lijken er weliswaar geen al te grote congestieproblemen te verwachten in de transmissienetwerken en hoogspanningsverbindingen. Tegen 2020 worden daarentegen wel *bottlenecks* verwacht en zullen bijkomende netversterkingen nodig zijn (zie figuur). Dat geldt voor de verbindingen tussen Frankrijk en zijn burens Spanje, België, Zwitserland en UK. Ook tussen Ierland en het Verenigd Koninkrijk, tussen Duitsland en Sweden, tussen Zweden, Polen en Finland en tussen Griekenland en Bulgarije zullen naar verwachting congestieproblemen ontstaan⁴². Ook de Baltische staten zouden beter geïntegreerd moeten worden⁴³.

Vereiste netversterkingen volgens tradewind (rood: HVDC, blauw: AC-verbinding)⁴⁴



Een bijkomend probleem is dat de huidige netten nog grotendeels gebaseerd zijn op de AC (wisselstroom)-technologie⁴⁵, die minder flexibel stroomtransport toelaat, dan de HVDC-technologie (High Voltage Direct Current) die beter controleerbaar zijn en die minder stroomverlies genereren over lange afstanden

Bovenstaande factoren maken dat Europese markten gefragmenteerd en fysisch gescheiden blijven door congestie. Er is op dit moment dus nog geen eengemaakte continentale Europese elektriciteitsmarkt. Er is eerder sprake van *enkele ontwikkelende regionale markten* in de Europese context, zoals Noordwest-Europese markt (waartoe België behoort), de Scandinavische markt (Nord Pol, Nordic Power Exchange, de geïntegreerde stroommarkt opgezet door Denemarken, Noorwegen, Zweden en Finland) en de Iberische markt. Op termijn streeft ERGEG naar meer samenwerking in 7 regionale groepen (zie tabel).

ERGEG-voorstel inzake regionale groepen⁴⁶

Baltische Staten	Estland, Letland, Litouwen
Centraal-Oost-Europa	Oostenrijk, Tsjechië, Duitsland, Hongarije, Polen, Slowakije, Slovenië
Centraal-West-Europa	België, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg, Nederland
Centraal-Zuid-Europa	Oostenrijk, Frankrijk, Duitsland, Griekenland, Italië, Slovenië, (Zwitserland)
Noord-Europa	Denemarken, Finland, Duitsland, Noorwegen, Polen, Zweden
Zuid-West-Europa	Frankrijk, Portugal, Spanje
UK en Ierland	Frankrijk, Verenigd Koninkrijk, Ierland

⁴² TradeWind (2009) Integrating Wind. Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power

⁴³ Nicola Rega van Eurelectric

⁴⁴ TradeWind (2009) Integrating Wind. Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power. Fase 1.

⁴⁵ PWC (2010) 100% renewable electricity. http://www.supersmartgrid.net/wp-content/uploads/2010/03/100-renewable_electricity-roadmap.pdf

⁴⁶ European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG), 2006. The Creation of Regional Electricity Markets

- An ERGEG Conclusions Paper. www.energy-regulators.eu

De jongste jaren werden diverse initiatieven genomen om te komen tot betere grensoverschrijdende verbindingen. In de ééngemaakte Scandinavische elektriciteitsmarkt zijn er reeds een tiental jaar goede verbindingen die bijvoorbeeld nu reeds toelaten dat in de winter het merendeel van de Deense windproductie geëxporteerd kan worden naar Zweden en Noorwegen.

Recent pogen Nederland, België, Luxemburg, Duitsland en Frankrijk in het zgn. *Pentalaterale Forum* de grensoverschrijdende verbindingen uit te breiden en slimmer te gebruiken. Als gevolg van de tot stand gebrachte 'marktkoppeling' zijn de prijzen in de trilaterale markt van Nederland, België en Frankrijk nu in grote mate geharmoniseerd, waarbij grensoverschrijdende transmissiecapaciteit geveild wordt op de spotmarkt. Duitsland en Luxemburg zouden binnenkort volgen. Uitbreidingen met Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk liggen in een wat verder verschiet⁴⁷

Verder zullen twee pas opgerichte Europese organisaties terzake een rol spelen. *ACER* (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) zal gemeenschappelijke standaarden ontwikkelen over handel over de grenzen heen. *ENTSO-E* (European Network of Transmission System Operators for Electricity) zal werken aan de planning en beheer van het Europees transmissiesysteem.

Recent maken 'Friends of the Supergrid', een forum opgericht in maart 2010 met Siemens als een van de voortrekkers, ook plannen om de offshore windparken in het Noorden van Europa te verbinden met de zonneparken in het zuiden van Europa (of in Noord-Afrika – cf. infra). Dat zou een bijkomende versterking van de Europese transmissielijnen vereisen. Ook een sterker off-shore supergrid in de Noordzee lijkt nodig⁴⁸, met verbindingen naar gebieden met een groot verbruik .

Tot slot moet opgemerkt worden dat, afhankelijk van de gemaakte afspraken, een toegenomen integratie via interconnectie minder garanties kan inhouden voor de bevoorradingszekerheid van een bepaald land of regio.

Buiten Europa: Supergrid met Mena-landen

Gezien de beperkte beschikbare oppervlakte in Vlaanderen en Europa, kan het, indien men naar 100% hernieuwbare elektriciteitsvoorziening wil gaan, interessant of nodig worden om zonne-energie uit het Noord-Afrika of het Midden-Oosten, de zogenaamde Mena-landen (Middle-East, North-Africa) te importeren via een zogenaamd 'supergrid' of pan-Mediterraans net.

Binnenkort zou de EU plannen presenteren om de elektriciteitsnetten in Noord-Afrika en het Midden-Oosten, Spanje en Turkije te verbinden. Zo zou er naast de twee onderzeese kabels in de Straat van Gibraltar tussen Noord-Afrika en Europa, in 2015 een derde kabel komen tussen Tunesië en Italië. Recent werd een eerste verbinding gelegd tussen Turkije en het Europese net⁴⁹.

Een grootschalig lange termijnproject in dit verband wordt momenteel onderzocht door het *Duitse DESERTEC*. De optie voorziet de constructie van grote zonneparken in Noord-Afrika en de aanleg van moderne, dikke gelijkstroomkabels als transmissielijnen om de opgewekte zonne-energie naar Europa te transporteren. Deze operatie zou op termijn niet alleen leiden tot een verdergaande integratie van de Europese elektriciteitsmarkt, maar ook tot een inte-

⁴⁷ Energiebeleid en de Noordwest-Europese markt. Brandstofmix en infrastructuur. Clingendael International Energy Programme

⁴⁸ Lodewijks P., Brouwers J., Van Hooste H. & Meynaerts E. (2009) Energie- en Klimaatscenario's voor de sectoren Energie en Industrie. Wetenschappelijk rapport, mira 2009, vmm, www.milieurapport.be.

⁴⁹ De Standaard, 30/10/2010, Woestijn is nieuwe bron van groene stroom. Energiecentrales in Sahara ter waarde van 400 miljard euro.

gratie van de Europese en Noord-Afrikaanse elektriciteitsmarkten. Naar verluidt zou het goedkoper zijn om wind- of zonne-energie op te wekken in Marokko en te transporteren naar Spanje, dan om deze energie in Spanje met lokale installaties op te wekken⁵⁰.

DESERTEC: 50% van EU-energievoorziening in 2050 uit woestijn⁵¹

Het idee is ontstaan in 2003 in de schoot van de Club van Rome⁵² en een netwerk van experts rond de Middellandse Zee, genaamd TREC (Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation). Tussen 2004 en 2007, bevestigde het Duitse Ruimtevaartcentrum de haalbaarheid van het DESERTEC-concept in 3 studies. In 2008 werd de DESERTEC-stichting opgericht om de verschillende activiteiten te coördineren. 30 oktober 2009 richtten 12 commerciële bedrijven een industrieel consortium op, DESERTEC Industrial Initiative (Dii), waarin o.a. Siemens, ABB, Deutsche Bank, E.ON, RWE en Cevital participeren. Ondertussen kwamen daar reeds heel wat bedrijven bij (denk aan Saint-Gobain, Enel Green Power, ONA, ed) Prioritair wordt er nu werk gemaakt van een studiefase.

Wetenschappers achten het realistisch dat 50 % van het Europese energieverbruik uit de woestijn komt tegen 2050.

De 27 EU-landen zijn bereid daartoe de nodige investeringen op tafel te leggen. Totale kostprijs wordt geraamd op 400 miljard euro⁵³, waarbij het grootste deel voorzien is voor nieuwe technologieën inzake netwerken, waardoor het transport met veel minder verlies kan gebeuren dan vandaag het geval is. DESERTEC zelf houdt rekening met 15 procent verliezen.

De belangrijkste uitdagingen zijn het politieke kader ontwikkelen in de verschillende landen.



⁵⁰ Envirodesk: Zonne-energie moet Marokko op de kaart zetten 06/05/2010. <http://www.envirodesk.be/inhoud/zonne-energie-moet-marokko-op-de-kaart-zetten>

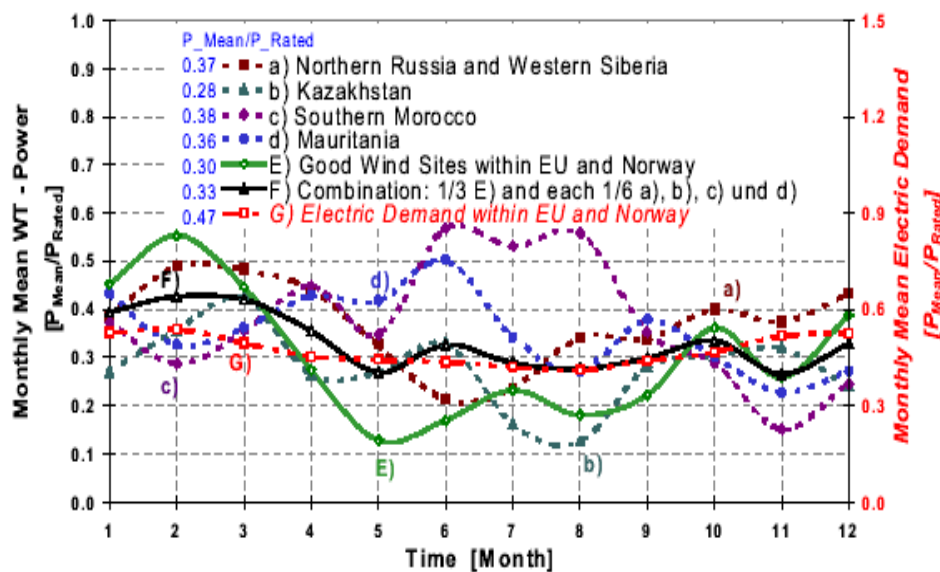
⁵¹ DESERTEC Foundation, www.desertec.org. Envirodesk: Zonne-energie moet Marokko op de kaart zetten 06/05/2010. <http://www.envirodesk.be/inhoud/zonne-energie-moet-marokko-op-de-kaart-zetten>

⁵² een denktank van Europese wetenschappers

⁵³ De Standaard, 30/10/2010, Woestijn is nieuwe bron van groene stroom. Energiecentrales in Sahara ter waarde van 400 miljard euro.

Aanvullend op het Duitse Desertec initiatief, zou binnenkort het Franse MEDGRID/Transgreen worden opgericht⁵⁴, een verzameling bedrijven die reeds vóór 2020 een Europees netwerk van hoogspanningsverbindingen wil koppelen met het zuiden van de Middellandse Zee. Het initiatief zou kaderen in het Solar Plan van het zogenaamde Barcelona-proces van Mediterrane dialoog dat 20 Gigawatt aan zonne- en windenergie in de Mena-landen wil creëren. Binnenkort zou zonne-energie uit Marokko over de kabels onder de Straat van Gibraltar naar Europa gebracht worden. Marokko plant om tegen 2020 2000 MW zonnecentrales en 2000 MW windmolenparken operationeel te hebben⁵⁵.

Interconnectie van de netten (supergrid) om variaties in HE-productie op te vangen



Interconnectie zet druk op doorvoerlanden zoals België

De expansie van hernieuwbare energie en vooral van windenergie is geconcentreerd in Noord-Europa waar 70% van het geïnstalleerd windvermogen staat. Een surplus in die regio leidt tot elektriciteitsstromen van Noord naar Zuid doorheen Duitsland, Nederland, België, Polen en Tsjechië⁵⁶. Die verhogen de druk op de netten aldaar en kunnen lokale ondercapaciteit zoals tussen België en Nederland versterken.

Rekening houden met netverliezen

Bij het vergroten van het gebied (en dus de afstand) waarin de flexibiliteitsproblematiek opgevangen wordt zodat pieken en dalen elkaar meer kunnen compenseren, moet een kanttekening worden gemaakt. Er is namelijk een afweging nodig omdat transport van elektriciteit soms duurder is dan van de onderliggende brandstoffen. Afhankelijk van de gekozen technologie en routing kan het minder duur zijn om gas of kolen te transporteren en elektriciteit dichtbij de eindverbruiker op te wekken, dan elektriciteit bij de put of mijn te produceren en vandaar te transporteren. Uitbreiding van de markt kan ertoe leiden dat er tussen gas en elektriciteit wordt geswitcht en arbitrage wordt toegepast, waarbij het gas als gas wordt verkocht of – afhankelijk van de prijs – omgezet wordt in elektriciteit.

⁵⁴ <http://www.enerzine.com/1/10667+desertec---le-courant-du-desert-reliera-leurope+.html>

⁵⁵ De Standaard, 30/10/2010, Woestijn is nieuwe bron van groene stroom. Energiecentrales in Sahara ter waarde van 400 miljard euro.

⁵⁶ Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006–2008 Holtinen, e.a. (2009) VTT

3.3. Uitbreiding en aanpassing van netten

Uitbreiding en aanpassing van netten verloopt traag

Investerings in netaanpassingen vergen soms aanzienlijk meer tijd dan investeringen in productiecapaciteit. Doorlooptijden van infrastructuurinvesteringen zijn doorgaans langer omdat de vergunningsprocedures meer tijd vergen. Deze vaststelling impliceert dat er tijdelijk en lokaal knelpunten kunnen optreden waardoor productiecapaciteitsinvesteringen niet kunnen doorgaan of de netbalans in het gedrang komt. Dit kan vermeden worden door de lokatie van nieuwe productie-installaties vooraf actief te plannen en te reguleren en/of door te zorgen voor tijdige aanmelding.

Voor Vlaanderen zijn geen gegevens bekend, maar uit een parlementaire bespreking blijkt dat ook in Vlaanderen de doorlooptijden voor netinfrastructuur veelal deze voor productieinfrastructuur overstijgen⁵⁷.

Ook de levensduur van productiecapaciteit verschilt van deze van netinfrastructuur. Waar de levensduur van een centrale varieert van 20 tot wel 60 jaar, kan energie-infrastructuur meerdere generaties meegaan. Die verschillen in levensduur zijn niet alleen technisch belangrijk, maar ook economisch met het oog op de financiering van netinvesteringen.

De uitbouw van transportcapaciteit verloopt soms ook traag door een kip of ei-situatie: investeerders in HE-offshore productieparken wachten op bijkomende transportmogelijkheden, die er pas komen als er voldoende investeringen in HE-productieparken zijn.

Netaanpassingskosten kunnen groter zijn dan productieparkkosten

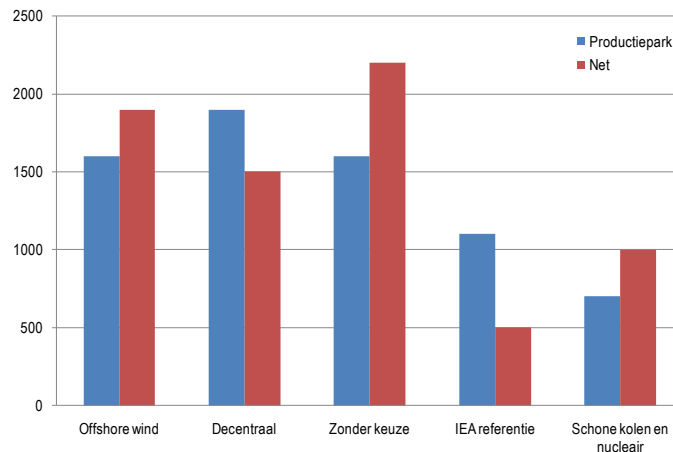
De kosten voor de vereiste netaanpassingen kunnen hoog oplopen, zeker naarmate meer hernieuwbare energie wordt ingezet en daardoor de grenzen van het bestaande systeem worden bereikt. De kosten voor netaanpassingen rekening houdend met hernieuwbare energie zullen volgens het IEA hoger zijn dan reguliere netaanpassingen in een scenario zonder extra klimaatbeleid en met vooral grootschalige centrale opwekking. Dat komt omdat de netten rekening moeten houden met de fluctuerende en soms moeilijk te controleren energieproductie van de HE-productie⁵⁸.

Volgens Berger kunnen deze kosten voor de EU tegen 2030 oplopen tot meer dan 1500 miljard euro. Deze kosten betreffen aanpassingen aan het transmissie- en het distributienet en liggen in de lijn van de inschattingen van Prof. Belmans (KULeuven) van de kosten voor de aanpassingen aan distributienetinfrastructuur (700 tot 800 miljard euro). Opmerkelijk is dat volgens Berger de kosten voor netaanpassingen de kosten voor de aanpassingen van het productiepark kunnen benaderen en zelfs overstijgen in bepaalde scenario's. Bovendien worden de kosten voor de productie van hernieuwbare energie geacht geleidelijk te dalen door technologische vooruitgang en schaalvoordelen, terwijl de aanpassingskosten bij een meer grootschalige toepassing wellicht eerder zullen toenemen (zie figuur).

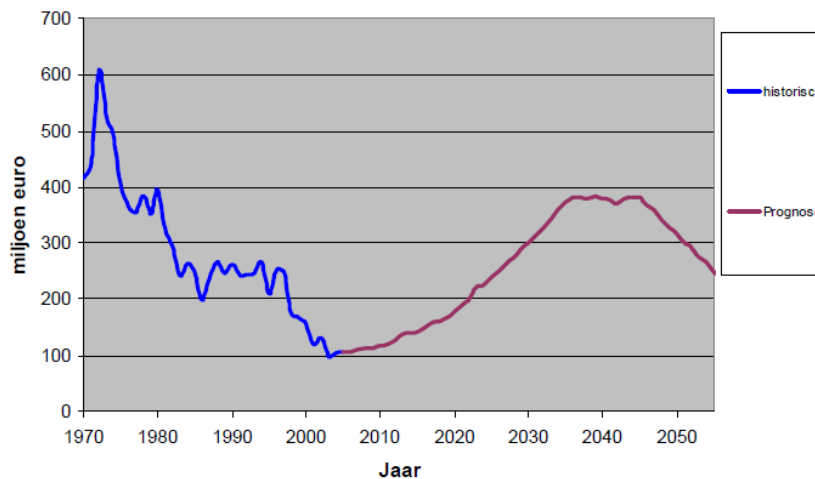
⁵⁷ Hilde Crevits in Commissie voor Openbare Werken, Mobiliteit en Energie Vergadering van 30/04/2008. Vlaams Parlement.

⁵⁸ Roland Berger Strategy Consultants, 2008

Investerings in Europees elektriciteitsproductiepark en netten in diverse scenario's (in mld €, 2005/07-2030)⁵⁹



Investeringsvolume in elektriciteitsnetten met prognoses (Nederland)⁶⁰



Kosten verschillen naar gelang de HE-keuze; niet kiezen is het duurst

De vereiste investeringskosten in Europese elektriciteitsnetten verschillen sterk naar gelang de keuzes die men maakt in het HE-beleid⁶¹. Een grootschalige uitbouw van offshore vergt aanzienlijke investeringen in de transmissienetten, terwijl een HE-uitrol die gebaseerd is op decentrale HE-opwekking vooral investeringen in de distributienetten vergt. De totale kosten voor netaanpassingen liggen bij een decentraal scenario lager dan bij een offshore windscenario, al worden dergelijke kostenverschillen grotendeels uitgevlakt als de meerkosten van de productie-installaties voor decentraal tov offshore wind in rekening zouden worden gebracht⁶².

Opvallend is vooral dat de kosten voor netaanpassingen substantieel hoger zijn als vooraf geen keuzes worden gemaakt inzake de gewenste HE-ontwikkeling, omdat dan het net dan flexibel moet zijn om diverse scenario's aan te kunnen.

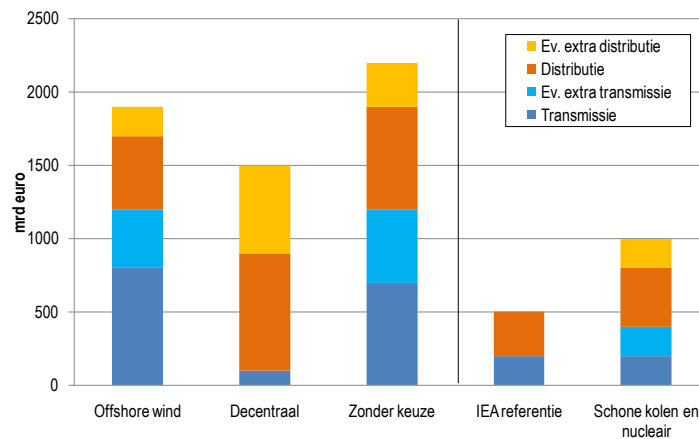
⁵⁹ IEA, World Energy Outlook 2008; Roland Berger, Secure and green energy, but at what cost?, 2009

⁶⁰ Uncertainties in the transition to a sustainable energy infrastructure. Joris Knigge. Asset Management | Innovation. Enexis. Powerpoint presentatie.

⁶¹ Roland Berger, Secure and green energy, but at what cost?, 2009

⁶² Decentraal: 1900 miljard euro productiekosten; Wind offshore: 1600.

Investerings in Europese elektriciteitsnetten in diverse scenario's (2005/07-2030)⁶³



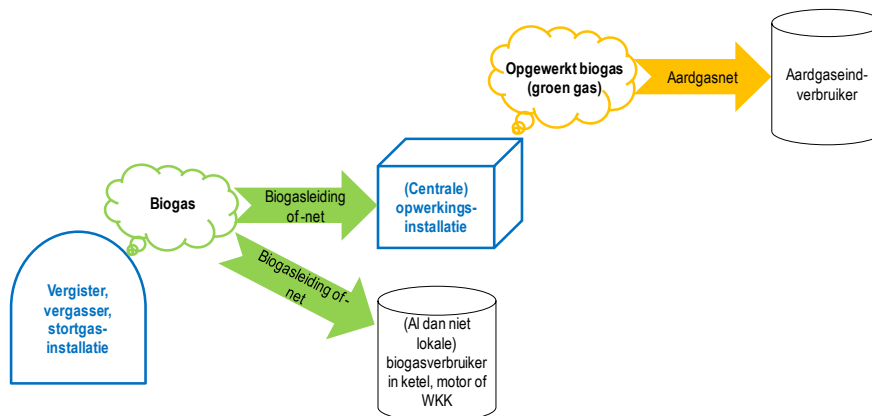
4. Inpassing in gasinfrastructuur en warmtevoorziening

4.1. Biogas, aardgasnetten en biogasnetten

Biogas als HE-bron

De (gedeeltelijke) vervanging van aardgas door biogas of door opgewerkt biogas kan een strategie zijn om de HE-doelstelling te halen. Dat vereist dat het geproduceerde biogas rechtstreeks gebruikt wordt of verdeeld wordt via biogasleidingen of -netten; en/of dat het biogas eventueel opgewerkt wordt tot 'groen gas' dat verdeeld kan worden via het aardgasnet (zie figuur).

Productie en gebruik van biogas en eventuele opwerking tot aardgaskwaliteit



Biogasopwerkingsmogelijkheden zijn nodig

Als er bij een vergistingsproject nauwelijks nuttige warmte-aanwending mogelijk is, kan het interessant zijn om biogas op te werken tot aardgaskwaliteit. Het kan dan zonder problemen in het aardgasnet worden geïnjecteerd. Indien het nog verder gezuiverd wordt, ontstaat biomethaan dat bruikbaar is als motorbrandstof of chemische grondstof. Het opwerken tot aardgaskwaliteit heeft het voordeel dat een veel hoger rendement (70 à 80%) wordt bereikt dan wanneer biogas wordt omgezet in elektriciteit en warmte (40 à 50%), die niet altijd nuttig

⁶³ IEA, World Energy Outlook 2008; Roland Berger, Secure and green energy, but at what cost?, 2009

aangewend kan worden⁶⁴. Bij de invoering van het opgewerkte biogas in het aardgasnet is de afzet verzekerd.

‘Groengashubs’ kunnen interessant zijn

Indien biogas decentraal geproduceerd wordt, bv. bij landbouwbedrijven, kan het interessant zijn om het geproduceerde biogas via leidingen naar een centrale opwerkingsinstallatie te vervoeren om het vervolgens in het net in te voeren. Door schaalvoordelen kunnen zo kosten bespaard worden: een centrale opwerkingsinstallatie kan immers goedkoper biogas opwaarderen dan diverse afzonderlijke kleine installaties. In Nederland worden zo gedacht aan de introductie van ‘Groen Gas Hubs’ voor grootschalige groen gas productie⁶⁵.

Aanpassing/uitbreiding van aardgasnetten of biogasnetten (biogrids)

Wanneer men opgewerkt biogas in de aardgasnetten wil opnemen, kunnen wel aanpassingen aan de aardgasnetten nodig zijn, bv. om de (centrale) opwerkingseenheid te verbinden met het aardgasnet. Ook kunnen uitbreidingen van de aardgasnetten nodig zijn indien het opgewerkte biogas ook in toenemende mate gebruikt zou worden als brandstof voor motorvoertuigen en ook tankstations dus op de aardgasnetten moeten worden aangesloten. De vereiste aanpassingen van het aardgasnet hangen natuurlijk af van fijnmazigheid van het huidige aardgasnet en de gemaakte keuzes inzake opwerkingseenheden en verbruik.

Aangezien (niet opgewerkt) biogas rechtstreeks in bepaalde installaties ingezet kan worden (zoals WKK's, ketels en motoren), kan de aanleg van een biogasnet interessant zijn om (niet opgewerkt) biogas naar potentiële afnemers te brengen. Zo wordt in Nederland gedacht aan kleinschalige lokale biogasnetten die bv. biogas dat niet altijd aan de allerhoogste kwaliteitseisen hoeft te voldoen, naar eindafnemers brengen, zoals een grote industriële afnemer of een wijk met een wijkverwarming⁶⁶.

Aangezien biogas een wisselende kwaliteit kan hebben, kan het bij de eventuele introductie van biogasnetten nodig zijn dat bij energieverbruikers de aanpassingen aan apparatuur gebeuren zodat met de wisselingen in kwaliteit kan worden omgegaan.

4.2. Warmtenetten en warmteopslag

Warmtenetten kunnen zinvol zijn voor groene warmte

Een warmtenet is een infrastructuur van pijpleidingen die warmteaanbieders verbindt met warmtevragers. Dit kan een verbinding zijn van twee naast elkaar gelegen bedrijven tot en met een complex energieweb van leidingen waar meerdere aanbieders en vragende partijen met elkaar warmte uitwisselen en dus elkaars warmte (her)gebruiken⁶⁷. Het warmtenetwerk dekt meestal een beperkt gebied, meestal binnen een straal van 10 km en vraagt dus een zekere dichtheid van de bebouwing. Bij een warmtenet moet er een goed evenwicht zijn tussen het warmteaanbod en de warmtevraag.

Er bestaan verschillende systemen voor warmtenetten, gaande van stadsverwarmingsnetten tot bronnennetten met warmtepompen. In enkele Europese landen zoals Nederland, Dene-

⁶⁴ Aan de slag met groen gas. Informatie voor initiatiefnemers. Brochure Senter Novem. www.senternovem.nl

⁶⁵ <http://www.energyvalley.nl/werkthemas/groen-gas-hubs>

⁶⁶ Flexigas feestelijk afgetrapt: een intelligent biogasnet. <http://www.energyvalley.nl/nieuwsarchief/21808-flexigas-feestelijk-afgetrapt-een-intelligent-biogasnet>

"Biogasnet NO-Friesland" <http://www.bioenergy.nl/Flex/Site/Page.aspx?PageID=8500>

⁶⁷ <http://www.energyvalley.nl/werkthemas/warmtenetten>

marken en Duitsland zijn reeds dergelijke warmtenetten operationeel⁶⁸. Op dit moment zijn er in Vlaanderen een twaalfstal (kleinschalige) warmtenetten (gepland)⁶⁹.

Ook voor groene warmte kunnen warmtenetten interessant zijn. Als de producent van groene warmte deze niet steeds nuttig kan aanwenden, kan het noodzakelijk zijn om warmtenetten uit te bouwen om de geproduceerde groene warmte van hernieuwbare warmte-installaties, bio-WKK's en warmtepompen te transporteren tot bij de gebruiker. Deze warmtenetten kunnen ook ingezet worden voor de transport van restwarmte.

Warmteopslag kan vermijden dat WKK en HE conflicteren bij grootschalige inzet

WKK en windenergie kunnen als intermitterende elektriciteitsproducenten gaan concurreren. Warmtekracht is voornamelijk warmtegestuurd. Als de warmtevraag groot is, kan dat leiden tot overproductie van elektriciteit. WKK is daardoor een elektriciteitsbron die net als bij een windturbine niet stuurbaar is, aangezien de warmtevraag leidend is. Bij grootschalige inzet van beide zijn zij in concurrentie met elkaar hetgeen de economie van beide kan frustreren.

Specifiek aandachtspunt bij wind en mogelijk ook bij grootschalige inzet van kleinschalige warmtekracht in de gebouwde omgeving is de gepiektheid van het aanbod, hetgeen specifieke eisen stelt aan de 'centrales' die moeten zorgen voor de balans.⁷⁰

Een oplossing hiervoor zou zijn dat de WKK's zouden ingezet worden om de piekvraag naar elektriciteit bv. bij afwezigheid van wind op te vangen en dat het overschot aan warmte zou worden opgeslagen. Omgekeerd zouden warmtenetten ingezet kunnen worden om een overschot van elektriciteit uit HE-bronnen op te vangen.

5. Implicaties voor het het regulerings- en sturingsmodel

Regulerings- en sturingsmodel verandert

De introductie van hernieuwbare energie in het energiesysteem impliceert dat het reguleringsmodel zal moeten veranderen. Bij meer decentrale energieopwekking zullen de vereisten voor de toegang tot energienetten, het netwerkmanagement (bv. onbalansregimes) en de regulering veranderen, hetgeen ook impliceert dat de regulator andere rollen zal moeten opnemen.

Ook de geografische indeling van spot en balancing markten is van belang. Daarmee kunnen veel pieken worden opgevangen. Spotmarkten voor elektriciteit, die dicht bij het moment van de levering zijn beter om de korte termijn variabiliteit van HE-bronnen op te vangen dan traditionele modellen⁷¹. Day-ahead markten zijn gekoppeld tussen Nederland, België en Frankrijk, hetgeen leidde tot meer efficiënte prijszetting en handel.

⁶⁸ Bruno Moens, Stijn Oosterlynck (2008) Klimaatverandering als structurele ruimtelijke uitdaging in Vlaanderen. Ruimtelijke gevolgen van klimaatverandering en mogelijkheden tot klimaatbestendig ruimtelijk beleid in Vlaanderen. Steunpunt Ruimte en Wonen.

⁶⁹ Storg Bree, Verbrandingsoven Ivago Gent, Groenestroomcentrale Electrawinds, SPE centrale Ham – Gent, Verbrandingsoven Mirom Roeselare, Fertikal multifuel-centrale Doel, Verbrandingsoven Regionale Milieuzorg Houthalen-Helchteren, Verbrandingsoven Indaver Doel, VITO Mol, Verbrandingsoven IVBO Brugge, Biostoomcentrale Electrawinds, Verbrandingsoven Dalkia Knokke-Heist.

⁷⁰ Transitie naar een duurzame energievoorziening in 2050. Evolutie of Revolutie? ECN Beleidsstudies ECN Schoon Fossiel Van Wunnik Energy Consultancy Plus Kipperman Consultancy & Mediation (2002)

⁷¹ http://www.iea.org/g8/2008/Empowering_Variable_Renewables.pdf

Netaanpassingen stimuleren vergt regulering

Er is een natuurlijk monopolie op het netbeheer, ook na de liberalisering. Of, hoe en op welke behoeften de netbeheerders zullen inspelen (zal die netaansluitingen, netaanpassingen, netuitbreidingen... realiseren of niet, in welke mate en aan welke voorwaarden?), hangt in grote mate af van de regulering door de overheid. Hetzelfde geldt voor de kosten van de netaanpassingen. Die kunnen zeer hoog oplopen, en verschillen sterk naar gelang de keuzes die men maakt en regulering die wordt toegepast. Een belangrijke vraag daarbij is tevens hoe en door wie deze kosten gefinancierd zullen worden.

Het in 2009 vastgestelde Europese “derde pakket” voor de energiemarkt bepaalt alvast dat er een planning op lange termijn moet zijn: “een planning van de behoeften aan investeringen in productie-, transmissie- en distributiecapaciteit op lange termijn, om aan de vraag naar elektriciteit van het systeem te voldoen en de levering aan de afnemers zeker te stellen”. Het moet echter duidelijk zijn dat beslissingen over netten en investeringsplannen in netten in zeer belangrijke mate de toekomstige ontwikkeling van het energiesysteem bepalen en een enorme economische, sociale en ecologische impact kunnen hebben. Dit vergt een maatschappelijk debat en politieke keuzes die niet enkel aan de netbeheerders en de regulator alleen kunnen worden overgelaten.

Beslissen over toekomstige energie-infrastructuur is niet eenvoudig

Het nemen van beslissingen over de vereiste energie-infrastructuur is om diverse redenen echter niet eenvoudig.

- Het gaat om *belangrijke maatschappelijke* keuzes: De vereiste energie-infrastructuur hangt sterk samen met de manier waarop het maatschappelijk en economisch leven georganiseerd is.
- Het gaat om *dure* investeringen, zodat een “foute” beslissing kostelijke gevolgen kan hebben.
- Het gaat om beslissingen met impact op *lange termijn en met veel onzekerheden*: Infrastructuurinvesteringen zijn langetermijninvesteringen, want energie-infrastructuur kan lang meegaan. In die zin moeten beslissingen rekening houden met de voorspellingen van energiebehoeften voor de komende 40 jaar. In dat kader moet een visie over de energie-infrastructuur rekening houden met lange termijn evoluties op meerdere terreinen en met meerdere overwegingen. Dat gaat gepaard met veel onzekerheden die beslissingen bemoeilijken en kunnen vertragen. Zo bestaat er onzekerheid over de verwachte vraag die bv. sterk afhangt van de (gewenste) structuur van de toekomstige economie, de toekomstige energievoorzieningen en de evoluties op de consumentenmarkt. Komt er bijvoorbeeld een grootschalig gebruik van elektrische voertuigen en elektrische warmtepompen, of niet? Maar ook inzake de ontwikkeling van het aanbod zijn er veel onzekerheden. Welke hernieuwbare energietechnologieën zullen ingeplant worden en waar? Welke rol zullen de conventionele energiebronnen spelen. Daarmee rekening houden is dus niet eenvoudig. Bovendien overstijgt de levensduur van netinfrastructuur vaak die van de vraag- en aanbodtechnologieën (cf. supra).
- Tegelijkertijd heeft de transitie naar een duurzamer energievoorziening zijn weerslag op de infrastructuur. Hierbij spelen onder andere de toepassing van “smart grids” en “smart meters” een rol, met toenemende mogelijkheden voor vraagsturing bij het beheer van de netten. Dit zal grote gevolgen hebben voor de *rol van netbeheerders* en voor de wijze waarop de *overheid* haar rollen bij beleid, toezicht en eigendom organiseert.

Visievorming lijkt wenselijk

Het belang van de energie-infrastructuur voor de economie en samenleving is dermate groot dat de overheid er niet aan voorbij kan gaan om over het geheel een duidelijke visie te formuleren. Dergelijke visie zou een antwoord moeten kunnen geven op de grote veranderingen en uitdagingen die op het gebied van de energie-infrastructuur aan de orde zijn. Ze zal moeten ingaan op de mate van “enabling” van de verschillende opties voor elektriciteitsop-

wekking, over de wijze waarop kosten en opbrengsten worden verdeeld over de verschillende gebruikersgroepen en de verschillende generaties die van de infrastructuur gebruik zullen maken, over de gevolgen van de integratie van de Europese energiemarkt voor de infrastructuur, over op de wijze waarop de overheid haar rollen bij beleid, toezicht en eigendom definieert en organiseert enz. Daarbij is uiteraard de relatie met het bredere energiebeleid van belang.

Scenario-ontwikkeling kan daarbij behulpzaam zijn als basis voor de discussie over investeringsplannen voor de infrastructuur van elektriciteit⁷². Verder lijkt ook een participatieve en transparante procedure nodig.

⁷² Zo schetste het Energierapport 2008 van het Nederlandse Ministerie van Economische Zaken drie scenario's op een mogelijke toekomstige ontwikkeling van de infrastructuur: één die behoort bij meer centraal kolen- of kernvermogen waarin Nederland exportland wordt; één gericht op meer decentrale opwekking; en één die zich concentreert op grootschalig duurzaam vermogen (vooral offshore wind) met gascentrales als back up voor de noodzakelijke flexibiliteit.