

Decentrale Energievoorziening onder Lokaal Beheer

Eindrapport

Project in opdracht van VIWTA

Consortium K.U.Leuven ELECTA, TME, IMER en VUB

Inhoudstafel

Inhoudstafel.....	2
Inleiding	7
1. Beschrijving en evolutie van het huidige elektriciteitsnet	8
1.1 Historiek en ontwikkeling.....	8
1.2 Van centrale naar verbruiker	9
1.3 Beschrijving van het net voor België	13
1.4 Liberalisering van de elektriciteitsmarkt	16
1.5 De vrije elektriciteitsmarkt in Vlaanderen	17
1.5.1 Bevoegdheden van de federale en gewestelijke overheden	18
1.5.2 Regulators	18
1.5.3 Netbeheerders.....	19
1.5.4 Producenten	22
1.5.5 Leveranciers	23
1.5.6 Netgebruikers	23
1.5.7 Elektriciteitsbeurs	23
2. Beschrijving van het aardgasnet	24
2.1 Geschiedenis van aardgas en aardgasnetwerk	24
2.2 State-of-the-art.....	25
2.2.1 Productie.....	25

2.2.2	Van productie tot verbruiker: het aardgastransport.....	26
2.3	Liberalisering van de aardgasmarkt	29
2.3.1	Regulator.....	29
2.3.2	Netbeheerders.....	29
2.3.4	Leveranciers	30
2.3.5	Eindgebruikers	30
2.4	Roadmap.....	30
3.	Technologische evolutie: gedistribueerde bronnen	32
3.1	DER-technologie	32
3.2	Gedistribueerde bronnen.....	32
3.3	Opslageenheden.....	33
3.4	Naar een derde hervorming van ons energiesysteem?	33
3.5	Voor –en nadelen	34
3.6	Potentieel en uitdagingen	35
4.	Juridische aspecten	36
4.1	Inleiding.....	36
4.2	Algemeen kader van de bevoegdheidsverdeling inzake energie.....	37
4.3	Bevoegdheidsverdeling en decentrale energievoorziening.....	38
4.4	Het huidige juridisch kader en decentrale energievoorziening	41
4.4.1	Het Europese kader	41
4.4.2	Het federale kader	45
4.4.3	Het kader van het Vlaams gewest.....	55

4.5	Overzicht belemmerende factoren vanuit juridisch oogpunt voor decentrale energievoorziening	67
4.5.1	Leveringsvergunning	67
4.5.2	Directe lijnen.....	70
4.5.4	Netwerk	71
4.6	Bevordering van milieuvriendelijke elektriciteitsopwekking.....	75
4.6.1	Algemene bemerkingen.....	75
4.6.2	Weigering aansluiting op het distributienetwerk.....	75
4.6.3	Beperking aansluitingskost op het distributienetwerk	75
4.7	Conclusie.....	76
5.	Ontwikkelingsscenario's	78
5.1	Hoofdscenario 1 – Een duurzame wooneenheid	78
5.1.1	Schets van de inhoud van dit scenario	78
5.1.2	Bespreking van het scenario met betrekking tot haalbaarheid en mogelijke belemmeringen	79
5.1.3	Interactie met de distributienetbeheerder	81
5.1.4	Mogelijke aandachtspunten	81
5.1.5	Discussiepunten.....	82
5.2	Hoofdscenario 2 – Netontwikkeling.....	85
5.2.1	Stap 1 – automatisering van het distributienet.....	85
5.2.2	Stap 2 - van passieve naar actieve netten	87
5.2.3	Stap 3 - Microgrids en autonome elektriciteitsnetten	98
5.3	Hoofdscenario 3 - Plug-in elektrische voertuigen: de DNB als vlootmanager?	106

5.3.1	Plug-in hybride voertuigen	106
5.3.2	Het opladen van PHEVs	107
5.3.3	Verzwaren van het distributienet	107
5.3.4	Hernieuwbare bronnen en WKK.....	108
5.3.5	Vehicle-to-grid	108
5.3.6	Fiscaliteit	108
5.3.7	Leasing van de batterijen.....	109
5.3.8	Conclusie	109
5.4	Hoofdsценario 4 – waterstof in het aardgasnetwerk.....	110
5.4.1	Inleiding	110
5.4.2	State-of-the-art.....	110
5.4.3	Roadmap.....	111
5.4.4	Relevantie voor Vlaanderen	113
6.	Conclusie en beleidsadviezen voor energiesystemen.....	116
6.1	Algemeen advies	117
6.2	Advies inzake technische-reglementaire beperkingen	118
6.3	Juridisch-economisch advies	119
	Bibliografie.....	121
	Appendix 1 – Bevoegdheid over productie van energie	125
	Appendix 2 – Relevante omschrijvingen en rubrieken op basis van bijlage 1 van VLAREM I om te bepalen welke klasse van toepassing is naargelang de decentrale productie-installatie.	127
	Appendix 3 – Fotovoltaïsche systemen.....	133

Appendix 4 – Grootschalige windproductie	136
Appendix 5 – Kleinschalige windproductie	141
Appendix 6 – Microturbines	146
Appendix 7 – Waterkracht	152
Appendix 8 – Brandstofcellen	155
Appendix 9 – Stirlingmotor	161
Appendix 10 – Biomassa.....	165
Appendix 11 – Batterijen.....	171
Appendix 12 – Supercondensatoren	174
Appendix 13 – Kinetische energieopslag: vliegwielen	179
Appendix 14 – CAES (Compressed Air Storage)	182
Appendix 15 – SMES (Super Conducting Magnetic Energy Storage)	184
Appendix 16 – Smart metering	187

Inleiding

Het thema van deze studie ‘decentrale energievoorziening onder lokaal beheer’ is de evolutie van onze lokale energievoorziening in de nabije toekomst waarbij er gezocht wordt naar de krijtlijnen voor een set van toekomstbeelden waardoor een aanzet kan gegeven worden naar een stappenplan om deze doelstellingen te kunnen realiseren. De resultaten van het studiewerk, gecombineerd en aangevuld met de analyse van de bevindingen uit de panels, moeten een input vormen voor het beleid.

De uitdaging van de onderzoeksopdracht bestaat erin om het takenpakket van de distributienetbeheerders zo aan te sturen dat zij zich niet langer (dienen te) beperken tot het louter doorvoeren van elektriciteit. Een vergelijkbare denkpiste kan worden ontwikkeld voor aardgas, of op termijn misschien zelfs ook waterstof, of eventueel biobrandstoffen.

Op een meer overkoepelend, algemeen niveau kunnen de resultaten een input bieden voor een maatschappelijk debat omtrent de sturing van de toekomstige elektriciteit- en energievoorziening. Dit project kan dan verkennend een theoretische onderbouw leveren voor een meer algemeen debat in het Vlaams Parlement inzake de evolutie van de taak van distributienetbeheerder binnen de samenleving. Deze studieopdracht wil dan ook een beter inzicht verschaffen in de mogelijkheden en moeilijkheden van het lokaal beheren van decentrale energievoorziening in een toekomstig energiesysteem.

In een eerste hoofdstuk wordt dan ook een uitgebreide bespreking gegeven van de totstandkoming van het elektriciteitsnet in België. De werking en ontwerp van het huidige elektriciteitssysteem worden beschreven uit het standpunt van productie, transport en consumptie. Daarnaast wordt ook een beeld geschetst van de toestand van voor de vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkt. Deze achtergrond stelt der lezer in staat zich de onderwerpen en problematiek die in de volgende hoofdstukken aan bod komen te situeren en beter te kunnen begrijpen. In hoofdstuk 3 wordt een introductie gegeven over een systeem van decentrale energievoorziening. Samen met de appendices krijgt de lezer een volledig beeld van de technologische mogelijkheden alsook een beeld van de voordelen en nadelen van een systeem gebaseerd op gecentraliseerde energievoorziening.

Na een grondige schets van het complexe juridisch-regelgevende kader waar deze materie zich in bevindt wordt er aan de hand van 4 ontwikkelingsscenario's de mogelijkheden en uitdagingen van gedecentraliseerde energievoorziening geïllustreerd. Het rapport wordt vervolgens afgesloten met een laatste hoofdstuk aangaande enkele beleidsadviezen.

1. Beschrijving en evolutie van het huidige elektriciteitsnet

Het elektriciteitsnet bestaat uit een groot aantal elementen. Elektriciteit is namelijk in de natuur niet op ontginbare wijze aanwezig en moet steeds vanuit andere energiebronnen geproduceerd worden, wat gebeurt in elektrische centrales. Dit zijn de toeleveringspunten van het transportnet en we zullen zien dat hun karakteristieken essentieel zijn om te begrijpen waarom het systeem geconcipeerd is zoals het nu is. Na opwekking wordt energie via transformatoren naar een hogere spanning gebracht zodat ze getransporteerd kan worden. Vervolgens wordt de energie terug naar lagere spanning getransformeerd en verdeeld. We bespreken hieronder afzonderlijk de technologische en economische evolutie van het elektriciteitsnet zoals we het nu kennen.

1.1 Historiek en ontwikkeling

De eerste generatoren en distributiesystemen werkten met gelijkstroom. Soms werd waterkracht gebruikt, doch werd al snel overgeschakeld op motoren en stoommachines hoewel men in het buitenland altijd steeds veel waterkracht gebruikt heeft om elektriciteit op te wekken. De gelijkstroom werd op lokaal vlak geleverd en de generator zorgde voor de stroom van een reeks verbruikers. De spanning was beperkt en de opslag van elektrische energie bij het uitvallen van de generator en voor het afvlakken van piekverbruik gebeurde in grote, elektrochemische batterijen. Dit was op zich geen probleem, daar er geen omzetting nodig was tussen de batterij en het gelijkspanningsnet, maar deze batterijen waren echter zeer groot en vroegen heel wat onderhoud. Hun milieu-impact was enorm: grote zalen met dampend zwavelzuur vormden het uitzicht van de gemiddelde distributiecabine op dat ogenblik.

Het is echter erg nadelig dat gelijkspanning zeer moeilijk kan omgezet worden naar een hogere of een lagere waarde. De transformator die bij wisselspanning op zeer eenvoudige en verliesarme wijze verschillende spanningsniveaus met elkaar koppelt, werkt niet bij gelijkstroom. Ook is het onderbreken, het afschakelen van wisselstroom veel gemakkelijker dan van gelijkstroom. De wisselspanning verdrong zo de gelijkspanning. De wisselspanning werd omwille van een beter gebruik van het geleidermateriaal als driefasig uitgevoerd. Het was en is echter vandaag nog steeds vrijwel onmogelijk om elektrische energie onder vorm van wisselstroom te stockeren.

Om verbruiksveranderingen uit te vlakken zodra het verbruik groter werd, ging men over naar grotere productie-eenheden die via hoogspanningslijnen met elkaar verbonden werden. Uiteenlopende groepen verbruikers (industriële/residentieel, geografisch gespreid) werden zo met elkaar verbonden, zodat het globale profiel van de afname meer constant of minstens globaal voorspelbaar werd. Ter plaatse van deze verbruikers werd de hoge spanning met transformatoren terug omgezet naar een voor de verbruiker aangepaste spanningswaarde. Hoe groter het vermogen, des te hoger het spanningsniveau. De aandrijving van de generatoren

gebeurde met een stoomturbine en als energiebron voor het maken van de stoom werd steenkool gebruikt. Het eenheidsvermogen van dergelijke centrale bedroeg enkele tientallen MVA (MegaVolt-Ampère). Door grotere eenheden te gebruiken, konden betere rendementen bekomen worden.

Om de betrouwbaarheid van elektrische energievoorziening te verhogen, werden de netten sinds 1911 gekoppeld. Reeds voor de tweede wereldoorlog (in de helft van de jaren '30) werden de centrales gekoppeld met kabels op hoogspanning (36 kV) en bovengrondse leidingen op 70 kV. De CPTÉ (Coördinatie van Productie en Transport van Elektrische Energie) werd opgericht in 1937 om de onderlinge levering van energie op nationaal vlak te regelen. Alle producenten en verdelers van elektrische energie droegen in verhouding jaarlijks bij in de kosten. Vanaf 1951 werd er voor samenwerking op Europees vlak de UCPTÉ opgericht waarvan België een van de voortrekkende leden was. Ondertussen werd als gevolg van de liberalisering de CPTÉ in 2003 finaal ontbonden.

Na de tweede wereldoorlog werden de spanningsniveaus in het hoogspanningsnet stelselmatig met toenemend vermogen opgevoerd. 70 kV werd normaal, waarna 150 kV gebruikt werd voor de grote koppelingen. Na een beperkte installatie van 220 kV in het zuidoosten van België werd in de jaren '70 de 400 kV als hoogste spanning ingevoerd voor de koppeling tussen de grote eenheden en de verbindingen met het buitenland. Gelijktijdig hiermee nam het eenheidsvermogen van de centrales toe van om en bij de 120 MW over 300 MW naar de grootste nucleaire eenheden van grosso modo 1.000 MW.

Door toenemende concentratie bleven er in België tegen het einde van de jaren 1970 Ebes, Unerg en Intercom over als privébedrijven die elektriciteit produceerden en verdeelden. Deze fuseerden in 1990 tot Electrabel. In de publieke sfeer fuseerden de producenten zich tot SPE (1978). Het beheer van het hoogspanningsnet kwam in handen van Gecoli dat in 1995 met CPTÉ fuseerde. Hierin participeerde Electrabel voor 91,5% en SPE voor 8,5%.

1.2 Van centrale naar verbruiker

Bij het transport van elektriciteit moet de kwaliteit van de energielevering zo hoog mogelijk zijn. Tot voor kort was deze kwaliteit vooral verbonden met de grootte en de frequentie van de geleverde spanning waarbij beiden zo constant mogelijk moeten zijn. Verder is de continuïteit van de energielevering essentieel. Op dit vlak zijn in het geïntegreerde West-Europese systeem en zeker in België zeer hoge waarden bereikt over de laatste decennia. We mogen er hier heel even op wijzen dat de laatste grote elektriciteitspanne in België nu meer dan 25 jaar terug ligt (4 augustus 1982).

De verliezen moeten zo laag mogelijk zijn en dit zowel bij vollast als bij deellast en zelfs bij nullast. Zelfs bij heel laag verbruik moet nog altijd energie geleverd worden om een aantal systemen te voeden: denk bijvoorbeeld aan het stand-by vermogen voor klokradio's en video's in woningen, soms het enige verbruik tijdens de nacht, dat toch niet zomaar mag uitgeschakeld

worden. Vooral in de beperkte afhankelijkheid van de verliezen van de belasting onderscheidt elektrische energie zich in hoge mate van andere vormen van energieverdeling zoals stadsverwarming, waarbij gelijke vollastverliezen de deellastverliezen veel hoger zijn.

Ook moeten de globale investeringen voor al deze eisen binnen economische grenzen blijven: vanaf een zeker ogenblik worden de investeringen voor een marginale verhoging van de betrouwbaarheid onverantwoord hoog. Indien dan nog een hogere betrouwbaarheid vereist is, kan worden overgegaan tot lokale opwekking zoals in ziekenhuizen met noodstroomaggregaten of zogenaamde ononderbreekbare voedingen (UPS: Uninterruptable Power Supply).

De generator van de centrale levert vermogen met een spanning van grosso modo 20 kV. Bij een dergelijke spanning en een vermogen van bijvoorbeeld een kerncentrale van 1.000 MVA zou er in een driefasig systeem een stroom vloeien van 30 kA. Een dergelijke stroom laat zich niet over grote afstanden transporteren zonder dat de spanningsval en de verliezen ontoelaatbaar hoog worden. De spanning wordt beperkt door het isolatieniveau en de stroom door de toegelaten stroomdichtheid. Wanneer de stroomdichtheid in de gegeven geleider van een open luchtgeleider of een kabel te groot wordt, warmt deze sterk op. In geval van luchtleidingen gaan deze te ver doorhangen en komen ze in de nabijheid van bijvoorbeeld bomen die onder de lijn staan, of in het meest extreme geval verliezen de lijndraden hun mechanische eigenschappen. Ondergrondse kabels krijgen een ontoelaatbare belasting van de isolatie wat resulteert in een te snelle veroudering.

Onder de spanning van 20 kV aan de generatorklemmen kunnen onmogelijk de huidige grote vermogens getransporteerd worden. In de praktijk wordt dit probleem opgelost door met een transformator, waarvan we het werkingsprincipe in de volgende paragraaf bespreken, de productiespanning omhoog te transformeren tot een transportspanning van bijvoorbeeld 400 kV. Bij een spanning van 400 kV is slechts een stroom van 1.500 A nodig om hetzelfde vermogen van 1.000 MVA te transporteren. Het transport van energie onder hoge tot zeer hoge spanning brengt niet alleen een belangrijke besparing aan geleidermateriaal met zich mee, maar laat ook toe transportverliezen tot een minimum te reduceren en de spanningsdaling te beperken. Het spreekt vanzelf dat de kosten voor de installatie toenemen naarmate de spanning hoger wordt. Daarom gaat men bij lage vermogens niet echt hoogspanningen gebruiken.

Het hoogspanningskoppelnets zorgt voor het transport van het vermogen bij 380 kV. In België wordt het transport dus ook ondersteund door lijnen op 220 en 150 kV (zie onder). Dit hoogspanningsnet vervult in essentie 3 zeer belangrijke functies (Fig. 2):

1. De inter-connectie tussen de verschillende centrales laat toe dat de totale reserve aan geïnstalleerd vermogen noodzakelijk voor het verzekeren van de elektriciteitsvoorziening in een bepaald gebied kleiner is dan in de situatie waar elke centrale op zichzelf zou aangewezen zijn voor de bevoorrading van een welbepaald deel van dit gebied.
2. Het koppelnets verzorgt de transportfunctie en des te meer naarmate in bepaalde gebieden een onevenwicht heerst tussen de vraag naar en het aanbod van elektrische energie.

3. Het koppelnet zorgt voor de verbinding met het buitenland zodat elektrische energie kan in-, uit- en doorgevoerd worden. Deze functie zal in de toekomst wellicht omwille van de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt nog toenemen. Er dient benadrukt te worden dat het net hiertoe nooit ontworpen is en dat om effectieve vrije handel mogelijk te maken grote investeringen in lijnen onvermijdbaar zullen zijn.



Fig. 1 Hoogspanningslijn op 70 kV ca.1930 (bron Tractebel)

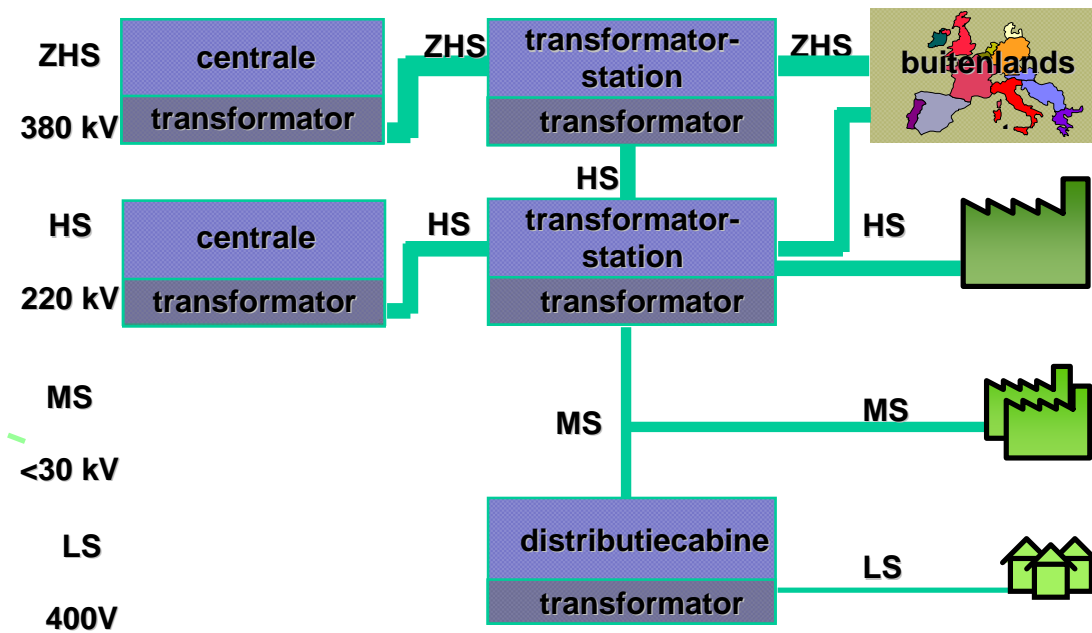


Fig. 2 Schematische voorstelling van het Belgische elektriciteitssysteem

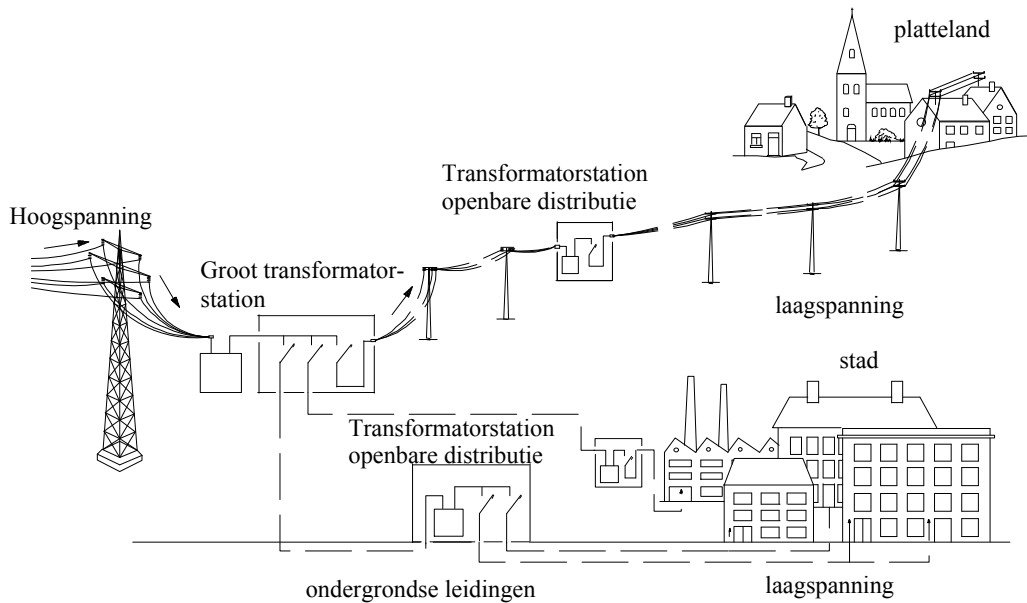


Fig. 3 Elektriciteitsdistributie in de praktijk

Links op Fig. 3 komt een hoogspanningslijn toe met 2 driefasige draadstellen. In een eerste transformatorstation wordt het spanningsniveau verlaagd tot bijvoorbeeld 30 kV of lager. Van

daaruit wordt de energie langs drie fasen via luchtlijnen of ondergrondse kabels verdeeld naar een aantal transformatorstations van de openbare distributie of rechtstreeks naar de transformator van de grote industriële klanten of in grote gebouwen (tertiaire sector). De openbare distributie verdeelt de energie dan verder op laagspanning (230/400 V) naar de verschillende gebruikers (huishoudelijke klanten, ambachtelijke toepassingen), terwijl de rechtstreekse klanten zelf de elektriciteitsverdeling op hun terrein verzorgen.

1.3 Beschrijving van het net voor België

In België vormt het hoogspanningsnet op 380 kV de basis van het transport van elektrische energie. Uit dit historisch overzicht blijkt echter dat het elektrisch systeem stelselmatig gegroeid is en meer en meer eng gekoppeld werd. De doelfuncties transport en levering zijn niet altijd eenvoudig van elkaar te scheiden. Het 150 kV-net heeft in eerste instantie ingestaan voor het transport van het voor dat ogenblik grote hoeveelheden energie. Nu is het eerder een spanning die gebruikt zou worden voor de levering aan grote klanten. Toch loopt het 150 kV-net over grote trajecten parallel met het zwaardere 400 kV-net en ondersteunt het dit. Dit heeft onder andere als impact dat als er zich een probleem voordoet op een net, dit de stromen in het andere net sterk verstoort. Hierin verschilt bijvoorbeeld het Belgische net van het Nederlandse, waar de lokale productie en distributie steeds sterk met elkaar gekoppeld zijn en de interconnecties tussen de verschillende eilanden in Nederland uitgevoerd worden door het 220 en 400 kV-net. De functies transportnet en lokale distributie zijn er uit historisch oogpunt van elkaar gescheiden. De verantwoordelijkheden weerspiegelen dit ook. Elia staat in voor alle elektriciteitstransport hoger dan 26 kV, terwijl de taak van het Nederlandse Tennet stopt bij 220 kV inclusief (sinds begin 2008 beheert TenneT echter ook de 150 kV netten in Nederland).

Grosso modo kan er een achtvorm in het hoogspanningsnet herkend worden (Fig. 4 en 5) , waarbij er een aantal verbindingen met het buitenland voorhanden zijn. Er zijn twee verbindingen met Nederland, met name een naar Maasbracht en een naar Geertruidenberg en twee in Frankrijk een naar Avelin en een naar Mazur. Een driefasig systeem op 380 kV heeft een transportcapaciteit van 1.350 MVA.

De 150 en 70 kV-lijnen verzekeren het vervoer van elektrische energie tussen de centrales en de distributienetten of naar belangrijke industriële centra die eraan verbonden zijn via een onderstation. Van oorsprong was het 150 kV-net echter een transportnet, en nu nog altijd vormt het een ondersteuning van het 380 kV-net. De 70 kV en lijnen op lagere spanning tot grosso modo 30 kV zorgen voor de verdere verdeling van energie naar de verbruikerspunten toe. Het globale net bestaat uit openluchtlijnen met spanningen van 30 tot 380 kV en een gezamenlijke lengte van 5.627 km enerzijds en uit ondergrondse kabels met spanningen tot 150 kV en een globale lengte van 2.500 km anderzijds. Het volledige systeem is van op afstand bediend, en meestal zijn er voor de voeding van een bepaald punt verschillende parallelle wegen.

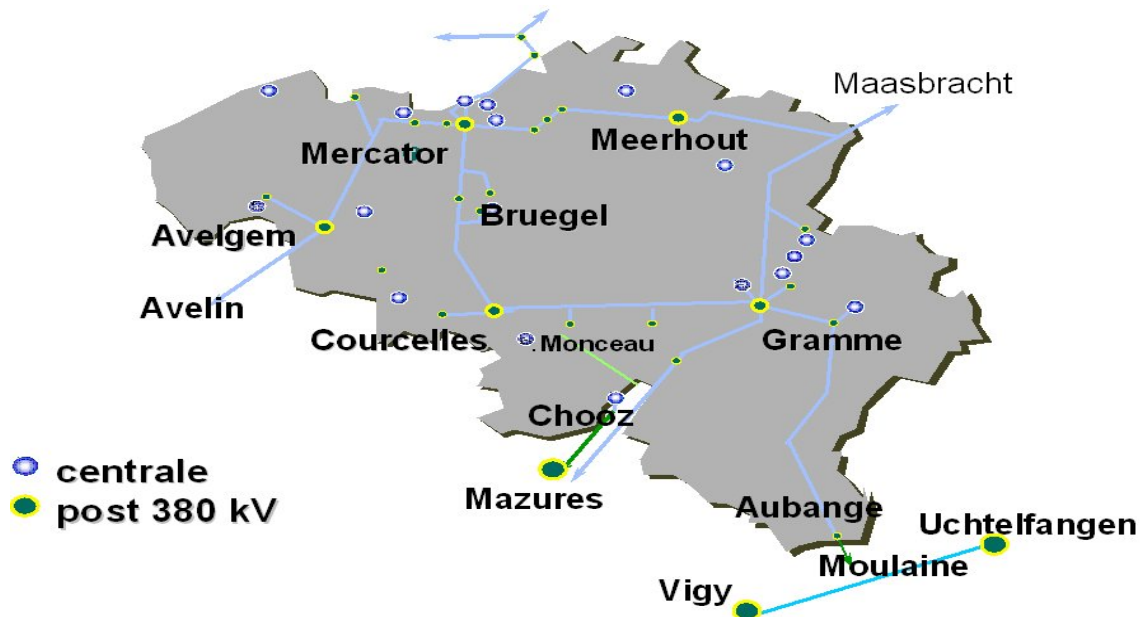


Fig. 4 Lijnen op zeer hoge spanning in België

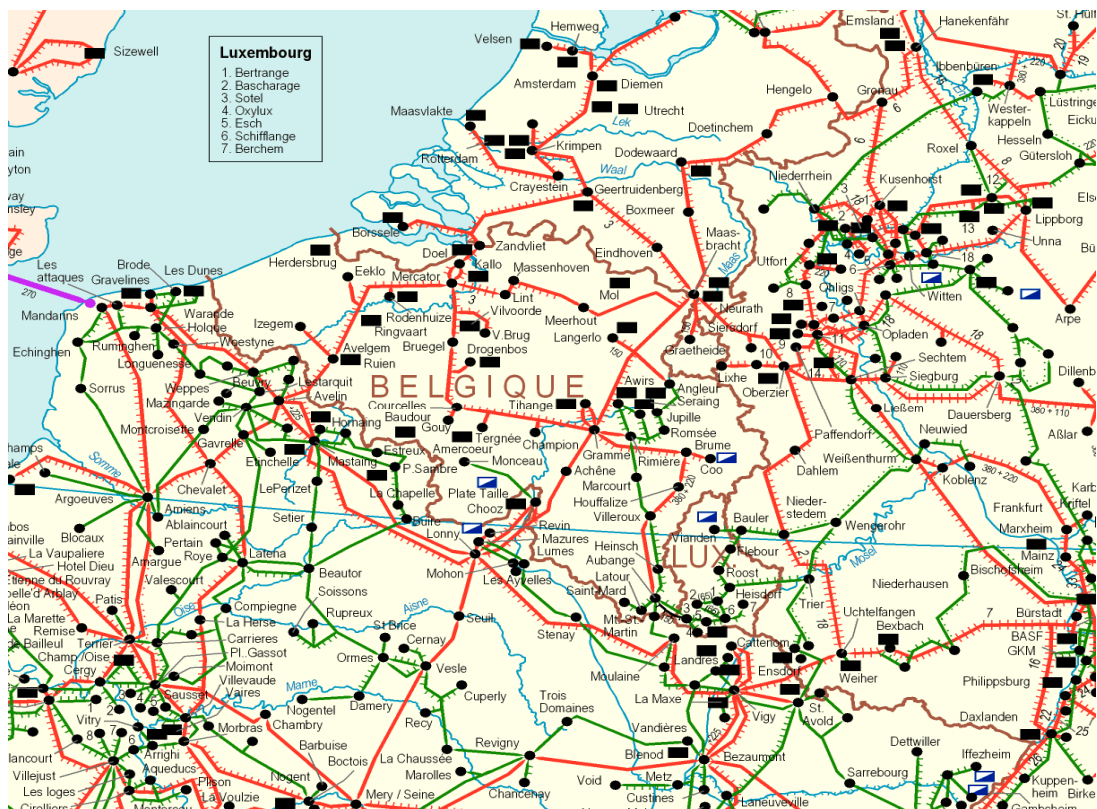


Fig. 5 Belgisch hoogspanningsnet (Bron UCTE)

Vervolgens komt men in het net het primair verdeelnet tegen. In het eenvoudigste geval gaan de verschillende voedingslijnen radiaal van de schakelpost naar de onderstations, de distributiecabines (Fig. 6). Dit heeft echter het nadeel dat wanneer zich een defect voordoet in een onderstation of in een voedende leiding, het secundaire verdeelnet dat op een betrokken onderstation aangesloten is geen toevoer van vermogen meer heeft. Daarom is het beter de onderstations onderling door een ringleiding op middenspanning te verbinden, zodat elke transformator die het middenspanningsnet met het laagspanningsnet verbindt, vanuit twee punten kan gevoed worden (Fig. 7). Normaal blijft in de ringleiding een punt open. De onderstations zijn met automatische schakelaars uitgerust met lokale bediening aan de cel. Bij grotere onderstations wordt afstandsbediening vanuit het centrale schakelhuis voorzien.

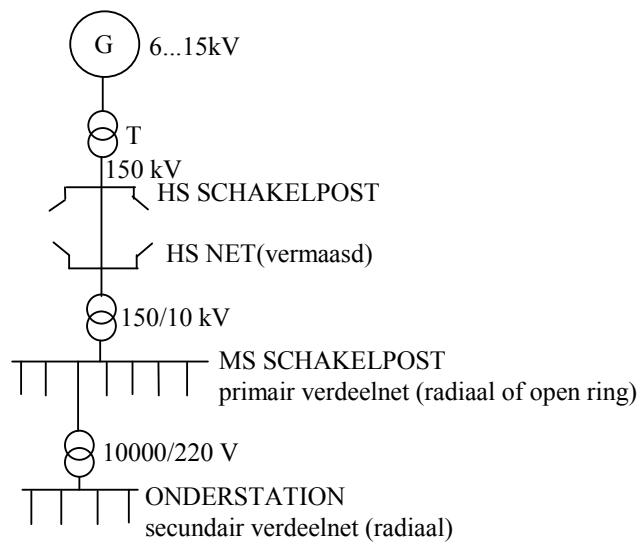


Fig. 6 Radiaal net voor verdeling

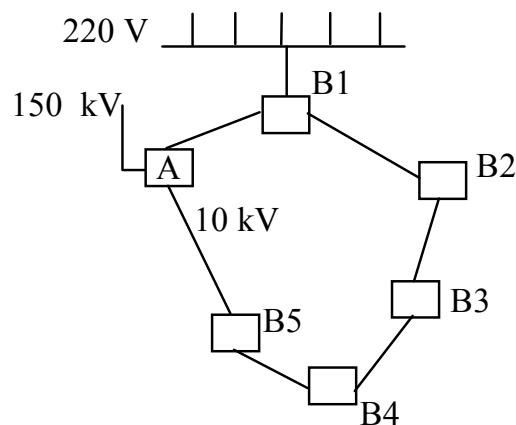


Fig. 7 Distributienet

Het secundaire verdeelnet heeft meestal dus 4 geleiders met name de nulgeleider die erbij gevoegd wordt. Op deze manier krijgt men 2 werkspanningen: 230 V voor de aansluiting van eenfasige gebruikers en 400 V voor de aansluiting van driefasige gebruikers. In bepaalde wijken en steden bestaat nog het oudere systeem waarbij er een keuze is tussen 127 V en 230 V. De belasting in dit laagspanningsnet is minder evenwichtig verdeeld over de fasen, zodat een nulgeleider ook daarom noodzakelijk is.

Bemerkt dat er in de distributienetten historisch gezien geen generatoren aanwezig zijn. Door de opkomst van de gedistribueerde bronnen verandert dit echter snel, wat het karakter van de netuitbating grondig wijzigt. In deze periode was de voornaamste wetgeving van deze sector opgenomen in de wet op de elektriciteitsvoorziening van 10 maart 1925¹ en haar uitvoeringsbesluiten.

1.4 Liberalisering van de elektriciteitsmarkt

Vroeger was het globale systeem verticaal geïntegreerd wat wil zeggen dat de productie het transport, de distributie en de verkoop van elektrische energie in de handen was van één instantie en de optimalisatie van het globale systeem werd bekomen rekening houdende met alle elementen (Fig. 8).

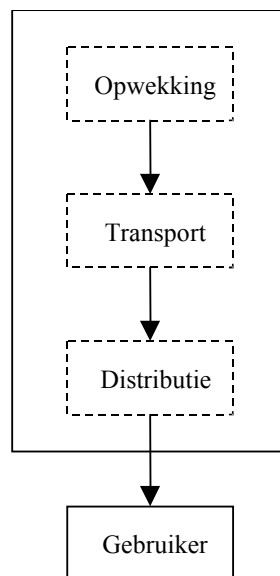


Fig. 8 Klassiek, verticaal geïntegreerd elektriciteitssysteem

¹ B.S. 25 april 1925.

Door de afkondiging van een Europese richtlijn in 1996 (96/92/EG) werden de eerste stappen gezet met het oog op de vrijmaking van de nationale elektriciteitsmarkten. Door deze vrijmaking beoogde men deze elektriciteitsmarkten open te stellen voor alle binnenlandse en buitenlandse bedrijven, wat de efficiëntie en de competitiviteit ten goede zou moeten komen. Deze richtlijn is begin deze eeuw geïmplementeerd door de verschillende lidstaten. De tweede richtlijn van 2003 (2003/54/EG) ging nog verder en vereiste een juridische ontbundeling van de elektriciteitssector waarbij productie, transport, distributie en levering onafhankelijk van elkaar dienen te functioneren. Daarnaast voorziet deze richtlijn ondermeer dat ten laatste op 1 juli 2007 elke verbruiker vrij zijn elektriciteitsleverancier zou moeten kunnen kiezen (Fig. 9).

Investerings in transport en distributie hebben echter een zeer lange gebruiksduur en afschrijvingstermijn. Hoogspanningslijnen met een levensduur van vijftig jaar en meer zijn geen uitzondering. In het klassieke, geïntegreerde systeem waar zekerheid van de levering voorop stond, was een zekere overinvestering vanuit economisch oogpunt met het oog op de verhoging van de bedrijfszekerheid dikwijls merkbaar. Investerings met een dergelijk lange levensduur in een vrije markt met een natuurlijk monopolie voor transport en distributie zijn niet evident en vragen dus een stabiel reguleringskader.

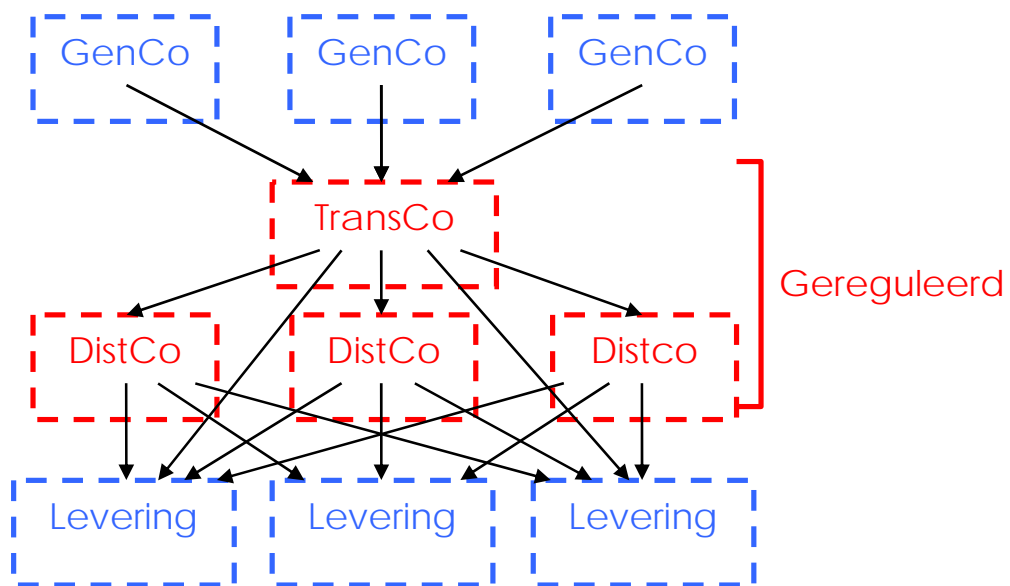


Fig. 9 Elektriciteitssysteem na ontbundeling

1.5 De vrije elektriciteitsmarkt in Vlaanderen

Sinds 1 juli 2003 is de Vlaamse elektriciteitsmarkt vrij, zodat bedrijven en particulieren hun elektriciteitsleverancier kunnen kiezen. Er is nu concurrentie tussen verschillende leveranciers, met de bedoeling hen aan te zetten tot het aanbieden van goede dienstverlening en scherpe

prijzen om klanten aan te trekken. Omdat de sector vrij complex geworden is door de vrijmaking, wordt hier een overzicht gegeven van de verschillende spelers in de elektriciteitsmarkt.

1.5.1 Bevoegdheden van de federale en gewestelijke overheden

In België zijn de bevoegdheden betreffende de elektriciteitsmarkt verdeeld tussen de federale overheid en de gewesten. De federale overheid is ondermeer bevoegd voor tarieven van elektriciteit, het hoogspanningsnet met een spanning van meer dan 70 kV, productie van elektriciteit en kernenergie. De gewesten zijn ondermeer bevoegd voor distributie van elektriciteit via netten met een spanning van 70 kV of minder, hernieuwbare energie, warmtekrachtkoppeling en rationeel energiegebruik.

1.5.2 Regulators

Om de werking van de elektriciteitsmarkt eerlijk en efficiënt te laten verlopen, werden reguleringsinstanties of regulators opgericht. Er is een regulator voor elk bevoegdheidsdomein: één regulator voor het federale niveau en drie regulators voor de gewesten. De regulators zien toe op de werking van de elektriciteitsmarkt. Zij staan ook in voor het uitreiken van leveringsvergunningen, de erkenning van nieuwe productie-installaties en het beheer van het systeem van groenestroomcertificaten, etc. De gasmarkt, het tweede werkteerrein van de regulators, wordt hier niet besproken.



De **CREG** (Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas) is de regulator voor de federale bevoegdheden. De CREG treedt op als raadgever voor de overheid en controleert en ziet toe op de toepassing van wetten en reglementen. De taken van de CREG zijn ondermeer:

- toezien op de onafhankelijkheid en onpartijdigheid van de transmissienetbeheerder,
- toezien op naleving van de voorwaarden van vergunningen,
- toezien op de toepassing van het technisch reglement voor het beheer van en de toegang tot het transmissienet,
- toezien op de uitvoering van de geplande ontwikkeling van het transmissienet door de transmissienetbeheerder,
- toezien op de uitvoering van de openbare-dienstverplichtingen die opgelegd worden aan de producenten, tussenpersonen en netbeheerders,
- controleren van de boekhouding van de ondernemingen van de elektriciteitssector,

- behandelen van vergunningsaanvragen voor nieuwe installaties voor productie en het transport van elektriciteit,
- jaarlijks goedkeuren van de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het transmissienet en de tarieven van de ondersteunende diensten die de transmissienetbeheerder levert.

De **VREG** (Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt) is de regulator voor het Vlaamse Gewest. De VREG stelt de beheerders van de distributienetten aan en reikt leveringsvergunningen uit aan de leveranciers. Een leveringsvergunning wordt enkel toegekend indien de leveranciers kunnen bewijzen dat ze technisch en financieel in staat zijn om elektriciteit te verhandelen. Daarnaast geeft de VREG adviezen aan de Vlaamse overheid om de organisatie en de werking van de energiemarkt te verbeteren.

De VREG beheert het technisch reglement voor de toegang tot en het beheer van het distributienet. Ze behandelt geschillen die betrekking hebben op de toegang tot het distributienet, de toepassing van de gedragscode en het technisch reglement. Daarnaast heeft de VREG een controlefunctie. Ze ziet toe op de naleving van de wettelijke verplichtingen door de netbeheerders en leveranciers. Voorbeelden hiervan zijn de openbare dienstverplichtingen, zoals het gratis leveren van een hoeveelheid energie, het inleveren van groenestroomcertificaten en het leveren van energie in geval van nood, etc.

De regulator voor het Waalse Gewest is de **CWAPE**: Commission wallonne pour l'Energie. De regulator voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest is het **BRUGEL (vroeger BIM)** : Bruxelles Gaz Electricité.

1.5.3 Netbeheerders

De netbeheerders staan in voor de uitbating, het onderhoud en ontwikkeling van het deel van het elektriciteitsnet waar ze eigenaar van zijn. Omdat er in principe maar één elektriciteitsnet is, hebben de netbeheerders een monopoliepositie. Deze netbeheerders zijn onafhankelijk van de producenten en de leveranciers van elektriciteit. Er is één beheerder voor het hoogspanningsnet. Omdat er veel distributienetten zijn, zijn er verschillende distributienetbeheerders.

Door de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt kwam er een verplichte scheiding tussen het netbeheer enerzijds en de verkoop en productie van stroom anderzijds. Om dit te realiseren werd het netbeheer van 30 kV tot 380 kV van Electrabel en CPTe in één organisatie samengebracht. Op 28 juni 2001 werd deze organisatie de onafhankelijke naamloze vennootschap Elia.

Elia is de beheerder van het Belgische transmissienet of hoogspanningsnet. Via het hoogspanningsnet wordt elektrische energie vervoerd van de producenten naar de distributienetten en de industriële grootverbruikers. Elia bezit alle Belgische netinfrastructuur

van 150 tot 380 kV en ongeveer 94% van het distributienet van 30 tot 70 kV. Het Belgische hoogspanningsnet is ook een essentiële verbinding tussen Frankrijk en Noord-Europa.



De kernactiviteiten van Elia zijn:

- onderhoud en ontwikkeling van het net en de aansluiting van elektrische installaties op het net,
- verlenen van toegang tot het net,
- levering van alle diensten voor de transmissie van elektriciteit,
- waken over de goede werking van het net,
- beheer van het evenwicht tussen verbruik en productie van elektriciteit,
- initiatieven nemen om de werking van de elektriciteitsmarkt te verbeteren.

De financiële structuur van Elia wordt verduidelijkt in Fig. 10. Zoals men kan zien zijn aandelen van Elia vrij beschikbaar op de beurs maar is de meerderheid van de groep eigendom van private ondernemingen zoals Elektrabel, Publi-T (gemeentelijke holding voor Belgische transportnetbeheer) en Publipart (juridische opvolger van SPE). Publi-T heeft als opdracht het beheer van het aandeel van de Belgische lokale overheden in Elia, de nationale beheerder van het transportnet voor elektriciteit, alsook de regionale beheerder van sommige distributienetten. Publi-T waakt als strategische aandeelhouder permanent over de belangen van de gemeentelijke sector in dit marktsegment.

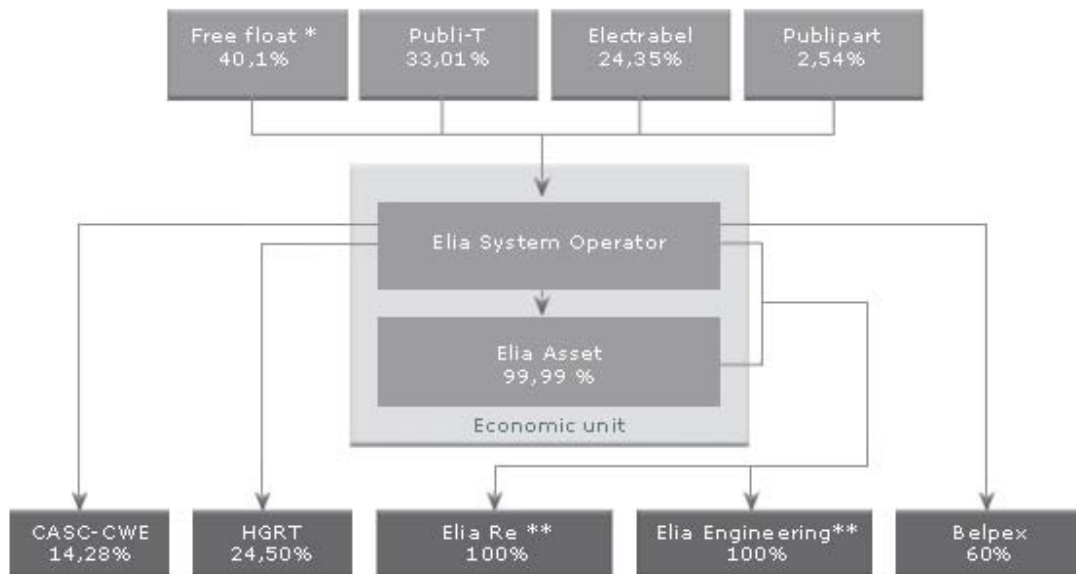


Fig. 10 Financiële structuur van Elia (www.elia.be)

De distributienetbeheerders zorgen voor de uitbating, het onderhoud en de ontwikkeling van de netten op lagere spanningen (meestal 15 kV en lager). Ze vervoeren op vraag van de leveranciers de energie tot bij de gebruikers die op het distributienet zijn aangesloten. De distributienetbeheerders vallen onder de bevoegdheid van de diverse gewesten. De taken van de distributienetbeheerders zijn:

- aanleg en dagelijkse exploitatie van de distributienetten,
- nieuwe aansluitingen maken, bestaande aansluitingen aanpassen, meters plaatsen,
- oplossen van storingen en defecten,
- meterstanden opnemen en verbruiksgegevens beheren,
- budgetmeters plaatsen bij huishoudelijke klanten die hun energierekening niet kunnen betalen,
- rationeel energiegebruik stimuleren,
- beheer van het register met de technische gegevens van elke aansluiting en de administratieve gegevens van elke klant.

In Vlaanderen zijn de distributienetbeheerders verdeeld in drie groepen. De eerste groep bestaat uit de gemengde distributienetbeheerders: **Gaselwest, Igao, Imea, Imewo, Intergem, Iveka, Iverlek** en **Sibelgas**. Dit zijn de gemengde intercommunales: gemeenten die vroeger samenwerkten met Electrabel. De uitbatingstaken die vroeger door Electrabel werden uitgevoerd, worden nu uitgevoerd door **Eandis**.



In 2002 werd **Indexis** opgericht door de gemengde distributienetbeheerders. Indexis heeft als taak de stand van de elektriciteitsmeter van de klanten te verzamelen, te verwerken en door te sturen naar leveranciers en netbeheerders. Indexis heeft een Vlaamse, een Waalse en een Brusselse afdeling. De Vlaamse afdeling werd op 1 april 2006 een onderdeel van Eandis en werkt nu onder deze naam.

De tweede groep distributienetbeheerders bestaat uit drie zuivere intercommunales: Iveg, Interelectra en WVEM. Deze netbeheerders werken samen en hebben voor de uitbating van hun distributienetten (en andere infrastructuur) het bedrijf **Infrac** opgericht.



Een derde groep van netbeheerders voert hun operaties nog steeds zelfstandig uit: DNB Brussels Airport, AGEM, PBE, Elia en het Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen.



1.5.4 Producenten

Producenten van elektriciteit bezitten productiecapaciteit waarmee ze energiebronnen, zoals gas, steenkool, stookolie, biomassa, uranium, wind, zonlicht en waterkracht, omzetten in elektrische energie. Deze energie wordt verkocht aan leveranciers, die de energie verkopen aan de gebruikers. Producenten van hernieuwbare energie (groene stroom) en producenten met installaties voor warmtekrachtkoppeling (WKK) ontvangen groenestroom -of WKK-certificaten die ze kunnen verkopen aan leveranciers.

1.5.5 Leveranciers

Leveranciers kopen elektrische energie bij producenten en verkopen deze aan de eindverbruikers. Leveranciers moeten een leveringsvergunning hebben. Ze gebruiken het net en betalen daar voor. Ook zijn ze verplicht om in verhouding tot hun verkoop een aantal groenestroomcertificaten bij de regulatoren in te leveren. Deze certificaten ontvangen ze als ze zelf groene stroom (hernieuwbare energie) produceren. Als de eigen productie van groene stroom niet volstaat om het nodige aantal certificaten te bereiken, kunnen ze certificaten kopen van producenten van groene stroom. Voorbeelden van leveranciers zijn Electrabel, Nuon, Ecopower, SPE (levert stroom onder de merknaam Luminus) en Essent.

1.5.6 Netgebruikers

De installaties die op het net zijn aangesloten, kunnen worden ingedeeld in productie- en verbruiksinstallaties. De meeste verbruikers zijn aangesloten op de laagspanningsnetten van de distributienetbeheerders. Grote verbruikers en/of producenten zijn rechtstreeks aangesloten op het hoogspanningsnet. Voor elke installatie die op het net wordt aangesloten, wordt een aansluitingscontract afgesloten. De eigenlijke toegang tot het net wordt geregeld door het toegangscontract.

1.5.7 Elektriciteitsbeurs

De opening van verschillende elektriciteitsbeurzen in Europa zijn het directe gevolg van het liberaliseringproces. Als men immers meer concurrentie op de markt wil met verschillende participanten moeten deze immers ook in staat zijn elektriciteit te verhandelen. Een liquide spot market speelt hier een belangrijke factor.

In België is de Belpex, een korte termijngesticht in 2005 door Elia en deze bezit hierin een participatie van 70%. De Nederlandse distributiebeheerder (TenneT) en de Nederlandse (APX) en Franse energiebeurs (Pownext) hebben elk een aandeel van 10%. Belpex faciliteert de handel in elektriciteit voor de Belgische hub via een day-ahead markt, een continue day-ahead markt en een continue intraday markt. De day-ahead markt is veruit het belangrijkste segment waarin participanten posities kunnen innemen voor de volgende dag. Deze is ook gekoppeld met de Franse en de Nederlandse elektriciteitsbeurzen.



2. Beschrijving van het aardgasnet

Aardgas, in tegenstelling tot elektriciteit, komt vrij voor in de natuur en dient derhalve te worden ontgonnen. Gezien de relatieve concentratie van de aardgaswingebieden, op veelal afgelegen locaties, moet het aardgas tot bij de consument worden gebracht via een hele transportketen. De uiteindelijke nationale distributie gebeurt vervolgens via een aangepast en onderscheiden netwerk. De eindgebruiker kan het aardgas zowel als brandstof (energieopwekking) of als grondstof (koolwaterstoffenketens) gebruiken.

2.1 Geschiedenis van aardgas en aardgasnetwerk

De verbranding van gas is sinds duizenden jaren een gekend verschijnsel, zowel in klein-Azië als bij de Grieken en de Romeinen. De vlam heeft onder meer een belangrijke rol gespeeld in de filosofische evolutie van deze volkeren, wegens haar geheimzinnig ontstaan “in de schoot van de aarde”. Het meest bekende voorbeeld in de Westerse wereld is de vlam op de Parnassusberg, waar een tempel werd gebouwd ter ere van deze heilige vlam. Een priesteres (beter bekend als het Orakel van Delphi) deed er voorspellingen die haar werden ingegeven door de vlam.

Rond 500 voor Christus vonden de Chinezen voor het eerst een praktische toepassing. Ze maakten ruwe pijpleidingen uit bamboescheuten om het gas te vervoeren van de plaatsen waar het gas uit de grond sijpelde naar hun huizen. Daar kookten ze zeewater om drinkbaar water te bekomen.

Engeland was het eerste land dat het gebruik van gas commercialiseerde. Rond 1785 werd gas, geproduceerd uit steenkool, gebruikt om huizen en straten te verlichten. In België was de geleerde Jean-Pierre Minckelers een pionier in het gebruik van gas. Hij publiceerde in 1784 zijn werk, getiteld “Mémoire sur l’air inflammable tiré de différentes substances”. Daarin staat te lezen dat hij op 1 oktober 1783, na steenkool in een geweerloop gestopt te hebben, een zeer prompt brandbare lucht verkreeg. Op 21 november 1783 liet hij de eerste met steenkoolgas gevulde ballon opstijgen in het park van het Arenbergkasteel in Heverlee en op 1 oktober 1784 gaf hij voor het eerst een demonstratie van gasverlichting in zijn collegezaal aan de Leuvense universiteit, een experiment dat hij ieder jaar voor zijn studenten overdeed. Brussel kreeg in 1818 als eerste stad op het Europese vasteland de beschikking over een fabriek om er een bedrijf voor stadsverlichting mee te voeden. In de eerste helft van de 19^{de} eeuw kwam gasverlichting op in West-Europa en Noord-Amerika.

Tegen het einde van de 19^{de} eeuw zorgde de opkomst van de elektrische verlichting ervoor dat gasproducenten andere toepassingen moesten zoeken om te overleven. Een belangrijke uitvinding was de bunsenbrander in 1885. Dit apparaat mengde gas en lucht in de juiste proporties en zorgde voor een vlam die veilig genoeg was om ermee te koken en te verwarmen. De uitvinding van temperatuurregelende thermostatische toestellen liet een beter gebruik van de warmtemogelijkheden van het gas toe.

Het tot dan toe gebruikte gas werd in steenkoolfabrieken aangemaakt en bestond uit kolengas (CH₄, C₂H₆, H₂ en CO) en/of watergas (voornamelijk H₂ en CO). Dit “kunstmatig” gas werd ook wel stadsgas genoemd omdat het vooral gebruikt werd voor stadsverlichting. De ontdekking van grote, natuurlijke gasvelden zorgde in de jaren '50 en '60 voor een overschakeling op “natuurlijk” gas of aardgas (“natural gas” in het Engels).

Na de Tweede Wereldoorlog zorgden nieuwe lastechnieken en een sterke vooruitgang in de metallurgie voor de constructie van hoogdrukpijpleidingen. Er ontstond een echte “boom” in de constructie van pijpleidingen na de invoering van aardgas in de tweede helft van de jaren '60. Ook de industrie begon aardgas i.p.v. stadsgas te gebruiken bij het vervaardigen van producten en bij de productie van elektriciteit. Aardgas werd een steeds populairdere energiebron en tot op de dag van vandaag blijft de vraag naar aardgas groeien²³⁴.

2.2 State-of-the-art

2.2.1 Productie

Het aardgas dat men nu gebruikt is ongeveer 600 miljoen jaar geleden uit plantaardige en dierlijke resten ontstaan. Aardgas komt voor in twee soorten: nat aardgas (steeds in combinatie met aardolie) en droog aardgas (in afzonderlijke vindplaatsen).

Het **natte aardgas** is ontstaan uit overblijfselen van zeewier en plankton die na enkele duizenden jaren in een organisch materiaal omgezet werden. Onder invloed van de hoge druk en de inwerking van bacteriën heeft dit materiaal zich ontwikkeld tot “bitumen”. Naarmate deze bitumen bedekt werden met andere materialen en de druk en de temperatuur erin bleven oplopen, begon zich stilaan aardolie te vormen. Slechts op de plaatsen waar de druk en de temperatuur zeer hoog konden oplopen, werd uiteindelijk aardgas gevormd (opgelost in de aardolie of als gaskap). Het aardgas uit de Noordzee is van dit type.

Het **droge aardgas** daarentegen is op het land uit plantenresten ontstaan. Vooral tijdens het karboon, toen de aarde met immense oerwouden bedekt was, werden zeer grote hoeveelheden plantaardig afval (bladeren, takken, hout, ...) op de grond opgestapeld. Naarmate deze plantaardige lagen bedekt werden, liep de druk en de temperatuur zo hoog op dat ze begonnen te verkolen. Op deze manier werden turf, bruinkool en steenkool gevormd. Bij deze verkoling kwamen ook gassen (vooral methaan) vrij. Dit methaangas, het belangrijkste bestanddeel van aardgas, stapelde zich in de omringende lagen poreus gesteente op tot gasbellen. Het Nederlandse aardgas uit Slochteren is van het droge type.

² KVBG, 1877-1977, Weissenbruch n.v. (Drukker des Konings), Brussel, 1977.

³ NaturalGas.org, History, <http://www.naturalgas.org/overview/history.asp>.

⁴ Historischcentrumoverijssel.nl, Inventaris van het archief van de gasfabriek, <http://www.historischcentrumoverijssel.nl/zwolle/inventarissen/gasfabriek/da006a.htm>.

Tabel 1 geeft een overzicht van de belangrijkste soorten aardgas, hun samenstelling en karakteristieken. De belangrijkste producenten voor de bevoorrading van de Belgische markt zijn Nederland, Noorwegen en Algerije en Qatar.

	Stadsgas	Verrijkt Slochteren (Poppel)	Noordzee ('s Gravenvoeren)	Algerije (Zeebrugge)	Zuiver methaan (G 20)
Gascomponenten					
CH ₄ [vol. %]	22	82,75	87,28	88,59	100
C ₂ H ₆ [vol. %]	-	3,59	5,40	8,37	-
C ₃ H ₈ [vol. %]	-	0,71	1,36	1,73	-
C ₄ H ₁₀ [vol. %]	2	0,25	0,45	0,65	-
C ₅ H ₁₂ [vol. %]	-	0,08	0,12	0,04	-
CO ₂ [vol. %]	-	1,31	1,58	-	-
CO [vol. %]	7	-	-	-	-
H ₂ [vol. %]	47	-	-	-	-
O ₂ [vol. %]	1	-	-	-	-
N ₂ [vol. %]	19	11,18	3,70	0,63	-
Karakteristieken					
d [-]	0,4 - 0,6	0,64	0,63	0,62	0,554
H _s [MJ/Nm ³]	14,4 - 18,0	37,74	40,77	43,75	39,86
H _i [MJ/Nm ³]		33,90	36,70	39,40	35,89
W _s [MJ/Nm ³]	23,9 - 31,4	45,93	51,37	55,56	53,50
W _i [MJ/Nm ³]		42,38	46,24	50,04	48,18
<i>d = relatieve dichtheid, H_s = bovenste verbrandingswaarde, H_i = onderste verbrandingswaarde, W_s = bovenste Wobbe-index, W_i = onderste Wobbe-index</i>					

Tabel 1 Samenstelling en karakteristieken van enkele aardgassoorten⁵

2.2.2 Van productie tot gebruiker: het aardgastransport

In 1966 kwamen de eerste kubieke meters (Nederlands) aardgas op het Belgische gasnet aan. De Belgische aardgasinfrastructuur heeft dus een relatief korte geschiedenis, maar is in die periode uitgegroeid tot één van de meest vermaasde netten ter wereld. Momenteel wordt aardgas gebruikt door meer dan 2,5 miljoen consumenten (uit de huishoudelijk en tertiaire sector), 770 bedrijven en 40 elektriciteitsproducenten. De sector stelt bijna 4500 mensen te werk en er is aardgasdistributie in 464 gemeenten.

⁵ KVBG, "Handboek van de aardgas toepassingen", Uitgeverij Demol Sint-Genesius-Rode, 1997.

Voor het transport kan men drie fasen onderscheiden: ten eerste het transport van de productiesite tot aan de grens (transnationaal), ten tweede het nationale transportnet en ten derde het distributienet.

Het internationale transport gebeurt ofwel via pijpleidingentransport (grote diameters, hoge bedrijfsdrukken) ofwel via LNG-tankers (dit vereist hervergassingscapaciteit). Het aardgas bereikt het Belgische net op de toegangspunten transportnet op hoge druk.

Het Belgische aardgastransportnet (Fig. 11) betreft ongeveer 3700 km uitsluitend ondergrondse pijpleidingen. De typische bedrijfsdrukken voor het transportnet liggen tussen 60 en 80 bar. Figuur 1 toont het huidige aardgastransportnetwerk in België. Hierop zijn de gasstromen die uitgewisseld worden met de buurlanden goed zichtbaar, evenals de import per pijpleiding uit Noorwegen, Nederland, het Verenigd Koninkrijk en Duitsland. Het gas uit Algerije en Qatar wordt via LNG-tankers naar de haven van Zeebrugge gebracht. Uit deze kaart blijkt dat er 2 soorten aardgas worden verdeeld in België: arm gas (Slochteren gas of L-gas) uit Nederland en rijk gas (H-gas) uit de andere landen. Het Slochteren gas is vooral terug te vinden in de provincies Antwerpen, Vlaams- en Waals-Brabant, een klein deel van Limburg en Henegouwen. Wie verhuist van de provincie West-Vlaanderen naar Vlaams-Brabant en een gastoestel meeneemt, moet dit toestel laten afstellen op het armer gas. H-gas en L-gas worden getransporteerd in onderscheiden netwerken.

Via het transportnet worden een 260-tal grootverbruikers (elektriciteitscentrales, industrie) rechtstreeks bevoorrad. Het merendeel van het gas bestemd voor de Belgische markt wordt afgeleverd aan een veertigtal geaggregeerde ontvangststations, die de overgang naar het distributienet vormen. Het middendruknet (15 bar) maakt ook deel uit van het transportnet. De aardgasopslag (Loenhout en Dudzele) en de LNG-terminal (Zeebrugge) worden eveneens tot het transportnet gerekend. Om de correcte drukken te waarborgen staan er compressoren (druk verhogen) en reduceerstations (druk verlagen – cfr. transformator elektriciteit) verspreid over het transportnet.

Het distributienet bestaat uit meer dan 50 000 km dicht vermaasde ondergrondse pijpleidingen die het gas van bij de ontvangststations tot bij de eindverbruikers brengen met verschillende einddrukken (typische grootorde 20 mbar voor een residentiële klant).

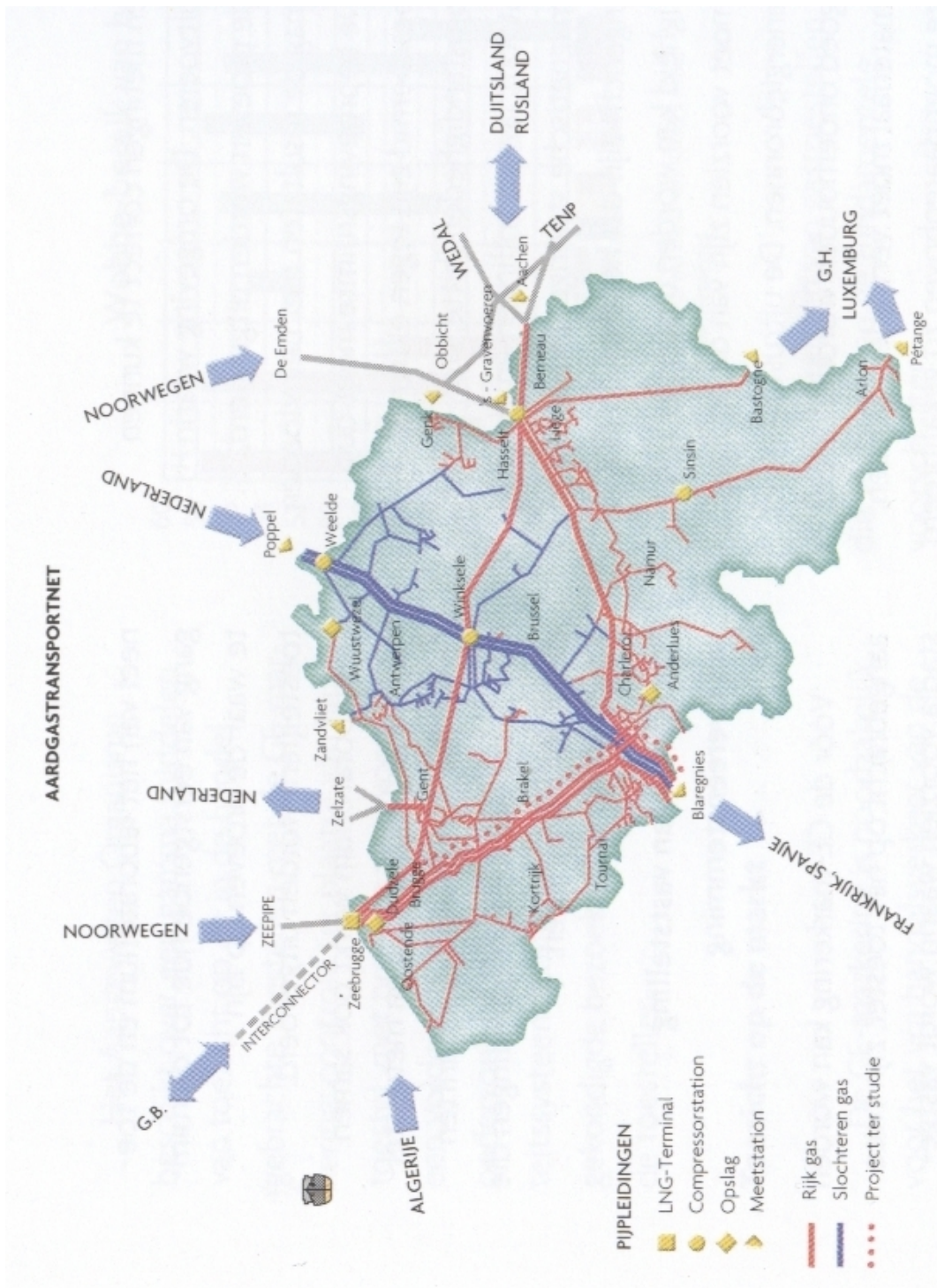


Fig. 11 Het transportnetwerk voor gas in België (KVBG)

2.3 Liberalisering van de aardgasmarkt

De liberalisering van de aardgasmarkt vertoont sterke gelijkenissen met de liberalisering van de elektriciteitsmarkt. Fig. 9 in hoofdstuk 1 beeldt dan ook perfect de marktstructuur in het post-liberaliseringstijdperk af. Voor aardgas kan men evenwel de “genco’s” vervangen door aardgasimporteurs op groothandelniveau. Zoals hierboven al gesteld bezit België immers geen eigen aardgasproductie. Er kunnen aldus een viertal rollen worden geïdentificeerd op de Belgische aardgasmarkt.

2.3.1 Regulator

De CREG is de federale energieregulator. Haar bevoegdheden staan beschreven in de wet betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen van leidingen van 12 april 1965⁶. VREG, CWAPE en BRUGEL zijn de gewestelijke toezichthouders op de aardgasmarkten.

2.3.2 Netbeheerders

Netbeheerders zijn verantwoordelijk voor de goede en veilige werking van de door hun beheerde netten. De Gaswet (Wet 12 april 1965) schrijft voor dat beheerders voor het aardgasvervoersnet, voor de opslaginstallaties en voor de LNG-terminal moeten worden aangeduid. De vereisten voor zulk een kandidatuur zijn beschreven in de gaswet: de kandidaat moet minstens een vervoersvergunning bezitten die door de minister wordt toegekend (W 12 april 1965, KB 14 mei 2002). De kandidaturen van Fluxys (vervoersnet en opslag) en Fluxys LNG om tot definitieve beheerders te worden benoemd werden, na onder andere negatieve adviezen van de CREG, geweigerd. Tot op vandaag zijn Fluxys en Fluxys LNG slechts aangeduid als voorlopige netbeheerders in afwachting van een definitieve aanstelling door de bevoegde minister.

Het decreet houdende de organisatie van de aardgasmarkt (Decreet 6 juli 2001) stelt dat de VREG de netbeheerders van aardgasdistributie aanduidt volgens de procedure beschreven in het Besluit van de Vlaamse Regering houdende de organisatie van de aardgasmarkt (Besluit 11 oktober 2002).

De activiteiten van de netbeheerders behoren tot het gereguleerde gedeelte van de aardgasmarkt. De netbeheerder moet dan ook voorzien in een vrije toegang tot het beheerde net tegen niet-discriminerende en transparante voorwaarden. De verschillende contracten die worden aangeboden komen tegemoet aan de eisen van aardgasleveranciers om voldoende

⁶ B.S. 7 mei 1965 (hierna Gaswet).

flexibiliteit te hebben: vaste capaciteit, onderbreekbare capaciteit, korte termijn capaciteit (bvb 1 dag op voorhand) en lange termijn capaciteit (bvb. 1 jaar).

2.3.4 Leveranciers

Leveranciers van aardgas op de Belgische markt moeten een leveringsvergunning bezitten die wordt toegekend door de (federale) minister wat de groothandelsmarkt betreft, en door de VREG wat de distributiezijde betreft.

Distrigas is niet meer de enige aanbieder om gas uit het buitenland te kopen. Bovendien is er ook een echte vrijmaking in de distributie sinds 1 juli 2003. Zowel particulieren als bedrijven kunnen in de vrijgemaakte gasmarkt een bepaalde hoeveelheid aardgas kopen van aanbieders "aan de grens" (Distrigas, ...) voor een bepaalde prijs. In deze prijs zitten de kosten die de aanbieders aan de netbeheerders van het transportnet en het distributienet moeten betalen om gebruik te mogen maken van hun net om de bepaalde hoeveelheid aardgas tot bij de klant te transporteren. Er verandert niets aan het net zelf, maar de informatieverwerking wordt veel ingewikkelder. Hierdoor is de opbouw van een nieuw informatienetwerk vereist om alles in goede banen te leiden.

2.3.5 Eindgebruikers

De eindgebruikers krijgen aardgas toegeleverd aan de door hun gewenste druk. De branders zijn afgesteld op de leveringsdruk en de gaskwaliteit. Om aardgas geleverd te krijgen sluit de eindverbruiker een contract met een van de vele leveranciers op de Belgische markt. De keuze is weliswaar beperkt tot leveranciers die activiteiten hebben in de distributiezone waar de verbruiker woont.

2.4 Roadmap

Aardgas zal in de eerste helft van de 21^{ste} eeuw een toenemende rol spelen en aardolie voor een deel vervangen en het waarschijnlijk van zijn leidende positie verdrijven. De gasnetwerken zullen dus uitgebreid moeten worden om een degelijke marktwerking en een voldoende productie van elektriciteit (STEG-centrales) mogelijk te maken. De stijgende vraag naar aardgas brengt echter ook problemen met zich mee, zoals:

- de hogere transportkosten door de lagere energiedichtheid van aardgas t.o.v. aardolie;
- grote investeringen in de infrastructuur om aan de stijgende vraag te kunnen voldoen. Aangezien deze infrastructuur voor een eerder beperkte tijd op aardgas zal werken, is het misschien financieel gunstig om de uitbreiding van de infrastructuur compatibel te maken met een eventuele opvolger van aardgas (zoals bvb. waterstof) of eventuele mengsels van beiden;
- de stijgende aardgasprijs door grotere schaarste en grotere afstanden; een zeer grote stijging van deze prijs indien de ultieme reserves zouden moeten aangesproken worden;

- het grote minpunt van de STEG-centrales: deze centrales kunnen slechts op één brandstof (nl. aardgas) werken en dit in tegenstelling tot de bi- en trifuel klassieke thermische centrales. Er zal eventueel gekozen worden om aardgas langer te gebruiken voor elektriciteitsproductie dan voor de productie van warmte in de tertiaire sector en
- de CO₂-problematiek (t.o.v. hernieuwbare energiebronnen). Ten opzichte van andere fossiele brandstoffen is aardgas dan weer het milieuvriendelijkste.

In 2016 loopt het historische contract van België met Nederland af wat betreft de levering van L-gas. De eigen Nederlandse gasreserves voor L-gas zijn momenteel nog aanzienlijk, maar niet onuitputtelijk. Met behulp van synthetisch L-gas (door het mengen van door Nederland aangekocht H-gas en Slochterengas of door ballasting van H-gas met stikstof), dat nu al geleverd wordt in België, kan men het opdrogen van de eigen Nederlandse gasvelden vertragen. De conversiecapaciteit is echter schaars en vereist investeringen van Nederlandse zijde. Tevens moeten investeringen plaatsvinden in entry-capaciteit op de Belgisch-Nederlandse grens. De specifieke karakteristieken van de markt voor L-gas, gekoppeld aan een marktvraag van klanten van L-gas om beleverd te kunnen worden met H-gas, leiden tot een specifieke behandeling in de investeringsproblematiek. Er zal niet bijkomend geïnvesteerd worden in het vervoersnet voor L-gas, maar er zal geopteerd worden om klanten te laten overschakelen op H-gas⁷.

Momenteel gaan er ook stemmen op om biogas of waterstof bij te mengen in de bestaande aardgasleidingen. Alvorens dit mogelijk is, dient eerst uitgebreid onderzocht te worden wat het effect hiervan is op de kwaliteit van het gasmengsel. Deze kwaliteit kan gekwantificeerd worden met behulp van de Wobbe-index, een karakteristiek van het gas die bepaalt of een gastype geschikt is voor verbranding in conventionele toestellen. Biogas bijmengen is reeds stand der techniek, al gebeurt het heden ten dage slechts op beperkte schaal (ongeveer 1%)⁸. Waterstofmenging staat voorlopig nog in zijn kinderschoenen, dus het lijkt zeer onwaarschijnlijk dat deze techniek voor 2030 op grote schaal zal toegepast worden (Polman, de Laat, Crowther, 2003).

⁷CREG, "Indicatief plan van bevoorrading in aardgas", (F)040923-CREG-360, Brussel, 2004.

⁸Platform Groene Brandstoffen, "30% vervanging fossiele grondstoffen in 2030", https://www.senternovem.nl/mmfiles/Brochure%2030%25%20vervanging%20fossiele%20grondstoffen%20in%202030%20-%202021-08-2007_tcm24-214541.pdf.

3. Technologische evolutie: gedistribueerde bronnen

3.1 DER-technologie

Technologieën die aangeduid worden met de door de IEA gedefinieerde term "gedistribueerde energiebronnen" (DER: Distributed Energy Resources) zijn op te delen in de volgende categorieën:

- gedistribueerde energieopwekking (DG: Distributed Generation): de kleinschalige, t.t.z. kleiner dan enkele MW, bronnen van elektrische en eventueel thermische energie;
- gedistribueerde opslageenheden: eenheden die bi-directioneel energie kunnen uitwisselen en tijdelijk stockeren;
- actieve, stuurbare lasten: bijv. warmtepompen, plug-in (hybride) elektrische voertuigen, grote thermische lasten.

Voor een uitgebreide bespreking van de opwekkingseenheden en opslagtechnologieën wordt verwezen naar de appendices, waarin een overzicht wordt gegeven van de werking, de state-of-the-art en de relevantie voor Vlaanderen. Enkele van de stuurbare lasten komen aan bod in de ontwikkelingsscenario's.

3.2 Gedistribueerde bronnen

De relevante bronnen kunnen enerzijds opgedeeld worden in beperkt stuurbare omzetters van hernieuwbare energie, meer bepaald fotovoltaïsche panelen en windenergie, op grote schaal (vrijstaande turbines van meer dan 1 MW) of gebouwgeïntegreerd; anderzijds zijn er de stuurbare omzetters zoals turbines, brandstofcellen en Stirlingmachines. Deze laatste werken meestal op basis van fossiele brandstoffen of waterstof, maar in principe kan de input hernieuwbaar zijn indien deze op basis van biomassa werd gegenereerd. De rol van biomassa wordt apart besproken in een appendix.

Bij sommige types wordt de opwekking van elektriciteit gecombineerd met de opwekking van warmte in een zgn. WKK-eenheid (warmtekrachtkoppeling). De implementatie bepaalt dan of deze warmtevraag of elektriciteitsvraag gedreven is.

In Vlaanderen is de hernieuwbare energie op basis van zon en wind zeker relevant (dit in tegenstelling tot waterkracht), zij het dat wind vooral aan de kust en in het binnenland enkel in specifieke locaties ter beschikking is. Windturbines evolueren snel naar grotere vermogens en zullen op lange termijn 10 MW bereiken. De interessante locaties worden echter snel ingenomen, dus de groei (op het land) is eerder beperkt. Fotovoltaïsche panelen hebben een groot implementatiepotentieel, zelfs in bebouwde gebieden. Daar komen zij in concurrentie met gebouwgeïntegreerde windturbines, maar deze leiden snel tot complexere implementaties, niettegenstaande er in geselecteerde locaties zeker een potentieel aanwezig is. Bij de

verbrandingsgebaseerde machines lijken de microturbines eerder in industriële toepassingen te zullen voorkomen, terwijl de kleinere Stirlingmachines op het punt staan door te breken voor toepassingen op huisniveau. Brandstofcellen zijn nog niet courant beschikbaar en dienen voor hun voeding (meestal) waterstof aan te wenden.

3.3 Opslageenheden

Vermits elektriciteit steeds in gelijke hoeveelheden moet geproduceerd als verbruikt worden, dienen er balancerings technologieën ingezet te worden. Concreet bedoelt men hier energie opslaan “voor later”. Elektriciteit kan, in tegenstelling tot warmte, niet in directe vorm opgeslagen worden: de energie wordt in een andere fysische vorm bewaard. Kleinschalige opslagtechnologieën kunnen een belangrijke rol spelen in het lokaal balanceren, bijv. bij een grote aanwezigheid van elektriciteit op basis van oncontroleerbare hernieuwbare energie.

De opslageenheden die relevant zijn, zijn uiteraard batterijen, waarin de Li-gebaseerde systemen interessante toekomstperspectieven bieden, aangevuld met (super)condensatoren voor korte termijn interacties. Vliegwielen zullen een nicheapplicatie blijven.

3.4 Naar een derde hervorming van ons energiesysteem?

Elektrische energievoorziening is vandaag grotendeels gebaseerd op een gecentraliseerd systeem dat door een gecoördineerde uitbating van grote elektriciteitscentrales en de energie vervolgens verzendt over het hoogspanningsnet naar lokale distributienetten die met de consument verbonden zijn. Sommige elektriciteit wordt echter op een decentrale wijze opgewekt door decentrale generatie. Deze produceert lokaal voor een bepaalde consument of site en wisselen tekorten of overschotten uit met het lokale distributienet. Een noodgenerator in een ziekenhuis, zonnepanelen op een dak of een warmtekrachtkoppelingcentrale in een gebouw zijn voorbeelden van gedistribueerde energiesystemen.

Decentrale energievoorziening wordt vandaag gepusht door enkele maatschappelijke trends. Vooraleerst kunnen ze een belangrijke rol spelen in het vrijmakingsproces van de elektriciteitsmarkten: nieuwe leveranciers zouden makkelijker nichemarkten kunnen vinden zoals markten met een hogere nood aan betrouwbaarheid of flexibiliteit. Door een lokale energievoorziening kan de klant, wanneer nodig, afgezonderd worden van het net zodat deze geen hinder ondervindt van een eventuele stroomuitval. Daarnaast hebben gedistribueerde bronnen door hun kleinschaligheid vaak een hogere flexibiliteit. Nieuwe leveranciers kunnen dus makkelijker de markt betreden en concurrentie verhogen.

Een tweede maatschappelijke driver zijn de beperkte mogelijkheden tot de verdere uitbouw van ons transmissie- en distributienet door ruimtelijke en publieke factoren. Echter, naarmate de elektriciteitsvraag verder toeneemt en door vrijmaking meer marktspelers bijkomen stijgt de ook de nood aan transportcapaciteit. Gedecentraliseerde productie speelt hier echter op in omdat dit door lokale opwekking geen extra druk legt op het transmissienet.

Ten derde zien we ook een groeiende vraag van consumenten naar betrouwbaarheid in hun energielevering (vooral in landen met een minder stabiele elektriciteitsvoorziening), waar gedecentraliseerde productie kan op inspelen zoals we hierboven reeds besproken hebben. Betrouwbaarheid is voor sommige processen zeer belangrijk, zoals bijvoorbeeld ziekenhuizen, telecommunicatie of sommige industriële processen. Deze kan verhoogd worden door lokale back-up systemen gebaseerd op gedecentraliseerde systemen.

Ten vierde, aangezien gedecentraliseerde energieopwekking vaak gepaard gaat met milieuvriendelijke oplossingen, leunt deze aan bij huidige beleidsdoelstellingen in het kader van het terugdringen van CO₂-emmissies. Zo spelen naast het toenemende aandeel van hernieuwbare energie ook Warmte-Kracht-Koppeling-installaties (hierna WKK-installaties) een belangrijke rol. Met zulke WKK-installaties kan men simultaan warmte en elektriciteit opwekken, waardoor men een primaire energiebesparing kan realiseren tussen 10% en 30%⁹. Daarenboven kan in zulke generatoren die gebruik maken van fossiele brandstoffen ook biogas of biodiesel gebruikt worden. Ook kan men opmerken dat door lokale opwekking lijnverliezen verminderen wat weer een energiebesparing met zich meebrengt.

Ten laatste moeten we ook opmerken dat de opkomst van decentrale energievoorziening ook een gevolg is van nieuwe technologie die de ontwikkeling van gedecentraliseerde energievoorziening in de hand werkt. Men denken hierbij aan ontwikkelingen op het vlak van windmolens, zonnecellen, brandstofcellen waarover meer in de appendices.

Wanneer de penetratie van gedecentraliseerde opwekking verder toeneemt zou de huidige structuur van onze energiesysteem onder druk komen te staan. Distributie en transmissie zouden in dat geval kunnen fungeren als coördinator tussen de verschillende lokale energiesystemen.

3.5 Voor -en nadelen

Naast dat het inspeelt op de hierboven vernoemde maatschappelijke trends heeft decentrale opwekking een belangrijke positieve impact op de prijs van elektriciteit. Door on-site elektriciteit op te wekken bespaart men de tarieven van distributie en transmissie. IEA (2002) schat deze gemiddeld op 30% van de totale elektriciteitskost en dit cijfer neemt zelf nog toe naarmate de kleinschaligheid van de klant (tot boven 40% voor huishoudens). Ook kan men gebruik maken van WKK-technologie die door haar hoge efficiëntie redelijk goedkoop is en verhoogt het de concurrentie tussen leveranciers.

Hierbij dient te worden vermeld dat de beschikbare technologieën voor gedecentraliseerde opwekking vaak gebaseerd zijn op gas wat de diversificatie van primaire energievoorziening

⁹ Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., D'haeseleer, W. (2005) "Distributed generation: definition, benefits and issues", Energy Policy 33 (2005) 787-789.

verminderd. Ook zijn kleinere generatoren proportioneel duurder en hun rendementen ook algemeen gezien lager.

3.6 Potentieel en uitdagingen

Investeren in gedecentraliseerde energievoorziening gaat vandaag de dag gepaard met enkele barrières die in volgende hoofdstukken verder toegelicht worden. Belangrijk is te noteren dat sommige regulatieve technische vereisten voor elektriciteitsopwekking niet op maat gemaakt voor kleinschalige productie waardoor deze kleine generatoren vaak moeten voldoen aan dezelfde voorwaarden van grote centrales.

Daarnaast zijn er nog een aantal technische bemerkingen te maken over betrouwbaarheid en kwaliteit op het elektriciteitsnet. Wat betrouwbaarheid betreft woedt er een discussie tussen auteurs die menen dat gedistribueerde generatie de risico's en kosten van black-outs verminderen doordat ze de zekerheid voor de gebruiker verhogen. Andere auteurs zijn echter van mening dat gedistribueerde generatie een negatieve impact heeft naarmate de capaciteit van intermitterende bronnen zoals wind en zon toeneemt wat de nood aan reservecapaciteit verhoogt.

Wat de kwaliteit van elektriciteit betreft kan gedistribueerde opwekking ook een impact hebben. Zoals eerder vermeld is het belangrijk om de frequentie op het net ten allen tijde op 50 Hertz te houden. Wanneer echter vraag en aanbod niet gebalanceerd zijn kan dit de frequentie verlagen of verhogen met negatieve effecten tot gevolg. De aansluiting van gedistribueerde bronnen zullen dus een impact hebben (vooral voor intermitterende bronnen). Naast frequentie moet ook het lokale voltage op een aansluitingspunt constant blijven, wat dan weer afhangt van de injectie van reactief vermogen op het net.

De aansluiting van gedistribueerde generatie zal dus een impact hebben op het net en het zal dus van belang zijn deze evolutie niet gepaard te laten gaan met verminderde betrouwbaarheid of kwaliteit. Dit kan door een goed beheer van het elektriciteitsnet (bijvoorbeeld inflexibele bronnen combineren met flexibele) maar ook door in de toekomst deze kleine centrales ook mee te laten werken aan netstabiliteit aan de hand van ondersteunende netdiensten.

4. Juridische aspecten

4.1 Inleiding

De voorbije jaren heeft de evolutie van de vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkt geleid tot een enorme toename aan nieuwe regulering en dit zowel op Europees, op nationaal als op gewestelijk niveau. Deze vrijmaking strekt ertoe een concurrerende en efficiënte elektriciteits- en gasmarkt tot stand te brengen voor de burger en industrie. De ontwikkeling van zulke concurrerende en efficiënte elektriciteits- en gasmarkt is volgens de Europese Commissie ook essentieel om de problematiek van de klimaatverandering aan te pakken. Alleen met een goed functionerende markt is het mogelijk een doeltreffend mechanisme voor handel in emissierechten uit te bouwen en een duurzame energie-industrie te ontwikkelen die erin zal slagen de ambitieuze doestellingen van de Europese Raad van 8 en 9 maart 2007 te verwezenlijken.

Eén van de vooropgestelde maatregelen op Europees niveau om deze doelstellingen te behalen is de verdere ontwikkeling en ondersteuning van decentrale energievoorziening. In dit kader heeft de Europese Commissie in haar actieplan voor energie-efficiëntie reeds aangekondigd dat zij werk zal maken van een nieuw juridisch kader voor gedecentraliseerde productie dat de aansluiting en toegang tot het netwerk van gedecentraliseerde productie dient te promoten¹⁰. Los van de mogelijke initiatieven op Europees niveau zal worden getracht een overzicht te geven van de potentiële juridische belemmeringen met het oog op de verdere ontwikkeling van de decentrale energievoorziening.

Hierbij zal in eerste instantie kort worden stilgestaan met de bevoegdheidsverdeling tussen de federale en gewestelijke overheden. Hierna wordt voor ieder niveau, waaronder het Europees, het federale en het Vlaams gewestelijke, een algemeen overzicht gegeven van de ontwikkelingen inzake energierecht, waarna dieper wordt ingegaan op het juridische kader dat van belang is voor decentrale energievoorziening. Vervolgens wordt een overzicht gegeven van een aantal belemmerende factoren vanuit juridisch oogpunt met het oog op een verdere ontwikkeling van de decentrale energievoorziening. Hierna wordt afgesloten met een aantal concluderende bemerkingen.

¹⁰ Communication from the Commission of 19 October 2006, *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*, COM (2006) 545, p. 14 en de Commission Staff Working Document Accompanying document to the Communication from the Commission, *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*, SEC (2006) 1173, p. 17.

4.2 Algemeen kader van de bevoegdheidsverdeling inzake energie

Alvorens dieper in te gaan op het juridisch kader van decentrale energievoorziening zal kort worden stilgestaan met de bevoegdheidsverdeling tussen de federale en gewestelijke overheden met betrekking tot het energiebeleid.¹¹ Deze bevoegdheidsverdeling werd vastgelegd in de bijzondere wet van 8 augustus 1980 tot hervorming der instellingen (hierna: "BWHI").

Op grond van het artikel 6, §1, VII van de BWHI *zijn de gewesten bevoegd voor de gewestelijke aspecten van het energiebeleid, en in ieder geval:*

- a) de distributie en het plaatselijke vervoer van elektriciteit door middel van netten waarvan de nominale spanning lager is dan of gelijk is aan 70 000 volt;*
- b) de openbare gasdistributie;*
- c) de aanwending van mijn gas en van gas afkomstig van hoogovens;*
- d) de netten voor warmtevoorziening op afstand;*
- e) de valorisatie van steenbergen;*
- f) de nieuwe energiebronnen met uitzondering van deze die verband houden met de kernenergie;*
- g) de terugwinning van energie door de nijverheid en andere gebruikers;*
- h) het rationeel energieverbruik.*

De federale overheid is daarentegen op grond van het artikel 6, §1, VII van de BWHI bevoegd voor de aangelegenheden die wegens hun technische en economische ondeelbaarheid een gelijke behandeling op nationaal vlak behoeven, te weten:

- a) het nationaal uitrustingsprogramma in de elektriciteitssector;*
- b) de kernbrandstofcyclus;*
- c) de grote infrastructuren voor de stockering; het vervoer en de productie van energie;*
- d) de tarieven.¹²*

Door de onduidelijke bepalingen ("in ieder geval" en "te weten") in de BWHI met betrekking tot het energiebeleid en de beperkte verduidelijking in de voorbereidende werken is in de rechtsleer de vraag ontstaan of kan worden aangenomen dat de gewestelijke energiebevoegdheden niet limitatief zijn opgesomd in de BWHI en dat de federale

¹¹ Zie B. DELVAUX, "Vrijmaking van de Belgische elektriciteits- en gasmarkt – Een Gordiaanse knoop?" SEW 2007, afl. 2, p. 66-78.

¹² Voor een verdere analyse zie L. DERIDDER, "Het Energiebeleid" in G. VAN HAEGENDOREN (ed.), *De bevoegdheidsverdeling in het federale België*, Brugge, Die Keure, 2000, 82 p. en L. DERIDDER, "Handboek gas- en elektriciteitsliberalisering" Antwerpen, Intersentia, 2003, p. 127-201.

energiebevoegdheden daarentegen wel limitatief zijn opgesomd in de BWHI.¹³ De Raad van State is hierbij van oordeel dat, behoudens de uitzonderingen, de gewesten principieel bevoegd zijn voor het energiebeleid, voor het leefmilieu en het economisch beleid. Zonder dieper in te gaan op deze problematiek kan worden vermeld dat bepaalde rechtsleer van oordeel is dat de BWHI aan de gewesten enkel en alleen de gewestelijke aspecten van het energiebeleid heeft toegewezen. Bijgevolg voorziet de BWHI niet in een limitatieve opsomming van de federale bevoegdheden met betrekking tot het energiebeleid.¹⁴

4.3 Bevoegdheidsverdeling en decentrale energievoorziening

In appendix 1 dient te worden geconcludeerd dat de productie van energie op basis van de BWHI tengevolge van haar technische en economische ondeelbaarheid, een federale bevoegdheid is. Bijgevolg is de federale overheid, en niet de gewestelijke overheid, bevoegd voor iedere vorm van energieproductie. Het is aan de federale overheid om hiervoor het desbetreffende juridische kader uit te werken tenzij de gewesten zich kunnen beroepen op de impliciete bevoegdheden van artikel 10 van de BWHI.

Los van deze bevoegdheid inzake productie is de federale overheid op basis van het artikel 6, §1, VII, tweede lid, d) van de BWHI tot op heden als enige bevoegd voor de tarifaire maatregelen in het kader van het energiebeleid en bijgevolg ook de distributietarieven voor elektriciteit en gas van de diverse distributienetbeheerders. Daarentegen zijn de gewestelijke overheden bevoegd voor alle maatregelen die betrekking hebben op distributienetbeheerders (kwaliteitsbewaking, structuur, organisatie, investeringsplannen, openbare dienstverplichtingen die aan hen worden opgelegd) die vaak tarifaire implicaties hebben. Omwille van de logische samenhang en het nastreven van een coherent energiebeleid strekt het tot de aanbeveling dat de federale bevoegdheden in het kader van de distributietarieven elektriciteit en gas worden overdragen aan de gewestelijke overheden. Op deze wijze kunnen de beslissingen tot het nemen van welbepaalde acties, projecten en openbare dienstverplichtingen beter worden afgewogen ten aanzien van de kosten ervan.

Ook met het oog op de ontwikkeling van decentrale energievoorziening en de keuzes die hieromtrent in de toekomst in de gewesten dienen te worden gemaakt is de overdracht van de tarifaire bevoegdheden aangewezen. Hieraan zal wellicht gevolg worden gegeven zoals kan worden afgeleid uit het voorstel van bijzondere wet houdende institutionele maatregelen, dat werd samengesteld door de Groep der Wijzen en de Octopuswerkgroep. Volgens artikel 7 van het voorstel van bijzondere wet houdende institutionele maatregelen wordt artikel 6, § 1, VI, vijfde lid, 3° van de BWHI vervangen door *“het prijs- en inkomensbeleid, met uitzondering van het prijzenbeleid inzake de bevoegdheden van de gewesten en de gemeenschappen wat betreft:*

¹³ T. VANDEN BORRE, “De federale ombudsdienst voor elektriciteit en gas: naar een nieuw artikel 27”, in T. VANDEN BORRE (ed.), *l.c.*, p. 144.

¹⁴ *Ibid.*, p. 144.

[...] c) de openbare gasdistributie en de distributie en het lokaal vervoer van elektriciteit door middel van netten waarvan de nominale spanning lager is dan of gelijk is aan 70 000 volt; d) de levering van aardgas en elektriciteit aan niet-residentiële klanten via de netten waarvoor de gewesten bevoegd zijn overeenkomstig artikel 6, §1; [...]”.¹⁵

Op basis van dit voorstel van bijzondere wet houdende institutionele maatregelen wordt zowel de tarifaire bevoegdheid inzake distributie en lokaal vervoer van gas en elektriciteit overgedragen aan de gewesten, alsook het prijsbeleid inzake levering van elektriciteit en gas via de gewestelijke distributienetten en netten voor lokaal transport wat de niet-residentiële klanten betreft. Deze laatste overdracht en de opzet hiervan is m.i. minder duidelijk. Ook de Raad van State heeft in haar advies erop gewezen dat het begrip “niet-residentiële klanten” nergens in de teksten nader werd verduidelijkt of omschreven.¹⁶ Opdat alle onduidelijkheden worden vermeden dient de bijzondere wetgever deze bepaling bij voorkeur te schrappen of het prijzenbeleid voor de levering van elektriciteit en gas volledig te federaliseren.

Uit de bevoegdheidsverdeling in de BWHI kan worden afgeleid dat de gewesten bevoegd zijn voor de nieuwe (lees hernieuwbare) energiebronnen, met uitzondering van deze die verband houden met de kernenergie, en de terugwinning van energie door de nijverheid en andere gebruikers. Volgens de rechtsleer kunnen de gewesten op basis van deze laatste bevoegdheid energie-audits bevorderen, demonstratieprojecten opzetten, en terugwinningsprojecten subsidiëren¹⁷. Voor de bevoegdheid inzake nieuwe energiebronnen verwijst diezelfde rechtsleer naar de definitie in artikel 2, 4° van de Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: “Elektriciteitswet”)¹⁸ op grond waarvan hernieuwbare energiebronnen worden gedefinieerd als alle andere energiebronnen dan fossiele brandstoffen en kernsplijting, inzonderheid hydraulische energie, windenergie, zonne-energie, biogas, organische producten en afvalstoffen van de land- en bosbouw, en huishoudelijke afvalstoffen. Bovendien zijn de gewesten, zoals hierboven reeds werd vermeld, bevoegd voor de distributie en het plaatselijke vervoer van elektriciteit door middel van netten waarvan de nominale spanning lager is dan of gelijk is aan 70 000 volt en de openbare gasdistributie¹⁹.

Uit voorgaande kan men concluderen dat, in de veronderstelling dat decentrale energievoorziening betrekking heeft op de inzet van intelligente en kleinschalige energieopwekking op lokaal niveau, de bevoegdheid voor het ontwikkelen van een juridisch kader voor zulke decentrale energievoorziening in belangrijke mate op gewestelijke niveau ligt.

¹⁵ Parl. St. Senaat, 2007-2008, nr. 4-603/1.

¹⁶ R.v.St. nr. 44.243/AV, 10 april 2008 voorstel van bijzondere wet houdende institutionele maatregelen, Parl. St. Senaat, 2007-2008, nr. 4-603/2.

¹⁷ L. DERIDDER, “Het Energiebeleid” in G. VAN HAEGENDOREN (ed.), *l.c.*, p. 63.

¹⁸ B.S. 11 mei 1999.

¹⁹ L. DERIDDER, “Het Energiebeleid” in G. VAN HAEGENDOREN (ed.), *l.c.*, p. 62 en 63.

Los van deze bevoegdheden inzake het energiebeleid stelt artikel 6, §1 van de BWHI dat de aangelegenheden bedoeld in artikel 107^{quater} van de grondwet betrekking hebben op:

I) Wat de ruimtelijke ordening betreft:

1° De stedenbouw en de ruimtelijke ordening;

2° De rooiplannen van de gemeentewegen;

3° De verkrijging, aanleg en uitrusting van gronden voor industrie, ambachtwezen en diensten of van andere onthaalinfrastructuren voor investeerders met inbegrip van de investeringen voor de uitrustingen van industriezones bij de havens en de beschikbaarstelling daarvan voor de gebruikers;

4° [...]

II) Wat het leefmilieu en het waterbeleid betreft:

1° De bescherming van het leefmilieu, onder meer die van de bodem, de ondergrond, het water en de lucht tegen verontreiniging en aantasting, alsmede de strijd tegen de geluidshinder;

2° Het afvalstoffenbeleid;

3° De politie van de gevaarlijke, ongezonde en hinderlijke bedrijven onder voorbehoud van de maatregelen van interne politie die betrekking hebben op de arbeidsbescherming;

4° [...]

III) Wat de landinrichting en het natuurbehoud betreft:

1° De ruilverkaveling van landeigendommen en de landinrichting;

2° De natuurbescherming en het natuurbehoud, met uitzondering van de in-, uit- en doorvoer van uitheemse plantensoorten evenals van uitheemse diersoorten en hun krenten;

3° De groengebieden, parkgebieden en groene ruimten;

4° [...].

Op grond van de hierboven vermelde bepalingen van het artikel 6, §1 van de BWHI zijn de gewesten principieel bevoegd voor het leefmilieu en de ruimtelijke ordening. Bijgevolg zal men bij de bouw van een decentrale productie-installatie in het Vlaamse gewest onderworpen zijn aan de bepalingen van het Vlaamse gewest met betrekking tot de milieuvergunning en deze van de stedenbouwkundige vergunning of bouwvergunning²⁰.

4.4 Het huidige juridisch kader en decentrale energievoorziening

In het onderstaande zal kort worden stilgestaan met een aantal algemene elementen van het energierecht op Europees, federaal en Vlaams gewestelijk niveau. Vervolgens zal een overzicht worden gegeven van een aantal bepalingen van het juridische kader op de drie beleidsniveaus die van belang zijn voor decentrale energievoorziening. Hierbij kan alvast worden vermeld dat het juridisch kader dat van toepassing is de op de aardgasmarkt minder relevant is in het kader van de decentrale energievoorziening en bijgevolg werd is beperkte mate verwezen naar deze wetgeving.

4.4.1 Het Europese kader

(a) Algemene schets

Aangezien de Europese Commissie door de toepassing van het primaire gemeenschapsrecht²¹ op onvoldoende wijze haar doelstellingen (interne markt, efficiënte markt, opengestelde markt, etc.) in de elektriciteits- en gasector kon realiseren heeft ze ervoor geopteerd om secundaire wetgeving af te kondigen. Het betrof in eerste instantie een aantal richtlijnen in verband met de doorvoer en prijstransparantie van elektriciteit en gas²². Vervolgens werd met het oog op de

²⁰ De desbetreffende vergunning zullen in deze bijdrage nog kort worden besproken.

²¹ In deze analyse zal niet dieper worden ingegaan op het primaire gemeenschapsrecht, hierbij kan worden verwezen naar K. DEKETELAERE, K. DE COCK, L. DERIDDER en G. VERHOOSEL, *l.c.*, pp. 41-54 en C. W. JONES and W. WEBSTER, *EU Energy Law*, Second Edition, Leuven, Claeys & Casteels, 2006, pp. 1-4. Zie ook H.v.J. 19 maart 1991, nr. C-202/88, *Jur. H.v.J.* 1991, I, 1223; H.v.J. 23 april 1991, nr. C-41/90, *Jur. H.v.J.* 1991, I, 1979; H.v.J. 23 oktober 1997, nr. C-158/94, *Jur. H.v.J.* 1997, I, 5789 en H.v.J. 23 oktober 1997, nr. C-159/94, *Jur. H.v.J.* 1997, I, 5815.

²² Voorbeelden van deze eerste fase richtlijnen zijn: de Richtlijn 90/547/EEG van de Raad van 29 oktober 1990 betreffende de doorvoer van elektriciteit via de hoofdnetten, PB nr. L 313 van 13 november 1990, ondertussen werd deze richtlijn met ingang van 1 juli 2004 ingetrokken door de tweede Elektriciteitsrichtlijn 2003/54/EG; Richtlijn 91/296/EEG van de Raad van 31 mei 1991 betreffende de doorvoer van aardgas via hoofdnetten, PB nr. L 147 van 12 juni 1991 ondertussen opgeheven door de Tweede Gasrichtlijn 2003/55/EG, ondertussen werd deze richtlijn met ingang van 1 juli 2004 ingetrokken, onverminderd de contracten die zijn gesloten overeenkomstig artikel 3, lid 1 van Richtlijn 91/296/EEG die geldig en geïmplementeerd blijven overeenkomstig deze Richtlijn 91/296/EEG, door de Tweede Gasrichtlijn 2003/55/EG en Raad Richtlijn 90/377/EEG betreffende een communautaire procedure inzake de doorzichtigheid van de prijzen van gas en elektriciteit voor industriële eindverbruikers, PB nr. L 185 van 17 juli 1990.

vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkt op 19 december 1996 de eerste Elektriciteitsrichtlijn²³ en op 22 juni 1998 de eerste Gasrichtlijn²⁴ afgekondigd.

De belangrijkste doelstelling van de Elektriciteitsrichtlijn is de geleidelijke openstelling voor de mededinging van de elektriciteitssector in Europa waarbij de zgn. “*in aanmerking komende afnemers*” in de mogelijkheid worden gesteld om leveringscontracten af te sluiten met de producenten van hun keuze. Daarnaast beoogt de eerste Elektriciteitsrichtlijn een onafhankelijk beheer van het transmissienet, de vrijheid van vestiging voor de bouw van nieuwe productie-installaties, de vrije toegang tot het net, een sterkere regulering van de elektriciteitsmarkt, alsook de mogelijkheid voor de lidstaten om openbare dienstverplichtingen op te leggen aan de ondernemingen van de elektriciteitssector.

Uit de ervaring die werd opgedaan met de uitvoering van de eerste Elektriciteitsrichtlijn blijkt enerzijds, dat de interne markt voor elektriciteit voordelen heeft ondervonden in de vorm van verbeterde efficiëntie, kwalitatief betere dienstverlening, toegenomen concurrentie en prijsverlagingen maar anderzijds zijn er nog belangrijke tekortkomingen en mogelijkheden tot verbetering van de werking van de markt merkbaar. Om deze tekortkomingen en mogelijkheden tot verbeteringen te realiseren heeft de Europese Unie (hierna: “EU”) op 26 juni 2003 de tweede Elektriciteitsrichtlijn afgekondigd.²⁵

De wetgeving met betrekking tot de gasmarkt heeft een gelijkaardige evolutie ondergaan, vooreerst heeft de EU de eerste Gasrichtlijn op 22 juni 1998 afgekondigd. Met het oog op de voltooiing van de Europese interne gasmarkt heeft men vervolgens de tweede Gasrichtlijn afgekondigd. Deze tweede Gasrichtlijn bevat zowel een aantal kwantitatieve voorstellen in functie van de marktopening als een aantal kwalitatieve voorstellen in functie van de minimumverplichtingen met betrekking tot de toegang tot het net, consumentenbescherming, regelgeving en de ontvlechting van de transmissie- en distributiefunctie.

Door de goedkeuring van de tweede Elektriciteits- en Gasrichtlijn zijn de basisstructuren aanwezig voor de ontwikkeling van een Europese interne markt. Niettemin dient te worden vastgesteld dat vele markten op de nationale leest blijven geschoeid en gedomineerd worden door een beperkt aantal ondernemingen. De ontwikkeling van een werkelijk concurrerende Europese energiemarkt wordt volgens de Commissie voornamelijk belemmerd door de verschillende benaderingen van een aantal technische specificaties, waaronder de bevoegdheden van de regelgevers, de mate van onafhankelijkheid van de netbeheerders ten aanzien van concurrerende activiteiten, de regels met betrekking tot de netten, de balancing

²³ Richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en de Raad van 19 december 1996 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit, *PB* nr. L 027 van 30 januari 1997.

²⁴ Richtlijn 98/30/EG van het Europees Parlement en de Raad van 22 juni 1998 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas, *PB* nr. L 204 van 21 juli 1998.

²⁵ B. DELVAUX, “Afdeling 2: Elektriciteit, A. Federaal” in K. DEKETEELAERE (ed.), *Handboek Milieu- en Energierecht*, Brugge, die Keure, 2006, pp. 1050-1052.

(netevenwicht), de gasopslag, etc.²⁶ Om deze tekortkomingen van de energiemarkt op te vangen werden op Europees niveau de voorbije jaren diverse initiatieven ondernomen. De recentste afkondigingen hieromtrent zijn het derde pakket aan ontwerprijlijnen en -verordeningen met het oog op de verdere vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkt en het klimaat actieplan dat ook allerlei ontwerprijlijnen bevat. De finale goedkeuring van dit derde pakket wordt verwacht in de loop van 2009.²⁷

(b) Decentrale energievoorziening op Europees niveau

Los van de in de inleiding vermelde aankondiging van de Europese Commissie dat zij werk zal maken van een nieuw juridisch kader voor gedecentraliseerde productie, kan worden vermeld dat de tweede Elektriciteitsrichtlijn reeds in bepalingen voorziet die de toepassing van decentrale productie van elektriciteit dient te bevorderen.

Hierbij kan worden verwezen naar artikel 6, derde lid van de tweede Elektriciteitsrichtlijn dat stelt dat lidstaten ervoor dienen te zorgen dat bij de vergunningsprocedures voor kleine en/of *plaatselijke elektriciteitsproductie* rekening dient te worden gehouden met hun beperkte grootte en potentiële effect. Noteer dat op basis van artikel 2, 31° van de tweede Elektriciteitsrichtlijn *plaatselijke elektriciteitsproductie* wordt gedefinieerd als een productie-installatie die aangesloten is op het distributienet. Hierbij is het enigszins opmerkelijk dat de tweede Elektriciteitsrichtlijn in deze definitie expliciet vermeldt dat bij plaatselijke elektriciteitsproductie, de productie-installatie aangesloten is op het distributienet, dit zou volgens de auteur ook kunnen op een directe lijn.

Daarnaast dienen de distributienetbeheerders op grond van artikel 13, zevende lid van de tweede Elektriciteitsrichtlijn bij de planning van de ontwikkeling van het distributienet te overwegen of energie-efficiënte maatregelen en/of *plaatselijke elektriciteitsproductie* de noodzaak van een verbetering of vervanging van elektriciteitscapaciteit niet kunnen opvangen. Ten slotte bepaalt artikel 23, (f) van de tweede Elektriciteitsrichtlijn dat de nationale regelgevende instanties dienen te garanderen dat de bepalingen, voorwaarden en tarieven voor de aansluiting van nieuwe elektriciteitsproducenten objectief, transparant en niet discriminerend zijn en bovendien volledig rekening houden met de kosten en de voordelen van de verschillende technologieën inzake duurzame energiebronnen, *gedecentraliseerde productie* en warmtekrachtkoppeling.

²⁶ Groenboek, *Een Europese strategie voor duurzame, concurrerende en continue geleverde energie voor Europa*, 8 maart 2006, COM (2006) 105, p. 6, zie Mededeling van de Commissie aan de Raad en het Europees Parlement, *Verslag over de vorderingen die worden gemaakt bij de totstandbrenging van de interne markt voor gas en elektriciteit*, COM (2005) 568 en http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/index_en.htm.

²⁷ Voor meer informatie m.b.t. dit derde pakket zie http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm en het klimaatpakket zie http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/index_en.htm.

Naast de bepalingen met betrekking tot de plaatselijke elektriciteitsproductie voorziet de tweede Elektriciteitsrichtlijn in een definitie van een directe lijn. Op grond van het artikel 2, 15° is een directe lijn *“een elektriciteitslijn die een geïsoleerde productielocatie met een geïsoleerde afnemer verbindt, of een elektriciteitslijn die een elektriciteitsproducent en een elektriciteitsleverancier met elkaar verbindt om hun eigen vestigingen, dochterondernemingen en in aanmerking komende afnemers direct te bevoorraden”*. Vervolgens stelt artikel 22 dat de lidstaten maatregelen dienen te treffen opdat: (a) gevestigde elektriciteitsproducenten en bedrijven die elektriciteit leveren, hun eigen vestigingen, dochterondernemingen en in aanmerking komende afnemers via een directe lijn kunnen bevoorraden en (b) elke in aanmerking komende afnemer via een directe lijn kan worden bevoorrad door een producent en door een bedrijf dat elektriciteit levert. Ten slotte, bepaalt dit artikel dat de lidstaten de vergunning voor de aanleg van een directe lijn afhankelijk kunnen maken van een weigering van toegang tot het transmissie- en distributienet. Zoals zal blijken uit deze bijdrage heeft alvast de federale overheid hiervan toepassing gemaakt.

Tevens kan er op worden gewezen dat men op Europees niveau ervoor geopteerd heeft om een juridisch kader uit te werken dat de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen en de toepassing van warmtekrachtkoppeling bevordert. Hiervoor heeft men 2 richtlijnen afgekondigd, met name de richtlijn betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt²⁸ en de richtlijn inzake de bevordering van warmtekrachtkoppeling op basis van de vraag naar nuttige warmte binnen de interne energiemarkt en tot wijziging van richtlijn 92/42/EEG²⁹.

Beide richtlijnen voorzien in bepalingen die de lidstaten er moeten toe zetten hun bestaande regelgeving, die in een vergunningsprocedures voorziet voor installaties die elektriciteit produceren uit hernieuwbare energiebronnen, respectievelijk voor hoogrenderende (lees kwalitatieve) warmtekrachtkoppelingseenheden, te evalueren en vervolgens de belemmeringen die de verhoogde toepassing van beide vormen zou beperken, te verwijderen. Tevens moeten de lidstaten erover waken dat de regels met betrekking tot de vergunningsprocedures objectief, transparant en niet-discriminerend zijn en ten volle rekening houden met de karakteristieken van de verschillende technologieën.³⁰

Bovendien voorzien beide richtlijnen in de mogelijkheid voor de lidstaten om steunmaatregelen uit te werken voor de producenten die elektriciteit produceren uit hernieuwbare energiebronnen, respectievelijk producenten die toepassing maken van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling.³¹ De in de EU gebruikte steunmaatregelen voor elektriciteit uit

²⁸ PB nr. L 283 van 27 oktober 2001 (hierna Richtlijn 2001/77/EG).

²⁹ PB nr. L 52 van 21 februari 2004 (hierna Richtlijn 2004/8/EG).

³⁰ Zie artikel 6 van de Richtlijn 2001/77/EG en artikel 9 van de Richtlijn 2004/8/EG.

³¹ Zie artikel 4 van de Richtlijn 2001/77/EG en artikel 7 van de Richtlijn 2004/8/EG.

hernieuwbare energiebronnen kunnen ingedeeld worden in 4 groepen waaronder de feed-in-tarieven, groenestroomcertificaten, aanbestedingsregelingen en belastingvoordelen.³²

Ten slotte, kan er op worden gewezen dat de lidstaten maatregelen dienen te nemen om ervoor te zorgen dat de netbeheerders op hun grondgebied de transmissie en distributie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen of uit hoogrenderende warmtekrachtkoppeling garanderen. Aan deze elektriciteit kan voorrang voor de toegang tot het net worden verleend. Bij de dispatching van opwekkingsinstallaties moeten de transmissiebeheerders aan de opwekkingsinstallaties die gebruik maken van hernieuwbare energiebronnen of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling voorrang verlenen in de mate dat de werking van het nationale elektriciteitssysteem dit toelaat³³. Noteer dat het recent afgekondigde klimaatpakket deze bepalingen in belangrijke mate zal wijzigen en aanvullen³⁴.

Uit het voorgaande kan alvast worden afgeleid dat men vanuit Europees niveau omwille van de voordelen (bevorderen voorzieningszekerheid, beperking uitstoot broeikasgassen, bevorderen vrijmaking elektriciteits- en gasmarkt, verbeteren van economische en sociale vooruitzichten, etc.) zowel het aandeel van geproduceerde elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen als de toepassing van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling wil bevorderen door de lidstaten te verplichten in het nemen van allerlei maatregelen. Dit heeft tot gevolg dat die vormen van decentrale energievoorziening die toepassing maken van hernieuwbare energiebronnen en/of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling in belangrijke mate in de diverse lidstaten kunnen genieten van een ondersteuningsmechanisme. Hierbij kan men zich de vraag stellen of deze ondersteuningsmechanismen voldoende zijn voor de verdere ontwikkeling van decentrale energievoorziening onder lokaal beheer?

4.4.2 Het federale kader

(a) Algemene schets

Tot omzetting van de eerste Elektriciteitsrichtlijn heeft de federale overheid de Elektriciteitswet goedgekeurd. De Elektriciteitswet werd sinds haar afkondiging de voorbije jaren meermaals gewijzigd³⁵. Eén van de belangrijkste wijziging die in 2005 werd goedgekeurd door de federale overheid was de wet van 1 juni 2005 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de

³² Mededeling van de Commissie van 7 december 2005, *Steun van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen*, COM (2005) 627, p. 4.

³³ Zie artikel 7 van de Richtlijn 2001/77/EG en artikel 8 van de Richtlijn 2004/8/EG.

³⁴ Zie http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/index_en.htm.

³⁵ Voor een kort overzicht van deze wetswijzigingen aan de Elektriciteitswet zie T. VANDEN BORRE, "Overzicht van de evolutie van de vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkt in België", in T. VANDEN BORRE (ed.), *l.c.*, pp. 1-50

organisatie van de elektriciteitsmarkt³⁶ (hierna: “Elektriciteitswet van 1 juni 2005”) tot omzetting van de tweede Elektriciteitsrichtlijn.³⁷

De wetgeving met betrekking tot de gasmarkt heeft, zoals hierboven reeds werd vermeld, op Europees niveau een gelijkaardige evolutie ondergaan als de elektriciteitsmarkt. Tot omzetting van de eerste Gasrichtlijn heeft de Belgische wetgever de bepalingen van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen (hierna: “Gaswet”) gewijzigd door de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de gasmarkt en het fiscaal statuut van de elektriciteitsproducenten³⁸. Vervolgens heeft de Belgische wetgever de bepalingen van de tweede Gasrichtlijn³⁹ op federaal niveau omgezet door de wet van 1 juni 2005 tot wijziging van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen (hierna: “Gaswet van 1 juni 2005”)⁴⁰.

(b) Decentrale energievoorziening op federaal niveau

Productievergunning

Aan de hand van de hierboven besproken bevoegdheidsverdeling kan worden afgeleid dat de productie van energie op basis van de BWHI tengevolge van haar technische en economische ondeelbaarheid een federale bevoegdheid is. Deze federale bevoegdheid werd verder uitgewerkt in het artikel 4 van de Elektriciteitswet. Volgens de eerste paragraaf van dit artikel is de bouw van nieuwe installaties voor de productie van elektriciteit steeds onderworpen aan de voorafgaande toekenning van een individuele vergunning afgeleverd door de Minister op voorstel van de CREG. Deze bepaling werd aangevuld door artikel 7 van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie⁴¹ waardoor in artikel 4 expliciet wordt vermeld dat geen vergunning meer kan worden afgeleverd voor kerninstallaties met het oog op de industriële productie van elektriciteit.⁴²

Artikel 4 werd door de Elektriciteitswet van 1 juni 2005 gewijzigd. Na de inwerkingtreding van deze wijziging zal de individuele vergunning voortaan worden afgeleverd op advies van de CREG en niet meer op voostel. De reden van deze wijziging is de herverdeling van de

³⁶ B.S. 14 juni 2005.

³⁷ Zie *supra*.

³⁸ B.S. 11 mei 1999.

³⁹ Zie *supra*.

⁴⁰ B.S. 14 juni 2005.

⁴¹ B.S. 28 februari 2003.

⁴² Zie T. VANDEN BORRE, “De federale bijdrage in de vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkt”, in K. DEKETELAERE (ed.), *Jaarboek Energierecht 2002*, Antwerpen, Intersentia, 2003, pp. 53 en 54 en J. MICHIELS, “De wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit de kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie”, *MER* juni 2003/2, pp. 85-101.

beleidsvoorbereidende taken tussen de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (hierna: "CREG") en de Algemene Directie voor Energie in overeenstemming met het Regeerakkoord van 14 juli 2003⁴³.

De keuze voor een vergunningstelsel (i.p.v. een aanbestedingsstelsel) wordt gestoeld op een drietal redenen: het is eenvoudiger, het schuift de marktrisico's van een investering in de voeten van de operatoren en het werkt de technologische mededinging in de hand. Het wordt aan de Koning overgelaten om te bepalen of deze vergunningsvereiste ook moet toegepast worden op verbouwingen of andere aanpassingen van bestaande installaties en of de vergunningsplicht kan worden vervangen door een meldingsplicht voor de bouw van installaties met een laag vermogen. Deze vergunningsvereisten en de te volgen procedure werden verder uitgewerkt in het koninklijk besluit van 11 oktober 2000 betreffende de toekenning van individuele vergunningen voor de bouw van installaties voor de productie van elektriciteit.⁴⁴

Alvorens dieper in te gaan op het toepassingsgebied van het KB van 11 oktober 2000 kan worden vermeld dat op grond van artikel 1, 4° onder een installatie dient te worden verstaan: *"elke installatie of geheel van installaties met laag vermogen die zich op dezelfde site bevinden en bestemd zijn voor de elektriciteitsproductie, in de betekenis van artikel 4, §1 van de wet (lees Elektriciteitswet), met inbegrip van installaties van zelfopwekkers en de warmtekrachtkoppelininstallaties in de betekenis van artikel 2, 2° en 3° van de wet (lees Elektriciteitswet)".* Uit de analyse van deze definitie kan worden afgeleid dat het alle vormen van elektriciteitsproductie omvat. Tevens definieert het KB van 11 oktober 2000 in artikel 1, 7° het netto ontwikkelbaar vermogen als *"het maximaal vermogen betreffende het enig actief vermogen dat doorlopend geproduceerd wordt gedurende een periode van verlengde werking, met dien verstande dat de gehele installatie verondersteld wordt volledig in werking te zijn en dat rekening wordt gehouden met de gemiddelde klimaatomstandigheden van de site"*.

Vervolgens is op grond van artikel 2, paragraaf 1 van het KB van 11 oktober 2000 de voorafgaande toekenning van een individuele vergunning vereist voor verbouwingen of aanpassingen van bestaande installaties⁴⁵ waarvoor geen door de wet (lees Elektriciteitswet) bedoelde vergunning bestaat, indien deze aanpassingen of verbouwingen aanleiding geven tot een elektriciteitstoename van: (a) meer dan 10% van het netto ontwikkelbaar vermogen van de installatie of (b) meer dan 25 elektrische MW van het netto ontwikkelbaar vermogen van de installatie. Niettemin, dient men de waarde van elke toename lager dan of gelijk aan de

⁴³ Het Regeerakkoord van 14 juli 2003 stelt hieromtrent: "Het beleid inzake de vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkt zal tevens slagkrachtiger worden door een duidelijke lijn te trekken tussen de beleidsvoorbereidende taken van de administratie en de taken van de CREG als regulator van de marktwerking".

⁴⁴ B.S. 1 november 2000 (hierna "KB van 11 oktober 2000").

⁴⁵ Noteer dat het KB van 11 oktober 2000 op grond van artikel 1, 5° een bestaande installatie definieert als: *elke installatie waarvoor de wettelijke vereiste bouw- en milieuvergunningen reeds werden verleend en voor de bouw waarvan reeds contracten met één of meerdere aannemers van werken werden ondertekend voor de inwerkingtreding van dit besluit (lees KB van 11 oktober 2000).*

hierboven vermelde grenzen en de technische eigenschappen van de toename van het netto ontwikkelbaar vermogen voorafgaandelijk te melden aan de CREG en de minister. Uit het advies van de CREG bij het ontwerp van koninklijk besluit kan worden afgeleid dat men door de toepassing van dit koninklijk besluit de ontwikkeling van kleine gedecentraliseerde installaties niet wil afremmen. Bijgevolg werd voorgesteld om de drempel vanaf welke een vergunning verplicht is niet al te sterk te doen dalen. De keuze om deze drempel op 25 MW te plaatsen is volgens het advies van de CREG in de toenmalige omstandigheden niet willekeurig aangezien deze beantwoordt aan het netto ontwikkelbaar vermogen van een kleine gasturbine met een rendement van meer dan 40%⁴⁶.

Overeenkomstig paragraaf 2 is de bouw van een nieuwe installatie⁴⁷ vrijgesteld van de voorafgaande individuele vergunning indien het netto ontwikkelbaar vermogen van de installatie lager is dan of gelijk is aan 25 elektrische MW. Zowel het netto ontwikkelbaar vermogen als de lokalisatie dienen voorafgaand te worden gemeld aan de CREG en de minister. Daarnaast omvat artikel 3 de diverse criteria voor de toekenning van de vergunningen het betreft ondermeer: (a) de integratie van de installatie in het elektriciteitsnet waarbij de aanvrager dient te argumenteren dat deze installatie bijdraagt tot het respecteren van de openbare dienstverplichtingen op het vlak van kwaliteit en regelmatigheid van de elektriciteitsleveringen; (b) de conformiteit van de installatie met het technische reglement⁴⁸; (c) de aanwezigheid bij de aanvrager of in de schoot van de instantie die belast is met de exploitatie van een aangepaste functionele en financiële structuur die de mogelijkheid biedt preventieve maatregelen te plannen en toe te passen ten einde de betrouwbaarheid en veiligheid van de installatie te verzekeren en eveneens, desgevallend, te zorgen voor een buiten dienststelling of definitieve afstand in optimale en veilige omstandigheden en met respect voor het milieu; etc.

Vervolgens bepalen de artikelen 4 tot en met 10 de procedure en inhoud van de aanvraag van de vergunning en de herziening, intrekking en overdracht van de vergunning. Op basis van het voorgaande kan worden afgeleid dat elke nieuwe decentrale elektriciteitsproductie-installatie, dus ongeacht de keuze van elektriciteitsproductie-installatie, over een vergunning conform de bepalingen van het KB van 11 oktober 2000 zal moeten beschikken indien het netto

⁴⁶ Advies van de CREG van 23 maart 2000 A 2000/002-D over het ontwerp van koninklijk besluit betreffende de toekenning van individuele vergunningen voor de bouw van installaties voor de productie van elektriciteit, genomen in uitvoering van artikel 4 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, p. 14.

⁴⁷ Noteer dat het KB van 11 oktober 2000 op grond van artikel 1, 6° een nieuwe installatie definieert als: *elke installatie die geen bestaande installatie is*.

⁴⁸ Zie het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe, B.S. 28 december 2002.

ontwikkelbaar vermogen van deze decentrale installatie (één of een geheel van installaties met een laag vermogen die zich dezelfde site bevinden)⁴⁹ hoger is dan 25 elektrische MW.

Noteer dat voor de wetwijziging door de Elektriciteitswet van 1 juni 2005 de CREG met de instemming van de minister op grond van artikel 5 van de Elektriciteitswet, indien zij vaststelde dat de aanvragen van vergunningen voor nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie te kort schoten in verhouding tot de productiemiddelen voorzien in het indicatief programma, een daartoe strekkend bericht in de nationale en internationale pers kon bekend maken. Tijdens de omzetting van artikel 7 van de tweede Elektriciteitsrichtlijn werden de bepalingen van artikel 5 van de Elektriciteitswet opgeheven en door de wetgever vervangen door een offerteaanvraag voor de bouw van nieuwe elektriciteitsproductie-installaties. Deze offerteaanvraag kan door de minister worden uitgeschreven indien: (a) de in aanbouw zijnde productiecapaciteit; (b) de maatregelen op het gebied van energie-efficiëntie of (c) het beheer van de vraag onvoldoende zijn. Op grond paragraaf 2 van het artikel 5, dient de minister zijn keuze voor de offerteaanvraag te motiveren aan de hand van een aantal criteria, waaronder: (a) het niet afgestemd zijn van het productiepark, rekening houdend met de prospectieve studie⁵⁰, op de ontwikkeling van de elektriciteitsaanvraag op middellange en lange termijn; (b) de investeringen om de productiecapaciteit te verhogen, onverminderd de investeringen met betrekking tot energie-efficiëntie en (c) de in artikel 21 van de Elektriciteitswet bedoelde openbare dienstverplichtingen.

Productie-afwijking

Ten slotte werd artikel 4 door de wet van 20 juli 2005 houdende diverse bepalingen⁵¹ aangevuld met een nieuwe paragraaf 4. Deze nieuwe paragraaf strekt ertoe de concurrentie in de elektriciteitsproductie te versterken en voorziet dat de Koning bij een in ministerraad overlegd besluit, na advies van de CREG en mits naleving van de door hem bepaalde bijzondere voorwaarden, een tolerantie­marge voor het behoud van het netevenwicht kan vastleggen voor nieuwe productie-installaties (ongeacht de aard van de gebruikte primaire energie). Naar zulke tolerantie­marge wordt in paragraaf 4 met de vermelding van het begrip productie-afwijking verwezen. Dit begrip wordt in artikel 2, 38° van de Elektriciteitswet gedefinieerd als “het verschil, positief of negatief tussen enerzijds het geïnjecteerd vermogen en anderzijds de nominatie van het geïnjecteerd vermogen voor een bepaalde tijdseenheid op een bepaald moment, uitgedrukt in kilowatt (kW)”.

⁴⁹ Voor de definitie van installatie zie artikel 1, 4° van het KB van 11 oktober 2000.

⁵⁰ Noteer dat de prospectieve studie het evenwicht zal bepalen tussen vraag en aanbod op de Belgische markt, het niveau van de te verwachte toekomstige vraag, de geplande of in aanbouw zijnde extra capaciteit beoordelen, alsook de kwaliteit en het niveau van het onderhoud van de netten en de maatregelen in geval van piekbelasting of in gebreke blijven van één of meerdere leveranciers en zie ook artikel 3 van de Elektriciteitswet.

⁵¹ B.S. 29 juli 2005.

Van dit gunstregime kunnen enkel die producenten genieten, die afzonderlijk of gezamenlijk met verbonden ondernemingen minder dan 10 procent van de in België verbruikte energie tijdens het voorbije jaar hebben geleverd. Bovendien voorziet deze nieuwe paragraaf in de mogelijkheid om deze tolerantiemarge ook te voorzien voor de productie-installaties die gebruik maken van hernieuwbare energiebronnen of warmtekrachtkoppeling mits overleg hieromtrent met de gewesten⁵². Tot op heden werd op federaal niveau nog geen koninklijk besluit afgekondigd dat voorziet in de uitvoering van deze nieuwe paragraaf 4. Niettemin, dient te worden vastgesteld dat indien dit koninklijk besluit in werking zou treden, de decentrale productie-installaties wellicht ook zullen kunnen genieten van de productie-afwijking op grond van paragraaf 4 van het artikel 4 van de Elektriciteitswet.

Noteer dat het Grondwettelijk Hof (hierna: "Hof") in een arrest van 5 december 2006⁵³ zich heeft uitgesproken over een beroep tot vernietiging van het artikel 62 van de wet van 20 juli 2005 houdende diverse bepalingen⁵⁴. Dit artikel voorziet in een wijziging van de bepalingen van het artikel 7 van de Elektriciteitswet met betrekking tot de offshorewindmoleninstallaties. Volgens de verzoekende partijen⁵⁵ voorziet het bestreden artikel in een onverantwoord verschil in behandeling tussen de producenten van elektriciteit die wordt opgewekt uit wind in de zeegebieden waarin België zijn rechtsmacht kan uitoefenen op grond van het internationaal zeerecht, de zgn. offshorewindmoleninstallaties, en de producenten van elektriciteit die wordt opgewekt uit andere hernieuwbare energiebronnen, en meer bepaald door de zgn. onshorewindmoleninstallaties die zich op het vasteland bevinden.

De bestreden bepaling voorziet in eerste instantie in een gedeeltelijke financiering van maximum 25 miljoen euro voor de aansluitingskabel ten gunste van de offshorewindmoleninstallaties met een vermogen van 216 MW of meer. Daarnaast voorziet artikel 62 van de Wet van 20 juli 2005 in een tolerantiemarge voor de productieafwijking die ertoe strekt de meerprijs ten gevolge de ongelijkmatige productie van offshorewindmolens te beperken. Ten slotte, voorziet dit artikel in de mogelijkheid voor de Koning om in welbepaalde situaties op voorstel CREG, met het oog op de garantie van de investeringszekerheid van een offshoreproject, de noodzakelijke aanpassingen door te voeren aan de prijs van de groenestroomcertificaten die verbonden zijn aan het desbetreffende offshoreproject.⁵⁶ Deze verschillende maatregelen, op grond van artikel 62 van de Wet van 20 juli 2005, ten gunste van de offshorewindmoleninstallaties worden door de verzoekende partijen als discriminerend

⁵² B. DELVAUX, "Afdeling 2: Elektriciteit, A. Federaal", *l.c.*, pp. 1055-1056.

⁵³ B. DELVAUX, Overzicht rechtspraak energiezaken, *MER* 2007 -2, p. 109 – 112.

⁵⁴ B.S. 29 juli 2005 (hierna de Wet van 20 juli 2005).

⁵⁵ De vzw EDORA – Fédération de l'électricité d'origine renouvelable et alternative; de vzw Association pour la promotion des énergies renouvelables; de nv Air Energy; de nv Merythem; de nv Promeole; de bvba Renewable Power Company en B. Pevee.

⁵⁶ Voor een analyse van deze bepalingen zie T. VERMEIR, "Groene energie: u vraagt, wij draaien, de burgers betalen", in K. DEKETELAERE (ed.), *Jaarboek Energierecht 2005-2006*, Antwerpen, Intersentia, 2007, p. 172-189.

beschouwd ten aanzien van de andere installaties voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen.

Voor de beoordeling van het bekritiseerde verschil dient volgens het Hof te worden vastgesteld of de bevordering van de hernieuwbare energiebronnen, niet inhoudt dat de verschillende hernieuwbare energiebronnen op strikt identieke wijze dienen te worden bevorderd. Voor de uitvoering van deze analyse is het Hof van oordeel dat men rekening moet houden met de context van de bestreden bepaling, de specifieke technische en geografische kenmerken van de verschillende hernieuwbare energiebronnen en de bevoegdheidsverdeling inzake energie tussen de federale en gewestelijke overheden. Aan de hand van een omstandige analyse concludeert het Hof dat zowel op technisch, als op basis van de bevoegdheidsverdelende regels de situatie van de offshorewindmoleninstallaties in het kader van de financiering niet kan worden vergeleken met de situatie van de onshorewindmoleninstallaties, noch met die van de andere hernieuwbare energiebronnen. Naast een aantal bijkomende overweging verwerpt het Hof het beroep van de verzoekende partijen tegen de bestreden bepaling. Noteer dat momenteel in dit kader nog een procedure lopende is bij de Raad van State die mogelijks een impact kan hebben op onshorewindmoleninstallaties.

Federale systeem van groenestroomcertificaten

Teneinde het gebruik van hernieuwbare energiebronnen aan te moedigen en haar positie te verstevigen, wordt aan de Koning, op grond van artikel 7 van de Elektriciteitswet de bevoegdheid gegeven om bij een in ministerraad overlegd besluit een aantal maatregelen te treffen, waaronder: (a) maatregelen om een verzekerde afzet op de markt, tegen een minimumprijs, van een minimumvolume elektriciteit geproduceerd met aanwending van hernieuwbare energiebronnen te garanderen en (b) een mechanisme ter financiering van alle of een deel van de netto-lasten die uit dergelijke maatregelen voortvloeien.

In uitvoering van de bepalingen van artikel 7 van de Elektriciteitswet en de omzetting van de Richtlijn 2001/77/EG op federaal niveau werd het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen afgekondigd⁵⁷. Dit KB van 16 juli 2002 voorziet in: (a) de erkenningsprocedure van de keursinstellingen die belast zijn met het afleveren van de certificaten van oorsprongsgarantie en het uitvoeren van controles; (b) de procedure voor de toekenning van de certificaten van oorsprongsgarantie; de voorwaarden en procedure voor het toekennen van de groenestroomcertificaten en (d) de bepalingen met betrekking tot een minimumprijs voor elektriciteit geproduceerd met de aanwending van hernieuwbare energiebronnen.

⁵⁷ B.S. 23 augustus 2002 (hierna “KB van 16 juli 2002”) noteer dat dit KB van 16 juli 2002 werd bekrachtigd bij wet door het artikel 427 van de Programmawet van 24 december 2002, B.S. 31 december 2002.

Het artikel 14 van het KB van 16 juli 2002 werd door het koninklijk besluit van 5 oktober 2005⁵⁸ gewijzigd.⁵⁹ Met deze wijziging werd de minimumprijs voor de productie van offshore windenergie opgewekt met installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie ten belope van de eerste 216 MW van 90 euro/MWh verhoogd naar 107 euro/MWh. Daarnaast voorziet het nieuwe artikel in een aankoopverplichting van de offshore groenestroomcertificaten door de netbeheerder gedurende een periode van twintig jaar.

Daarentegen genieten de groenestroomcertificaten van de andere vormen van hernieuwbare energiebronnen van een aankoopverplichting gedurende een periode van 10 jaar. Tevens zal de aankoopverplichting van de offshore groenestroomcertificaten het voorwerp uitmaken van een contract tussen de domeinconcessiehouder en de netbeheerder. De CREG heeft in haar advies erop gewezen dat het onduidelijk is waarom deze aankoopverplichting het voorwerp dient uit te maken van een overeenkomst aangezien de aankoopverplichting zelf, de duur van de aankoopverplichting en de prijs van de offshore groenestroomcertificaten werden opgenomen in het nieuwe artikel 14. Volgens de auteur is dit wellicht om naast de wettelijke garantie nog een bijkomende garantie te hebben via de privaatrechtelijke weg.

Op basis van het nieuwe artikel 14 bedragen de minimumaankooprijzen die de netbeheerder voor de groenestroomcertificaten van een producent van groene stroom moet betalen, voor:

(a) offshore windenergie:

- (i) 107 euro/MWh voor elektriciteit opgewekt met installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie en voor de productie die volgt uit de eerste 216 MW geïnstalleerde capaciteit;
- (ii) 90 euro/MWh voor elektriciteit opgewekt met installaties die deel uitmaken van dezelfde domeinconcessie voor de productie die volgt uit een geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW;

(b) onshore windenergie: 50 euro/MWh;

(c) waterkracht: 50 euro/MWh;

(d) zonne-energie: 150 euro/MWh en

(e) andere hernieuwbare energiebronnen (waaronder biomassa): 20 euro/MWh.

⁵⁸ Koninklijk besluit van 5 oktober 2005 tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen, *B.S.* 14 oktober 2005.

⁵⁹ Voor een verdere analyse zie T. VERMEIR, *l.c.*, p. 186 en 187.

Noteer dat het Vlaamse Gewest tot op heden niet voorziet in een aanvaarding van de federale groenestroomcertificaten. Hierdoor zal Elia die de groenestroomcertificaten moet aankopen, deze groenestroomcertificaten niet kunnen verkopen aan de leveranciers die actief zijn in het Vlaamse gewest aangezien ze deze groenestroomcertificaten niet kunnen aanwenden om te voldoen aan de aan hun opgelegde quota⁶⁰ en bijgevolg zal de kost volledig worden verrekend in de transmissienettarieven naast de hierboven vermelde financiering van maximum 25 miljoen euro voor de aansluitingskabel van de offshorewindmoleninstallaties met een vermogen van 216 MW of meer. Hierna zal kort worden stilgestaan met het kader in het Vlaamse gewest.

Directe lijnen

De aanleg van directe lijnen is op grond van artikel 17 van de Elektriciteitswet onderworpen aan de voorafgaande toekenning van een vergunning door de minister op voorstel van de CREG. Deze bepaling werd door artikel 15 van de Elektriciteitswet van 1 juni 2005 gewijzigd waardoor de vergunning, na de inwerkingtreding van dit artikel 15, niet meer zal worden afgeleverd op advies, maar op voorstel van de CREG. Onder een directe lijn dient op grond van artikel 2, 17° van de Elektriciteitswet *“elke elektriciteitslijn ter aanvulling van het transmissienet, met uitzondering van de lijnen die deel uitmaken van een distributienet”* te worden verstaan.

Uit deze definitie kan worden afgeleid dat de federale overheid zich bevoegd acht voor alle directe lijnen waaronder deze met een spanningsniveau lager of gelijk aan 70 kV. Dit is volgens de auteur in strijd met de BWHI op grond waarvan de gewesten bevoegd zijn voor de distributie en het plaatselijk vervoer van elektriciteit door middel van netten waarvan de nominale spanning lager is of gelijk aan 70 kV.⁶¹

De minister kan de aanleg toestaan van een directe lijn die bestemd is voor de bevoorrading in elektriciteit (a) door een in België gevestigd producent of tussenpersoon⁶² van één van zijn eigen vestigingen, dochterondernemingen of in aanmerking komende afnemers en (b) van een in België gevestigde in aanmerking komende afnemer door een producent of tussenpersoon die in België of in een andere lidstaat van de Europese Unie is gevestigd. Vervolgens stelt paragraaf 2 van artikel 17 dat de Koning na advies van de Commissie de criteria en procedure voor de toekenning van vergunningen voor de aanleg van een directe lijn bepaalt. Hierbij kan de Koning de vergunning voor een directe lijn afhankelijk stellen van een weigering van toegang tot het transmissienet of van het ontbreken van een aanbod tot gebruik van een distributienet tegen redelijke economische en technische voorwaarden. Hieraan werd gevolg gegeven in het

⁶⁰ Zie *infra*.

⁶¹ L. DERIDDER, “Handboek gas- en elektriciteitsliberalisering”, *l.c.*, p. 339-343 en 449.

⁶² Noteer dat een tussenpersoon in artikel 1, 15° van de Elektriciteitswet wordt gedefinieerd als: *“een natuurlijk of rechtspersoon die elektriciteit koopt met het oog op de doorverkoop ervan, behalve een producent of een distributeur”*.

koninklijk besluit van 11 oktober 2000 tot vaststelling van de criteria en de procedure voor toekenning van individuele vergunningen voorafgaand aan de aanleg van directe lijnen⁶³.

Op grond van artikel 2 van het KB van 11 oktober 2000 m.b.t. de directe lijnen dient de vergunningsaanvraag te voldoen aan een aantal criteria waaronder:

- (a) de argumentatie waarin de aanvrager aantoont dat de aanleg van de nieuwe directe lijn bestemd is voor de bevoorradingscategorieën bedoeld in artikel 17, § 1 van de Elektriciteitswet, gestaafd met afschriften van leveringscontracten die met de afnemers zijn afgesloten;
- (b) de conformiteit van de directe lijn met het technisch reglement, genomen ter uitvoering van artikel 11 van de Elektriciteitswet;
- (c) de gebruikte en in werking gestelde technologie;
- (d) de aanwezigheid bij de aanvrager of in de schoot van de instantie die gelast is met de exploitatie, van een aangepaste functionele en financiële structuur die de mogelijkheid biedt preventieve maatregelen te plannen en toe te passen ten einde de betrouwbaarheid en de veiligheid van de directe lijn te verzekeren en eveneens, desgevallend, te zorgen voor een buiten dienststelling of definitieve afstand in optimale en veilige omstandigheden en met respect voor het milieu;
- (e) bewijs van een weigering tot toegang tot het transportnet of van de afwezigheid van een aanbieding tot gebruik van het distributienet tegen redelijke economische of technische voorwaarden;
- (f) [...].

Uit de toepassing ervan in de praktijk kan worden afgeleid dat de belangrijkste drempel het hierboven vermelde criterium (e) is. Indien we willen evolueren en opteren (dit is dan een keuze die door de overheid wordt gemaakt) voor de ontwikkeling van decentrale energievoorziening dan zal men, volgens de auteur op federaal niveau in eerste instantie deze drempel moeten wijzigen. Deze belemmering zal in deze bijdrage verder aanbod komen.

Daarnaast voorzien de artikelen 3 tot en met 10 van het KB van 11 oktober 2000 in verband met de directe leidingen in de procedure voor de vergunningsaanvraag van een nieuwe directe leiding, de herziening, de intrekking en overdracht van een vergunning van een directe leiding, alsook de verplichtingen van een vergunningshouder.

Noteer dat op grond van artikel 3, lid 2 van de gaswet een vervoervergunning noodzakelijk is voor de aanleg van een directe leiding. Een vergunning voor zulke directe leiding is onderworpen aan het ontbreken van een aanbod tot gebruik van het geïnterconnecteerd net tegen redelijke economische voorwaarden. Artikel 1, 18° van de Gaswet definieert een directe leiding als *“elke leiding voor gasvervoer die fysisch geen deel uitmaakt van het*

⁶³ B.S. 1 november 2000 (hierna “KB van 11 oktober 2000 i.v.m. de directe lijnen”).

geïnterconnecteerd net". De vergunningsvoorwaarden en vergunningsprocedure voor de aanleg van een directe leiding werden verder uitgewerkt in het koninklijk besluit van 14 mei 2002 betreffende de vervoersvergunningen voor gasachtige producten en andere door middel van leidingen⁶⁴.

4.4.3 Het kader van het Vlaams gewest

(a) Algemene schets

Aangezien de omzetting van de Elektriciteits- en Gasrichtlijnen zowel het federale als het gewestelijke bevoegdheidsniveau raakt heeft het Vlaamse Gewest voorzien in een elektriciteitsdecreet, met name het Decreet van 17 juli 2000 houdende de organisatie van elektriciteitsmarkt⁶⁵ en het Decreet van 6 juli 2001 houdende de organisatie van de gasmarkt⁶⁶.

(b) Decentrale energievoorziening in het Vlaamse gewest

Distributienetbeheer

In het Vlaamse gewesten zijn, zoals in de overige gewesten, maar in tegenstelling tot het federale niveau waar één transmissienetbeheerder actief is, diverse distributienetbeheerders (hierna: "DNB's") actief voor het beheer van de midden- en laagspanningsnetten voor elektriciteit, met een spanning van minder dan of gelijk aan 70 kV. Deze DNB's worden in het Vlaamse gewest overeenkomstig artikel 5 van het Elektriciteitsdecreet aangewezen door de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (hierna "VREG")⁶⁷ voor een hernieuwbare termijn van twaalf jaar, voor een welomschreven gebied waarvoor zij als enige zullen instaan voor de distributie van elektriciteit.

Op grond van het artikel 7, §1 van het Vlaamse Elektriciteitsdecreet staan de DNB's in voor: (a) de efficiënte, veilige en betrouwbare werking van het distributienet; (b) het aanhouden van voldoende capaciteit; (c) het exploiteren, onderhouden en eventueel ontwikkelen van de koppelingen met andere netten en (d) het uitvoeren van de openbardienstverplichtingen op grond van welbepaalde artikelen in het Elektriciteitsdecreet. Daarnaast voorziet paragraaf 2 van het artikel 7 in een omschrijving van de activiteiten die de DNB's mogen ondernemen in het kader van de levering en productie van elektriciteit.

Deze paragraaf 2 stelt in het eerste lid dat de DNB's met uitzondering van de leveringen in het kader van hun openbare dienstverplichtingen, geen activiteiten mogen ontwikkelen met het oog op de levering van elektriciteit. Vervolgens verduidelijkt het tweede lid van paragraaf 2 welke

⁶⁴ B.S. 5 juni 2002 (hierna "KB van 14 mei 2002").

⁶⁵ B.S. 22 september 2000 (hierna "Elektriciteitsdecreet").

⁶⁶ B.S. 3 oktober 2001 (hierna "Gasdecreet").

⁶⁷ Voor meer informatie zie www.vreg.be.

activiteiten de DNB's mogen ontwikkelen inzake de productie van elektriciteit. Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen de netbeheerder die overeenkomstig de Elektriciteitswet ook als transmissienetbeheerder, met name Elia, is aangeduid en de overige DNB's. Uit dit tweede lid kan in eerste instantie worden afgeleid dat Elia geen andere activiteiten kan ondernemen inzake productie van elektriciteit dan de productie van elektriciteit die nodig is om haar taken als netbeheerder goed uit te oefenen. Bijgevolg zal Elia, in tegenstelling tot de overige DNB's, elektriciteit kunnen opwekken door alle mogelijke vormen van productie-installaties, op voorwaarde dat deze elektriciteit wordt aangewend om zijn taken als netbeheerder goed uit te oefenen⁶⁸.

Vervolgens stelt artikel 7, §2, tweede lid dat de overige DNB's geen andere activiteiten kunnen ondernemen in de productie van elektriciteit, dan de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling in productie-installaties waarvan ze op 1 oktober 2006 eigenaar zijn, en die aangesloten zijn op het distributienet dat door hen wordt beheerd. De elektriciteit die wordt opgewekt door deze productie-installaties van de DNB's kan enkel worden aangewend voor de dekking van hun eigen verbruik en/of hun netverliezen.

Op grond van deze bepaling mogen de overige DNB's, met name de gemengde en zuivere intercommunales voor elektriciteit in het Vlaamse gewest⁶⁹, enkel productie-installaties bezitten waarin elektriciteit wordt opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen of uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling waarvan ze op 1 oktober 2006 eigenaar zijn⁷⁰. Bijgevolg wordt de eigendom beperkt enerzijds, op basis van de aard van de productie-installatie aangezien de installaties die elektriciteit opwekken uit nucleaire energie, uit fossiele brandstoffen of uit 'niet'-kwalitatieve warmtekrachtinstallaties worden uitgesloten en anderzijds, in de tijd aangezien deze bepalingen enkel van toepassing zijn op de productie-installaties die eigendom zijn van de netbeheerder op 1 oktober 2006.

Tegelijkertijd mag de netbeheerder de opgewekte elektriciteit enkel aanwenden voor zijn eigen verbruik of zijn netverliezen. Hierbij dient te worden vermeld dat het eigen verbruik van de netbeheerder niet verwijst naar het verbruik van elektriciteit in het kader van zijn opgelegde openbare dienstverplichtingen, waarbij de netbeheerder wordt aangewezen als sociale

⁶⁸ Zie de artikelen 8-14 van de Elektriciteitswet voor de volledige taakomschrijving van de transmissienetbeheerder.

⁶⁹ Voor een overzicht van de gemengde en zuivere intercommunales actief voor de distributie van elektriciteit zie http://www.vreg.be/nl/03_algemeen/02_energiemarkt/02_wiedoetwat/05_distributie.asp.

⁷⁰ Noteer dat de memorie van toelichting melding maakt van 1 juli 2006 in tegenstelling tot de finale tekst van het decreet van 19 mei 2006, zie het ontwerp van decreet houdende diverse bepalingen inzake leefmilieu en energie, *Parl. St. VI. R. 2005-2006*, nr. 745/1 p. 5.

leverancier⁷¹ aangezien volgens de memorie van toelichting de netbeheerder de opgewekte elektriciteit niet mag doorverkopen of leveren aan derden.⁷²

Vervolgens stelt artikel 7, §2, tweede lid dat de verdere exploitatie van de kwalitatieve warmtekrachtinstallaties waarvan de netbeheerder op 1 oktober 2006 eigenaar is als een openbare dienstverplichting dient worden beschouwd voor de netbeheerder, zolang de certificaten die worden toegekend voor de primaire energiebesparing van deze installaties niet worden aanvaard voor de certificatenverplichting op grond van artikel 25bis, § 2 van het Elektriciteitsdecreet.

De aanwijzingsprocedure door de VREG en het statuut van de DNB's werd verder uitgewerkt in het besluit van de Vlaamse regering van 15 juni 2001 met betrekking tot de distributienetbeheerders voor elektriciteit⁷³. Hierbij dienen we in het kader van het project nog te wijzen op de bepalingen van het artikel 12 van dit besluit van 15 juni 2001. Dit artikel somt de door de DNB's uit te voeren activiteiten op en stelt dat:

“§ 1. De netbeheerder [...] met eigen personeel en middelen of via een werkmaatschappij, in [staat] voor de voorbereiding van de beslissingen met betrekking tot de volgende, voor het netbeheer strategische en vertrouwelijke aangelegenheden:

1° de exploitatie, het onderhoud en de ontwikkeling van het distributienet;

2° de toegang tot het distributienet, de aansluitingsvoorwaarden, de technische voorwaarden en de tarieven;

3° het aflezen van de verbruiksmeters en het databeheer van de verbruiksgegevens van de in aanmerking komende klanten;

4° de boekhouding met betrekking tot het netbeheer;

5° de uitbesteding van de werkzaamheden.

§ 2. De netbeheerder en de werkmaatschappijen, kunnen geen beroep doen op producenten, houders van een leveringsvergunning of tussenpersonen of met die ondernemingen verbonden of geassocieerde ondernemingen, voor de uitvoering van de beslissingen met betrekking tot de volgende, voor het netbeheer strategische en vertrouwelijke aangelegenheden:

⁷¹ Zie de artikelen 19, 1° van het Elektriciteitsdecreet of 18, 1° van het Gasdecreet.

⁷² Ontwerp van decreet houdende diverse bepalingen inzake leefmilieu en energie, *Parl. St.* VI. R. 2005-2006, nr. 745/1 p. 5.

⁷³ B.S. 5 september 2001 (hierna “besluit van 15 juni 2001”).

1° contacten met de in aanmerking komende afnemers over de toegang tot het distributienet, de aansluitingsvoorwaarden, de technische voorwaarden en de tarieven;

2° het aflezen van de verbruiksmeters en het databeheer van de verbruiksgegevens van de in aanmerking komende afnemers;

3° de boekhouding met betrekking tot het netbeheer.

§ 3. In voorkomend geval adviseert de reguleringsinstantie aan de Vlaamse regering om te bepalen welke aanvullende aangelegenheden als strategisch en vertrouwelijk moeten worden beschouwd in de zin van § 1 of § 2.

§ 4. Als de netbeheerder een beroep doet op een werkmaatschappij, mag geen afbreuk worden gedaan aan de onafhankelijkheid van de netbeheerder en moet de netbeheerder hiervan de garanties geven, vermeld in de artikelen 11 tot en met 16 en 18 tot en met 21. Als de netbeheerder een distributienet beheert op een spanningsniveau, lager dan 20 kV, voorziet deze werkmaatschappij minstens in de oprichting van een orgaan dat bevoegd is voor de voorbereiding van de beslissingen over de voor het netbeheer strategische en vertrouwelijke aangelegenheden, vermeld in § 1”.

Afhankelijk van de taken die de overheid in het kader van de ontwikkeling van de decentrale energieopwekking zou willen toevertrouwen aan de DNB's zal men mogelijks artikel 7 van het Elektriciteitsdecreet en het besluit van 15 juni 2001 moeten wijzigen, tenzij deze taken kunnen worden gebaseerd op het artikel 19 van het Elektriciteitsdecreet op grond waarvan de Vlaamse regering allerlei openbare dienstverplichtingen kan opleggen aan de DNB's.⁷⁴

Het beheer van het distributienet, de toegang ertoe en de vereisten voor de aanleg van directe lijnen werd op grond van het artikel 8 door de VREG verder uitgewerkt in het technisch reglement distributie elektriciteit (hierna TRDE), dat door de Vlaamse minister bevoegd voor energie bij ministerieel besluit van 4 april 2007 houdende goedkeuring van het technisch reglement distributie elektriciteit Vlaams gewest werd goedgekeurd⁷⁵. Ten slotte dient te worden vermeld dat omwille van de federale bevoegdheid inzake tarieven, de CREG tot op heden jaarlijks de distributienettarieven van de DNB's die actief zijn in het Vlaamse gewest dient goed te keuren. Zoals hierboven werd vermeld in het deel m.b.t. de bevoegdheidsverdeling zal deze bevoegdheid wellicht worden overgedragen aan de gewesten en dient men na te gaan op welke wijze men deze bevoegdheid op de beste manier zal uitoefenen.

⁷⁴ Zie *infra*.

⁷⁵ B.S. 4 mei 2007 en zie http://www.vreg.be/nl/03_algemeen/03_wetgeving/04_reglementen.asp.

Noteer dat in het decreet van 6 juli 2001 houdende de organisatie van de gasmarkt⁷⁶ in de artikelen 4 tot en met 7 gelijkaardige bepalingen werden opgenomen als het Vlaamse Elektriciteitsdecreet. Die vervolgens werden uitgewerkt in het besluit van de Vlaamse regering van 11 oktober 2002 houdende de organisatie van de aardgasmarkt⁷⁷. Het technisch reglement distributie gas werd door de Vlaamse minister bevoegd voor energie bij ministerieel besluit van 4 april 2007 houdende goedkeuring van het technisch reglement distributie gas Vlaams gewest goedgekeurd⁷⁸.

Leveringsvergunning

Op grond van artikel 17 van het Elektriciteitsdecreet dient men voor de levering van elektriciteit aan afnemers in het Vlaamse gewest over een leveringsvergunning te beschikken. Deze leveringsvergunning kan door de VREG enkel worden toegekend voor: (i) de levering van elektriciteit via het distributienet en (ii) de levering van groene stroom of elektriciteit opgewekt door middel van een kwalitatieve warmtekrachtinstallatie door een producent die gebruik maakt van een directe lijn. Daarentegen is de levering via een directe lijn vanuit een mobiele installatie voor de opwekking van elektriciteit niet onderworpen aan een leveringsvergunning.

Hieruit kan worden afgeleid dat de levering van gewone elektriciteit via een directe lijn uitdrukkelijk wordt uitgesloten. Bijgevolg dient iedere afnemer van gewone energie en lokale producent van gewone elektriciteit zich aan te sluiten op het distributienet. Zelfs indien zou blijken dat een rechtstreekse leiding tussen een afnemer en een producent van grijze elektriciteit economisch en ecologisch efficiënter zou zijn door de onmiddellijke nabijheid van de centrale bij de afname⁷⁹.

De procedure voor de toekenning van een leveringsvergunning werd verder uitgewerkt in het besluit van de Vlaamse regering van 15 juni 2001 met betrekking tot de leveringsvergunningen voor elektriciteit⁸⁰. Dit besluit van 15 juni 2001 m.b.t. de leveringsvergunning omvat de diverse voorwaarden waaraan een houder van een leveringsvergunning dient te voldoen, de procedure tot toekenning en intrekking van de leveringsvergunning, etc.

Met het oog op een ruimere toepassing van de decentrale energievoorziening kan men de vraag stellen of deze bepalingen in het elektriciteitsdecreet en het besluit van 15 juni 2001 m.b.t. de leveringsvergunning niet moeten worden uitgebreid. Deze uitbreiding zou bvb. kunnen voorzien in een specifieke leveringsvergunning voor producenten die toepassing maken van een decentrale productie-installaties waaraan andere voorwaarden worden gekoppeld dan de huidige leveringsvergunning (leveringsvergunning light) of men zou ervoor kunnen opteren om

⁷⁶ B.S. 3 oktober 2001.

⁷⁷ B.S. 18 oktober 2002.

⁷⁸ B.S. 30 april 2007 en zie http://www.vreg.be/nl/03_algemeen/03_wetgeving/04_reglementen.asp.

⁷⁹ L. DERIDDER, "Handboek gas- en elektriciteitsliberalisering", *l.c.*, p. 445-449.

⁸⁰ B.S. 5 september 2001 (hierna "besluit van 15 juni 2001 m.b.t. de leveringsvergunning").

geen leveringsvergunning meer te vereisen voor leveringen van decentrale elektriciteit via een directe lijn of een privénet.⁸¹

Directe lijn

In het Elektriciteitsdecreet wordt een directe lijn in het artikel 2, 3° gedefinieerd als *een elektrische leiding met een nominale spanning gelijk aan of lager dan 70 kV die fysisch geen deel uitmaakt van het distributienet*. Vervolgens kan uit artikel 18 van het Elektriciteitsdecreet worden afgeleid dat voor de aanleg van een elektrische leiding van het distributienet en voor een directe leiding een afzonderlijke toelating dient te worden bekomen. De procedure, criteria en toepassingsregels voor deze toelating dienen verder te worden uitgewerkt in een besluit door de Vlaamse regering. Dit besluit werd tot op heden nog niet afgekondigd.

Het tweede lid van artikel 18 stelt dat de toelating voor een directe lijn, zoals in artikel 17, §2 van de Elektriciteitswet, afhankelijk kan worden gesteld van een weigering tot toegang tot het distributienet of van het ontbreken van een aanbod tot gebruik van een distributienet onder redelijke economische en technische voorwaarden. Met het oog op de verdere ontwikkeling van decentrale energievoorziening is het van belang dat de Vlaamse regering een duidelijk juridisch kader uitwerkt met betrekking tot de vergunning voor de aanleg van directe lijnen.

Vlaams systeem van groenestroom- en warmtekrachtcertificaten

Voorafgaand aan de korte analyse van het systeem van de groenestroomcertificaten dient te worden gewezen op een aantal definities in het Elektriciteitsdecreet. Onder groene stroom verstaat men, op basis van artikel 2, 16° van het Elektriciteitsdecreet, *“elektriciteit opgewekt door gebruik te maken van hernieuwbare energiebronnen”*. Daarnaast verstaat men onder hernieuwbare energiebronnen, op basis van artikel 2, 15° van het Elektriciteitsdecreet, *“alle andere energiebronnen dan fossiele brandstoffen of kernsplijting die op een duurzame wijze ingezet kunnen worden”*. Ten slotte definieert artikel 2, 17° een groenestroomcertificaat, *“als een overdraagbaar immaterieel goed dat aantoonst dat een producent in een daarin aangegeven jaar een daarin aangegeven hoeveelheid groene stroom, uitgedrukt in kWh, heeft opgewekt”*.

In het Elektriciteitsdecreet wordt de milieuvriendelijke elektriciteitsopwekking bevorderd door een systeem van groenestroom- en warmtekrachtcertificaten. Overeenkomstig artikel 22 van het Elektriciteitsdecreet wordt voor de groene stroom waarvan de producent aantoonst dat deze in het Vlaamse gewest is geproduceerd, per schijf van 1.000 kWh, door de VREG een groenestroomcertificaat overhandigd. Op grond van artikel 23 van het Elektriciteitsdecreet dient

⁸¹ Zie *Infra*.

iedere leverancier (of de toegangshouder)⁸² die elektriciteit levert aan eindafnemers die aangesloten zijn op het distributienet of het transmissienet jaarlijks voor 31 maart aan de VREG een aantal groenestroomcertificaten neer te leggen. Dit aantal staat in verhouding met de door de leveranciers geleverde elektriciteit in het voorgaande jaar en de groenestroomdoelstellingen van het Vlaamse gewest.

Indien een leverancier onvoldoende groenestroomcertificaten zou inleveren dient per ontbrekend certificaat een boete te worden betaald conform artikel 37, §2. De toepassing van het ganse systeem van de groenestroomcertificaten heeft de voorbije jaren geleid tot diverse juridische procedures, maar in deze bijdrage zal hierop niet verder worden ingegaan.⁸³

Los hiervan dient nog te worden gewezen op artikel 25ter van het Elektriciteitsdecreet op grond waarvan de distributienetbeheerders per groenestroomcertificaat een minimumsteun zullen toekennen. Deze minimumsteun zal worden toegekend gedurende 10 jaar vanaf de inwerkingtreding van een nieuwe productie-installatie. Voor de groene stroom producent die toepassing maakt van zonne-energie zal deze minimumsteun worden toegekend gedurende een periode van twintig jaar. Deze minimumsteun is afhankelijk van de gebruikte hernieuwbare energiebron en de gebruikte productietechnologie en bedraagt per overgedragen certificaat voor:

- (a) zonne-energie: 450 euro per overgedragen certificaat;
- (b) waterkracht, getijden- en golflagenenergie en aardwarmte: 95 euro per overgedragen certificaat en
- (c) windenergie op land en voor organisch-biologische stoffen waarbij al dan niet coverbranding wordt toegepast, voor de vergisting van organisch-biologische stoffen in stortplaatsen, en voor het organisch-biologisch deel van restafval : 80 euro per overgedragen certificaat.

Deze bepalingen werden verder uitgewerkt in het besluit van de Vlaamse regering van 5 maart 2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen⁸⁴. Hierbij kan in het kader van deze analyse erop worden gewezen dat het tweede lid van de eerste paragraaf van artikel 19 recent werd gewijzigd. Door de wijziging wordt de beperking van

⁸² Zie artikel 23, laatste lid van het Elektriciteitsdecreet.

⁸³ Zie hiervoor T. VERMEIR, "Deel V, afdeling 6: Hernieuwbare energie" in K. DEKETELAERE (ed.), *Handboek Milieu- en Energierecht*, Brugge, die Keure, 2006, p. 1178 en T. VERMEIR, *l.c.*, p. 190-202.

⁸⁴ B.S. 23 maart 2004 (hierna "besluit van 5 maart 2004").

de aansluitingskosten voor installaties die gebruik maken van hernieuwbare energiebronnen van een bepaald vermogen gerelateerd aan een spanningsniveau.⁸⁵

Naast het bevorderen van de productie van groene stroom voorziet het Elektriciteitsdecreet in bepalingen die de toepassing van kwalitatieve warmtekrachtinstallaties trachten te bevorderen. Hiertoe voorziet artikel 25*bis* van het Elektriciteitsdecreet in de decretale rechtsgrond voor het opzetten van een systeem van warmtekrachtcertificaten door de Vlaamse regering. Tevens voorziet dit artikel dat de Vlaamse regering de leveranciers aan eindafnemers aangesloten op het distributienet of het transmissienet, en de toegangshouders de verplichting opleggen om jaarlijks voor 31 maart een aantal warmtekrachtcertificaten voor te leggen aan de VREG. Dit aantal staat in verhouding met de door de leveranciers geleverde elektriciteit in het voorgaande jaar en de warmtekracht doelstellingen van het Vlaamse gewest.

Bovendien kennen de distributienetbeheerders in overeenstemming met artikel 25*quater* van het Elektriciteitsdecreet een minimumsteun toe voor de productie van elektriciteit die is opgewekt in kwalitatieve warmtekrachtinstallaties aangesloten op hun net. Tot voorkort voorzag het artikel 37, 2*ter*, tweede lid van het Elektriciteitsdecreet in een vorm van schadevergoeding voor warmtekrachtinstallaties. Deze schadevergoeding zou worden vergoed door de Vlaamse regering aan de kwalitatieve warmtekrachtinstallaties die minder dan 10 jaar in dienst zijn, indien de marktwaarde van een warmtekrachtcertificaat door een beslissing van de Vlaamse regering zou dalen tot minder dan 60% van de opgelegde administratieve boete voor een overtreding van de certificatenverplichting. Het tarief van de administratieve boete naar aanleiding van zulke overtreding van de certificatenverplichting zal, op grond van artikel 25*bis* van het Elektriciteitsdecreet, vanaf 31 maart 2007 en daarna 45 euro bedragen per ontbrekend certificaat.

Dergelijke schadevergoeding zou volgens de sector ontoereikend zijn. Bijgevolg heeft de decreetgever ervoor geopteerd om naar analogie van het systeem van de groenestroomcertificaten⁸⁶ te voorzien in een vorm van minimumsteun van 27 euro, dit bedrag stemt overeen met 60% van de momenteel opgelegde administratieve boete voor een overtreding van de certificatenverplichting, voor de kwalitatieve warmtekrachtinstallaties.⁸⁷

Hiertoe werd een nieuw artikel 25*quater* in het Elektriciteitsdecreet ingevoegd waarbij de netbeheerders, op grond van paragraaf 1 van dit artikel, op verzoek van de producent, een minimumsteun toekennen voor de productie van elektriciteit die is opgewekt in kwalitatieve warmtekrachtinstallaties aangesloten op hun net. De producent dient, als bewijs van zijn

⁸⁵ Besluit van de Vlaamse regering van 20 april 2007 tot wijziging van het besluit van de Vlaamse regering van 5 maart 2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen, *B.S.* 18 juni 2007.

⁸⁶ Zie artikel 25*ter* van het Elektriciteitsdecreet.

⁸⁷ Ontwerp van decreet houdende diverse bepalingen inzake leefmilieu en energie, *Parl. St.* VI. R. 2005-2006, nr. 745/2 pp. 3 en 4.

productie van elektriciteit uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling, het aantal overeenstemmende warmtekrachtcertificaten over te dragen aan de betrokken netbeheerder. Tegelijkertijd bepaalt artikel 25^{quater} dat een warmtekrachtcertificaat slechts eenmaal aan een netbeheerder kan worden overgedragen en dat de netbeheerder deze steun niet kan toekennen voor elektriciteit uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling die langer dan 48 maanden voor de overdracht van de overeenstemmende warmtekrachtcertificaten is geproduceerd of waarvoor het betreffende warmtekrachtcertificaat niet kan worden voorgelegd in het kader van artikel 25^{bis} van het Elektriciteitsdecreet.

De minimumsteun zal 27 euro bedragen en van toepassing zijn voor de warmtekrachtinstallaties waarvoor de certificatenaanvraag wordt ingediend na inwerkingtreding van het artikel 25^{quater} en loopt over een periode van 10 jaar vanaf de indienstname van de warmtekrachtinstallatie. Volgens paragraaf 2 zijn de netbeheerders verplicht om op regelmatige tijdstippen de warmtekrachtcertificaten die hen werden overgedragen op de markt te brengen, opdat de door hen gemaakte kosten zouden kunnen worden gecupereerd. De regulariteit en transparantie van de verkoop van deze warmtekrachtcertificaten zal worden opgevolgd door de VREG. Ten slotte, bepaalt paragraaf 3 dat indien de minimumsteun door een beslissing van de Vlaamse overheid niet langer zou worden toegekend aan de producenten van elektriciteit uit warmtekrachtcentrales de Vlaamse overheid de hieraan verbonden geleden schade zal vergoeden.

Deze bepalingen van het Elektriciteitsdecreet werden verder uitgewerkt in het besluit van de Vlaamse regering van 7 juli 2006 ter bevordering van de elektriciteitsopwekking in kwalitatieve warmtekrachtinstallaties⁸⁸.

Milieuvergunning

Op grond artikel 3 van het decreet van 28 juni 1985 betreffende de milieuvergunning⁸⁹ worden inrichtingen op basis van hun aard en de omvang van hun milieueffecten ingedeeld in drie klassen. Deze klassen werden verder uitgewerkt in bijlage I van het besluit van de Vlaamse regering van 6 februari 1991 houdende vaststelling van het Vlaams Reglement betreffende de milieuvergunning⁹⁰. Daarnaast bepaalt artikel 4, §1 van het Milieuvergunningsdecreet en artikel 5, §1 van VLAREM I, dat men inrichtingen die behoren tot de eerste of de tweede klasse niet kan exploiteren of veranderen zonder een voorafgaande en schriftelijke vergunning van de bevoegde overheid. Inrichtingen van de derde klasse kunnen op grond van paragraaf 2 van artikel 4 van het Milieuvergunningsdecreet en artikel 2, §1 van VLAREM I ook niet worden

⁸⁸ B.S. 1 december 2006.

⁸⁹ B.S. 17 september 1985 (hierna Milieuvergunningsdecreet).

⁹⁰ B.S. 26 juni 1991 (hierna VLAREM I).

geëxploiteerd of veranderd mits een voorafgaande melding. Hierbij wordt op grond van artikel 2, 2° van het Milieuvergunningsdecreet onder exploiteren, het *in werking stellen of houden, gebruiken, installeren of in stand houden van een inrichting, daaronder begrepen het lozen van afvalwater* verstaan. Onder het veranderen van een inrichting wordt in artikel 2, 4° van het Milieuvergunningsdecreet (a) *het wijzigen d.w.z. het verplaatsen binnen de vergunde inrichting, of het aanwenden van een andere fabricagemethode*; (b) *het uitbreiden d.w.z. het vergroten in capaciteit, in drijfkracht of in oppervlakte op percelen waarop de geldende vergunning betrekking heeft* en (c) *het toevoegen d.w.z. het vergroten in capaciteit, in drijfkracht of in oppervlakte op percelen waarop de geldende vergunning geen betrekking heeft* verstaan.⁹¹

Naargelang de keuze van decentrale productie-installatie zal men op basis van bijlage I van VLAREM I moeten uitmaken of het al dan niet een klasse 1, 2 of 3 inrichting is. Voor vergunningsaanvragen voor inrichtingen van de eerste klasse is de bestendige deputatie bevoegd, alsook voor vergunningsaanvragen voor inrichtingen van openbare besturen of een door hen opgerichte instelling, ongeacht de klasse waartoe deze inrichtingen behoren. De vergunningsaanvragen voor inrichtingen van de tweede klasse hiervoor zal het college van burgemeester en schepenen in eerste aanleg bevoegd zijn.

Het appendix 2 vindt men een kort overzicht van een aantal relevante omschrijvingen en rubrieken op basis van bijlage I van VLAREM I om te bepalen welke klasse van toepassing is naargelang de decentrale productie-installatie (voor de volledig bijlage wordt naar bijlage I van VLAREM I verwezen).

Stedenbouwkundige vergunning

Naaste de milieuvergunning kunnen decentrale productie-installaties ook onderworpen worden aan de bouwvergunning of de stedenbouwkundige vergunning. Welke werken onderworpen zijn aan de stedenbouwkundige vergunning wordt in eerste instantie bepaald door artikel 99, §1 van het decreet van de Vlaamse regering van 18 mei 1999 houdende de organisatie van de ruimtelijke ordening⁹². Dit artikel stelt dat men over een voorafgaande stedenbouwkundige vergunning dient beschikken om te bouwen, op een grond één of meer vaste inrichtingen plaatsen, een bestaande vaste inrichting of bestaand bouwwerk afbreken, herbouwen, verbouwen of uitbreiden, met uitzondering van instandhoudings- of onderhoudswerken die geen betrekking hebben op de stabiliteit.

⁹¹I. LARMUSEAU en L. LAVRYSEN, "Afdeling 4: Milieuvergunning" in K. DEKETELAERE (ed.), *Handboek Milieu- en Energierecht*, Brugge, die Keure, 2006, pp. 496-525.

⁹² B.S. 8 juni 1999 (hierna DRO).

Daarnaast bevat artikel 99, §1 nog een ganse lijst aan oneigenlijke bouwwerken waarvoor men ook over een stedenbouwkundige vergunning dient te beschikken. De bevoegdheid om uitspraak te doen over de stedenbouwkundige vergunning komt in eerste instantie op grond van artikel 106 van het DRO toe aan het college van burgemeester en schepenen. Daarentegen dient men op basis van artikel 127 van het DRO de vergunningsaanvragen die uitgaan van een publiekrechtelijke overheid of die werken, handelingen of wijzigingen van algemeen belang betreffen te richten aan de Vlaamse regering of de gewestelijke stedenbouwkundige ambtenaar. In zulke vergunningsaanvragen beschikt het college van burgemeester en schepenen over een adviesverlenende en geen beslissingsbevoegdheid⁹³.

In het besluit van de Vlaamse regering van 5 mei 2000 tot aanwijzing van de werken, handelingen of wijzigingen van algemeen belang en tot regeling van het vooroverleg met de Vlaamse Bouwmeester⁹⁴, heeft men de werken, handelingen of wijzigingen opgesomd die men van algemeen belang dient te beschouwen in het kader van de artikelen 103, §1, eerste lid en 127 van het DRO. Uit dit besluit kan op grond van artikel 2, 4° worden afgeleid dat men de werken, handelingen en wijzigingen aan *de openbare elektrische leidingen, met inbegrip van de bijhorende infrastructuur, zoals transformatorstations, installaties voor de productie van elektriciteit dienstgebouwen en andere* van algemeen belang beschouwt. Bijgevolg zal men voor de decentrale productie-installaties die aangesloten worden op de openbare elektrische leidingen (lees distributienetwerk) een stedenbouwkundige vergunning moeten aanvragen bij de gewestelijk stedenbouwkundig ambtenaar of de Vlaamse regering. Daarentegen zal men wellicht de aanvraag voor een stedenbouwkundige vergunning moeten indienen bij het college van burgemeester en schepenen indien het een kleine decentrale productie-installatie van een particulier betreft die niet wordt aangesloten op het openbare elektriciteitsnet (lees distributienetwerk).

Ten slotte dient nog te worden gewezen op de omzendbrieven die in dit kader van de decentrale energievoorziening van belang kunnen zijn: (a) de omzendbrief RO/2006/01 van 19 mei 2006 afwegingskader en randvoorwaarden voor de inplanting van installaties voor mestbehandeling en vergisting⁹⁵ en (b) de omzendbrief EME/2006/01 – RO/2006/02 van 12 mei 2006 afwegingskader en randvoorwaarden voor de inplanting van windturbines⁹⁶.

Milieueffectrapportage (MER)

⁹³ S. LUST en S. BOULLART, "Afdeling 4: Milieuvergunning" in K. DEKETELAERE (ed.), *Handboek Milieu- en Energierecht*, Brugge, die Keure, 2006, pp. 561-612.

⁹⁴ B.S. 19 mei 2000 (hierna besluit van 5 mei 2000).

⁹⁵ B.S. 24 oktober 2006 en <http://www2.vlaanderen.be/ruimtelijk/Nwetgeving/omzendbrieven/20060517.pdf>.

⁹⁶ B.S. 24 oktober 2006 en <http://www2.vlaanderen.be/ruimtelijk/Nwetgeving/omzendbrieven/20060512%20windenergie.doc>.

Op grond van artikel 4.3.2 van het Decreet van de Vlaamse regering van 5 april 1995 houdende algemene bepalingen inzake milieubeleid⁹⁷ heeft de Vlaamse regering enerzijds een lijst van categorieën projecten uitgewerkt die steeds MER-plichtig zijn en anderzijds een lijst van categorieën van projecten die door de administratie geval per geval dienen te worden geanalyseerd om uit te maken of deze al dan niet dienen te worden onderworpen aan MER. Beide lijsten werden uitgewerkt in het besluit van de Vlaamse regering van 10 december 2004 houdende vaststelling van de categorieën van projecten onderworpen aan milieueffectrapportage⁹⁸. Hieruit kan worden afgeleid dat op basis van de bijlage II van het besluit van 10 december 2004 energiebedrijven (categorie 3) onderworpen zijn aan de project-MER, maar waarvoor de initiatiefnemer een gemotiveerd verzoek tot ontheffing kan indienen het betreft ondermeer:

- (a) industriële installaties voor de productie van elektriciteit, stoom of warm water met uitzondering van kernenergiecentrales, met een warmtevermogen van 100 tot 300 megawatt;*
- (b) industriële installaties voor het transport van gas, stoom en warm water, en voor zover ze niet gelegen zijn binnen een bedrijventerrein of een gelijksoortig bestemmingsgebied over een lengte van meer dan 10 km, of die over een ononderbroken lengte van 1 km of meer in een bijzonder beschermd gebied zijn gelegen.*
- (c) industriële installaties voor het transport van elektrische energie via bovengrondse leidingen van 150 kV of meer over een lengte van 5 km tot 15 km, of die over een ononderbroken lengte van 1 km of meer in een bijzonder beschermd gebied zijn gelegen.*
- (d) aanleg van ondergrondse hoogspanningsleidingen van 150 kV of meer die:*
 - over een ononderbroken lengte van 1 km of meer in een bijzonder beschermd gebied zijn gelegen, of*
 - over een lengte van 10 km of meer en voor zover ze niet gelegen zijn binnen de rooilijnen van een openbare weg of binnen een leidingstraat aangeduid op een plan van aanleg of een ruimtelijk uitvoeringsplan.*
- (e) bovengrondse opslag van aardgas met een opslagcapaciteit van 100.000 m³ of meer.*
- (f) ondergrondse opslag van gasvormige brandstoffen met een opslagcapaciteit van 500.000 m³ of meer.*

⁹⁷ B.S. 3 juni 1995 (hierna DABM).

⁹⁸ B.S. 17 februari 2005 (hierna besluit van 10 december 2004).

- (g) bovengrondse opslag van fossiele brandstoffen met een oppervlakte van 25 ha of meer.
- (h) inrichtingen voor het industrieel briketteren van steenkool en bruinkool met een productiecapaciteit van 100.000 ton per jaar of meer.
- (i) installaties voor de behandeling en de opslag van radioactief afval voor langer dan drie jaar (niet onder bijlage I vallende projecten).
- (j) installaties voor de productie van hydro-elektrische energie met een (elektrisch) vermogen van 5 megawatt of meer.
- (k) installaties voor het opwekken van elektriciteit door middel van windenergie voor zover de activiteit betrekking heeft:
 - op 20 windturbines of meer, of
 - op 4 windturbines of meer, die een aanzienlijke invloed hebben of kunnen hebben op een bijzonder beschermd gebied.

Hieruit kan worden afgeleid dat de bouw van windmolens in sommige situaties kan worden onderworpen aan de MER-plicht.

4.5 Overzicht belemmerende factoren vanuit juridisch oogpunt voor decentrale energievoorziening

4.5.1 Leveringsvergunning

Op grond van artikel 17 van het Elektriciteitsdecreet, zoals hierboven werd vermeld, dient men voor de levering van elektriciteit aan afnemers in het Vlaamse gewest over een leveringsvergunning te beschikken. Zulke leveringsvergunning kan men na het doorlopen van een procedure, die opgenomen is besluit van 15 juni 2005 m.b.t. de leveringsvergunning, bekomen van de VREG. Hierbij kan men de vraag stellen, los van het feit of de VREG al dan niet deze leveringsvergunning zal verlenen, men niet een aparte of verkorte vorm van leveringsvergunningsprocedure dient uit te werken voor een decentrale productie-installatie (bvb. een WKK-installatie in een appartementsgebouw) die zijn geproduceerde elektriciteit rechtstreeks willen leveren aan eindafnemers?

Deze mogelijkheid werd voorzien in het artikel 30, §§2 en 3 van het decreet van het Waalse gewest van 12 april 2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt⁹⁹. De paragrafen 2 en 3 stellen dat: “Elke persoon die elektriciteit aan de in aanmerking komende afnemers levert, is onderworpen aan de toekenning van een voorafgaande vergunning afgeleverd door de Minister. Er bestaan drie categorieën leveringsvergunningen:

⁹⁹ B.S. 1 mei 2001.

1° de algemene vergunning;

2° de beperkte vergunning:

- voor een maximaal vermogen;*
- en/of voor een levering binnen een beperkt en wel afgebakend geografisch gebied;*
- en/of voor een beperkt aantal afnemers. Dit biedt een eindafnemer o.a. de mogelijkheid om zijn eigen leverancier te zijn;*

3° de plaatselijke vergunning voor leveringen vanaf gedecentraliseerde productie-installaties zonder gebruik te maken van een plaatselijk distributie- of vervoersnet. De kenmerken van de drie bovenbedoelde categorieën worden nader bepaald door de Regering.

Het uitwerken van zulke beperkte leveringsvergunning dient uiteraard te gebeuren met de nodige omzichtigheid met voldoende garanties voor de eindafnemer. Na advies van de CWAPE bepaalt de Waalse Regering voor elke vergunningscategorie de toekennings-, herzienings- of intrekingscriteria alsook de geldigheidsduur van de vergunning, met inachtneming van de voorwaarden bedoeld in deze paragraaf”.

Deze bepalingen werden verder uitgewerkt in het besluit van de Waalse regering van 13 juli 2006 tot wijziging van de besluiten van de Waalse Regering van 21 maart 2002 betreffende de vergunning voor de levering van elektriciteit en van 16 oktober 2003 betreffende de vergunning voor gaslevering¹⁰⁰ en waaruit kan worden afgeleid dat men in het Waalse gewest voortaan een onderscheid maakt tussen een algemene vergunning en een beperkte vergunning. De algemene vergunning is een onbeperkte vergunning die vereist is voor elke leverancier van elektriciteit aan in aanmerking komende afnemers. De beperkte vergunning is een soortnaam die verwijst naar een vergunning beperkt tot een maximaal vermogen of naar een vergunning beperkt tot welbepaalde afnemers.

De vergunning beperkt tot een maximaal vermogen is een vergunning die vereist is voor elke elektriciteitsleverancier van wie de op jaarbasis berekende som van de door zijn afnemers bij ingetekende vermogens kleiner is dan 10 MW. De vergunning beperkt tot welbepaalde afnemers betreft een vergunning die vereist is voor elke leverancier van elektriciteit aan welbepaalde eindafnemers, eventueel verspreid over het grondgebied van het Waalse gewest, maar bij naam geïdentificeerd. Bovendien wordt in deze laatste leveringsvergunning het aantal

¹⁰⁰ B.S. 6 september 2006 (besluit van 13 juli 2006).

eindafnemers beperkt tot 10.¹⁰¹ Gelijkaardige bepalingen werden voorzien met betrekking tot de leveringsvergunning voor aardgas¹⁰².

In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest voorziet artikel 37 van de ordonnantie van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest¹⁰³ naast de gewone leveringsvergunning in een zgn. lokale leveringsvergunning *om in aanmerking komende afnemers elektriciteit te leveren voor een verbruikslocatie die aangesloten is op het distributienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (a) voor een levering binnen eenzelfde beperkt en goed afgebakend geografisch gebied (b) en/of voor de levering van groene elektriciteit of vanuit een warmtekrachtkoppelingsinstallatie zonder gebruik van het gewestelijk transmissienet of het distributienet, en dus gebruikmakend van een privé-net*. Daarnaast voorziet de Brusselse Ordonnantie in een zgn. vereenvoudigde vergunning *voor de levering van een aan een bovengrens gebonden hoeveelheid elektriciteit wanneer ze hun financiële waarborg wensen te beperken*. Naast de gewone leveringsvergunning voorziet het Brussels Hoofdstedelijk Gewest ook in een zgn. vereenvoudigde leveringsvergunning *voor de levering (a) van een begrensde hoeveelheid gas wanneer zij hun financiële waarborg wensen te beperken; (b) aan een beperkt aantal afnemers of aan zichzelf*.¹⁰⁴

Uit het voorgaande kan worden afgeleid dat een differentiatie aan leveringsvergunningen met het oog op de bevordering van decentrale energievoorziening volgens de auteur opportuun is op voorwaarde, dat deze leveringsvergunningen nog de nodige garanties voorzien in het bijzonder ten aanzien van de eindafnemer. Hierbij zou men onderscheid kunnen maken naargelang de levering van elektriciteit uit een decentrale productie-installatie wordt gedaan (a) via een directe lijn aan één eindafnemer (al of niet gelegen op dezelfde site als de desbetreffende decentrale productie-installatie); (b) via een privé-net aan één of meerdere eindafnemers en (c) via het distributienet aan één of meerdere eindafnemers. Naargelang de situatie zou men welbepaalde voorwaarden (financiële voorwaarden, het sluiten van evenwichts- en toegangscontracten, etc.) kunnen koppelen aan het afleveren van de leveringsvergunning. Bovendien dient men duidelijk weer te geven welke de rechten en plichten (prijzen, openbaredienstverplichtingen, metering, etc.) zijn van de eindafnemer, leverancier, netbeheerder, beheerder privé-net, houder van een directe leiding. Een andere optie die men zou kunnen overwegen is geen leveringsvergunning meer te vereisen voor leveringen van decentrale elektriciteit via een directe lijn of een privé-net. De keuze tussen een verdere

¹⁰¹ Artikel 1 van het besluit van 13 juli 2006.

¹⁰² Artikel 25 van het besluit van 13 juli 2006.

¹⁰³ B.S. 17 november 2001 (hierna Brusselse Ordonnantie Elektriciteit).

¹⁰⁴ Artikel 15 van de Ordonnantie van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest van 1 april 2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, betreffende wegensretributies inzake gas en elektriciteit en houdende wijziging van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, B.S. 26 april 2004. Noteer dat een verdere analyse van deze bepalingen niet de opzet is van deze bijdrage.

differentiatie in leveringsvergunningen of geen leveringsvergunning meer hiervan dient men de voor- en nadelen eens grondig te evalueren alvorens hieromtrent een beslissing te treffen.

Tevens kan uit artikel 17 van het Elektriciteitsdecreet worden afgeleid dat een levering van grijze elektriciteit via een directe lijn uitdrukkelijk wordt uitgesloten. Bijgevolg dient iedere afnemer van grijze elektriciteit en iedere lokale producent van gewone elektriciteit zich aan te sluiten op het distributienet. Zelfs indien zou blijken dat een rechtstreekse leiding tussen een afnemer en een producent van gewone elektriciteit economisch en ecologisch efficiënter zou zijn door de onmiddellijke nabijheid van de centrale bij de afname¹⁰⁵. Noteer dat deze bepaling enigszins opmerkelijk is en mogelijks in strijd met de tweede Elektriciteitsrichtlijn aangezien artikel 22 van de tweede Elektriciteitsrichtlijn expliciet stelt dat de lidstaten maatregelen dienen te treffen opdat eindafnemers kunnen worden bevoorrad door een directe lijn.

Los hiervan dient men, als men opteert voor de ontwikkeling van decentrale energievoorziening en energieclusters op industrieel niveau, volgens de auteur te voorzien in de mogelijkheid voor de levering van grijze elektriciteit via een directe lijn met een nominale spanning gelijk aan of lager dan 70 kV in het Vlaamse gewest. Hiertoe zou men artikel 17 van het Elektriciteitsdecreet moeten aanvullen.

4.5.2 Directe lijnen

In het kader van de directe lijnen dient de Vlaamse regering in eerste instantie een besluit op grond van artikel 18 van het Elektriciteitsdecreet af te kondigen. Dit besluit zal de procedure, criteria en toepassingsregels bevatten met het oog op de toelating voor de aanleg van een directe leiding. Zoals hierboven reeds werd vermeld kan men de toelating van zulke directe leiding afhankelijk maken van een weigering tot toegang tot het distributienet of van het ontbreken van een aanbod tot gebruik van het distributienet onder redelijke economische en technische voorwaarden.

Volgens de auteur dient men deze voorwaarden eens grondig te bestuderen met dien verstande dat rekening dient te worden gehouden dat mogelijkerwijs hierdoor onder bepaalde voorwaarden het monopolie van de netbeheerders op het distributienet zou worden doorbroken. Bovendien bestaat de kans erin dat *cherry picking* zich zal voordoen, niettemin met de gepaste maatregelen kan dit mogelijks worden vermeden. De overheid zal hierbij een keuze moeten maken aangezien de verdere ontwikkeling van decentrale energievoorziening vanuit economische overwegingen mogelijkerwijs omwille van deze voorwaarden zou kunnen worden belemmerd.

¹⁰⁵ L. DERIDDER, "Handboek gas- en elektriciteitsliberalisering", *l.c.*, p. 445-449.

4.5.4 Netwerk

(a) Ontwikkeling privénetwerk

Met het oog op de ontwikkeling van decentrale energievoorziening kan men de vraag stellen of men naast het juridische kader voor het distributienetwerk en de directe lijnen geen juridisch kader dient te ontwikkelen die het mogelijk zou maken om een vergunning aan te vragen voor de aanleg van een netwerk dat fysisch is gekoppeld aan het distributienet (om de onevenwichten op dit netwerk op te vangen), waar een decentrale productie-installatie voorziet in de productie en/of levering van elektriciteit die vervolgens wordt verkocht aan eindafnemers die aangesloten zijn op dit netwerk? Deze vorm van netwerk wordt door de auteur gekwalificeerd als een privénetwerk. Een andere optie in de plaats van een vergunningsprocedure is een vastlegging van de krijtlijnen in de wetgeving waaraan zulk privénetwerk dient te voldoen. De financiering voor de aanleg en/of het beheer van zulk privénetwerk zou worden uitgevoerd door de eindafnemers die aangesloten zijn op het netwerk, de decentrale producent of een derde en met of zonder de distributienetbeheerder.

De huidige bepalingen van het Elektriciteitsdecreet laten de ontwikkeling van zulke privénetwerken niet toe. Het opnemen van zulke wetgeving zou bijvoorbeeld toelaten om bij de toekomstige ontwikkeling van woonwijken een netwerk, door een derde partij of door de eigenaars van de woningen, aan te leggen waar al de woningen op worden aangesloten en waarbij een aantal windmolens of een WKK-installatie als vorm van decentrale energievoorziening de geconsumeerde elektriciteit van deze woonwijk zal produceren.

Hierbij kan alvast worden gewezen op een recent arrest van het Hof van Justitie waarin het Hof oordeelde dat artikel 20, lid 1 van de tweede Elektriciteitsrichtlijn een bepaling verbiedt: *“die bepaalde beheerders van energievoorzieningssystemen vrijstelt van de verplichting om derden vrije toegang tot deze systemen te verlenen, op grond dat zij zich bevinden in een bedrijvenpark dat een functioneel geheel vormt, en overwegend voor het transport van energie binnen de eigen onderneming of naar verbonden ondernemingen dienen”*.¹⁰⁶ Hieruit kan worden afgeleid dat de toegang van derden ook van toepassing is op private netwerken opdat consumenten kunnen genieten van een vrije keuze tussen leveranciers.¹⁰⁷

Bij de uitwerking van een juridisch kader voor zulk privénetwerk zal men zal ondermeer rekening moeten houden met de volgende elementen: (a) wie kan en zal de netbeheerder worden van zulk netwerk; (b) moet men geen apart juridisch kader uitwerken voor zulke netbeheerder waarin de verantwoordelijkheden en procedure tot erkenning worden

¹⁰⁶ H.v.J. 22 mei 2008, nr. C-439/06 *Citiworks AG v Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit als Landesregulierungsbehörde*.

¹⁰⁷ Opinie van de advocaat-generaal Mazák van 13 december 2007 in de zaak C-439/06, *Citiworks AG v Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit als Landesregulierungsbehörde*.

opgenomen; (c) de toegang tot het netwerk dient te worden bepaald (zie het arrest van het Hof van Justitie C-439/06¹⁰⁸); (d) de bepalingen in verband met de leveringsvergunning dienen te worden gewijzigd opdat men eindafnemers kan beleveren via zulk netwerk; (e) moeten we de taken van de distributienetbeheerder al dan niet aanvullen in dit kader, hierbij kan worden verwezen naar een taak om onevenwichten op te vangen op zulk netwerk; (f) men zal moeten voorzien in een procedure die de aanleg van zulke netwerken zal toelaten; (g) op welke wijze zal men de huidige openbare dienstverplichtingen, heffingen en de bepalingen met betrekking tot de bevordering van milieuvriendelijke elektriciteitsopwekking toepassen op zulke netwerken; (h) uitwerken van de technische aansluitingsvoorwaarden van zulke netwerk, etc. Uit het voorgaande kan alvast worden afgeleid dat de ontwikkeling van een juridisch kader voor zulke netwerken op grondige wijze zal moeten gebeuren.

Hierbij kan worden gewezen op artikel 2, 36° van de Brusselse Ordonnantie Elektriciteit dat voorziet in een definitie van een privé-net *als een geheel van inrichtingen van een privéterrein waarop zich een bron van lokale productie van groene elektriciteit bevindt en die aan een spanning lager dan 11 kV verschillende in aanmerking komende klanten, gesitueerd op dit privé-gebied, bevoorraadt zonder op het transmissienet of op het distributienet aangesloten te worden*. Uit deze definitie kan worden afgeleid dat een privé-net niet is aangesloten op het transmissienet of het distributienet, de aanleg zal enkel mogelijk zijn voor een decentrale productie-installatie die groene stroom produceert en ten slotte dient de spanning lager te zijn dan 11 kV. Daarnaast definieert artikel 2, 37° van de Brusselse Ordonnantie Elektriciteit een afnemer aangesloten op het privé-net als *een eindafnemer die op een privé-net aangesloten is en zijn mogelijkheid om in aanmerking te komen heeft afgestaan aan de beheerder van het privé-net*. Zonder in detail te gaan op deze laatste definitie kan alvast worden vermeld dat dit enigszins een opmerkelijke definitie is aangezien zulke eindafnemer zijn keuzevrijheid zou hebben afgestaan. Bovendien is dit mogelijks in strijd met de tweede Elektriciteitsrichtlijn zoals kan worden afgeleid uit het arrest van het Hof van Justitie C-439/06¹⁰⁹. Ten slotte bevat de ordonnantie in het artikel 2, 38° een definitie van de beheerder van het privé-net die stelt dat: *de beheerder van het privé-net een natuurlijke persoon of rechtspersoon is die gelijktijdig beschikt over:*

- *het eigendoms-, het gebruiks- of beheersrecht op een privé-net en*
- *de mogelijkheid van de afnemers die zijn aangesloten op dit privé-net om in aanmerking te komen.*

Bovendien voorziet de Brusselse Ordonnantie Elektriciteit in dit kader, naast de mogelijkheid om een leveringsvergunning te bekommen om de eindafnemers van een privé-net elektriciteit te leveren, dat de technische reglementen (a) de voorwaarden voor toegang tot het net, waaronder de specifieke voorschriften die van toepassing zijn op de in aanmerking komende

¹⁰⁸ Zie *Supra*.

¹⁰⁹ *Ibid*.

eindafnemers die aangesloten zijn op eenzelfde privé-net en (b) de operationele regels betreffende de privé-netten, zullen bepalen.

Uit deze bepalingen van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest met betrekking tot het privé-net kan worden afgeleid dat de auteur niet een gelijkaardige vorm van netwerk voor ogen heeft. Het netwerk waarvan sprake zou volgens de auteur zowel op het openbaar domein als een privaat domein of beide moeten kunnen worden aangelegd met een koppeling aan het distributienet, maar waarvan de financiering voor de aanleg en/of het beheer zou worden uitgevoerd door de eindafnemers die aangesloten zijn op het netwerk, de decentrale producent of een derde en met of zonder de distributienetbeheerder. Bovendien zal de ontwikkeling van zulke netwerk enkel, maar doorgang kunnen vinden indien de eindafnemer op gepaste wijze wordt beschermd.

(b) Distributienettarieven

Indien de overheveling van de bevoegdheid van de distributienettarieven naar de gewesten doorgang zal vinden dient men na te gaan op welke wijze men deze bevoegdheid zal uitoefenen. Een uitbreiding van directe leidingen en privé-netwerken zal mogelijks tot gevolg hebben dat de kosten van het distributienetwerk zullen moeten worden gedragen door een lager aantal eindafnemers. Deze eindafnemers zullen bijgevolg worden geconfronteerd met stijgende distributienettarieven. Dit probleem kan mogelijks worden opgevangen door een aangepast tarifair beleid op gewestelijk niveau.

(c) Taken distributienetbeheerder

Artikel 7 van het Elektriciteitsdecreet geeft een overzicht van de uit te voeren taken door de distributienetbeheerder en afhankelijk van de bijkomende taken die de overheid zou toevertrouwen aan de distributienetbeheerder zal men dit artikel 7 en het besluit van 15 juni 2001 al dan niet moeten wijzigen¹¹⁰. Hierbij dient men mogelijkerwijs ook de activiteiten (met betrekking tot bvb. de levering en productie van elektriciteit) die een distributienetbeheerder mag uitvoeren mogelijkerwijs moeten gaan uitbreiden. Daarnaast zal men mogelijks ook het TRDE waarvan rechtsgrond is opgenomen in artikel 8 van het Elektriciteitsdecreet moeten wijzigen. In de marge kan er ook op worden gewezen dat de overheid de structuur van deze distributienetbeheerders dient te evalueren en desgevallend te wijzigen.

(d) Aansluiting op en toegang tot het distributienetwerk

¹¹⁰ Zie *supra*.

In dit kader dient men de technische regels voor de aansluiting op het distributienetwerk, en in het bijzonder artikel III 2.1.2 van het TRDE, te evalueren en daar waar nodig te wijzigen opdat alle technische belemmeringen met het oog op de aansluiting van een decentrale productie-installatie worden verwijderd.

Daarnaast dient men een evaluatie uit te voeren van de voorwaarden (financiële waarborgen, aanstelling evenwichtsverantwoordelijke, toegangs- en evenwichtscontracten, etc.) waaraan men als decentrale elektriciteitsproducent dient te voldoen om toegang te krijgen tot het distributienetwerk voor de levering van de door hen geproduceerde elektriciteit aan eindafnemers via het distributienetwerk. Men kan zich de vraag stellen of deze voorwaarden in bepaalde omstandigheden niet kunnen worden versoepeld.

Los van het voorgaande, dient er te worden gewezen op de economische belemmeringen bij de aansluiting van decentrale productie-installaties. Deze zouden moeten kunnen worden aangesloten op het meest aangewezen aansluitingspunt, met name daar waar de totale kosten voor de diverse actoren (transmissienetbeheerder, distributienetbeheerder, producent, eindafnemer) het laagst zijn.

Milieu- en bouwvergunning

Uit de toepassing van de procedure voor de aanvraag van een milieu- en bouwvergunning in de praktijk voor decentrale productie-installaties kan worden afgeleid dat deze procedures om allerlei redenen vaak aanzienlijke vertragingen oplopen (bvb. door lokale tegenstand). Aangezien de bouw en bijkomende ontwikkeling van decentrale productie-installaties kunnen bijdragen in het garanderen van onze bevoorradingszekerheid en naargelang de keuze van de decentrale productie-installatie een bijdrage kunnen leveren in het behalen van de Europese doelstellingen voor hernieuwbare energiebronnen en reductie van de CO₂-uitstoot zou men op de één of andere wijze in desbetreffende wetgeving de lang aanslepende proceduretermijnen voor een milieu- en bouwvergunning moeten kunnen inkorten.

Bovendien bij een verdere uitbreiding van de decentrale productie-installaties zal het distributienetwerk versterkt moeten worden. Vaak worden de distributienetbeheerders ook geconfronteerd met lange termijnen voor het bekomen van de milieu- en bouwvergunningen en bijgevolg zou men zoals bij de bouw van een decentrale productie-installatie deze termijnen moeten kunnen inkorten.

Het strekt aan te bevelen dat men naast de omzendbrieven m.b.t. de inplanting van installaties voor mestbehandeling en vergisting, en het afwegingskader en randvoorwaarden voor de inplanting van windturbines men een omzendbrief zou ontwikkelen die een afwegingskader en randvoorwaarden zou voorzien voor de ontwikkelingen van residentiële toepassingen van decentrale productie-installaties zoals bvb. windmolens, fotovoltaïsche zonnepanelen, WKK-installaties, etc.

4.6 Bevordering van milieuvriendelijke elektriciteitsopwekking

4.6.1 Algemene bemerkingen

In de bepalingen van de artikelen 21 e.v. van het Elektriciteitsdecreet heeft men het Vlaamse systeem tot bevordering van milieuvriendelijke elektriciteitsopwekking opgenomen. Omwille van de Europese 2020 doelstellingen dienen deze bepalingen grondig te worden geëvalueerd en te worden gekoppeld aan een duidelijke visie met betrekking tot decentrale energievoorziening onder lokaal beheer. Hierbij dient men in eerste instantie de nieuwe doelstellingen voor het Vlaamse gewest te bepalen inzake hernieuwbare energie, het huidige mechanisme om deze nieuwe doelstellingen te behalen te evalueren (is het huidige systeem van de Vlaamse groenestroomcertificaten het meest aangewezen of opteren we bij voorkeur voor een ander mechanisme of andere voorwaarden voor het huidige systeem) en desgevallend te wijzigen, men dient zich de vraag te stellen of het Vlaamse gewest alle vormen van milieuvriendelijke elektriciteitsopwekking dient te ondersteunen via een mechanisme of misschien het ondersteuningsmechanisme dient uit te breiden naar andere technologieën (bvb. warmte en koeling), men moet nagaan of het huidige systeem van de groenestroomcertificaten niet voorziet in een over-subsidiëring, men dient misschien te voorzien in een aantal remmen opdat de maatschappelijke kost van het huidige systeem met het oog op de bevordering van groene stroom niet wordt beperkt (hierbij dient rekening te worden gehouden met ondersteuning op het federale niveau van de offshore windmolenparken), men dient te overwegen of de Vlaamse doelstellingen inzake hernieuwbare energie niet buiten het Vlaamse gewest kunnen worden gerealiseerd, etc. Kortom, men zal een zeer grondige analyse zowel op economische, technisch als op juridisch vlak moeten uitvoeren van de bevordering van milieuvriendelijke elektriciteitsopwekking in het Vlaamse gewest.

4.6.2 Weigering aansluiting op het distributienetwerk

Uit de praktijk kan worden afgeleid dat een aantal netbeheerders weigeren om productie-installaties die toepassing maken van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling aan te sluiten op het distributienetwerk. De netbeheerders kunnen op grond van artikel 11, §2 van het Elektriciteitsdecreet zulke aansluiting weigeren op basis van de in deze paragraaf omschreven situaties. Gelet op deze recente problematiek is het aan de overheid om hieromtrent een duidelijk kader te scheppen waarbij men een grondige analyse maakt van alle kosten en baten van de aansluiting van zulke productie-installaties.

4.6.3 Beperking aansluitingskost op het distributienetwerk

Op grond van artikel 19 van het besluit van de Vlaamse regering van 5 maart 2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen¹¹¹ worden de

¹¹¹ B.S. 23 maart 2004.

aansluitingskosten voor installaties die gebruik maken van hernieuwbare energiebronnen beperkt. De sector heeft in navolging van de toepassing van deze bepaling een aantal bedenkingen geuit, en in het bijzonder met de kost die dient te worden gedragen door de netbeheerders, bijgevolg kan men de vraag stellen of dit artikel niet dient te worden gewijzigd.

Aanleg van leidingen

In dit kader dient er ook op te worden gewezen dat afhankelijk van de keuze die de Vlaamse overheid zal maken men mogelijkserwijs ook het besluit van 29 maart 2002 van de Vlaamse regering betreffende het toekennen van vergunningen, het vaststellen en innen van retributies voor het privatieve gebruik van het openbaar domein van de wegen, de waterwegen en hun aanhorigheden, de zeewering en de dijken¹¹², zal moeten wijzigen.

Energy Service Company

Gedecentraliseerde energievoorziening omvat diverse vormen van diensten waaronder de distributie en levering van elektriciteit, maar ook diensten met het oog op verwarming, koeling en energie-efficiëntie. Daarnaast is de commerciële en economische structuur van gedecentraliseerde energievoorzieningen totaal verschillend van een gecentraliseerde energievoorziening. Bijgevolg zou de overheid moeten overwegen om een juridisch kader te creëren waarbij privé-actoren worden gestimuleerd om *Energy Service Companies* of ESCO's op te richten die allerlei diensten aanbieden in het kader van gedecentraliseerde energievoorziening. Hiervoor zijn verschillende vormen van samenwerking mogelijk met de publieke en private sector of zelfs met particulieren die gebruik maken van de diensten van zulke ESCO. Het beleid zou hierbij kunnen opteren voor een gecombineerde vergunning die zowel de productie, de distributie als de levering van elektriciteit omvat. Volgens de auteur kan het Vlaamse gewest op basis van haar bevoegdheden de nodige maatregelen treffen opdat zulke ESCO's zich zouden kunnen ontwikkelen, niettemin lijkt het aangewezen om ook het federale niveau hierbij te betrekken.

4.7 Conclusie

Deze analyse is een eerste aanzet om de juridische belemmeringen aan te kaarten met het oog op het bevorderen van de ontwikkeling van decentrale energievoorziening. Alvorens een concreet plan uit te werken dat deze juridische belemmeringen zal aanpakken dient de Vlaamse overheid volgens de auteur een duidelijke visie te ontwikkelen over het te voeren energiebeleid waarbij rekening wordt gehouden met de Europese doelstellingen (reductie CO₂-uitstoot, versterken van de bevoorradingszekerheid, vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkt, aandeel hernieuwbare energiebronnen, energie-efficiëntie, etc.). Indien deze visie zou opteren

¹¹² B.S. 30 mei 2002.

voor een meer gedecentraliseerde energievoorziening kan men geleidelijk de overstap hiertoe gaan organiseren en de juridische belemmeringen verwijderen.

5. Ontwikkelingsscenario's

5.1 Hoofdscenario 1 – Een duurzame wooneenheid

5.1.1 Schets van de inhoud van dit scenario

Wanneer de bewoners van een appartementsgebouw of een kleine wijk een eigen verwarmings- en elektriciteitssysteem met een mini- of micro-WKK organiseren moet er, afhankelijk van de uitbating van de WKK-eenheid en het evenwicht tussen de elektriciteitsvraag en de productie, door de WKK een zekere hoeveelheid elektrische energie met het distributienet uitgewisseld te worden. Dit scenario wordt uitgewerkt door WKK's voor een belangrijke efficiëntieverhoging in de productie van elektrische energie kunnen zorgen en op dit moment reeds beschikbaar is voor toepassing op industrieel, commercieel en residentieel vlak. Het aantal geïnstalleerde WKK-eenheden kende de laatste twee decennia een enorme stijging, vooral in Nederland en in mindere mate in Vlaanderen. In Nederland steeg de totale productiecapaciteit van elektrische energie door WKK's van 3000 MWe in 1990 tot meer dan 9000 MWe in 2008¹¹³. Eind 2006 bedroeg de productiecapaciteit van WKK in Vlaanderen 1582 MWe en 2729 MWt (Peeters, Aernouts en Daems, 2007), te vergelijken met 200 MWe in 1990¹¹⁴. Fig. 12 illustreert de mogelijke energiestromen voor dit scenario. Een alternatief scenario is het plaatsen van een groot gemeenschappelijk dak met fotovoltaïsche panelen voor de elektriciteitsvoorziening van dezelfde groep bewoners.

¹¹³ Cogen Nederland, <http://cms.cogen.nl>.

¹¹⁴ Milieurapport Vlaanderen, www.milieurapport.be.

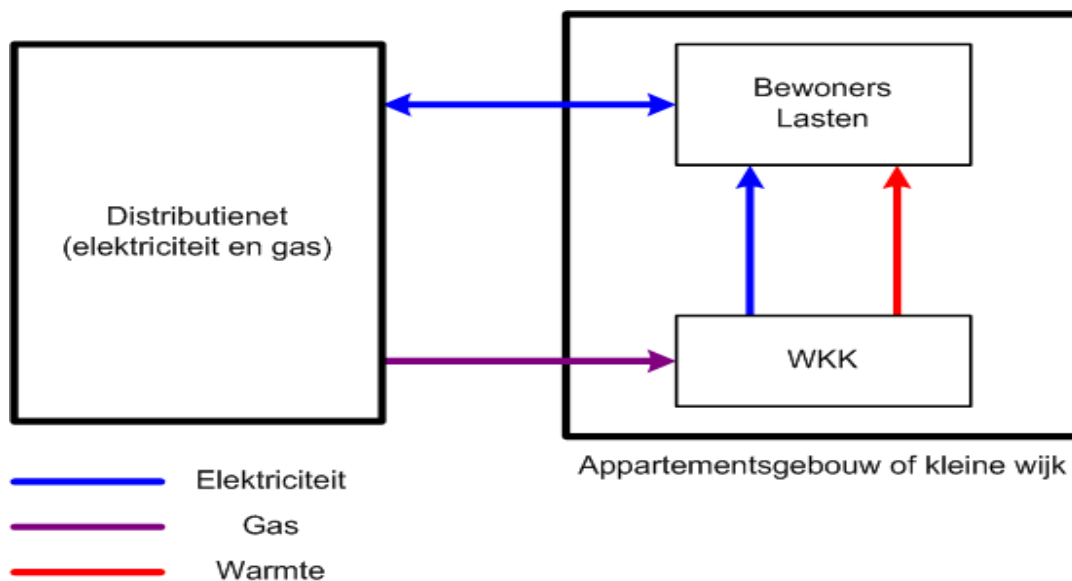


Fig. 12 Schematische voorstelling van een duurzame wooneenheid

5.1.2 Bespreking van het scenario met betrekking tot haalbaarheid en mogelijke belemmeringen

Op technisch vlak lijken er op het eerste zicht weinig belemmeringen te zijn voor dit project: de huidige commercieel beschikbare WKK-eenheden kunnen hiervoor gebruikt worden, de warmtevraag wordt gespreid over een groep van verbruikers waardoor deze normaliter een minder fluctuerend verloop zal kennen dan in het geval de WKK slechts voor 1 gezin zou worden gebruikt. Ook de elektriciteitsproductie zal minder fluctuaties vertonen. Toch zijn er enkele technische aspecten die aandacht verdienen. Het afstemmen van de elektriciteitsproductie op de vraag via lokale bronnen in het distributienet is niet steeds mogelijk. Een ander punt betreft de noodzaak van warmteopslag. Indien de werking van de WKK vooral gericht is op de elektriciteitsproductie, eerder dan op het nakomen van de warmtevraag, en de geproduceerde warmte slechts gedeeltelijk wordt benut, is dit nadelig voor zowel het totale rendement van de installatie als de CO₂-balans. Warmteopslag kan in dit geval voorkomen dat (een deel van) de geproduceerde warmte naar de omgeving dient te worden afgevoerd (en dus niet nuttig gebruikt wordt) of dat niet voldaan kan worden aan de ogenblikkelijke warmtevraag van de gebruikers op momenten dat de vraag naar elektriciteit de energieproductie van de WKK bepaalt. Een toepassing zoals beschreven in dit scenario vormt in principe het type systeem waarvoor WKK werd ontwikkeld. WKK kan op verschillende schaal worden toegepast, gaande van grote installaties (enkele tot meerdere honderden MWe) tot micro-WKK's (enkele tot meerdere tientallen kWe). Hierdoor is het toepassingspotentieel van WKK groot: zowel in industrie en grootschalige land- en tuinbouwbouw als in residentiële gebouwen of wijken kan het worden toegepast. Micro-WKK is een relatief nieuwe speler op de markt, die echter steeds meer toepassing vindt.

Juridisch gezien is dit scenario een ander paar mouwen. Het principe van de vrije markt stelt dat bewoners, eigenaars of mede-eigenaars (afhankelijk van het al dan niet verkocht zijn van de appartementen in het gebouw of de woonsten in de wijk) te allen tijde vrij hun leverancier moeten kunnen kiezen. Aan de andere kant zijn zij in dit scenario ook mede-eigenaar van de WKK-eenheid. Zijn zij in deze hoedanigheid verplicht om de energie geproduceerd door de WKK te consumeren? En indien dit zo is: zijn zij dan nog vrij in hun keuze van een leverancier? Of dient de elektriciteit geproduceerd door de WKK enkel te worden gebruikt voor het voeden van de gemeenschappelijke delen van het woonaggregaat? Dit zou een sterke beperking vormen voor de dimensionering van de WKK waardoor deze waarschijnlijk de vereiste warmtevraag niet zou kunnen leveren.

Het bekomen van een leveringsvergunning voor de WKK is niet eenvoudig. De uitreiking van dergelijke vergunningen gebeurt via het VREG en in overeenstemming met het besluit van de Vlaamse Regering met betrekking tot de leveringsvergunningen voor elektriciteit (15/06/2001). De aanvrager moet in zijn aanvraag aantonen op technisch, financieel en juridisch vlak in overeenstemming te zijn met bovenvermeld besluit van de Vlaamse Regering. Dit besluit houdt onder andere in dat:

- De aanvrager over voldoende technische en financiële capaciteit beschikt om de levering van elektriciteit aan zijn klanten te verzekeren. Hiervoor dient de aanvrager:
 - Passende bankverklaringen, een verklaring over de omzet van de afgelopen drie jaren en eventueel balansen en/of jaarrekeningen voor te leggen als bewijs voor voldoende financiële capaciteit.
 - Een lijst met relevante studie- en beroepskwalificaties van de personeelsleden, een lijst met de voornaamste activiteiten in de laatste drie jaar en een verklaring met de gemiddelde jaarlijkse personeelsbezetting en de omvang van het kader tijdens de laatste drie jaar voor te leggen als bewijs van zijn technische capaciteit,
- De aanvrager blijkt geeft van voldoende professionele betrouwbaarheid om de levering van elektriciteit aan zijn klanten te verzekeren. Dit heeft ondermeer betrekking op een eventueel faillissement of een staat van vereffening, klachten die de professionele integriteit van de aanvrager aantasten, door de reguleringsinstantie vastgestelde ernstige fouten in zijn beroepsuitoefening of onregelmatigheden in het betalen van bijdragen voor de sociale zekerheid en belastingen.
- De aanvrager aantoont over voldoende capaciteit te beschikken om aan de behoeften van zijn klanten te voldoen. Hiertoe dient hij te beschrijven hoeveel elektriciteit hij zelf opwekt en hoeveel hij bij derde partijen aankoopt, wat de aard en de plaats is van de elektriciteitsproductie, hoeveel elektriciteit er geleverd wordt en van welke aard deze is en op welke manier er een evenwicht tussen geproduceerde en geleverde elektriciteit wordt gerealiseerd.
- De aanvrager aantoont juridisch onafhankelijk te zijn ten opzichte van de netbeheerders (tenzij de aanvrager zelf een netbeheerder is).

Een leverancier van elektrische energie is verplicht om jaarlijks een bepaald minimum percentage van de totale elektriciteitslevering aan warmtekrachtcertificaten in te leveren. Deze kunnen worden bekomen bij de VREG, die aan producenten 1 certificaat uitreikt per 1000 kWh primaire energiebesparing in een kwalitatieve WKK-installatie (besparing ten opzichte van de situatie waarin dezelfde hoeveelheid elektrische energie en warmte gescheiden worden opgewekt). Een leverancier kan dus zelf WKK-eenheden bezitten en de hiermee bekomen certificaten gebruiken voor zijn certificatenverplichting of de nodige certificaten kopen bij een producent die dergelijke certificaten bezit. Voor een leveringsvergunning wordt gewerkt per 5 MW, wat misschien teveel is voor de WKK-installatie en dan met andere middelen dient te worden aangevuld.

5.1.3 Interactie met de distributienetbeheerder

In deze sectie wordt bekeken wat de mogelijke inbreng van de distributienetbeheerder in dit scenario is, los van de eerder vermelde technische en juridische kwesties.

Enkele mogelijke taken voor de distributienetbeheerder zijn:

- Het organiseren van een lokale markt, teneinde de energie lokaal op een economisch optimale wijze te verdelen. Vraag is of dit principe ook optimaal is voor residentiële toepassingen, waarbij bijvoorbeeld een appartement of wijk instaat voor de eigen energievoorziening.
- Instaan voor de metering, bijvoorbeeld met behulp van slimme meters.
- Mee voorzien in het technisch beheer, dispatching en onderhoud van privé-installaties.

5.1.4 Mogelijke aandachtspunten

- Sociale dienstverplichtingen: netbeheerders en leveranciers zijn op dit moment verplicht om bij wanbetaling bij de klant een budgetmeter te installeren en een minimale levering van 10A te verzekeren.
- Op dit moment zijn er heel wat steunmaatregelen voor dergelijke investeringen, meestal echter toegespitst op privé-personen. Bij een juridische vorm waarin meerdere gezinnen verenigd worden kan het recht op steun mogelijks vervallen, bijvoorbeeld voor een VZW.
- Welke juridische constructies zijn er nodig met betrekking tot eigendom en beheer? Wordt het eigendom verdeeld over alle appartementsbewoners, treedt 1 persoon op als eigenaar of wordt ook de distributienetbeheerder betrokken als eigenaar? Mogelijk kan de distributienetbeheerder ook (mee) instaan voor uitbater en de WKK-eenheid dispatchable maken.
- Dit scenario richt zich voornamelijk op de lokale opwekking van elektriciteit, maar er zijn ook wooneenheden die werken met warmteopslag en thermische zonnepanelen. Misschien is het beter om een onderscheid te maken tussen een elektrisch en een

warmtegericht scenario. Beide scenario's zijn echter niet volledig gelijkwaardig. Bij warmtelevering zijn er bijvoorbeeld weinig sociale verplichtingen.

- Wat zegt de regelgeving over het verkopen en leveren van warmte in een appartementsgebouw of wijk?
- Wat voor regels en voorwaarden moeten worden opgesteld naar de klanten met betrekking tot het gebruik van de WKK-installatie? Het is bijvoorbeeld dat iedereen consequent warmte afneemt voor verwarming en warm water, anders werkt de installatie mogelijk niet mee rendabel. Het opleggen van dergelijke voorwaarden beperkt echter de vrijheid van de afnemers. Er kan bijvoorbeeld in het huurcontract worden opgenomen dat de huurder verplicht een bepaald warmteprofiel dient te volgen en hier bevoorrad wordt door de WKK-eenheid. Hier duikt ook weer het mogelijke conflict tussen de inhoud van dergelijke privaatrechtelijke overeenkomsten (met bijvoorbeeld een verplichting voor huurders in een bepaald appartementsgebouw om elektriciteit en warmte van de lokale WKK af te nemen) en de Europese richtlijn die voorschrijft dat iedereen vrij zijn elektriciteits- en gasleverancier moet kunnen kiezen.
- Het is aangewezen om de verschillende processen op te splitsen in de rollen die de verschillende marktpartijen dienen uit te voeren. Bij elke rol zou ook een datastroom (met inbegrip van administratie), een contractuele stroom en een fysische stroom moeten worden gepreciseerd. Op basis daarvan kan dan worden bepaald wie welk deel van het proces op zich dient te nemen.
- Een lokale marktwerking kan worden gebruikt om verschillende lokaal aangesloten bronnen op een efficiënte manier te laten samenwerken. Een mogelijk probleem stelt zich wel indien er bijvoorbeeld veel WKK-eenheden staan en de vraag naar elektriciteit hoog is in combinatie met een (tijdelijk) lage warmtevraag. Dien je dan te investeren in warmteopslag om de WKK-eenheden toch te kunnen laten draaien om aan de elektriciteitsvraag te voldoen? Men kan huurders moeilijk verplichten om warmte te blijven af te nemen wanneer ze deze niet nodig hebben.

5.1.5 Discussiepunten

Wanneer men naar de haalbaarheid van dit scenario kijkt vanuit het standpunt van de WKK-eigenaar, stoot men snel op enkele problemen. Zo is men, wanneer men een WKK in een Vlaams appartementsgebouw plaatst, verplicht om de opgewekte elektriciteit te verkopen aan 50 €/MWh, daar waar de normale kostprijs voor elektriciteit in een residentiële woning eerder 150 €/MWh bedraagt¹¹⁵. Het is voor de producent vanuit dit oogpunt dus helemaal niet rendabel om door een WKK geproduceerde energie te verkopen.

¹¹⁵ Cijfers afkomstig van Cogen Vlaanderen.

Een tweede probleem betreft de waarde van de WKK-certificaten. WKK-installaties worden op heden vaak gedimensioneerd op basis van de productie van elektrische energie en niet op basis van de warmteproductie, wat eigenlijk de originele opvatting van het WKK-concept was. Dit heeft te maken met het feit dat de vergoeding voor de elektriciteitsproductie laag ligt: een certificaat voor een fotovoltaïsche installatie bedraagt bijvoorbeeld 450 €/MWh, terwijl dit voor een WKK-certificaat slechts op 41 €/MWh ligt. Hierdoor worden de kosten van brandstof en onderhoud hoger dan de vergoeding die men krijgt voor de aan het net geleverde elektrische energie. Ook moet je nog een relatief grote bijkomende ketel installeren omdat de WKK te klein gedimensioneerd is voor de benodigde hoeveelheid warmte.

Een derde opmerking betreft de in dit scenario opgenomen technologieën. Het kan interessant zijn om een WKK-installatie in parallel met een fotovoltaïsche installatie uit te baten. Dit kan ervoor zorgen dat de eventueel benodigde hoeveelheid elektrische energieopslag geminimaliseerd wordt. De WKK-eenheid zal vooral in de winter meer vermogen dienen te leveren, terwijl de fotovoltaïsche panelen meer moeten produceren in de zomer. Ook kan je de hoeveelheid energie die je met het middenspanningsnet moet uitwisselen sterk verminderen. Er kan met andere woorden getracht worden een lokaal evenwicht tussen productie en consumptie te bekomen, wat reeds een mooie stap is in de richting van een microgrid. Toch lijkt het gebruik van zowel elektrische als warmteopslagtechnologie noodzakelijk voor een goed functioneren van een dergelijke configuratie, gezien de mogelijk sterk uiteenlopende vraag naar warmte en elektriciteit en de noodzaak om het werkingpunt van de WKK's aan te passen aan de eisen van de gebruikers (hetzij op vlak van elektriciteit, hetzij op vlak van warmte).

Een van de mogelijke marktrollen is die van aggregator, die zelf zorgt voor het samenbrengen van vraag en aanbod voor lokale opwekkingsprojecten. Deze aggregator verzorgt enerzijds de handel van energie (het verkopen van kWh's en het zo goed mogelijk matchen van vraag en aanbod, eventueel de verkoop van energiepakketten op een energiebeurs als Belpex of APX), maar wordt anderzijds ook geconfronteerd met het bewaken van de kwaliteit en continuïteit van de elektriciteitsbevoorrading op momenten van piekbelasting en de lokale spanningsregeling, of in 1 omvattend woord: netdiensten. Met dit laatste komt de aggregator in contact met wat nu tot de taken van de distributienetbeheerder behoort. Op die manier wordt een ESCO gecreëerd die optreedt tussen de klanten en de distributienetbeheerder. Belangrijk is ervoor te zorgen dat de prijs die aan de klant wordt doorgerekend niet te hoog is. De kost voor de te leveren netdiensten (die ook, minstens ten dele, aan de klant wordt doorgerekend) kunnen wel vrij hoog oplopen. Dit is misschien een punt waarop de overheid kan tussenkomen. Een voorbeeld van een bedrijf dat op die manier een eigen lokale markt heeft opgezet is Anode in Nederland. Dit bedrijf heeft overigens ook een leveringsvergunning in België. Toch dient erop gelet te worden welke taken een dergelijke aggregator zou toegewezen krijgen. Het is bijvoorbeeld te vermijden dat het netbeheer en het balanceren van vraag en aanbod worden opgesplitst over verschillende partijen. Voor publieke netten lijkt het aangewezen om de distributienetbeheerder als enige verantwoordelijke partij te behouden, voor private netten kan eventueel een aggregator los van de distributienetbeheerder als verantwoordelijke partij optreden. De taken van een distributienetbeheerder kunnen eventueel ook uitgebreid worden

met openbaredienstverplichtingen voor het bevorderen van de integratie van gedistribueerde energiebronnen of met energy services, vermits de distributienetbeheerder hier voor enige synergie kan zorgen.

Er wordt geopperd dat het verkrijgen van een leveringsvergunning een belemmering kan zijn. De regulator (VREG) stelt echter dat het niet de bedoeling is om een leveringsvergunning aan te vragen voor dit soort projecten en dat het bekomen van een dergelijke vergunning geen belemmering mag zijn om de markt te betreden. Voor levering aan 1 enkele afnemer is het helemaal geen probleem, dan dient er misschien zelfs geen vergunning te worden toegekend, maar bij meerdere afnemers is er wel een probleem, namelijk de vrijheid van elke afnemer om vrij zijn elektriciteitsleverancier te kiezen. Wat gebeurt er bijvoorbeeld als een van de huurders in een appartementsgebouw beslist dat hij geen elektriciteit wil kopen bij de leverancier die eigenaar is van de WKK, of dat hij na bepaalde tijd het contract wil opzeggen en een andere leverancier kiezen?

5.2 Hoofdscenario 2 – Netontwikkeling

5.2.1 Stap 1 – automatisering van het distributienet

Inleiding

Het goed functioneren van distributienetten is heel belangrijk voor alle betrokkenen (zoals netuitbaters, energieleveranciers en verbruikers). Verstoorde spanning en onderbrekingen van de spanning kunnen zware gevolgen hebben, zowel op economisch, financieel en technisch vlak als op het gebied van comfort en veiligheid. Ongeveer 80 % van de onderbrekingen bij de consumenten vindt zijn oorzaak in het wijdvertakte distributienet en daarom is het belangrijk een hoge betrouwbaarheid van distributienetten na te streven. Met het groeiende aandeel van gedistribueerde elektriciteitsopwekking worden distributienetten steeds complexer. Hierdoor wordt het in stand houden van een hoge betrouwbaarheid nog moeilijker.

Om de betrouwbaarheid van distributienetten te verbeteren, worden verschillende methodes toegepast, zoals het beperken van de kabellengte en het gebruik van geavanceerd schakelmateriaal of actieve tapstandschakelaars op transformatoren. Een actuele, veelbelovende ontwikkeling is automatisering van het distributienet. Deze techniek kan een interessante of zelfs noodzakelijke ontwikkeling worden om de kwaliteit van de uitbating van het distributienet op een hoog niveau te houden. *Automatisering* van verschillende functies in het distributienet kan de betrouwbaarheid van het net verhogen maar de kosten die daarmee gepaard gaan, kunnen significant zijn. Daarom moet men een planningsmethode, gebaseerd op kosten en baten, toepassen om het optimale aantal en de plaats van de nieuwe elementen in het net te bepalen. Deze methode brengt de kosten van de betrouwbaarheid, onderhoudskosten en investeringskosten in rekening om een automatiseringsplan te bekomen dat de baten maximaliseert en een aanvaardbare betrouwbaarheid van het net garandeert.

De hoeveelheid lokale productie die in een distributienet gebruikt kan worden, wordt beperkt door verschillende factoren. Drie belangrijke factoren zijn de beveiliging van het distributienet, thermische limieten en spanningslimieten [Hird]. Door middel van een zekere graad van automatisering kan het distributiesysteem flexibel gebruikt worden en kan een groot gedecentraliseerd productievermogen geïnstalleerd worden, zonder de gebruikslimieten te overschrijden.

Beveiliging

Wat beveiliging betreft, moet met twee deelaspecten rekening gehouden worden: beveiliging tegen eilandbedrijf en detectie van overstroom en kortsluiting.

Beveiliging tegen eilandbedrijf zorgt er voor dat lokale generatoren automatisch uitgeschakeld worden wanneer de verbinding tussen het lokale net en het voedende net verbroken wordt. Op die manier bestaat de kans, weliswaar klein in de praktijk, dat het losgekoppelde net ongewild onder spanning blijft staan, zodat technici gevaar lopen. Deze beveiliging moet in elke generator afzonderlijk voorzien worden.

De detectie van overstroom en kortsluiting wordt beïnvloed door lokale generatoren. Bij overstroom worden geleiders overbelast. Wanneer een overbelasting door verschillende bronnen gevoed wordt (het hoogspanningsnet en lokale generatoren), is het mogelijk dat de eigenlijke overstroom niet gedetecteerd wordt en dat enkel de afzonderlijke bijdragen van de verschillende bronnen gedetecteerd worden. Hierdoor kan het gebeuren dat de beveiliging te laat of helemaal niet in werking treedt. Bij kortsluiting is de stroom die door de beveiligingselementen van het net gedetecteerd wordt afhankelijk van de lokale productie. Hierdoor kan de gedetecteerde stroom te laag zijn om een snelle afschakeling te veroorzaken. Een te grote penetratie van lokale bronnen zal dus voor een verlaging van de betrouwbaarheid van het net zorgen, alhoewel men intuïtief kan denken dat de kans op overbelasting lokaal afneemt.

Om aan deze problemen het hoofd te bieden, moet *adaptieve beveiliging* toegepast worden vanaf een zekere hoeveelheid lokale productie in het distributienet. Dit systeem past de eigen instellingen en parameters automatisch aan volgens de variabele lokale productie. Op die manier komt een optimale, flexibele beveiliging tot stand [Baran, Brahma, Min]. Bij het optreden van overbelastingen of kortsluitingen worden deze problemen in het net geïsoleerd, zodat de vermogenlevering aan de gezonde delen van het net zo weinig mogelijk gehinderd wordt. Een meer ontwikkelde automatisering van de netbeveiliging maakt het mogelijk de selectiviteit van de beveiliging te handhaven in een complexer wordend net.

Om voortdurende automatische aanpassing van de beveiligingselementen te realiseren, moeten, verspreid in het net, intelligente regeleenheden geïnstalleerd worden. Een mogelijke uitvoering van zo een systeem bevat verschillende soorten intelligente eenheden, die onderling communiceren. Een mogelijke uitwerking van zo een systeem is opgebouwd uit drie soorten eenheden [Min]: een centrale eenheid, data-eenheden en eenheden bij overstroomrelais. De centrale eenheid bevindt zich op een centrale plaats: dicht bij de distributietransformator. Op basis van metingen wordt door deze eenheid de nodige informatie naar de andere eenheden gezonden. Deze informatie betreft het vermogen dat door de transformator vloeit, de bronimpedantie en andere gegevens. Data-eenheden verzamelen en verwerken data en geven deze numeriek of grafisch weer zodat technici de toestand van het net kunnen aflezen. De basiselementen van het beveiligingssysteem, de overstroomrelais, worden ook van een intelligente eenheid voorzien. Deze eenheden geven de toestand van hun relais door aan andere eenheden en passen op basis van informatie afkomstig van andere eenheden de instelling van hun relais aan.

Spanningsregeling

De spanning op een bepaald punt in een distributienet hangt af van de uitgangsspanning van de distributietransformator en de vermogenstromen binnen het distributienet. In een net zonder lokale generatoren is de spanning het hoogst aan de distributietransformator. De spanning neemt af naarmate de afstand tot de distributietransformator groter wordt. Aan de uiteinden van het net is de spanning het laagst. Als de spanning daar te laag wordt, wordt de tapstand van de transformator door een technicus aangepast, zodat de spanning in het hele distributienet groter wordt. Hierbij mag de spanning in het begin van het net niet te hoog worden.

Wanneer lokale generatoren vermogen injecteren, verandert het spanningsprofiel voortdurend. In de buurt van de generator neemt de spanning toe, zodat de spanning aan de transformator niet langer de hoogste is en de spanning aan de uiteinden van het net niet langer de laagste. Indien de tapinstelling van transformatoren een taak voor technici blijft, moet de toegelaten hoeveelheid lokale productie sterk beperkt worden om de spanning binnen de opgelegde grenzen te houden. Automatische tapverandering van de distributietransformator kan deze beperking versoepelen. De regeling van de tapstand kan gebeuren met een veranderlijke spanningsreferentie op basis van gemeten spanningen [Leite] of op basis van geschatte spanningen voor alle knopen van het net [Hird]. Met automatische spanningsregeling kunnen meer lokale productie-eenheden geïnstalleerd worden.

Andere functies

Naast beveiliging en spanningsregeling kunnen nog meer functies geautomatiseerd worden. Zo kan het neutraliseren van slechte spanningskwaliteit (power quality) automatisch uitgevoerd worden. Wanneer snelle spanningsfluctuaties (flicker) of harmonische verstoringen optreden, kunnen passieve of actieve filters automatisch ingeschakeld en bijgestuurd worden.

Een andere functie is het gecoördineerd aansturen van lokale generatoren. Het geproduceerde vermogen van deze generatoren zou op elk ogenblik herverdeeld kunnen worden, op basis van verschillende uitgangspunten, zoals spanningsregeling, overbelasting van het net vermijden, productiecontracten en vermindering van globale productiekosten.

Structuur van het regelsysteem

Voor het automatiseren van bepaalde functies van het distributienet is communicatie nodig. Hiervoor kan internettechnologie toegepast worden, met decentrale opslag van informatie [Samitier]. De manier van werken wordt onafhankelijk van de structuur en de topologie van het net. Dit systeem leent zich goed tot het uitvoeren van metingen verspreid over het systeem. Hierbij kan gekozen worden tussen regeling door een centrale eenheid of decentrale regeling. Wanneer een centrale regeleenheid uitvalt, is dit een probleem voor het hele distributienet. Bij decentrale regeling zou uitval van een of enkele regeleenheden de goede werking van het distributienet slechts in beperkte mate mogen verstoren.

5.2.2 Stap 2 - van passieve naar actieve netten

Een nieuwe netwerkfilosofie

Traditioneel werden distributienetwerken uitgebaat als passieve netwerken met unidirectionele vermogenstromen. Met de connectie van een stijgend aantal decentrale energiebronnen worden deze netwerken actief met vermogenstromen in beide richtingen wat een intelligentere controle vereist. De verhouding tussen productie en vraag is altijd dominante factor geweest in het ontwerp en de uitbating van elektriciteitsnetwerken. Innovaties in technologie creëren opportuniteiten om tot een verhoogde efficiëntie in uitbating and investering te komen van transmissie- en distributienetwerken. Vijf factoren worden algemeen erkend als drijfveren voor een verandering van de conventionele netwerkfilosofie¹¹⁶.

1. Elektriciteitsnetwerken in Europa zijn sterk uitgebreid in de jaren 1950-1970. Deze zijn in de komende 10 à 20 jaar aan vervanging toe. Een 'business-as-usual' filosofie zal minder efficiënt zijn met betrekking tot vooropgestelde doelstellingen inzake netwerkperformantie, leefmilieu en vrijmaking van de energiemarkt.
2. Er bestaat in de gehele Europese Unie en daarbuiten een draagvlak om de klimaatsverandering aan te pakken, ook in de elektriciteitssector. Decentrale energiebronnen, voornamelijk hernieuwbare energie en WKK, worden gepromoot om CO₂-uitstoot te verminderen en de efficiëntie van het gehele systeem te verbeteren.
3. De vrijmaking van de energiemarkt impliceert een "eerlijke" concurrentie voor zowel grote als kleine energieproducenten. Dit leidt tot belangrijke uitdagingen op gebied van planning en uitbating van transmissie- en distributienetwerken om een beleid van vrije toegang tot het netwerk mogelijk te maken.
4. Er is recent sterke vooruitgang geboekt in informatie- en communicatietechnologieën (ICT) wat het mogelijk moet maken om tot meer geavanceerde controle en uitbating van het netwerk te komen en zodoende een grotere efficiëntie.
5. Doorgedreven onderzoek heeft de opkomst van verscheidene controlesystemen en dergelijke mogelijk gemaakt zoals FACTS (flexible AC transmission systems), energieopslag en demand-side management (DSM) voor real-time controle in een meer intensief gebruikt netwerk.

Al deze aspecten komen ook uitgebreid aan bod in het Europese Technologieplatform 'SmartGrids', dat een visie van de toekomst van het energienetwerk voorstelt¹¹⁷. Het moet beklemtoond worden dat aangezien een nieuwe visie van het systeem zowel transmissie als distributie omvat, veranderingen in een niveau een impact hebben op het andere. Zo kan decentrale energieproductie netwerkondersteuning ('ancillary services') leveren voor minder congestie in het transmissienet en uiteindelijk tot een uitstel van netwerkinvesteringen. In de hierna volgende tekst wordt gefocust op veranderingen in het distributienet.

¹¹⁶ DG-GRID, "Review of Innovative Network Concepts", December 2006.

¹¹⁷ EU Smart Grids platform "Vision and Strategy for European Electricity Networks of the Future".

Verschillende fases kunnen onderscheiden worden bij de overgang van passieve naar actieve distributienetwerken:

Passieve netwerken: Fit & Forget

Distributienetten zijn ontworpen om vermogenstromen komende van het transmissienet te verspreiden naar eindgebruikers. Alle elementen in dit net zijn gepland voor piekvermogen. Zodoende zijn real-time controle problemen reeds verholpen in de planningsfase. De standaard die historisch gebruikt werd in Vlaanderen is niet openbaar. In de UK is deze publiek te raadplegen. De vraaggeoriënteerde veiligheidsstandaard Engineering Recommendation (ER) P2/5 was een verplichting voor netbeheerders bij planning van het netwerk. Deze regel, opgesteld in de jaren 1970, definieerde de netwerkcapaciteit die vereist was om aan de vraag te voldoen in welbepaalde uitvalscenarios. De potentiële bijdrage van nieuwe decentrale productie komt hierin uiteraard nog niet aan bod, maar intussen is deze standaard aangepast naar ER P2/6¹¹⁸. Ondanks het feit dat welbepaalde types van generatoren voor decentrale energieproductie hierin opgenomen zijn, geeft het nog steeds geen inschatting van de bijdrage voor netwerkveiligheid (Harrison, Piccolo, Siano, Wallace, 2007). Kleine hernieuwbare bronnen zoals PV en biomassa worden zelfs niet ingeschat. De enige informatie die publiek is over de uitbating van distributienetten in Vlaanderen is omvat in de technische voorschriften die Synergrid, de federatie van de netbeheerders elektriciteit en aardgas in België, beschikbaar stelt en de wettelijke verplichtingen waaraan netbeheerders onderworpen zijn¹¹⁹.

De opkomst van decentrale energiebronnen is stilaan een realiteit (Fig. 13). Wat in veel EU landen werd waargenomen, waren verscheidene barrières die deze opkomst vertragen en/of lieten gebeuren in niet optimale omstandigheden. Veel geciteerde conflicten zijn die van tegengestelde belangen tussen DNO's en uitbaters van decentrale energieopwekking. Bij passieve netoperatie, i.e. zonder voordelen van decentrale producenten in te schatten, ziet een DNO deze liever op een zo hoog mogelijke spanning, waar het net sterker is, aangesloten worden. De uitbater van de productie-eenheid echter verkiest, omwille van de materiaalprijs, meestal een zo laag mogelijke spanning. Ook plant een DNO in passieve netoperatie de uitbreiding van het net voor piekvermogens daar waar decentrale energieopwekking zijn inkomsten haalt uit het verhandelen van energie en eventueel groenestroomcertificaten, WKK certificaten, netondersteunende diensten, enz... wat telkens geaggregeerde grootheden zijn. Deze tegenstelling tussen vermogen- en energieoriëntatie komt vooral tot uiting bij het analyseren van de impact van hernieuwbare energiebronnen zoals PV panelen en windgeneratoren die gekenmerkt worden door een lage capaciteitsfactor, respectievelijk +/- 10% en +/- 30 percent (on-shore) tot 50% (off-shore).

¹¹⁸ Power Planning Associates Ltd., P2/6 Data Collection, februari 2004.

¹¹⁹ Synergid, C10/11 Specifieke technische aansluitingsvoorschriften voor gedecentraliseerde productie-installaties die in parallel werken met het distributienet, juni 2006.

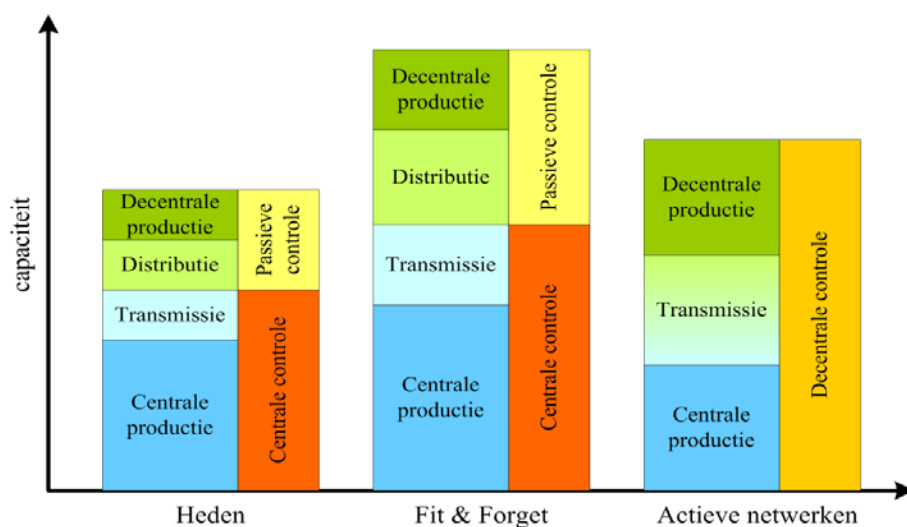


Fig. 13 Smartgrids visie op actieve netwerken als hulpmiddel voor een efficiënter gebruik van resources (EU Smart Grid Platform)

Verschillende studies¹²⁰ hebben getracht specifieke barrières per land in kaart te brengen. De belangrijkste voor België zijn:

- de onzekerheid welke voordelen voor de DNO worden doorgerekend naar de decentrale energieproducent;
- de dominante rol van bepaalde spelers in de Belgische energiemarkt;
- de onzekerheid over voordelen voor hernieuwbare energie die door het gewest gegeven worden, bv. de situatie van gratis distributie van hernieuwbare energie dat evenwel teruggeschroefd diende te worden omwille van bezwaren vanuit de EU aangezien enkel hernieuwbare energie van Belgische oorsprong hiervoor in aanmerking kwam;
- de splitsing tussen federaal en regionaal niveau aangezien voor- en nadelen in beide bevoegdheidsdomeinen een impact hebben.

Connectiekosten voor DG

Een eerste stap in het opzetten van transparante en niet-discriminerende regels voor decentrale energieproductie zit in een juiste verrekening van connectiekosten. In de EU zijn twee varianten te vinden. Enerzijds zijn er een de zogeheten ‘deep connection costs’ waarin een decentrale energieproducent verantwoordelijk is voor alle kosten voor connectie en de nodige verstevigingen van het netwerk. Dit wordt toegepast in het merendeel van de lidstaten. Nadelen van dit systeem zijn de grote onzekerheden die ermee verbonden zijn voor de producent. Ook

¹²⁰ DG-Grid, “Regulatory Review and International Comparison of EU-15 Member States”, januari 2007.

kunnen nieuwkomers 'free-riden' na de betaalde netwerkuitbreiding ten gevolge van eerdere connecties.

Een tweede systeem is dat van 'shallow connection costs' waarbij enkel de directe connectiekosten op rekening van de energieproducent zijn. Hierbij kan ook een tarief verrekend worden dat het effectieve gebruik van het netwerk door de producent in rekening neemt, zogeheten DUoS tarieven (Distribution Use of System). Dit geeft directe incentieven aan de producent met betrekking tot locatie en uitbating. Dit systeem wordt alom erkend als zijnde transparanter en minder discriminerend. Tot op heden wordt dit systeem in de EU toegepast in België, Nederland, Duitsland en Denemarken. In België worden deze connectietarieven voor alle DNOs verplicht kenbaar gemaakt op de website van de CREG. Voor eenheden kleiner dan 25 MVA betekent dit dat de connectiekost equivalent is met de kost voor connectie met het meest nabijgelegen punt van het net. De eerste 400 meter van de verbinding met het elektriciteitsnet zijn gratis. Voor kwalitatieve WKKs zijn de eerste 1000 meter gratis. Ook voor het aardgasnet zijn de eerste 1000 meter, beperkt tot 2500 Nm³/h gratis.

Incentivering voor vernieuwing

Een cruciaal punt is hoe een regulator kan incentiveren voor vernieuwing¹²¹ (Jamash, Neuhoff, Newbery, Pollitt (2005)). De lange-termijndoelstelling van een regulator is om welvaart te maximaliseren aan een de beperkte hoeveelheid winst voor een DNO die volstaat om efficiënte uitbating en investeringen te garanderen. Deze situatie van DNOs die naar een economisch optimum streven maar gebonden zijn aan een gereguleerde winstbeperking, verdient extra aandacht. De winstmarge voor DNOs wordt in België bepaald door de federale regulator en is omschreven in "Richtlijnen met betrekking tot de billijke winstmarge toepasselijk op de transmissie- en distributienetbeheerders van elektriciteit actief op het Belgische grondgebied", daterend van 18 juni 2003. De monopoliepositie van DNOs en de jaarlijkse verantwoording van investeringen en opbrengsten waarop na goedkeuring door de CREG de distributienettarieven gebaseerd zijn, heeft tot gevolg dat een DNO niet geneigd is risico's te nemen met nieuwe technologieën in het netwerk. Indirecte incentivering bleek in vele EU-landen te falen. Een treffend voorbeeld hiervan zijn de cijfers beschikbaar in de UK waaruit blijkt dat de gemiddelde R&D inspanning van DNOs in de periode 2001-2002 en 2002-2003 beperkt bleef tot 0.1% waar het gemiddelde over alle sectoren 2.5% bedroeg¹²².

Enkele voorstellen voor mechanismen om decentrale energieopwekking te vergemakkelijken zijn:

¹²¹ DG-Grid, "Regulating Innovation & Innovating Regulation", januari 2007.

¹²² Ofgem, Regulatory Impact Assessment for Registered Power Zones and the Innovation Funding Incentive, maart 2004.

- directe incentieven voor projecten m.b.t. actieve management van het net. De kosten voor implementatie van actieve netwerkuitbating kunnen teruggewonnen worden door de hiermee verbonden investerings- en uitbatingskosten op te nemen in de berekening van de billijke winstmarge door de federale regulator. De inkomsten zijn afkomstig van de systeemgebruikskosten die wordt doorgerekend aan decentrale generatoren en lasten die baat hebben bij deze actieve uitbating;
- het opzetten van Registered Power Zones (RPZ) zoals door Ofgem in de UK waar risicovolle investeringen een grotere return opleveren en
- het opnemen van R&D kosten in de Regulatory Asset Base (RAB) met grotere winstmarges.

Een markt voor actieve netwerken

Van belang in actieve netwerken is dat het beter gebruiken van lokale voorzieningen de voorkeur krijgt op het uitbreiden van het netwerk. Hierbij komt vooral de mogelijkheid voor eindgebruikers om te participeren in markten voor netondersteunende diensten aan bod. Deze markten zijn op dit moment bijna uitsluitend toegankelijk voor grote producenten en gebruikers met een grote vermogenafname. Het spreekt voor zich dat diensten zoals spanningsondersteuning en noodvoorziening efficiënter uitgebaat kunnen worden op decentrale wijze, dicht bij de belasting. Hierbij komt dat deelname van afnameklanten in energiemarkten, al dan niet lokaal, kunnen bijdragen tot een grotere elasticiteit van de vraag.

Welke netwerkondersteunende diensten kunnen reeds door decentrale productie-eenheden worden aangeboden en wat zijn de mogelijkheden voor de toekomst¹²³?

1. *TSO Frequentierespons*: grotere installaties zijn geschikt om aan de frequentieregeling voor transmissieniveau deel te nemen. Deze regeling garandeert een real-time match tussen vraag en aanbod. Een vereiste hiervoor is dat deze eenheden niet op vol vermogen uitgebaat worden. Eenheden op basis van hernieuwbare energie zullen niet geneigd zijn om niet op vol vermogen te werken aangezien de hierdoor ontlopen opbrengsten van energieverhandeling en GSC overheersen. Grote windparken op hoog- of middenspanning kunnen mogelijk in de toekomst de verplichting krijgen hier net als grote generatoren op transmissieniveau toe bij te dragen.
2. *TSO onevenwichtsregeling*: onevenwichtsregeling is vereist om afwijkingen in lastschatting en het uitvallen van generatoren op te vangen. Het verschil met frequentieregeling zit in de grotere tijdsschaal waarmee gewerkt wordt. Er geldt evenzeer dat hernieuwbare bronnen hier geen voordeel uit zullen halen. De TSO aanvaardt ook enkel biedingen in blocks van 5 MW wat tevens een instapdrempel is voor decentrale energieproducenten. Een aggregatie van kleine eenheden kan hier mits de nodige communicatie en controle in de toekomst toe bijdragen.

¹²³ DTI, Ancillary Service Provision from Distributed Generation, 2004.

3. *TSO reactief vermogen compensatie*: reactieve vermogencompensatie gebeurt vanzelfsprekend dicht bij de belasting. Decentrale energieproductie heeft zodoende een impact op de uitwisseling van reactief vermogen tussen TSO en DNO. In welke mate dit de markt voor reactief vermogen op transmissieniveau kan beïnvloeden is afhankelijk van vele variabelen. Of reactief vermogen compensatie van decentrale generatoren op distributieniveau een rol van betekenis kan spelen hangt af van de alternatieven voor power factor correctie in vermogenelektronische interfaces of condensatorbanken en de beschikbaarheid van deze compensatie door decentrale productie. Op korte termijn met een klein percentage decentrale productie in het net is het onwaarschijnlijk dat dit voor DNOs een relevant alternatief vormt. Op middellange of lange termijn kan deze situatie omkeren.
4. *DNO reservecapaciteit en noodstroomvoorziening*: het potentieel voor decentrale energieproductie om als reservecapaciteit ingeschakeld te worden bij uitval van netwerkelementen veronderstelt connectie op lage spanning en dus van kleine eenheden die daarenboven regelbaar zijn. De toekomstige integratie van een groot aantal micro-WKKs op residentieel niveau biedt hier bijvoorbeeld perspectieven. Aangezien het huidige distributienet overgedimensioneerd is om het aantal klantonderbrekingen tot een minimum te beperken moet het potentieel van decentrale productie voor deze taken ook gezien worden in het licht van lastgroei en vervanging van netwerkelementen. Decentrale energieproductie heeft ook het potentieel om in eilandwerking de last geheel of gedeeltelijk van vermogen te voorzien, alhoewel dit op dit moment niet mag en er zelfs speciale beveiligingen voor geplaatst worden. De technische voorschriften van Synergrid (C10/11 van juni 2006) eisen dat indien het gedeelte van het net waarop de gedecentraliseerde producent is aangesloten, niet langer onder spanning staat of abnormale spanningswaarden vertoont, de autonome productiebron automatisch en binnen de kortst mogelijke tijd van het net moet losgekoppeld kunnen worden. Daartoe moet een ontkoppelingsbeveiliging worden geïnstalleerd. Deze kan vóór of na de transformator van de gedecentraliseerde productie worden geplaatst. Ondanks de geïnstalleerde relais, blijft de mogelijkheid bestaan dat bepaalde ontkoppelingen niet worden opgespoord. Om niet-synchrone herinschakelingen te vermijden, kan het noodzakelijk zijn om in de HS/MS-voedingspost een spanningsdetector op het MS-vertrek te voorzien die elke inschakeling vanaf dit punt vermijdt indien het onder spanning staat. Dit mechanisme is enkel verplicht vanaf een bepaald vermogensniveau, dat door de netbeheerder in functie van de plaatselijke omstandigheden wordt vastgelegd. De installatie van dit mechanisme is voor rekening van de gedecentraliseerde producent.
5. *DNO spanning- en vermogenstroomregeling*: het nut van decentrale energieproductie voor spanning- en vermogenstroomregeling ontbreekt wanneer de versterking van het distributienetwerk gepland wordt voor piekvermogen (worst case scenario). De netbeheerder dient een kwaliteit van levering conform de EN50160 norm te garanderen. Deze norm heeft geen deterministische spanningsbeperkingen, maar vereist verschillende spanningsniveaus voor een bepaald percentage van de tijd. Dit maakt het

mogelijk decentrale (hernieuwbare) energiebronnen in rekening te nemen indien de beschikbaarheid voor netondersteunende diensten groot genoeg is. Het valt te betwijfelen dat deze diensten bij een klein aandeel decentrale productie in het net voldoende in overweging genomen kunnen worden door netbeheerders om een significante rol te spelen in de kosten/baten studie voor investering in decentrale productie. In geval van een groot aandeel decentrale energieproductie wordt het onvermijdelijk om lokaal productie en eventueel lasten en opslag te regelen. Fig. 14 geeft een schets van dit regelsysteem voor actieve netwerken.

- Power Quality verbetering: decentrale energiebronnen hebben vaak een vermogenelektronische netkoppeling waarmee het technisch mogelijk is harmonischen in het net te onderdrukken. Op laboschaal is dit reeds aangetoond. In grote netten bestaan nog geen uitwerkingen. Het is te verwachten dat andere netdiensten eerder ingebruik genomen zullen worden.

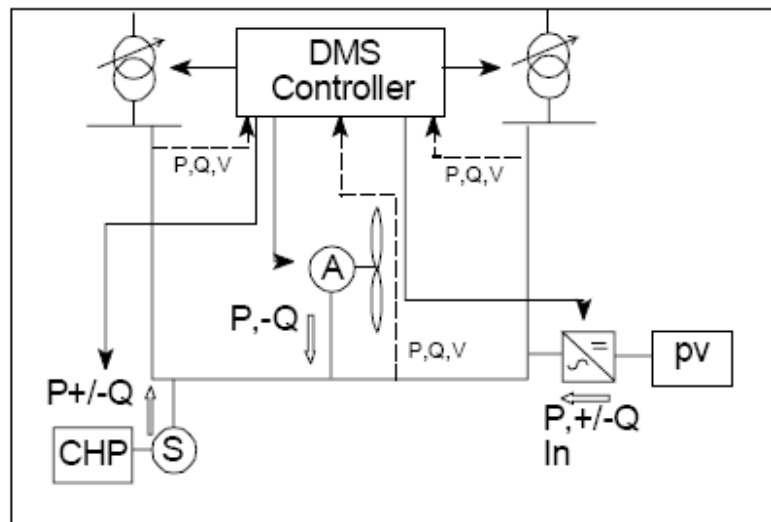


Fig. 14 Schets van regeling en terugkoppeling in een actief netwerk (DG-GRID)

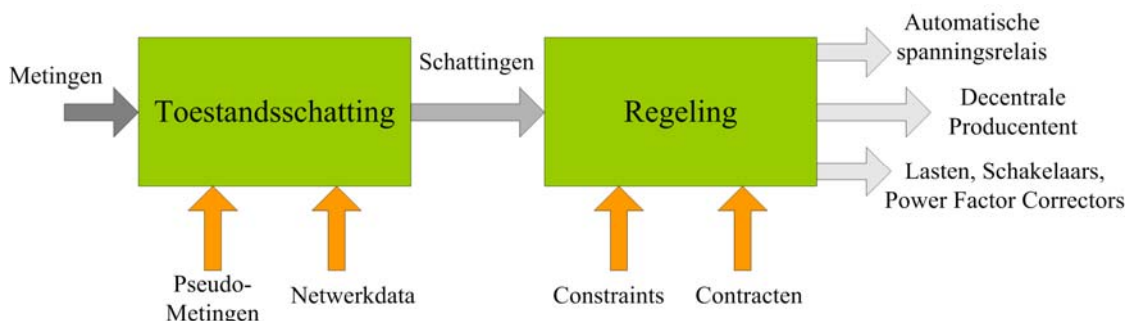


Fig. 15 Schets van de controller (DG-GRID)

Voorbeelden uit andere EU-landen: Aggregatie van decentrale productie

- **Virtual power plants**

TSOs en DSOs rekenen momenteel niet op decentrale productie-eenheden bij de uitbating van hun netten. Decentrale productie-eenheden bieden geen flexibele regeling aan omdat ze daartoe niet vereist zijn en er geen markt voor bestaat. Een eerste stap in het doorbreken van deze cyclus kan het opzetten van *Virtual Power Plants* (VPP) zijn waarin vele kleine eenheden geaggregeerd worden (Fig. 16). De naam VPP is reeds bekend in België in de vorm van 1200 MW die Electrabel veilt uit haar productiepark sinds 2003 op kwartaarbasis om een opening te creëren in de Belgische energiemarkt voor mededinging, maar in dit verband wordt er een andere implementatie mee bedoeld.

Het principe van VPPs komt in meerdere EU landen voor. In Duitsland bijvoorbeeld aggregeert STEAG 400 MW uit 22 productie-eenheden voor handel op de balancing markt in de 4 regelzones. Een VPP dient zich echter niet enkel toe te spitsen op echte productie. Door het aggregeren van kleine productie-eenheden, controleerbare lasten en opslag kan een VPP zich gedragen als één controleerbare eenheid naar de TSO of DNO toe, die transparante real-time informatie geeft over zijn werking en een betrouwbaardere output geeft en daardoor dichter kan aanleunen bij die werking van een conventionele productie-eenheid.

Een *commerciële* (niet locatiegebonden) VPP kan netondersteuning bieden onder de vorm van frequentieregeling. Een *fysische* (locatiegebonden) VPP kan bijdragen tot de regeling van spanning, vermogenstromen, stabiliteit en reservecapaciteit. Al deze diensten kunnen zowel op transmissie- als op distributieniveau een rol spelen. Hierbij moet dus opgemerkt worden dat decentrale eenheden niet alleen op lokale schaal netdiensten kunnen leveren, maar eventueel ook op power exchanges (Belpex) actief kunnen worden bij aggregatie.

Momenteel loopt een EU-demonstratieproject FENIX met testsites in Spanje (168MVA – middenspanning – commerciële VPP) en de UK (4MW – laagspanning – fysische VPP).

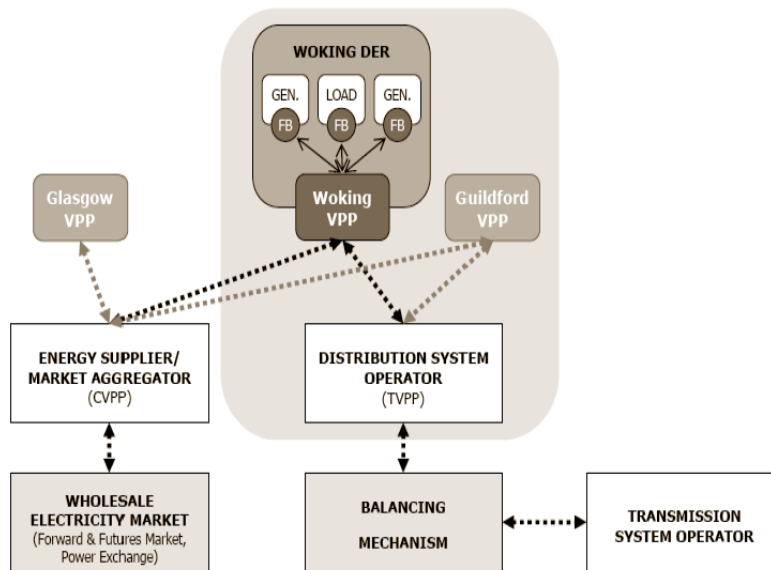


Fig. 16 Commerciële en fysieke VPPs

Cell-concept

Een andere visie om tot actieve netwerken te komen, gebaseerd op het aggregeren van decentrale productie-eenheden en lasten, is het 'cell'-concept uit Denemarken (Fig. 17). Op dit moment kent Denemarken reeds meer dan 50% decentrale energieproductie, voornamelijk omwille van WKK-eenheden en windenergie. Tot op heden leverde dit groot aandeel oncontroleerbare productie geen problemen door de sterke interconnectie met andere netten en markten. Het vooruitzicht van een doorgezette groei van decentrale energie in eigen land en daarbuiten vereist een nieuwe aanpak. Energinet stelt daarom als TSO een nieuwe visie van het net in West-Denemarken (het vasteland) voor gebaseerd op een actief netwerk van "cellen". Het elektriciteitsnetwerk wordt opgesplitst in cellen die lokaal geregeld worden en in eilandwerking kunnen en mogen gaan. Spanning, reactief vermogen en foutsituaties worden binnen een cel geregeld. Tussen verschillende cellen vindt 'onderhandeld' actief vermogentransport plaats. Uitbreiding van het hoogspanningsnet en het versterken van transformatoren wordt tot een minimum beperkt. Ook zijn de vaste tarieven voor WKKs vervangen door een marktsysteem, kunnen decentrale productie-eenheden meer netondersteunende diensten bieden en worden micro-WKKs geaggregeerd in VPPs.

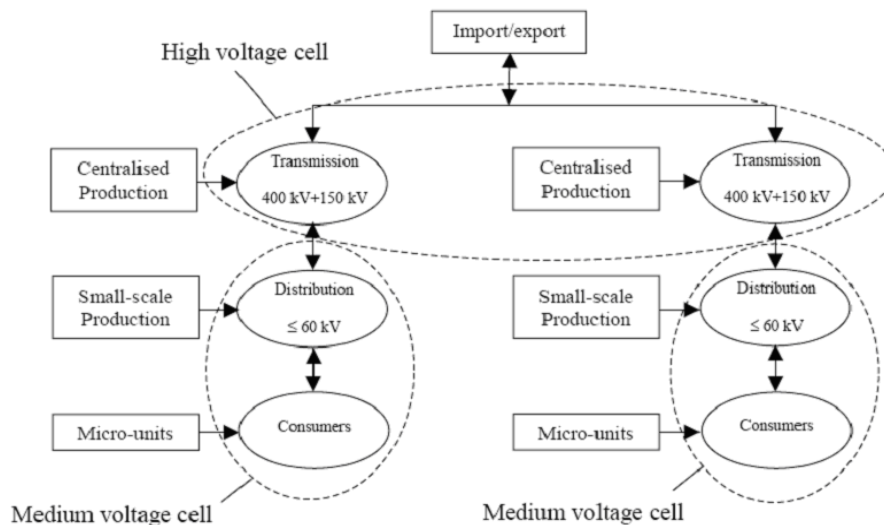


Fig. 17 Cell-concept in Denmark (Risoe)

Registered Power Zones (RPZ)

RPZ is een mechanisme in de UK dat DNOs aanspoort te investeren in het uitwerken en testen van nieuwe meer kosteffectieve methoden om productie aan te sluiten en uit te baten die specifiek voordelen bieden aan decentrale energieproductie en globale voordelen aan alle eindgebruikers. Waar de aansluiting van decentrale productie-eenheden normalerwijze een opbrengst van 1.5€/kW voor een periode van 20 jaren levert, wordt deze opbrengst bij connectie in een RPZ en met gebruikmaking van nieuwe technieken verhoogd tot 4.5€/kW in de eerste 5 jaren met een maximum van €500.000 per jaar. Momenteel hebben drie DNOs een RPZ opgezet.

Incentieven voor DNOs inzake investeren in onderzoek

In een competitieve markt is er een natuurlijk incentief voor bedrijven om in R&D te investeren. Dit ontbreekt in het gereguleerde monopolie van DNOs. Het is mogelijk om R&D kosten door te rekenen als publieke dienstverlening. Frankrijk, Italië en Denemarken verplichten DNOs te investeren in R&D. De kosten hiervan worden verrekend in de nettarieven. De meeste recente Europese richtlijn voorziet de mogelijkheid om dit overal toe te kunnen laten.

Een alternatief is Innovation Funding Incentive (IFI). IFI is een mechanisme in de UK dat DNOs aanspoort te investeren in R&D activiteiten die focussen op de technische aspecten van planning, uitbating en onderhoud van het netwerk. Hoofddoel is om de eindgebruikers meer voordeel te laten ondervinden door de efficiëntie van uitbating en investering te vergroten. Veel investeringen in R&D zijn op dit moment niet aantrekkelijk voor DNOs aangezien, door de gereguleerde winstmarge, slechts toegelaten is de opbrengsten van de eerste vijf jaren van een

investering in rekening te brengen waardoor de netto actuele waarde snel negatief wordt. Het IFI systeem laat DNOs toe om 0.5% van hun winstmarge te investeren in R&D op basis van het use-it-or-lose-it principe. Binnen deze limiet wordt op een termijn van vijf jaar gemiddeld 80% van de kosten doorgelaten. Het vereiste om een project deels zelf te financieren en de mogelijke opbrengst maken dat de DNO nog steeds een zeker risico en motivatie heeft wat het risico voor de eindgebruiker beperkt.

5.2.3 Stap 3 - Microgrids en autonome elektriciteitsnetten

Concept “microgrid”: Stap naar autonome(re) netwerken

Vanaf eind jaren '90 is er een trend die poogt af te stappen van het traditionele netmodel waarbij de generatie gekoppeld is met het transmissienet, dat op zijn beurt via (passieve) distributienetten de elektrische energie tot bij de verbruikers voert. Microgrids of autonome elektriciteitsnetten bestaan uit een beperkt aantal verbruikers (bijvoorbeeld een stads- of dorpswijk) op laagspanningsniveau, waarbij lokaal gedistribueerde energiebronnen samen met het distributienet de elektriciteitsvoorziening verzorgen.

Fig. 18 illustreert dit concept. Verscheidene gedistribueerde energiebronnen, zoals fotovoltaïsche installaties, WKK eenheden en energie-opslageenheden, zijn op laagspanningsniveau aangesloten op het microgrid. Via de static switch is het microgrid gekoppeld met het distributienet, waarmee een bilaterale energie-uitwisseling mogelijk is. Normalerweise wordt het vermogen (en de energie) van de gedistribueerde energiebronnen zodanig gedimensioneerd dat deze op zijn minst het kritische deel van de lokale verbruikers autonoom kunnen voeden (dit wil zeggen dat de energiebronnen geen steun van het distributienet nodig hebben om dat deel van de verbruikers te voeden). Op momenten van lokale piekbelasting wordt er elektrische energie vanuit het net opgenomen in de mate dat de lokale vraag naar energie de door de gedistribueerde energiebronnen leverbare energie overschrijdt. Indien de lokale gedistribueerde energiebronnen meer energie produceren dan door de lokale verbruikers wordt opgenomen, kan elektrische energie aan het net geleverd worden en wordt eventueel het energieniveau van de opslageenheden aangevuld.

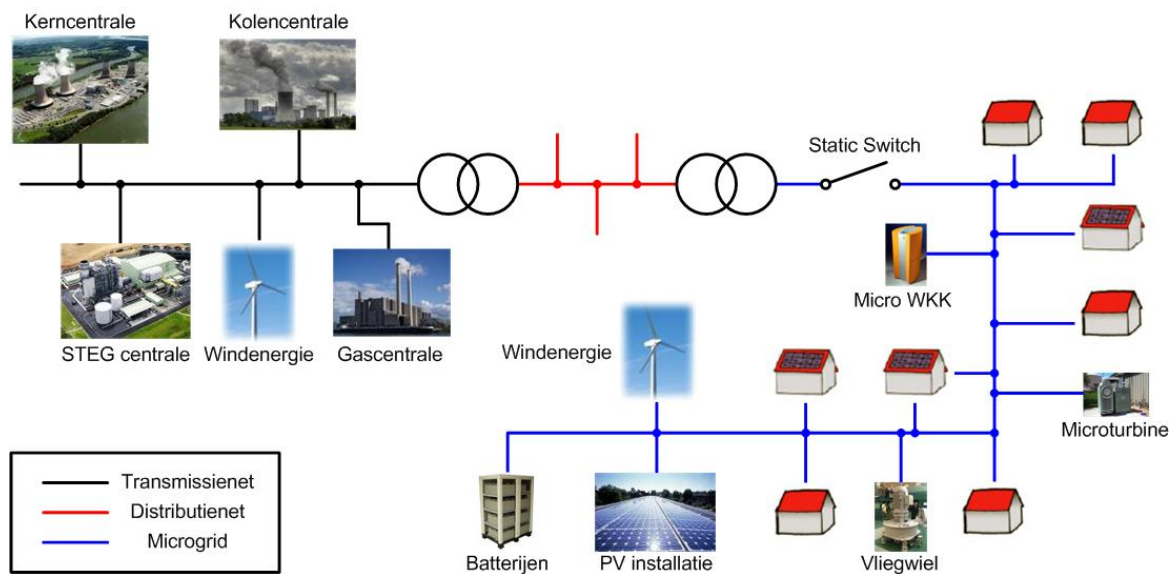


Fig. 18 Concept van een microgrid

Indien de energie-opslageenheden hun maximale energieniveau hebben bereikt en/of het uitvoeren van elektrische energie niet gewenst of toegelaten is, dient de vermogenlevering van een of meerdere lokale generatoren verlaagd te worden. Hierbij kan bijvoorbeeld voorrang gegeven worden aan de hernieuwbare energiebronnen en wordt de energieproductie van generatoren die gebruik maken van fossiele brandstoffen het eerst teruggeschroefd.

In het geval dat de kwaliteit van de netspanning niet langer voldoet aan de eisen gesteld door de normen (bijvoorbeeld EN50160) wordt de static switch geopend en werkt het microgrid als een autonoom eiland, geïsoleerd van het distributienet. Dit verhoogt de betrouwbaarheid van de elektrische energievoorziening naar de lokale verbruikers toe, in de mate dat de lokale bronnen de lokale lasten autonoom kunnen voeden. Alternatieve microgridtopologieën verdelen de lasten in kritische en niet-kritische lasten, waarbij de kritische verbruikers voorrang krijgen op de niet-kritische in geval de lokaal beschikbare energie niet toereikend is om aan de volledige lokale elektriciteitsvraag te voldoen.

Een belangrijk punt betreft niet-lineaire belastingen. Het is mogelijk dat de belasting van een lokaal net voor het grootste deel bestaat uit niet-lineaire verbruikers. De meeste netgekoppelde vermogen-elektronische omvormers gedragen zich op dit moment als spanningsgestuurde stroombronnen, met controle van de arbeidsfactor (die bij voorkeur zo dicht mogelijk naar 1 geregeld wordt). Een dergelijk gedrag kan conflicteren met de niet-lineaire lasten. Voor dergelijke situaties (lokaal net met hoog percentage niet-lineaire lasten) zou de regeling van de omvormers moeten worden aangepast, zodat minstens een deel van de omvormers instaat voor het leveren van de niet-lineaire laststroom. Tegelijk dient erop te worden gelet dat de spanningsvervorming binnen de grenzen van de geldende normen blijft.

De belangrijkste drijfveren voor het invoeren van een dergelijke netconfiguratie zijn de volgende:

- de microgridstructuur lijkt zeer geschikte nettopologie om de grootschalige introductie van gedistribueerde energiebronnen (waaronder ook enkele hernieuwbare bronnen en WKK) door te voeren, eventueel als alternatief voor het uitbreiden van de capaciteit van het elektriciteitsnet;
- het verhogen van de betrouwbaarheid van de elektrische energievoorziening voor klanten. Niet enkel power quality problemen kunnen (al dan niet deels) geremedieerd worden met het microgridconcept, ook de tijd dat aan een bepaalde klant geen elektrische energie geleverd wordt kan met deze topologie gereduceerd worden en
- Daar de microgridtopologie toelaat om een belangrijke hoeveelheid gedistribueerde energiebronnen, met een relatief klein vermogen en lage constructiekosten, te introduceren in het elektriciteitsnet, is het eveneens interessant voor investeerders.

Werkingsmodes

Een belangrijke eigenschap van de microgridtopologie is dat de gedistribueerde energiebronnen, of tenminste een deel ervan, in eilandwerking de spanning en frequentie van het microgrid dienen te regelen. Daar waar de netkoppeling van gedistribueerde opwekkingseenheden tijdens storingen op het net nu in de meeste landen van het net wordt verbroken, teneinde eilandvorming tegen te gaan, moeten deze bronnen in het microgridconcept operationeel blijven en actief ondersteuning bieden aan de regeling van spanning en frequentie, zodat de gebruikers (en zeker het kritische deel van de lasten) zo weinig mogelijk merken van de storingen op het distributienet en de omschakeling van een netgekoppeld bedrijf naar eilandwerking.

Op dit moment is het geïnstalleerde vermogen aan gedistribueerde opwekking zeer klein in vergelijking met het vermogen van de grote elektriciteitscentrales, waardoor de regeling van spanning en frequentie enkel door deze laatste groep wordt gedaan. Naarmate de hoeveelheid gedistribueerde energiebronnen toeneemt (in absolute zin en ook relatief ten opzichte van de centrale productie-eenheden), wordt het ook hoe langer hoe moeilijker om deze eenheden uit te sluiten van deelname in de regeling van spanning en frequentie van het grote net. Volgens dit scenario zouden de gedistribueerde energiebronnen dus niet enkel tijdens eilandbedrijf de spanning en frequentie (in dit geval lokaal) regelen, maar ook in netgekoppelde werking ondersteuning bieden aan de spanning en frequentie van het volledige net. Daar waar gedistribueerde opwekking nu vooral wordt uitgebraat in PQ-mode (wat betekent dat deze bronnen een bepaald actief en reactief vermogen dienen uit te wisselen met het net, wat overeenkomt met werking als spanningsgeregelde stroombron), zullen in de toekomst volgens het hogerbeschreven scenario meer en meer gedistribueerde energiebronnen als spanningsbron worden uitgebraat.

Regeling autonome netten

Om ondersteuning van spanning en frequentie door deze bronnen toe te laten (hetzij in eilandbedrijf, hetzij in netgekoppelde werking), heeft men de keuze tussen verschillende regelstrategieën. Vele types van gedistribueerde energiebronnen worden met behulp van een vermogenelektronische omvormer met het (micro)net en de lasten gekoppeld. Door het toepassen van een adequaat regelschema voor deze omvormer kan men ervoor zorgen dat de energiebron aan spannings- en frequentieondersteuning doet, eerder dan een bepaald vast actief en reactief vermogen uit te wisselen met het net. Een veelgebruikte regelmethode voor omvormergekoppelde gedistribueerde energiebronnen is “droopregeling”. Deze methode wordt eveneens gebruikt voor de primaire regeling van de grote synchrone machines in elektriciteitscentrales en bestaat erin dat de energiebron het met het net uitgewisselde actieve en reactieve vermogen evenredig aanpast rekening houdend met de waarde van de netfrequentie en –spanningsamplitude. In netten met een overwegend inductieve lijnimpedantie heeft de actief vermogenuitwisseling de meeste invloed op de frequentie en de reactieve vermogenuitwisseling op de spanningsamplitude. Indien de lijnimpedantie overwegend resistief is, bijv. in kabelnetten, verandert dit verband en worden spanningsamplitude en –frequentie het meest beïnvloed door het uitgewisselde actieve respectievelijk reactieve vermogen, wat maakt dat de klassieke droopregeling in typische laagspanningsnetten niet zo eenvoudig is.

Het regelen van frequentie en spanning in het elektriciteitsnet omvat drie grote stappen:

- de primaire regeling: in geval van een (significante) lastvariatie, wijken de spanningsamplitude en/of –frequentie initieel af van hun normale waarde. Het doel van de primaire regeling is de afwijking van deze grootheden ten opzichte van hun nominale waarde te stoppen door de gegenereerde elektrische energie weer gelijk te maken aan de geconsumeerde elektrische energie, zodat spanningsamplitude en –frequentie op een bepaalde waarde (die normalerwijze niet gelijk is aan de nominale waarde, maar wel binnen de toegelaten grenzen errond ligt) stabiliseren. Een typische waarde voor de tijdsconstante van dit proces is 15 s.
- de secundaire regeling: nadat de primaire regeling de afwijking van de spanningsamplitude en –frequentie ten opzichte van hun nominale waarde op een zekere waarde heeft gestabiliseerd, is het de taak van de secundaire regeling om de spanningsamplitude en –frequentie weer naar hun nominale waarde te brengen. De secundaire regelactie is dus een optimalisatie van de primaire regelactie op vlak van power quality. Een typische waarde voor de tijdsconstante van dit proces is 1 tot 2 minuten.
- de tertiaire regeling: na het uitvoeren van de secundaire regeling zijn de spanningsamplitude en –frequentie weer op hun nominale waarde gebracht (of verschillen ze hier niet significant van), maar de nieuwe situatie van de energiebronnen (bepaalde generatoren gaan na de secundaire regelactie een bepaald vermogen meer of minder produceren ten opzichte van de toestand ervoor) is niet noodzakelijk de meest economisch optimale. De tertiaire regeling

herverdeelt de secundaire regelactie zodat spanning en frequentie hun nominale waarde behouden en de generatie van het vermogen door de verschillende energiebronnen zo economisch mogelijk gebeurt. De tertiaire regelactie is dus een optimalisatie van de primaire (en secundaire) regelactie op vlak van economie. Een typische waarde voor de tijdsconstante van dit proces is 15 tot 30 minuten. Op dit punt is de regeling dus gekoppeld met een vorm van marktwerking.

Daar waar voor het berekenen en uitvoeren van de secundaire en tertiaire regelacties steeds communicatie tussen de verschillende deelnemende energiebronnen nodig is, is dit voor de primaire regeling niet het geval. Droopregeling maakt het mogelijk om de primaire regeling van spanning en frequentie te laten gebeuren zonder de noodzaak van communicatie tussen de verschillende bronnen. Er bestaan andere technieken (bijvoorbeeld master-slave regeling, waarbij er 1 master-eenheid is die de referenties voor alle slave-eenheden bepaalt) waar ook voor de primaire regeling communicatie tussen de bronnen vereist is, wat de betrouwbaarheid van dergelijke technieken verlaagt en de kostprijs ervan kan verhogen.

Enkele veelgebruikte regelstrategieën voor gedistribueerde energiebronnen gekoppeld met een microgrid zijn:

- alle gedistribueerde opwekkingseenheden en de energieopslageenheden werken tijdens eilandbedrijf volgens een droopregelschema, waarbij ze hun uitgangsvermogen variëren op basis van de lokale spanningsamplitude en de frequentie. Er kan hier al dan niet rekening gehouden worden met de aard van de netimpedantie voor het bepalen van de droopkarakteristieken. In netgekoppeld bedrijf werken de energiebronnen in PQ-mode.
- de energieopslageenheden werken volgens een droopregelschema, terwijl de gedistribueerde generatoren in PQ-mode blijven werken. De vermogenreferenties van de generatoren worden zo aangepast dat de frequentie en spanningsamplitude gelijk blijven aan de nominale waarde. De energieopslageenheid vangt eventuele laststappen op.
- in een variant op de vorige methode kunnen de opslageenheden ook het door het net geleverde actief en reactief vermogen leveren (en dus eigenlijk de secundaire regelactie voor hun rekening nemen) op het moment dat er van netgekoppeld bedrijf naar eilandwerking wordt overgegaan. Nadien worden de droopcurves van de generatoren zodanig verschoven dat de frequentie en spanning op hun nominale waarde worden geregeld en daar gehouden.
- de gedistribueerde generatoren hebben elk een energieopslageenheid (bijvoorbeeld een batterijenbank) gekoppeld met de DC-bus van de vermogenelektronische omvormer die gebruikt wordt voor het realiseren van de netkoppeling. De bronnen werken zowel in netgekoppeld bedrijf als tijdens eilandwerking volgens een droopregelschema. Dit concept leidt in principe tot een systeem dat *peer-to-peer* (er is geen master-eenheid of eenheid wiens correcte werking kritisch is voor de werking van het systeem, het systeem heeft als het ware een compleet vlakke hiërarchie) en *plug-and-play* (een nieuwe eenheid kan zonder

problemen op gelijk welke plaats toegevoegd worden zonder dat het systeem moet worden geherconfigureerd of stilgelegd) is.

Buitenlandse voorbeelden

Verscheidene demonstratieprojecten lopen op dit moment reeds of zijn in voorbereiding, teneinde de haalbaarheid en impact van het microgridconcept in de praktijk te beproeven. In Europa zijn de voornaamste testsites de volgende:

- *Microgrid op het eiland Kythnos (Griekenland)*: hier worden 12 huizen voorzien van elektriciteit door een eilandnet, met 12 kW fotovoltaïsche systemen, twee batterijbanken met een energie-inhoud van 53 kWh resp. 32 kWh en een 5kW dieselgenerator. Hiermee worden ook de nodige monitoring en communicatiefaciliteiten gevoed. De gebruikte sturing is master-slave regeling.
- *Vakantiepark Bronsbergen te Zutphen (Nederland)*: Continuon realiseerde hier een autonoom net met fotovoltaïsche systemen en batterijen als energieopslag. Dit net kan zowel gekoppeld met het distributienet als in eiland werken. Momenteel zijn 108 vakantiehuizen reeds voorzien van een fotovoltaïsche installatie.
- *Residentieel demonstratieproject te Mannheim-Wallstadt (Duitsland)*: MVV plant een microgrid te installeren voor een groep van 1200 inwoners. In de zomer van 2006 werd reeds een eerste stap genomen met de installatie van 30 kW aan fotovoltaïsche installaties en een groep van 20 huizen en 1 gemeentelijk gebouw, waarbij de verbruikers door prijsincentieven werden aangespoord om hun verbruik af te stemmen op de productie van de fotovoltaïsche systemen.

In de Verenigde Staten is het CERTS microgrid het meest voorname project op dit vlak. Dit systeem werd eerst op laboratoriumniveau onderzocht en uitgebouwd aan de universiteit van Wisconsin-Madison. Het microgrid wordt op dit moment getest in het Dolan Technology Center in Columbus, Ohio en bevat 3 Tecogen dieselgeneratoren van 60 kW elk (met synchrone generatoren en vermogenelektronische omvormers om variabele snelheidswerking en spannings- en frequentiedroopregeling toe te laten). Dit systeem kan zowel in netgekoppelde als in eilandwerking gebruikt worden. Verder plant General Electric een project rond energiemangement in microgrids, waarbij op een campus met meerdere gebouwen een microgrid met meerdere types van gedistribueerde energiebronnen (waaronder bronnen van hernieuwbare aard) zal worden uitgebouwd en de regeling van de hoeveelheid vermogen die elke bron uitwisselt met het net zodanig dat het rendement, de werkingskosten, de schadelijke emissies,... geminimaliseerd worden.

Japan is op dit moment wereldleider op vlak van microgrid demonstratieprojecten (de grote belangstelling is o.a te verklaren door de motivatie om verder te kunnen werken na aardbevingen), waaronder:

- *Het Aomori project in Hachinohe:* hierbij worden zeven stedelijke bestuursgebouwen van energie (elektriciteit en warmte) voorzien door een microgrid met een biomassa-installatie, drie 170 kW gasturbines, 100 kW aan windturbines, 80 kW aan fotovoltaïsche installaties en een batterijenbank van 100 kW. Tussen november 2005 en juli 2006 bleek de consumptie van primaire energie te zijn gedaald met 57.3 % (te wijten aan verlaagde import uit het grote elektriciteitsnet) en de uitstoot van CO₂ was gedaald met 47.8 %. In de toekomst wordt nog een test voorzien waarbij het volledige systeem een week lang in eilandbedrijf zal werken.
- *Het Aichi project op Central Japan Airport te Tokoname:* hier werd een microgrid uitgebouwd bestaande uit verschillende types brandstofcellen (met een totaal geïnstalleerd vermogen van 1420 kW), 330 kW aan fotovoltaïsche installaties en een NaS-batterijenbank van 500 kW. Dit systeem kan zowel netgekoppeld als in eilandbedrijf werken.
- *Het Kyoto project te Kyotango:* hier wordt een microgrid uitgebouwd met 50 kW aan fotovoltaïsche systemen, 50 kW aan windturbines, 400 kW aan biogasturbines, een 250 kW brandstofcel (Molten Carbonate Fuel Cell of MCFC) en een batterijenbank van 100 kW. Het systeem heeft een regelcentrum dat via IP communicatie over het publieke communicatienetwerk met de energiebronnen communiceert om vraag en aanbod van elektriciteit in evenwicht te houden, waarbij zowel netgekoppelde als eilandwerking mogelijk is. Ook kunnen onbalansen in de driefasige spanningen binnen de 5 minuten worden weggewerkt, korte responsietijden zijn voorzien voor de nabije toekomst.

Microgrids in Vlaanderen?

Voor Vlaanderen is het invoeren van een microgridtopologie eerder een lange termijn ontwikkeling. De betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening langs het transmissienet is op dit moment zeer hoog in Vlaanderen. In deze optiek zou een microgridstructuur weinig verbetering brengen op vlak van betrouwbaarheid. In een verre toekomst kan dit uiteraard veranderen.

Anderzijds kan het invoeren van een microgridstructuur de introductie van gedistribueerde energiebronnen, waaronder bronnen van hernieuwbare aard, vergemakkelijken en kunnen op die manier ondermeer de uitstoot van broeikasgassen en de verliezen in de lijnen ten gevolge van het elektriciteitstransport verminderd worden. Veel hangt af van de ontwikkeling van de verschillende technologieën (fotovoltaïsche installaties, windturbines (groot- en kleinschalig), WKK,...), zowel op technisch (efficiëntie van conversie, nominaal vermogen,...) als op economisch (kostprijs per kW of kWh, terugbetaalperiode,...) vlak. Een ander belangrijk punt is energieopslag: dit element is noodzakelijk voor het invoeren van een microgridstructuur en wint aan belang naarmate er meer bronnen met intermitterende productie (bijvoorbeeld fotovoltaïsche systemen of windturbines) of met productie afhankelijk van een bepaald proces (bijvoorbeeld WKK-eenheden waarbij de productie van elektriciteit bepaald wordt door de hoeveelheid warmte die op een bepaald moment wordt gevraagd voor een bepaald industrieel proces of voor het verwarmen van een ruimte) lokaal geïnstalleerd zijn. Ook hier zijn zowel op

technisch als economisch vlak nog ontwikkelingen nodig om de verschillende technologieën te kunnen toepassen in een praktische microgridstructuur.

Er zal gekeken moeten worden in welke mate er aanpassingen gedaan moeten worden aan de huidige infrastructuur van het distributienet om toepassing van het microgridconcept mogelijk te maken. De communicatie nodig voor de correcte werking van het microgrid kan in principe langs reeds beschikbare publieke netwerken verlopen, waarvan de verspreiding zodanig is dat hier weinig extra werkzaamheden voor moeten worden uitgevoerd.

Beveiliging is eveneens een belangrijk element. De bestaande distributienetbeveiligingsmethodes zullen moeten worden herbekeken indien de microgridtopologie wordt ingevoerd. In plaats van unidirectionele vermogenstromen (zoals deze nu bestaan van het transmissienet over het distributienet naar de verbruikers) zullen met het microgridconcept overal bidirectionele vermogenstromen over het distributienet mogelijk zijn, wat niet compatibel is met sommige beveiligingsmethodes. Vaak worden op heden overstroombeveiligingen gebruikt om het systeem te beschermen in geval van een fout. Het net kan inderdaad een zeer grote kortsluitstroom leveren. De vraag is of dit in een microgrid met een hoge penetratie aan omvormergekoppelde energiebronnen (met beperkte stroomlimieten) in eilandbedrijf nog steeds bruikbaar is; na verloop van tijd merkt men fouten eerder op a.d.h.v. spanningsstoring dan aan overstromen (Loix, Wijnhoven, Deconinck & Driesen, 2009). Wel dienen de omstandigheden tijdens een fout en tijdens normale werking eenduidig van elkaar te kunnen worden onderscheiden. In een driefasig vierdraadsnet gedragen derde orde harmonischen zich als homopolaire stromen, net zoals de foutstromen in bepaalde types fouten. Het niveau van deze harmonische stromen is net- en tijdsspecifiek, zodat de instellingen van de beveiliging niet algemeen vastgelegd kunnen worden, maar geval tot geval bekeken moet worden.

Op heden wordt gedistribueerde energiebronnen van het net gekoppeld indien er een fout optreedt, terwijl dit in het microgridconcept net niet mag gebeuren. De beveiligingsstrategie voor het microgrid moet zowel voor netgekoppelde werking als voor eilandbedrijf geschikt zijn. Een voorbeeld van een dergelijke strategie gebruikt de meting van de differentiële stroom, de inverse en homopolaire stroom om uitsluitel te kunnen geven over de aard en locatie van de fout in een microgridsysteem, en zodoende een zo selectief mogelijke beveiliging te kunnen garanderen.

5.3 Hoofdscenario 3 - Plug-in elektrische voertuigen: de DNB als vlootmanager?

5.3.1 Plug-in hybride voertuigen

Alternatieve voertuigen worden steeds populairder. Belangrijke drijfveren voor de ontwikkeling van alternatieve voertuigen zijn de grote afhankelijkheid van de meeste landen van geïmporteerde fossiele brandstoffen en de stijgende brandstofprijzen. Het stijgend belang voor energie efficiëntie en de tendens om de emissies te reduceren in het kader van de Kyoto-bepalingen is een andere belangrijke drijfveer. Hybride voertuigen zijn momenteel commercieel beschikbaar en Plug-in hybride elektrische voertuigen (PHEVs) zijn de volgende stap in de evolutie van de hybride en elektrische voertuigen. De eerste PHEVs zijn momenteel al op de markt als geconvergeerde Prius-voertuigen. Binnen 5 à 10 jaar worden de PHEVs met een extended range verwacht.

Er zijn nog veel hindernissen die genomen moeten worden vooraleer de PHEVs volledig commercieel beschikbaar zullen zijn. De grootste hindernis voor deze voertuigen is de kostprijs die vooral veroorzaakt wordt door de extra batterijen. PHEVs zijn ongeveer € 10.000 duurder vergeleken met conventionele voertuigen met dezelfde grootte en performantie. Als het aantal PHEVs stijgt, dan gaat dit gepaard met een stijging van de productie van de batterijen, waardoor de prijs van de batterijen ook gaat dalen, zoals getoond in Tabel 2.

Het uitbreiden van een PHEV-vloot kan op verschillende manieren gestimuleerd worden. PHEVs kunnen gebruikt worden als duurzame leasingwagens of als taxi. Ook in het openbaar vervoer kunnen de PHEVs hun intreden nemen. Het grote voordeel van deze voertuigen ten opzichte van voertuigen aangedreven door brandstofcellen is het feit dat de infrastructuur voor het opladen van de batterijen al aanwezig is, hoewel aanpassingen misschien wel nodig zullen zijn.

Vehicle Type	Battery Capac. (kWh)	Cell Capac. (Ah)	500MWh/year 20k Batteries/year			2500 MWh/year 100k Batteries/Year		
			Product. Rate (MWh/y)	Module Cost (\$/kWh)	Battery Cost (\$)	Product. Rate (MWh/y)	Module Cost (\$/kWh)	Battery Cost (\$)
FPBEV	40	120	500	285	13,680	2500	195	9,285
			800	255	12,240	4000	175	8,395
Small EV	25	45	500	380	11,875	2500	260	8,150
			20			100		
PHEV-40	14	45	500	380	7,075	2500	260	4,850
			280	435	8,350	1400	300	5,585
PHEV-20	7	30	500	435	4,305	2500	295	2,750
			140	595	5,190	700	405	4,025
PHEV-10	4	15	500	575	3,265	2500	395	2,240
			80	880	4,990	400	605	3,445
Full HEV	2	7	500	805	2,420	2500	550	1,650
			40	1,465	4,395	200	1,010	3,025

Tabel 2 Informatie over de batterijen.

5.3.2 Het opladen van PHEVs

De twee voornaamste plaatsen waar deze voertuigen opgeladen kunnen worden is op publieke parkings of in residentiële woningen. Het standaard stopcontact voorzien in de garages van deze woningen is hiervoor voldoende. Dit wil zeggen 230 V en 16 A. Een plaats waar vele wagens gedurende een lange tijd stil staan is op de parking van grote bedrijven. Dit geeft de mogelijkheid om de voertuigen op één plaats op te laden. Andere grote parkings (bijvoorbeeld aan metrostations) hebben deze mogelijkheid ook. Zulke parkings kunnen werken met zwaardere aansluitingen waardoor het opladen sneller kan gebeuren. Eventueel kunnen er ook aansluitingen op een hogere spanning voorzien worden. Zij zijn dus niet gebonden aan de 230 V van het distributienet.

Het opladen van de voertuigen in woningen gebeurt via het distributienet. De distributienetbeheerder gaat hier dan ook een belangrijke rol spelen. Momenteel zorgt hij voor het uitbaten, onderhoud, uitbreiding en verbetering van het net. Door het opladen van de voertuigen gaan zijn taken uitbreiden. Het zal nodig zijn om het tijdstip van opladen en het oplaadvermogen te bepalen om te vermijden dat het distributienet niet overbelast gaat worden. PHEVs worden beschouwd als ideale stuurbare lasten. De distributienetbeheerder wil graag de lijnverliezen zo laag mogelijk houden en overbelasting van het net vermijden.

De huidige taken van de Energy Service Company zijn het beheren van het energiemangement. In de toekomst zouden die taken uitgebreid kunnen worden met het management van de elektrische vloot. Het opladen van de voertuigen zou kunnen gecontroleerd worden door gebruik te maken van bijvoorbeeld smart metering.

5.3.3 Verzwaring van het distributienet.

Een verzwaring van het distributienet zal zeker nodig zijn wanneer we het opladen van de voertuigen niet gaan controleren. Bij ongecontroleerd opladen worden de voertuigen 's avonds ingestoken, waardoor het opladen van de voertuigen samenvalt met de avondpiek. Het opladen van voertuigen zal maar een paar procent zijn van het totale elektriciteitsverbruik, maar dit kan wel voor problemen zorgen als dit samen valt met een piek in het elektriciteitsverbruik. De nodige energie om een batterij op te laden mag ook niet onderschat worden. Men mag gerust aannemen dat een batterij van 10 kWh niet overdreven is. Als deze batterij iedere nacht opgeladen moet worden, dan geeft dit een jaarlijks verbruik van ongeveer 3500 kWh/jaar. Het jaarlijks huishoudelijk verbruik is ook 3500 kWh/jaar. Dit zou dus een verdubbeling zijn van het elektrisch energieverbruik per jaar. Meteen is duidelijk dat dit niet zomaar verwaarloosd kan worden.

Gecontroleerd opladen van de voertuigen zorgt voor een verbetering van de benutting van het distributienet ten opzichte van ongecontroleerd opladen. Hierdoor worden de voertuigen niet

opgeladen op het moment dat er ook een piek is in het elektriciteitsgebruik voor de huishoudens, maar worden de voertuigen voornamelijk tijdens de nacht opgeladen wanneer het verbruik het laagste is. Een manier om dit te doen, is om de lijnverliezen te minimaliseren en zo het optimaal oplaadprofiel te bepalen. Het moment, de duur en de plaats van het opladen bepaalt de mate waarin het distributienet aangepast moet worden.

Een ander mogelijkheid is om twee sets van batterijen te gebruiken. Op die manier kan er altijd een batterij opladen en kan dit ook overdag gebeuren. Dit is vooral interessant in combinatie met hernieuwbare energie.

Het invoeren van openbare oplaadpunten zou de situatie aanzienlijk vergemakkelijken daar deze gemakkelijker te controleren zijn.

5.3.4 Hernieuwbare bronnen en WKK

De combinatie van PHEVs met hernieuwbare bronnen en WKKs is zeker een optie. Een van de problemen met hernieuwbare bronnen is hun fluctuerend karakter. PHEVs kunnen hiermee ideaal gecombineerd worden omdat de batterijen voor energieopslag kunnen zorgen. Er is zelfs sprake om WKKs niet meer aan het net te koppelen, maar ze direct te koppelen aan de voertuigen. We spreken hier dan vooral over professionele vloten zoals interventiewagens, postvoertuigen en dergelijke.

5.3.5 Vehicle-to-grid

Ook vehicle-to-grid (V2G) is een mogelijkheid voor plug-in hybride elektrische voertuigen. V2G wil zeggen dat de batterijen niet alleen energie opnemen van het net, maar ook hun opgeslagen energie terug kunnen afgeven in de plaats van te gebruiken voor de aandrijving van de elektromotor.

De batterijen kunnen vooral ingezet worden voor de primaire en secundaire regeling van de netten. Een voorbeeld hiervan zijn de draaiende reserves. Het grote voordeel is dat de batterijen niet alleen energie kunnen afgeven op het moment dat de frequentie van het net te laag is, maar ook energie kunnen opnemen in het geval van een te hoge netfrequentie. Ze kunnen dus zowel aan positieve als aan negatieve regeling doen. Het voordeel is ook dat de batterijen en supercapaciteiten snel kunnen reageren. Voor de primaire regeling kunnen de batterijen energie aan het net leveren wanneer de netfrequentie lager is dan 49.8 Hz. De primaire regeling duurt maar 30 seconden waardoor de snelle reactie van de supercapaciteiten hiervoor zeer geschikt is. Voor de secundaire controle moeten de PHEVs energie van 30 seconden tot 15 minuten na het ongeval beschikbaar zijn. Dit kan duur worden. Voor piekvermogen is de energie van de PHEVs te duur.

5.3.6 Fiscaliteit

Mogelijkerwijs kan men voor rijstroom zoals in andere landen een verschillend tarief gaan hanteren.

5.3.7 Leasing van de batterijen

Het verhuren van batterijen is ook een optie. De meerkost van de PHEVs komt ongeveer overeen met de kostprijs van de batterijen. Het verhuren van de batterijen geeft de mogelijkheid om de instapkost lager te maken. De batterijen dienen wel verder ontwikkeld te worden.

5.3.8 Conclusie

Het is voor het ogenblik nog onduidelijk in welke mate PHEVs gaan doorbreken. Hoe groter de penetratiegraad van PHEVs, hoe belangrijker het wordt om het opladen te controleren om het distributienet niet te overbelasten. Dit kan aangepakt worden met smart metering waarover men in appendix 16 een uitgebreide synthese vindt.

5.4 Hoofdscenario 4 – waterstof in het aardgasnetwerk

5.4.1 Inleiding

De uitputting van de voornaamste fossiele brandstoffen, olie en aardgas, lijkt momenteel een probleem ver in de toekomst. Niettemin wijzen recente data erop dat dit voor onze kinderen en kleinkinderen een reëel probleem dreigt te worden. Tegen het huidige productieniveau en consumptie kan wereldwijd met de bewezen olie- en aardgasreserves nog ongeveer 40, respectievelijk bijna 65 jaar aan onze energiebehoeften voldaan worden¹²⁴. Het verder zoeken naar en exploiteren van nieuwe fossiele bronnen is in deze context weliswaar een tijdelijke maar zeker geen duurzame oplossing. In het beste geval wordt de depletie van olie en aardgas met enkele tientallen jaren uitgesteld, maar tegelijkertijd worden ook de klimatologische effecten, die het gebruik van fossiele brandstoffen met zich meebrengen, over het hoofd gezien. Momenteel lijkt het gebruik van waterstof als energiedrager een interessant alternatief voor het directe gebruik van de fossiele brandstoffen, deels omdat het kan gebruikt worden als opslagmedium ter aanvulling van fluctuerende, hernieuwbare energiebronnen (wind, zon, water, ...).

5.4.2 State-of-the-art

Aangezien waterstof (H₂) niet als dusdanig in de vrije natuur voorkomt, heeft het weinig zin enkel zijn opslagfunctie te bestuderen, maar dient – net als bij elke brandstof – ook de productie, transport, distributie en eindgebruik bekeken te worden.

Momenteel gebeurt meer dan 90% van de wereldwijde waterstofproductie door middel van reforming, het thermochemisch kraken van koolwaterstoffen. Deze technologie is zo goed als volledig ontwikkeld, zowel op grote (enkele MW) als op kleine schaal (< 100 kW). Naast reforming is elektrolyse eveneens een commerciële productietechnologie, waarbij waterstof elektrochemisch wordt aangemaakt uit water met behulp van elektriciteit. Een derde methode, die momenteel volop in de ontwikkelingsfase zit, is het vergassen van steenkool, biomassa of afval. De rendementen van deze productiemethoden variëren van 75-80% voor reforming, van 56-75% voor elektrolyse en van 60-80% voor gasificatie. Net als bij om het even welke energiedrager echter, dient het nut van het gebruik van waterstof voor welbepaalde toepassingen zorgvuldig bekeken te worden aan de hand van een volledige keten- of levenscyclusanalyse (Ogden, 2001), (Ivy, 2004).

¹²⁴ BP.com, BP statistical review of world energy 2007, <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>.

De belangrijkste methoden voor het stockeren van waterstof zijn de opslag als gecomprimeerd gas, als een vloeistof of als een metaalhydride. Elke technologie heeft zijn voor- en nadelen en probeert een oplossing te bieden voor de lage volumetrische energiedichtheid van waterstof. Bij opslag als een gecomprimeerd gas lopen de gebruikte drukken momenteel op tot 500 bar. Prototypes gaan tot 1000 bar maar zijn verre van commercieel. Door de strenge materiaalvereisten zijn de opslagvaten vaak erg zwaar en duur. Het vloeibaar maken van waterstof is mogelijk door afkoeling tot -253 °C. Het energie-intensieve proces dat hiervoor nodig is werpt echter vaak een schaduw op de hoge volumetrische energiedichtheid van vloeibare waterstof.

Waterstof kan op verschillende manieren getransporteerd worden. Het kiezen van de ideale transport- of distributiemethode hangt af van de hoeveelheid waterstof, de toestand waarin het zich bevindt (gas of vloeistof) en de te overbruggen afstand. Voor grote hoeveelheden is gasvormige waterstof door een pijpleiding de beste oplossing, voor lange afstanden (enkele honderden kilometers) is vloeibaar waterstoftransport per vrachtwagen of per boot vaak het meest aangewezen (Amos, 1998).

Wat het eindgebruik van waterstof betreft, is het gebruik van brandstofcellen of klassieke verbrandingstechnologieën het meest voor de hand liggend. Het hoge omzettingsrendement is ongetwijfeld de grootste troef van brandstofcellen, maar dit wordt momenteel nog tegengewerkt door de beperkte levensduur en zeer hoge prijzen. Een meer gedetailleerd overzicht van de brandstofceltechnologie kan worden teruggevonden in appendix 8. Wanneer waterstof verbrand wordt in een inwendige verbrandingsmotor, worden iets hogere rendementen gehaald (i.v.m. verbranding van klassieke brandstoffen) en is water het enige afvalproduct. Hoewel er reeds tal van succesvolle experimenten zijn uitgevoerd, zorgen veiligheidsaspecten en materiaalvereisten er nog voor dat deze technologie nog verre van commercieel is. In principe kan waterstof ook gewoon verbrand worden in klassieke boilers, maar dit vereist wel enige aanpassingen aan de bestaande installaties op het vlak van afdichtingen, vlamstabiliteit en veiligheid (Vanderoost, Vannoppen, 2004).

5.4.3 Roadmap

Wat betreft de productie van waterstof, zijn er naast de 'klassieke' technologieën nog tal van andere pistes die onderzocht en getest worden. De voornaamste hiervan zijn de fotobiologische en fotochemische processen, de directe reductie van ijzer en thermisch-nucleaire productie (jodium-zwavel cyclus). Fig. 19 geeft een overzicht van de evolutie van de verschillende productieprocessen gedurende de komende decennia.

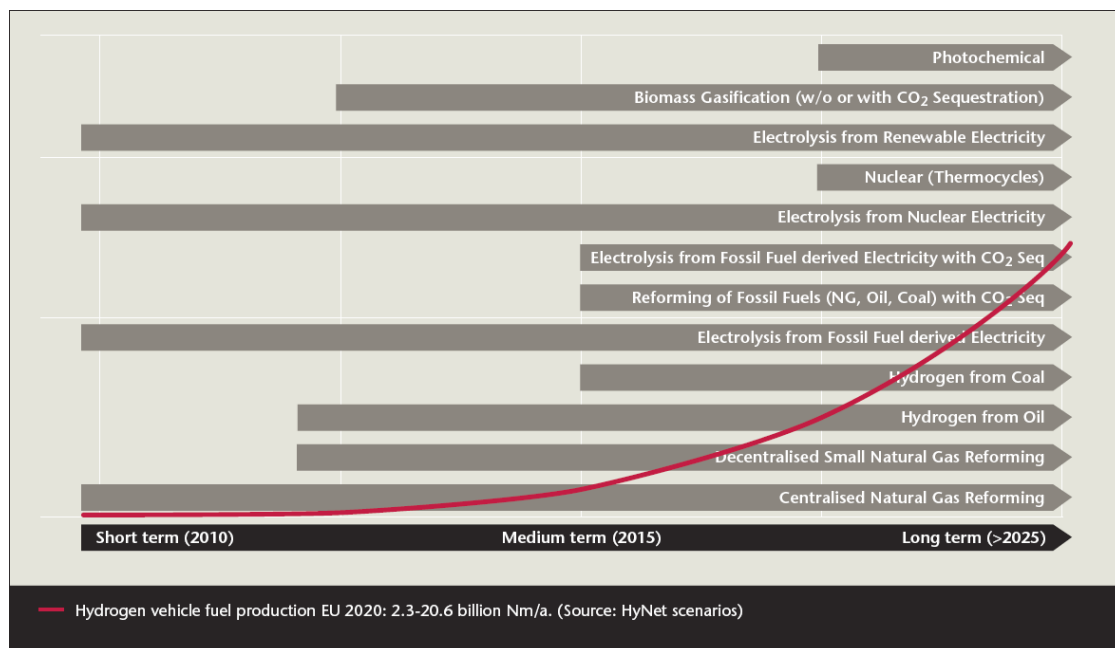


Fig. 19 Tijdslijn voor de verschillende waterstofproductietechnologieën (HyNet)

Bij de productie van waterstof uit aardgas en steenkool wordt onvermijdelijk een significante hoeveelheid CO₂ uitgestoten. Dit strookt uiteraard niet met de duurzame energievoorziening die we wensen te bereiken. Het afvangen en stockeren van de vrijgekomen hoeveelheid CO₂ kan hiervoor een oplossing bieden. Verschillende afvangtechnologieën zijn reeds met succes getest en momenteel wordt intensief onderzoek gedaan naar de mogelijkheden om deze CO₂ op een veilige en langdurige manier op te slaan (IEA, 2004). Het is echter zeer onwaarschijnlijk dat deze technologie voor 2030 commercieel beschikbaar zal zijn¹²⁵.

Ook voor de opslag van waterstof zelf worden nog verscheidene opties onderzocht, waaronder koolstofnanovezels, glazen microsferen, vloeibare hydrides, ammoniak, adsorptie en ondergrondse opslag in poreuze gesteenten. Indien ooit een netwerk van hogedrukleidingen voor het transport van waterstof beschikbaar is op grote schaal, kan waterstof in gasvorm eveneens opgeslagen worden in deze leidingen (linepack).

Op het gebied van waterstoftransport zal de komende decennia voornamelijk aandacht worden besteed aan onderzoek naar veiligheid en materiaaleigenschappen, om zo de maximaal toelaatbare drukken te kunnen verhogen (waterstof in gasvorm) en de hoeveelheid boil-off te verminderen (wegkoken van vloeibare waterstof). In een mogelijke overgangperiode naar een gedeeltelijke waterstofeconomie is er momenteel nog een optie die met steeds meer aandacht

¹²⁵ Commission Energy 2030, 'Belgium's energy challenges towards 2030', Commissioned by Minister Marc Verwilghen, Brussel, 2007.

wordt bekeken: het bijmengen van waterstof in de bestaande aardgasleidingen. Voornamelijk de leveringszekerheid, materiaaleigenschappen, veiligheidsaspecten en de invloed op de eindtoepassingen (gasfornuizen, boilers, ...) worden hiertoe momenteel bestudeerd. Bijmengen van waterstof in aardgasleidingen kan er bovendien ook voor zorgen dat het bekende kip-en-ei-probleem omzeild wordt. Immers, zolang er geen vraag is naar waterstof, zal niemand bereid zijn te investeren in een waterstofinfrastructuur en zolang er geen waterstof voorhanden is, zullen weinigen geneigd zijn een brandstofcel of brandstofcelwagen te kopen, waardoor de productie van deze technologieën zeer moeilijk zal kunnen doorgroeien en de prijzen hoog blijven (Ogden, 1999), (Padro, Putsche, 1999), (Polman, de Laat, Crowther, 2003).

Al deze deelaspecten van de waterstofketen kunnen uiteraard niet los van elkaar bekeken worden, waardoor er enkel roadmaps beschikbaar zijn die de evolutie van een volledige waterstofeconomie in kaart brengen. Aangezien er nog teveel technische en economische onzekerheden zijn, liggen de projecties bovendien vaak ver uiteen. Twee voorbeelden van een Europese roadmap worden hieronder weergegeven in Fig. 20 en 21.

5.4.4 Relevantie voor Vlaanderen

Ondanks het feit dat er in Vlaanderen tot op heden amper initiatieven zijn genomen wat betreft waterstof, biedt deze regio toch een groot aantal mogelijkheden. Eerst en vooral beschikken de Lage Landen momenteel over één van de meest uitgebreide waterstofnetwerken ter wereld, in handen van Air Liquide (zie Fig. 22). Dit netwerk kan weliswaar niet gebruikt worden voor residentieel of mobiel gebruik van waterstof, maar de expertise om het te bedrijven en onderhouden is aanwezig. Bovendien is Vlaanderen ook de bakermat van één van 's werelds grootste producenten van elektrolyseurs, Hydrogenics, vroeger bekend als Vandenborre.

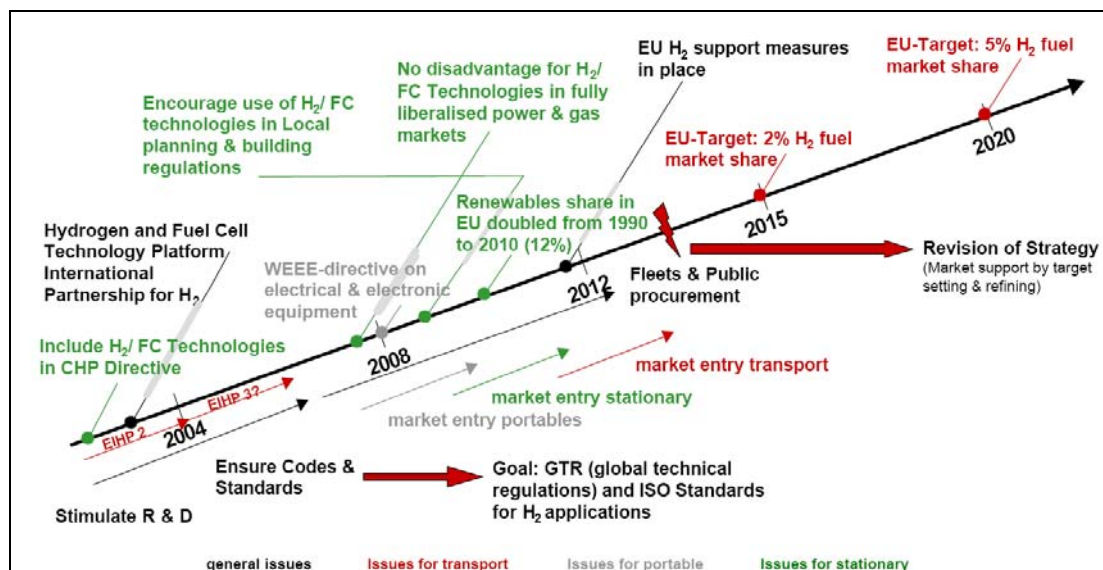


Fig. 20 HyNet – Europese roadmap voor de transitie naar waterstof (Polman, 2003)

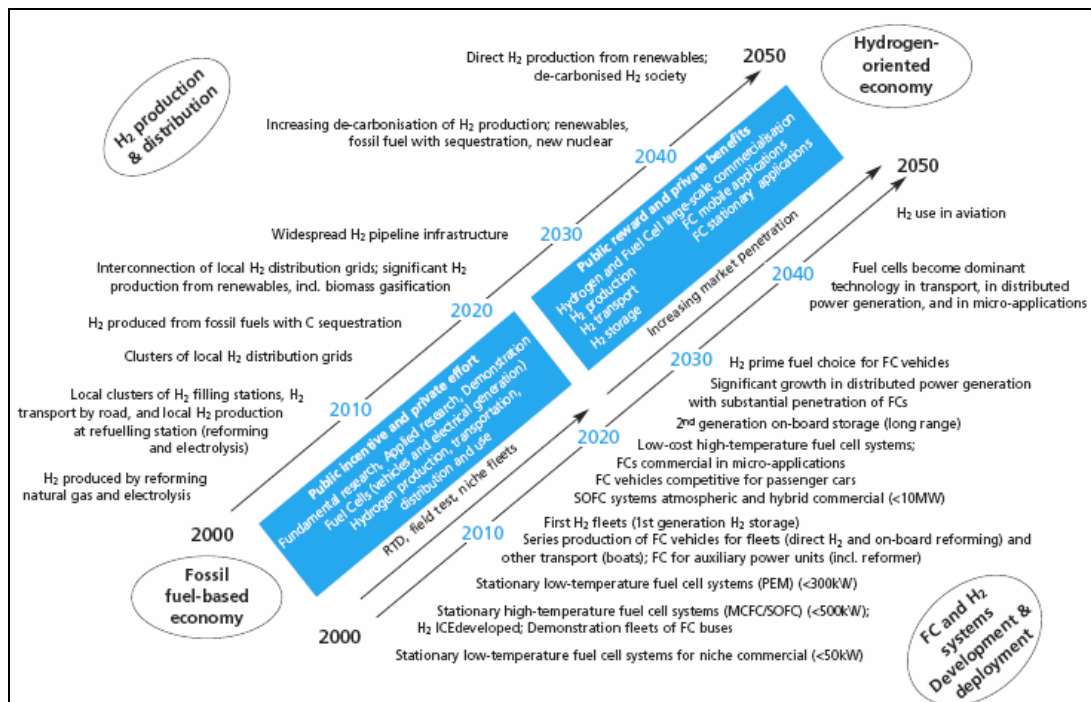


Fig.21 Europese roadmap voor waterstof en brandstofcellen (EC, 2003)

Deze combinatie van verstrekkende kennis op het vlak van waterstofproductie en -transport kan uiteraard interessante mogelijkheden bieden.

Bovendien is Vlaanderen één van de weinige gebieden waar zowel hoogcalorisch als laagcalorisch aardgas wordt gebruikt in conventionele boilers. Dit heeft er historisch gezien voor gezorgd dat de boilers een bredere tolerantie hebben voor het type gas dat erin verbrand wordt, waardoor er in principe minder aanpassingen moeten doorgevoerd worden om mengsels van aardgas en waterstof te verbranden. Dit zou op termijn mogelijkheden moeten bieden om het bijmengen van waterstof in aardgasleidingen te testen in reële omstandigheden.

Echter, net als bij brandstofcellen, dreigt momenteel een te grote kenniskloof met het buitenland te ontstaan. Een actievere betrokkenheid bij Europese waterstofprojecten en het opstarten van eigen pilootprojecten kan hiervoor een oplossing bieden.

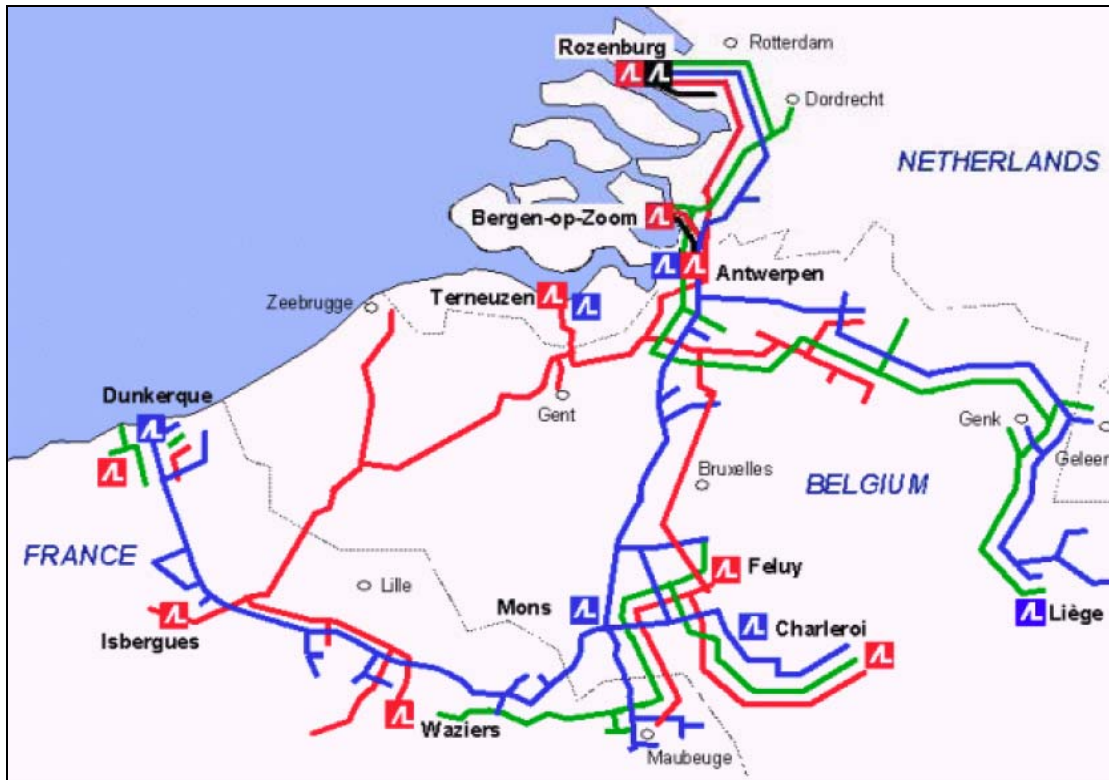


Fig. 22 Netwerk van Air Liquide in Noord-Europa (rood = waterstof)¹²⁶

¹²⁶ Air Liquide, Pipeline networks, <http://www.ca.airliquide.com/en/business/products/pipeline/index.asp>.

6. Conclusie en beleidsadviezen voor energiesystemen

In dit document werd er, vertrekkende van een kort overzicht van de geschiedenis van de elektriciteits- en gasdistributienetten, alsook een overzicht van de juridisch-economische context die de vrije energiemarkt en aansluitende ontbundeling met zich mee brengt, een toekomstbeeld geschetst van het elektriciteitsdistributienet. Dit gebeurde na een systematisch technologisch overzicht van alle relevante gedistribueerde energiebronnen en ondersteunende technologieën zoals opslag en slimme meters.

De evolutie van het distributienet werd aan de hand van vier hoofdscenario's beschreven. Deze belichten elk een kenmerkend deel van de voorziene evolutie:

1. De intrede van de gedistribueerde energiebronnen binnen in een gebouw, bijv. een woning die tevens aan het openbare distributienet gekoppeld is;
2. De "activering" van het distributienet zelf, beginnend van een automatisering, over een geïntegreerde sturing van de lokale bronnen teneinde deze in te schakelen in het nebeheer, tot zelfs een verzelfstandiging in een microgrid;
3. De link met transport d.m.v. plug-in voertuigen, tevens een voorbeeld van stuurbare belasting;
4. De transitie in de aardgasnetten.

De transities zijn niet alleen technische materies, maar zijn ook maatschappelijk relevant. De voor- en nadelen voor de burger zijn aangehaald. Het vrije markt model, opgelegd door het Europees beleid, zou uiteindelijk moeten zorgen voor een juiste prijs van de energiebronnen, mits internalisering van de relevante kosten. De evoluties in de scenario's dragen bij tot het bereiken van maatschappelijke doelstellingen zoals het realiseren van de Kyoto-normen en het diversifiëren van de energiebronnen om de leveringszekerheid te verhogen.

De overheid faciliteert mede deze markt en dient twee doelstellingen te steunen die niet eenvoudig binnen een marktcontext kunnen gerealiseerd worden:

- Het steunen van nieuwe technologieën op het vlak van gedistribueerde energiebronnen, slimme meters, netaanpassingen en nieuwe transportmiddelen: deze investeringen zijn erg groot en in geval van falen is er een grote aansprakelijkheidskwestie, die niet door één partij gedragen kunnen worden. De overheid kan tussenkomen door het opzetten van grote pilootprojecten die de reële kosten en baten in beeld zullen brengen en alzo een draagvlak creëren;
- Het steunen van de maatschappelijk zwakkeren die voor wie de energieprijzen te hoog is: dit gebeurt via de geëigende kanalen van de armoedebestrijding en specifieke correcties op de marktimplementatie. Een voorbeeld van de zulke overheidsinbreng is het stimuleren van sociale bouwmaatschappijen en projectontwikkelaars om ook gedistribueerde technologieën gepast aan te wenden.

Tenslotte wordt deze informatie vertaald in concrete adviezen voor het beleid:

6.1 Algemeen advies

De gemaakte analyse is een eerste stap geweest naar een visie over de toekomstige energiedistributienetten in Vlaanderen, bedoeld om het beleid van de Vlaamse overheden te sturen. Deze evolutie zal geleidelijk aan plaatsvinden, met sommige technologieën en business modellen die nu reeds mogelijk zijn, tot scenario's die pas over enige jaren gerealiseerd kunnen worden. Verderop zullen enkele concrete beleidsadviezen geformuleerd worden die zowel technisch, economisch als juridisch van aard zijn.

De distributienetbedrijven (DNB's) zijn structureel net hervormd met de volledige implementatie van de vrije energiemarkt. De ontbundeling is gans geïmplementeerd, dus met onafhankelijk bestuurde bedrijven. De evolutie was ingrijpend en de onafhankelijkheid van de betrokken partijen dient gerespecteerd te worden. De maatregelen die het beleid neemt dienen uiteraard te houden aan de spelregels zowel Europees als op de daaronder liggende niveau's vastgelegd.

Er wordt dan ook geadviseerd om niet overhaast te werk gaan. Eerst moeten er een aantal verlamdende mistoestanden die op korte termijn evidente technologische en organisatorische evoluties tegenhouden, weggewerkt worden. In parallel dient de toekomstvisie in detail uitgewerkt te worden (cfr. het Europees Technologie Platform "SmartGrids" met eigen visietekst), vervolgens kunnen hierbij aansluitende ingrijpendere maatregelen komen.

Concreet zou dit moeten uitgewerkt worden door een door het beleid op te zetten denktank of platform met experts (producenten, DNB's, technologen, juristen, terreinontwikkelaars, ...) die het Vlaamse gewest zullen voorbereiden op de realisatie van het toekomstig energiedistributiesysteem. Zij dienen de tekortkomingen zijn op alle mogelijke vlakken technisch, juridisch, economisch, ... in kaart te brengen.

Cruciaal hierbij is dat het beleid een kader moet scheppen waarbinnen de mogelijkheid wordt voorzien om proefprojecten ("pilots") op te zetten die voorzien in een volledige toepassing van zulke decentrale energievoorziening (elektriciteit, gas, transport) en intelligent metering, zo mogelijk met laststuring. Men zou door bijvoorbeeld een representatieve gemengde residentiële wijk en KMO-zone bij de ontwikkeling of conversie daarvan, de kans moeten geven om los van de huidige reglementaire beperkingen en geoptimaliseerd voor onze regio deze technologieën gezamenlijk en in realistische omstandigheden te testen. Ons land/regio loopt op dit vlak achteraan in de rij in Europa als laatste land dat nog geen dergelijke proeftuin(en) gerealiseerd heeft. Indien deze achterstand niet weggewerkt wordt, dan zal dit op termijn ernstige gevolgen hebben voor de ontwikkeling van de lokale energievoorzieningen, alsook voor het wetenschappelijk onderzoek (dat niet meer mee zal kunnen in internationale projecten en netwerken) en het bedrijfsleven. Hierbij dient op te merken dat uit verschillende initiatieven blijkt dat er bij deze laatsten een groot ontwikkelings- en exportpotentieel aanwezig is.

6.2 Advies inzake technische-reglementaire beperkingen

Uit de ontwikkelingsscenario's blijkt dat decentrale energiebronnen een groot potentieel hebben in de distributienetten indien ze op de juiste plaats en op gepaste schaal, ondersteund door gepast IT-technologie, bijv. voor het uitrollen van slimme meters, ingezet worden.

Het huidige beleid stimuleert echter vooral de enkelvoudige, hoofdzakelijk private vermogende klanten die ten volle van steunmaatregelen zoals belastingsaftrek en/of premies kunnen genieten. Voorbeelden zijn de exploderende hoeveelheid PV-installaties, WKK-installaties voor serres, enz. De implementaties zijn dan ook ongecoördineerd en veroorzaken dikwijls ongewenste neveneffecten op het elektriciteitsnet, dewelke de voordelen, voor het milieu, maar ook financieel, dreigen teniet te doen. De DNB's zijn hiervan het eerste slachtoffer, maar omwille van de mechanismen van de regulering draagt uiteindelijk elke netgebruiker de veroorzaakte kosten via de tarieven. Merk op dat deze laatste een federale materie zijn, wat ongewenste spanningen met de regionale beleidsmakers kan teweegbrengen en uiteindelijk een verlamme werking zal hebben. Een bevoegdheidsherverdeling is dus bijgevolg te overwegen.

Op korte termijn is het al aan te raden een Kafka-oefening voor de installatie van DER eenheden te maken. De regels die hiervoor moeten toegepast worden zijn dikwijls onlogisch, onredelijk en niet van toepassing, bijv.:

- reglementering die bedoeld is voor grote industriële installaties wordt op kleine huisinstallaties (WKK) toegepast, bijv. kleine niet-industriële WKK's, kleine windsystemen die duidelijk anders zijn van karakter dan multi-MW turbines, enz.;
- systemen in gemeenschappelijke eigendom, bijv. WKK of PV in gemeenschappelijke eigendom zoals een appartementsgebouw, zijn volgens een enge interpretatie in strijd met de vrije markt en de implementatie van de sociale dienstverplichtingen – hiervoor zou een "light" gewestelijke leveranciersvergunning gewenst zijn vermits de huidige enkel van toepassing is op grote centrales;
- sommige steunmaatregelen worden alleen gegeven via de personenbelasting en zijn dus onbereikbaar voor bep. rechtspersonen, scholen, enz. die nochtans in hetzelfde soort gebouwen huizen;
- er dient een kader te komen voor Energy Service Companies (ESCO), die de link moeten vormen tussen de kleinschalige implementaties van de nieuwe technologieën en de (grootschalige) vrije markt voor energie en netdiensten. Dit kan bijv. door aggregatie van de eenheden tot virtuele centrales en micronetten. Eventueel moet het mogelijk worden dat de DNB's het recht krijgen ESCO functies uit te oefenen, waarschijnlijk als niet gereguleerde activiteit;
- ...

Uiteraard mogen de hieruit volgende beleidsmaatregelen het vrije initiatief en de marktregels niet schenden. Eventueel moet overwogen worden de DNB's een beperkte hoeveelheid generatie te laten bezitten of beheren om bijv. de netverliezen te dekken.

Er dient ook benadrukt te worden dat het beleid dient na te denken over de gevolgen van de verschuiving in de energiemodus bij transport, waarbij de milieuvriendelijke plug-in voertuigen, volledig elektrisch of hybride, in een zeer snel tempo op de markt komen. Dit heeft gevolgen voor zowel het elektriciteitsnet (trendbreuk groei elektrische belastingen) en fiscaliteit (daling accijnsinkomsten; andere aanpak bedrijfsvoertuigen). Bij een correcte aansturing van de herlading van de batterijen kunnen de nadelige effecten voor het net geminimaliseerd worden. Hiervoor is echter geen kader (wie stuurt dit aan? zijn er prijssignalen? mogen DNB's dit optimaliseren?) en het vereist een snelle implementatie van de technologie van de slimme meters, anders dreigt er een ernstige rebound en door het ontlopen van de accijnsinkomsten, een scheef trekking van het mechanisme van de socialisering van de kosten voor bijv. de instandhouding van het wegennet. Deze mobiele lasten moeten uiteraard ook op verschillende plaatsen kunnen "tanken" volgens de voor hen toepasselijke marktvoorwaarden.

Inzake de aardgasnetwerken zal op korte termijn de omschakeling tussen de hoog- en laagcalorische gassen onvermijdelijk worden. De bijmenging van of overstap op biogassen of, op zeer lange termijn, waterstof, behoren tot de mogelijkheden. De ethische en economische discussie aangaande de biobrandstoffen staat echter los van het beleid inzake de netwerken en DNB's vermits het hier een primaire brandstof betreft.

6.3 Juridisch-economisch advies

Algemeen is het niet meer dan vanzelfsprekend dat DNB's hun netcapaciteit optimaal moeten kunnen benutten. Uit het bovenstaande blijkt dat zijn dit niet altijd het geval is. Slimme meters worden hoe dan ook onvermijdelijk omwille van de dynamica van de lasten en de bronnen, een noodzakelijk diversificatie van de tarieven, ook in de tijd, en de opvolging productie nieuwe energiebronnen en stuurbare lasten (implementatie certificaten, mobiele lasten). Het probleem van de financiering en het opleiden van de mankracht om de ombouw van de installaties uit te voeren mag niet geminimaliseerd worden door het beleid.

Algemeen dreigt er in de toekomst een ernstig personeelstekort op alle niveau's, van technici tot ingenieurs en dit dreigt het energiesysteem in het hart te raken. Het beleid kan hier een rol spelen met bewustwordingscampagnes gericht op de jeugd en omscholingsprogramma's.

Ook kan de soms wat artificiële en niet altijd op technische gronden berustende scheiding van transmissienetbeheerder en DNB's voor problemen zorgen, vooral bij netuitbreidingen op de grens van beider capaciteit, bijv. bij grote WKK- of windinstallaties: hiertoe is een open dialoog met betrokkenen nodig, ook regulatoren op federaal en regionaal niveau. Alleen op die manier kan er een optimale technische oplossing uitgewerkt worden die een minimale kost voor initiatiefnemers en de gemeenschap teweeg brengt.

Concreet voor elektrische netten volgt uit de toekomstscenario's verder de noodzaak voor een reglementair kader voor directe lijnen en privénetwerken, bijv. voor het balanceren verschillende bronnen in micronetten. Een herzieningen van het mechanisme van de openbare dienstverplichtingen en alternatieve types leveringsvergunningen dringen zich op, zoals reeds eerder vermeld.

Bibliografie

Amos W., "Costs of storing and transporting hydrogen", U.S. Department of energy, National Renewable Energy Laboratory, report nr. NREL/TP-570-25106, November 1998.

BP.com, BP statistical review of world energy 2007,
<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>

Clement K., Haesen E., Driesen J.: "The impact of uncontrolled and controlled charging of plug-in hybrid electric vehicles on the distribution grid," EET-2008 3rd European Ele-Drive Transportation Conference , Geneva, Switzerland, March 11-13, 2008; 7 pages

Clement K., Haesen E., Driesen J.: "The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on the distribution grid", Fourth IEEE Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering, Eindhoven, The Netherlands, February 7-8, 2008; 6 pages.

Cogen Nederland, WKK in Nederland: Stand van zaken, online beschikbaar: <http://cms.cogen.nl>, zoals geconsulteerd op 06/01/2009.

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG), www.creg.be, geraadpleegd november 2008

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG), "Indicatief plan van bevoorrading in aardgas", (F)040923-CREG-360, Brussel, 2004

Commission Energy 2030, "Belgium's energy challenges towards 2030", commissioned by Minister Marc Verwilghen, Brussel, 2007.

Delvaux, B., "Vrijmaking van de Belgische elektriciteits- en gasmarkt – Een Gordiaanse knoop?" SEW 2007, afl. 2, p. 66-78.

Deketelaere, K., De Cock, K., Deridder, L. en Verhoosel, G. , l.c., pp. 41-54

Deridder, L., "Het Energiebeleid" in G. VAN HAEGENDOREN (ed.), De bevoegdheidsverdeling in het federale België, Brugge, Die Keure, 2000, 82 p.

Deridder, L., "Handboek gas- en elektriciteitsliberalisering" Antwerpen, Intersentia, 2003, p. 127-201.

DG-GRID, "Review of Innovative Network Concepts", December 2006, <http://www.dg-grid.org>

DG-Grid, "Regulatory Review and International Comparison of EU-15 Member States", januari 2007, <http://www.dg-grid.org>

DG-Grid, "Regulating Innovation & Innovating Regulation", januari 2007, <http://www.dg-grid.org>

DTI, Ancillary Service Provision from Distributed Generation, 2004, <http://www.berr.gov.uk/files/file15163.pdf>

Elia, www.elia.be, geraadpleegd november 2008

Energy Networks Association, "Engineering Recommendation G85: Innovation in Electrical Distribution Networked Systems: A Good Practice Guide", Issue 1, 2005, http://www.energynetworks.org/spring/engineering/cms01/pdfs/070518_ENA_ER_G85.pdf
<http://www.fenix-project.org/>

European Commission, "Hydrogen energy and fuel cells, a vision of our future", EUR 20719 EN, European Communities, Brussel, 2003.

EU Smart Grids platform "Vision and Strategy for European Electricity Networks of the Future", <http://www.smartgrids.eu>

Harrison, G., Piccolo, A., Siano, P., Wallace, A., "Exploring the Tradeoffs Between Incentives for Distributed Generation Developers and DNOs", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 2, mei 2007, pp. 821-828

Ivy J., "Summary of electrolytic hydrogen production", Milestone completion report, U.S., Department of energy, National Renewable Energy Laboratory, report nr. NREL/MP-560-35948, April 2004.

International Energy Association (IEA), "Prospects for CO₂ capture and storage", International Energy Agency, OECD/IEA, Paris, 2004.

Jamasb, T., Neuhoff, K., Newbery, D. and Pollitt, M., "Long-Term Framework for Electricity Distribution Access Charges", november 2005, <http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0507.pdf>

Jones, C. W. and Webster, W., "EU Energy Law", Second Edition, Leuven, Claeys & Casteels, 2006, pp. 1-4

Jörss, W, Joergensen, B., Joerb, W., Loeffler, P., Morthorst, P., Wehnert, T., Uyterlinde, M., van Sambeek, E. (2003) "Decentralised Power Generation in the Liberalised EU Energy Markets: Results from the DECENT Research Project" Springer-Verlag Heidelberg New York, pp.259

Historischcentrumoverijssel.nl, Inventaris van het archief van de gasfabriek,
<http://www.historischcentrumoverijssel.nl/zwolle/inventarissen/gasfabriek/da006a.htm>

HyNet, "Towards a European Hydrogen Energy Roadmap", prepared by the HyNet partners,
www.hynet.info

Koninklijke Vereniging der Belgische Gasvaklieden (KVBG), 1877-1977, Weissenbruch n.v.
(Drukker des Konings), Brussel, 1977

Koninklijke Vereniging der Belgische Gasvaklieden (KVBG), "Handboek van de aardgas
toepassingen", Uitgeverij Demol Sint-Genesius-Rode, 1997

Koninklijke Vereniging der Belgische Gasvaklieden (KVBG), "Markante feiten 2000",
Weissenbruch n.v., Brussel, 2000

Loix, T., Wijnhoven, T., Deconinck, G., Driesen, J. "Protection of Microgrids with a High
Penetration of Inverter-Coupled Energy Sources", aanvaard voor presentatie op het IEEE PES-
Cigré Symposium on the Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power
Delivery System, Calgary, Canada, 29-31 juli 2009

Lopes, J., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P. and Jenkins, N., "Integrating distributed
generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities",
Electric Power Systems Research, juli 2007, Issue 9, Volume 77

Milieurapport Vlaanderen, "Productie van elektriciteit en warmte d.m.v.
warmtekrachtkoppeling (WKK)", online beschikbaar: <http://www.milieurapport.be>

NaturalGas.org, History, <http://www.naturalgas.org/overview/history.asp>, geraadpleegd
november 2008

Ogden J., "Review of small stationary reformers for hydrogen production", Princeton University
Center for energy and environmental studies, Report to the International Energy Agency, March
2001

Ogden J., "Prospects for building a hydrogen energy infrastructure", Annual Reviews Energy
Environ. 24:227-229, Annual Reviews, 1999

Ofgem, "Regulatory Impact Assessment for Registered Power Zones and the Innovation Funding
Incentive", maart 2004,
[http://www.ofgem.gov.uk/Networks/ElecDist/PriceCtrls/DPCR4/Documents1/6596-
RPZ%20IFI%20RIA%20Final.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Networks/ElecDist/PriceCtrls/DPCR4/Documents1/6596-RPZ%20IFI%20RIA%20Final.pdf)

Ofgem, "Innovation and Registered Power Zones: A discussion paper", juli 2003, http://www.ofgem.gov.uk/Networks/ElecDist/PriceCntrls/DPCR4/Documents1/4034-Innovation%20and%20RPZ-discussion_paper.pdf

Padro C., Putsche V., "Survey of the economics of hydrogen technologies", U.S. Department of energy, National Renewable Energy Laboratory, report nr. NREL/TP-570-27079, September 1999.

Peeters, E., Aernouts, K., Daems, T (2007) "WKK-inventaris Vlaanderen – Stand van zaken 2006, Cogen Vlaanderen", VITO, online beschikbaar, <http://www.cogenvlaanderen.be>

Platform Groene Brandstoffen, "30% vervanging fossiele grondstoffen in 2030", https://www.senternovem.nl/mmfiles/Brochure%2030%25%20vervanging%20fossiele%20grondstoffen%20in%202030%20-%2021-08-2007_tcm24-214541.pdf

Polman E.A., de Laat J.C., Crowther M. et al., "Reduction of CO₂ emissions by adding hydrogen to natural gas", Gastec Technology BV, Report number PH4/24, Apeldoorn, 2003

Power Planning Associates Ltd., P2/6 Data Collection, februari 2004, <http://www.powerplanning.com/pdfs/dataP26.pdf>

Risoe, "Active networks as a tool to integrate large amounts of distributed generation", <http://www.risoe.dk>

S. Logghe, B. Van Herbruggen, and B. Van Zeebroeck, "Emissions of road traffic in Belgium, transport & mobility leuven", Tremove, January 2006

Synergid, C10/11 "Specifieke technische aansluitingsvoorschriften voor gedecentraliseerde productie-installaties die in parallel werken met het distributienet", juni 2006, http://www.synergid.be/Media/C10-11NL2006_06.pdf

Vanden Borre, T., "De federale ombudsdienst voor elektriciteit en gas: naar een nieuw artikel 27", in T. Vanden Borre(ed.), l.c., p. 144.

Vanderoost T., Vannoppen G., "Ontwerp van een roadmap voor de omschakeling van een aardgaseconomie naar een waterstofeconomie: productie, transport, stockage, eindconversie en veiligheidsaspecten van waterstof", Master's Thesis, K.U. Leuven, Department of Applied Thermodynamics and Energy Conversion, TME/2003-2004/04-EE-06, juni 2004

Vlaamse Reguleringsinstantie voor de elektriciteits- en gasmarkt (VREG), www.vreg.be, geraadpleegd november 2008

Appendix 1 – Bevoegdheid over productie van energie

In het kader van deze analyse dient te worden vermeld dat de productie van energie op basis van de BWHI wegens haar technische en economische ondeelbaarheid een gelijke behandeling dient te verkrijgen en bijgevolg als een federale bevoegdheid dient te worden beschouwd. Hierbij kan men de vraag stellen wat precies onder de *productie van energie* moet worden verstaan. Enige indicatie hieromtrent kan worden afgeleid uit de voorbereidende werken van de BWHI.

Deze voorbereidende werken stellen dat onder de productie van energie onder meer raffinaderijen en de elektriciteitscentrales worden verstaan.¹²⁷ Noteer dat het begrip elektriciteitscentrales ook vatbaar is voor discussie aangezien bepaalde rechtsleer van oordeel is dat een elektriciteitscentrale die elektriciteit opwekt als een nevenactiviteit bij een ander productieproces niet onder de federale bevoegdheid valt. Deze rechtsleer stelt dat het louter op bijkomstige wijze voortbrengen van energie niet onder het toepassingsgebied van het begrip productie van energie zoals het wordt vermeld in de BWHI valt en hierdoor tot de gewestelijke bevoegdheid zou behoren.¹²⁸ Deze visie wordt door de auteur niet bijgetreden.

Een andere vraag die men in dit kader kan stellen is in welke mate het begrip *productie van energie* alle vormen van energieproductie omvat en in het bijzonder, wordt de federale bevoegdheid in verband met de productie van energie al dan niet beperkt door de gewestelijke bevoegdheden in het energiebeleid. De hierboven vermelde rechtsleer is alvast van oordeel dat deze federale bevoegdheid inzake de productie van energie wordt beperkt door de aan de gewesten toegewezen bevoegdheden inzake: (a) de nieuwe (lees hernieuwbare) energiebronnen met uitzondering van deze die verband houden met de kernenergie; (b) de terugwinning van energie door de nijverheid en andere gebruikers en (c) het rationeel energiegebruik.¹²⁹

Volgens de auteur is het onduidelijk of een rechtscollege deze visie zonder meer zal volgen. De gewesten zijn op grond van artikel 6, §1, VII van de BWHI bevoegd voor de gewestelijke aspecten van het energiebeleid waaronder de hierboven vermelde toegewezen bevoegdheden inzake energiebeleid, maar de federale overheid blijft bevoegd voor de aangelegenheden die wegens hun technische en economische ondeelbaarheid een gelijke behandeling behoeven op nationaal vlak, waaronder de productie van energie.¹³⁰ Bijgevolg is de federale overheid bevoegd om een juridisch kader uit te werken inzake de productie van energie. Hieraan werd gevolg door de afkondiging van het koninklijk besluit van 11 oktober 2000 betreffende de

¹²⁷ *Parl. St. Kamer*, 1987-88, nr. 516/6, p. 145.

¹²⁸ L. DERIDDER, "Het Energiebeleid" in G. VAN HAEGENDOREN (ed.), *l.c.*, p. 49-51.

¹²⁹ *Ibid.*, p. 49 en 50.

¹³⁰ R.v.St. nr. 41.638/3, 6 december 2006 in het voorstel van decreet houdende wijziging van het aardgasdecreet van 6 juli 2001, wat de uitbreiding van de dekkingsgraad van het aardgasdistributienet betreft, *Parl. St. VI. R.* 2005-06, nr. 477/7, p. 7.

toekenning van individuele vergunningen voor de bouw van installaties voor de productie van elektriciteit.¹³¹

Opdat de gewesten alsnog zich bevoegd zouden willen zijn inzake de productie van energie, zal volgens de auteur beroep moeten worden gedaan op artikel 10 van de BWHI of de zgn. impliciete bevoegdheden. Op grond van dit artikel kunnen de decreten rechtsbepalingen bevatten in aangelegenheden waarvoor de parlementen niet bevoegd zijn, voor zover deze bepalingen noodzakelijk zijn voor de uitoefening van hun bevoegdheid. Indien men beroep wil doen op dit artikel 10 van de BWHI dient op basis van de rechtspraak van het Grondwettelijk Hof te worden aangetoond dat de regeling noodzakelijk kan worden geacht voor de uitoefening van een eigen bevoegdheid, dat de aangelegenheid zicht leent tot een gedifferentieerde regeling en dat de weerslag van de betrokken bepalingen op de federale bevoegdheid marginaal is.¹³²

¹³¹ B.S. 1 november 2000 en zie de bespreking van de subtitel (b) Decentrale energievoorziening op federaal niveau.

¹³² Grondwettelijk Hof, nr. 87/2006, 24 mei 2007.

Appendix 2 – Relevante omschrijvingen en rubrieken op basis van bijlage 1 van VLAREM I om te bepalen welke klasse van toepassing is naargelang de decentrale productie-installatie.

Rubriek	Omschrijving en Subrubrieken	Klasse	Bemer-kingen	Coördi-nator	Audit	jaar-verslag
12.	Elektriciteit					
[12.1.]	<p>Elektriciteitsproductie niet in rubrieken 20.1.5, 20.1.6 en 43.2 bedoelde inrichtingen voor elektriciteitsproductie, uitgezonderd de aspecten die betrekking hebben op de kernbrandstofcyclus, met een geïnstalleerd totaal elektrisch vermogen van:</p> <p>De inrichtingen voor elektriciteitsproductie, vallend onder de toepassing van rubriek 15.5 en rubriek 19.8, zijn niet ingedeeld in onderhavige rubriek 12.1.</p> <p>De in deze rubriek vermelde gebieden betreffen de gebieden zoals bepaald door de stedenbouwkundige voorschriften van een goedgekeurd plan van aanleg, een ruimtelijk uitvoeringsplan of een behoorlijk vergunde, niet vervallen verkavelingsvergunning.</p>					
	1° 100 kW tot en met 300 kW, wanneer de inrichting behoort bij een noodgroep en volledig is gelegen in een industriegebied	3				
	2° a) meer dan 300 kW tot en met 10.000 kW, wanneer de inrichting behoort bij een noodgroep en volledig is gelegen in een industriegebied	2	T			
	b) 100 kW tot en met 10.000 kW, in de andere dan de sub a) bedoelde gevallen					
	3° meer dan 10.000 kW	1	M,T	A	P	J

Rubriek	Omschrijving en Subrubrieken	Klasse	Bemerkingen	Coördinator	Audit	jaarverslag
20.	Industriële inrichtingen die behoren tot de volgende categorieën, vallend onder de toepassing van de EG-richtlijn 84/360/EEG van 28 juni 1984 betreffende de bestrijding van door industriële inrichtingen veroorzaakte luchtverontreiniging (de in deze rubriek genoemde drempels hebben betrekking op productiecapaciteit).					
20.1.	<u>Energie-industrie</u> (zie ook rubriek 6)					
20.1.1.	Cokesfabriek	1	E,G,M,X,[Yk]	A	P	J,[R]

Rubriek	Omschrijving en Subrubrieken	Klasse	Bemerkingen	Coördinator	Audit	jaarverslag
20.	Industriële inrichtingen die behoren tot de volgende categorieën, vallend onder de toepassing van de EG-richtlijn 84/360/EEG van 28 juni 1984 betreffende de bestrijding van door industriële inrichtingen veroorzaakte luchtverontreiniging (de in deze rubriek genoemde drempels hebben betrekking op productiecapaciteit).					
20.1.	<u>Energie-industrie</u> (zie ook rubriek 6)					
20.1.5.	Installaties voor de productie van hydro-elektrische energie met een elektrisch vermogen van :					
	1° 300 kW tot en met 500 kW	3				
	2° meer dan 500 kW tot en met 5.000 kW	2				
	3° meer dan 5.000 kW	1	E	B		

Rubriek	Omschrijving en Subrubrieken	Klasse	Bemerkingen	Coördinator	Audit	jaarverslag
20.	Industriële inrichtingen die behoren tot de					

	volgende categorieën, vallend onder de toepassing van de EG-richtlijn 84/360/EEG van 28 juni 1984 betreffende de bestrijding van door industriële inrichtingen veroorzaakte luchtverontreiniging (de in deze rubriek genoemde drempels hebben betrekking op productiecapaciteit).					
20.1.	<u>Energie-industrie</u> (zie ook rubriek 6)					
20.1.6.	Installaties voor het opwekken van elektriciteit door middel van windenergie:					
	1° met een elektrisch vermogen van :					
	a) 300 kW tot en met 500 kW	3				
	b) meer dan 500 kW tot en met 5 000 kW	2				
	c) meer dan 5 000 kW	1	E	B		
	2° Indien de activiteit betrekking heeft:	1	E	B		
	<ul style="list-style-type: none"> • op 20 windturbines of meer, of • op 4 windturbines of meer, die een aanzienlijke invloed hebben of kunnen hebben op een bijzonder beschermd gebied 					

Rubriek	Omschrijving en Subrubrieken	Klasse	Bemerkingen	Coördinator	Audit	jaarverslag
31.	Motoren (machines) met inwendige verbranding (Voor machines met elektriciteitsproductie, voor het gedeelte elektriciteitsproductie : zie rubriek 12.1.)					
[31.1.]	Vast opgestelde motoren met een totaal nominaal vermogen van: Opmerkingen:					

De motoren, vallend onder de toepassing van rubriek 15.5 en rubriek 19.8, zijn niet ingedeeld in onderhavige rubriek.

De in deze rubriek vermelde gebieden betreffen de gebieden zoals bepaald door de stedenbouwkundige voorschriften van een goedgekeurd plan van aanleg, een ruimtelijk uitvoeringsplan of een behoorlijk vergunde, niet vervallen verkavelingsvergunning.						
1°	a) 10 kW tot en met 300 kW, wanneer de inrichting volledig is gelegen in een industriegebied	3				
	b) 10 kW tot en met 100 kW, wanneer de inrichting volledig of gedeeltelijk is gelegen in een gebied ander dan industriegebied					
2°	a) meer dan 300 kW tot en met 500 kW wanneer de inrichting volledig is gelegen in een industriegebied	2	T	N		
	b) meer dan 100 kW tot en met 500 kW, wanneer de inrichting volledig of gedeeltelijk is gelegen in een gebied ander dan industriegebied					
3°	meer dan 500 kW	1	T	N		
4°	Turbines met een hoeveelheid vrijkomende warmte van meer dan 50 MW Er kan overlapping zijn met sub 3°.	1	M,X	B	P	J,[R]

Rubriek	Omschrijving	Klasse	Bemerkingen	Coördinator	Audit	jaarverslag
43.	Verbrandingsinrichtingen <i>Verbrandingsinrichtingen waarin afvalstoffen worden verwerkt of worden verbrand zijn uitsluitend ingedeeld in rubriek 2.3.4. Indien afvalstoffen worden gebruikt als hulp- of toevoegbrandstof zijn zowel de rubrieken 2.3.4. als 43. van toepassing</i>					
43.2.	Verbrandingsinrichtingen met elektriciteitsproductie (thermische centrales),					

	met inbegrip van het ombouwen ervan op een andere brandstof, met een totaal warmtevermogen van:					
	1° 300 kW tot en met 5.000 kW	2				
	2° meer dan 5.000 kW	1	M	B	P	J

Rubriek	Omschrijving	Klasse	Bemerkingen	Coördinator	Audit	jaarverslag
43.	Verbrandingsinrichtingen <i>Verbrandingsinrichtingen waarin afvalstoffen worden verwerkt of worden verbrand zijn uitsluitend ingedeeld in rubriek 2.3.4. Indien afvalstoffen worden gebruikt als hulp- of toevoegbrandstof zijn zowel de rubrieken 2.3.4. als 43. van toepassing</i>					
43.3.	Stookinstallaties met een hoeveelheid vrijkomende warmte van meer dan 50 MW <i>Er kan overlapping zijn met de rubrieken 43.1 en 43.2.</i>	1	M,X	B	P	J,[R]

Rubriek	Omschrijving	Klasse	Bemerkingen	Coördinator	Audit	jaarverslag
53.	Winning van grondwater <i>(De hierna vermelde debieten betreffen de totale capaciteit van alle grondwaterwinningen die samen met andere inrichtingen als een geheel moet worden beschouwd overeenkomstig de definitie van milieutechnische eenheid, bedoeld in artikel 1.1.2 van titel II van het VLAREM)</i>					

131

Uitzondering:

De hierna vermelde inrichtingen zijn niet ingedeeld:

- a. een grondwaterwinning waaruit het water uitsluitend met een handpomp

	<p>wordt opgepompt</p> <p>b. een grondwaterwinning van minder dan 500 m³ per jaar waarvan het water uitsluitend voor huishoudelijke doeleinden wordt gebruikt</p>					
53.6.	Boren van grondwaterwinningsputten en grondwaterwinning die gebruikt wordt voor koude-warmtepompen, met inbegrip van terugpompingen, met een opgepompt debiet van :					
	1° minder dan 30.000 m ³ /jaar	2	W	N		
	2° ten minste 30.000 m ³ /jaar	1	W	N		

Appendix 3 – Fotovoltaïsche systemen

State of the art

Op vlak van *materialen* voor fotovoltaïsche cellen zijn de voornaamste spelers *multicristallijn Si* (46.5% van de geproduceerde cellen), *monocristallijn Si* (43.4%), *amorf Si* (4.7%) en *CdTe* (2.7%). Er wordt getracht de efficiëntie van de cellen te verhogen en de benodigde dikte te reduceren, zodat ook de kostprijs van het systeem verlaagd wordt. Multicristallijn Si-cellen hebben een gemiddelde efficiëntie van 14-15%, terwijl dit voor monocristallijn Si-cellen 16-17% is. De labo-pieefficiëntie voor multicristallijn Si-cellen is 18%, terwijl dit voor monocristallijn Si-cellen 24% bedraagt. De typische waferdikte voor het produceren van zonnecellen is nu 0,18 mm, terwijl dit in 2003 nog 0,32 mm was. Dunne filmcellen hebben een veel lagere kostprijs dan Si-gebaseerde cellen, maar de materialen hebben tot nog toe ook een lagere efficiëntie: voor amorf Si is dit gemiddeld 6-7% en voor CdTe 8-10%.

Een fotovoltaïsche cel genereert een gelijkspanning, die met een *vermogenelektronische wisselrichter* of *inverter* omgezet moet worden naar een wisselspanning met spanningsamplitude en –frequentie gelijk aan deze van het net waarmee men het koppelt. Op dit vlak zijn er de voorbije jaren enkele belangrijke trends merkbaar, namelijk:

- het streven naar een *zeer hoge efficiëntie*. De meest performante omvormers voor fotovoltaïsche systemen halen een *piekrendement* van meer dan 98% en een *Europese efficiëntie* van 97.7 %. De Europese efficiëntie houdt rekening met het verloop van het rendement over het vermogenbereik van de inverter en de intensiteit van de invallende zonnestralen (in Europa). Vooral bij deellast was de inverterefficiëntie in het verleden een stuk lager dan de piekefficiëntie, maar op dit vlak is veel vooruitgang geboekt
- Het streven naar een *langere levensduur*. Hiertoe wordt de benutting van de verschillende componenten geoptimaliseerd. Verwacht dat op korte termijn een levensduur van 30 tot 40 jaar kan worden behaald, nu is dit eerder 25 tot 30 jaar.
- De opkomst van *driefasige inverters*, daar waar in het verleden vooral eenfasige exemplaren werden gebruikt.

Verschillende cellen worden gecombineerd in een *module* en in die vorm opgesteld. Typische modulerendementen zijn 13-15% voor monocristallijn Si, 12-14% voor multicristallijn Si, 6-7% voor amorf Si en 8-10% voor CdTe. Typische waarden voor de oppervlakte nodig voor de generatie van 1 kWp elektrisch vermogen zijn 7 m² voor monocristallijn Si, 8 m² voor multicristallijn Si, 15 m² voor amorf Si en 11 m² voor CdTe.

Wereldwijd bedroeg de *totale geïnstalleerde capaciteit* eind 2006 6.634 MWp. De landen met het grootste aandeel aan fotovoltaïsche systemen zijn Duitsland (1,15 GWp), Japan (289,9 MWp) en de Verenigde Staten (120 MWp). De jaarlijkse stijging van de totale geïnstalleerde capaciteit op wereldniveau is momenteel ongeveer 30% per jaar.

	Cellen	Modules	Inverters	Connectie
2010	Productieprijs tot 0.62 €/W Rendement CS tot 20%, DFC tot 15% Gemiddelde Si-consumptie per cel tot 7.5 g/Wp	Rendement CS tot 16%, DFC tot 12%	Inverters met klein bereik aan ingangsspanning (hogere efficiëntie)? Betere compatibiliteit met DFC	Invoeren aantrekkelijke feed-in tarieven voor fotovoltaïsche systemen in heel Europa
	Grotere beschikbaarheid Si Geen gebruik van zware metalen DFC: nieuwe tandemstructuren, minder materiaal en grotere oppervlakte p-Si: < 5 g/Wp, dikte < 150 µm	Energieterugverdientijd van 1.5 jaar naar 0.5 jaar Antidiefstal-beveiliging Rendement met concentrator tot 30% Modules zonder Al kader	Werking als actief filter Regeling van reactief vermogen Aandacht voor eenvoudige uitbreidbaarheid, modulariteit	Fotovoltaïsche ramen Totale systeemprijs = 2,5 €/Wp (excl. BTW) Harmonisatie van afmetingen en levensduur van componenten Multifunctionele netkoppeling
	Productieprijs tot 0.47 €/W Rendement DFC tot 18%, OZC tot 10%, CC tot 50% p-Si: < 3 g/Wp, dikte < 120 µm DFC: nieuwe substraten en betere depositietechnieken	Levensduur modules tot 30 jaar (J) Rendement CS tot 19%, DFC tot 14% Prijs per module < 1 €/Wp Integratie van elektronica in de modules	Inverters geschikt voor eilandbedrijf Aandacht voor recyclage (ook bij cellen en modules) Meer transformatorloze uitvoeringen	Capaciteit wereldwijd tot 205 GWp (276 TWh) Totale systeemprijs = 2 €/Wp (excl. BTW) Europese regelgeving voor netaansluiting
	Doorbraak DS & ODF cellen p-Si: < 2 g/Wp, dikte < 100 µm	Rendement CS tot 20%, DFC tot 15%	Afstemmen levensduur inverters op deze van de modules (30-40 jaar)	Capaciteit wereldwijd tot 433 GWp (589 TWh) Fotovoltaïsche verf Regelsysteem voor deelname aan balanceren productie en verbruik
2030	Productieprijs tot 0.31 €/W Rendement CS tot 25%, DFC tot 20% Gemiddelde Si-consumptie per cel tot 1 g/Wp	Rendement CS tot 22%, DFC tot 18% Levensduur 40 jaar		Actieve rol in regeling van spanning en frequentie in net Productieprijs tot 0.05 €/kWh
	Productie van Si-wafers enkel rechtstreeks uit de vloeistoffase Technologie voor het omvormen van het lichtspectrum Geavanceerde anorganische DFC Cellen met nanotechnologie	Prijs per module < 0.5 €/Wp Rendement met concentrator tot 40 %		Verplichte integratie in alle gebouwen Totale systeemprijs < 1 €/Wp (excl. BTW)

Afkortingen: CS (crystallijn Si), DFC (dunnefilmcel), CC (concentratorcel), DS (dye-sensitized), ODF (organische dunnefilmcel), OZC (organische zonnecel)

Relevantie voor Vlaanderen

Fotovoltaïsche systemen hebben als energiebron zeker goede vooruitzichten in België. In 2006 werd er ongeveer 1,2 MWp aan nieuwe capaciteit geïnstalleerd, om de totale capaciteit op 4,2 MWp te brengen. In 2005 werd bijvoorbeeld met een capaciteit van 3 MWp aan fotovoltaïsche systemen een energie van 2,25 GWh geproduceerd. Gezien de voorspelde prijsdaling voor fotovoltaïsche systemen in de toekomst en de gunstige subsidies voor groene stroomproductie in Vlaanderen wordt een verdere expansie van het aandeel aan fotovoltaïsche systemen verwacht. In Vlaanderen is de waarde van een groene stroomcertificaat 45 €/kWh voor een periode van 20 jaar en systemen onder 10 kW mogen een enige energiemeter hebben, waardoor eigen productie leidt tot een rechtstreekse reductie van de elektriciteitsfactuur voor de klant (dit komt op ongeveer 15 €/kWh, evenwel zonder garantie dat dit in de toekomst nog zo zal zijn). De kennis en industriële capaciteit voor een verdere uitbouw zijn in Vlaanderen zonder twijfel aanwezig.

Referenties

- [1] The Photovoltaic Technology Research Advisory Council (PV-TRAC) of the European Commission, *A Vision for Photovoltaic Technology*, 2005, 48 p., online beschikbaar: http://ec.europa.eu/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_pv/article_1265_en.htm.
- [2] The Institute of Applied Energy (IAE), *Strategic Technology Roadmap in Energy Field – Energy Technology Vision 2100*, 17/04/2006, 14 p., online beschikbaar: <http://www.iae.or.jp/2100.html>.
- [3] European Photovoltaic Industry Association (EPIA), *Solar Generation IV – Solar Electricity for Over One Billion People and Two Million Jobs by 2020*, september 2007, 64 p., online beschikbaar: <http://www.epia.org>.
- [4] Joint Research Centre – Renewable Energies Unit of the European Commission, *PV Status Report 2006 – Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics*, augustus 2006, 121 p., online beschikbaar: re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/doc/report/PV_Status_Report_2006.pdf.
- [5] Joint Research Centre: Renewable Energies Unit of the European Commission, *PVNET Roadmap for Research and Development for Photovoltaics*, 2004, 54 p., online beschikbaar: <http://paris.fe.uni-lj.si/pvnet>.
- [6] New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), *Overview of PV Roadmap Toward 2030*, juni 2004, 13 p., online beschikbaar: www.nedo.go.jp.
- [7] Andreas Schlumberger, *Storm and Stress – Market Survey in Inverters 2007*, Photon International, april 2007, p. 138-167.
- [8] Photovoltaic Technology Platform, *A strategic research agenda for photovoltaic solar energy technology*, 76 p., 2007, online beschikbaar: <http://www.eupvplatform.org>.
- [9] Ralf Köpke, *A Lot Will Happen Here*, Photon International, maart 2007, p. 20-33.

Appendix 4 – Grootschalige windproductie

State of the art

De commerciële en technologische ontwikkelingen op het vlak van grote windturbines zijn nauw gerelateerd aan de turbinegrootte. Beginnende van 10 m diameter (typisch voor 22 kW tot 35 kW geïnstalleerd vermogen) midden jaren '70, zijn wind turbines gegroeid tot diameters van 80 meter of meer (met multi-MW geïnstalleerd vermogen). Door technologische ontwikkeling zijn bovendien variable-pitch (in tegenstelling tot vaste rotorbladen), directe aandrijvingen (in tegenstelling tot klassieke aandrijftreinen met tandwielkasten), variabele-toerentalssystemen, vermogen elektronische koppelingen, betere materialen en een betere verhouding gewicht tot geïnstalleerd vermogen standaardtechnologie geworden.

Een brede variatie in verschillende schikkingen van rotorlagers was geprobeerd binnen de context van de gebruikelijke aandrijving. Dit zowel met tandwielkasten met veelvoudige stadia en een hogesnelheidsgenerator. Hoe dan ook, met de toename in schaalgrootte van de turbine, is er een verhoogde interesse gekomen in systemen die het totale gewicht en de kost verminderen. De algemene trend naar meer geïntegreerde systemen betekent dat lagerontwerpen hoogst interactief zijn geworden met het volledige systeem.

Innoverende aandrijfsystemen en direct-drive (geen tandwielkast) of hybride systemen met beperkte transmissie zijn prominent in veel nieuwe ontwerpen. Ontwerptrends gaan nu grotendeels naar PMG-systemen (Permanent Magnet Generator) en de uitdaging is om betere bekwaamheid en betrouwbaarheid te verkrijgen bij een direct-drive systeem zonder extra kosten of gewicht. Het is opmerkelijk dat die trend naar PMG-technologie veel ruimer gaat dan in de context van enkel direct drive. De PMG is gepositioneerd in de toren om rotor gewicht te compenseren en geeft de nacelle haar kenmerkend vorm.

DFIG (double fed induction generator) is overheersend geweest en dit zal waarschijnlijk ook zo blijven voor enige tijd in markten van grote omvang markten zoals Azië, maar het is tegenwoordig uitgedaagd door strengere netvereisten, hogere rendementen bij PMG-technologie en de ontwikkeling van vermogenomzetters.

Typische wind turbine karakteristieken:

Wind turbine karakteristieken	<Bereik>; Typisch waarde
Normaal vermogen (MW)	<0,850 – 6,0>; 3,0
Rotor diameter (m)	<58-130>; 90
Specifiek normaal vermogen (W/m ²)	<300 – 500>; 470
Capaciteit factor (=last factor)* (%)	<18 – 40>

Vollast equivalent* (h) <1800 – 4000>
 Specifiek jaarlijks energie output** (kWh/m² jaar) <600 – 1500>
 Technische beschikbaarheid*** (%) <95-99>, 97,5

* zeer afhankelijk van gemiddelde plaatselijke windsnelheid and fitten van specifieke vermogen en gemiddelde plaatselijke windsnelheid

** genormaliseerd tot rotor oppervlak, afhankelijk van gemiddelde plaatselijke windsnelheid

*** waarden zijn geldig onshore, inclusief geplande onderbrekingen voor normaal onderhoud

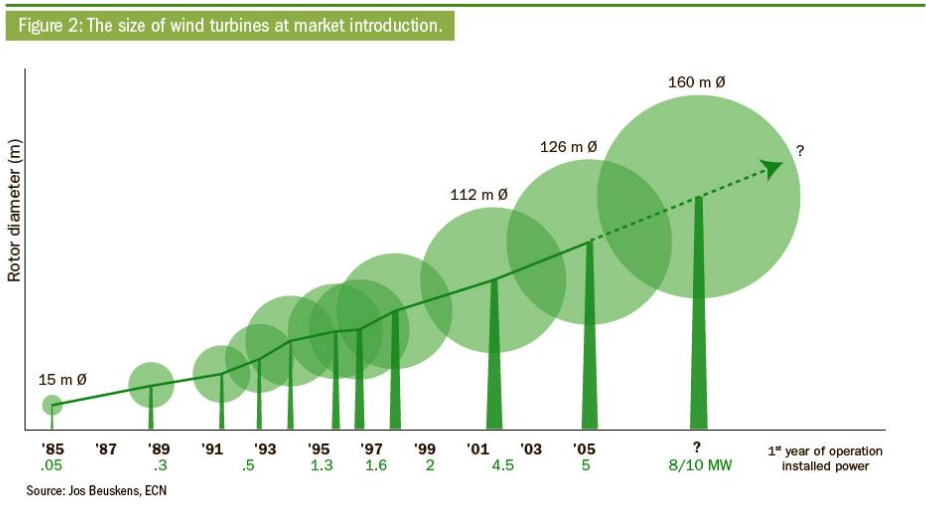


Fig. 1 De grootte van windturbines bij marktintroductie (EWEA)

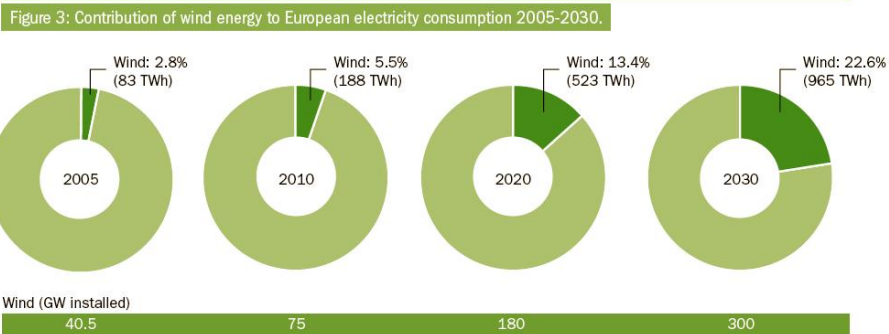


Fig. 2 Aandeel windenergie in Europese elektriciteitsconsumptie tussen 2005-2030 (EWEA)

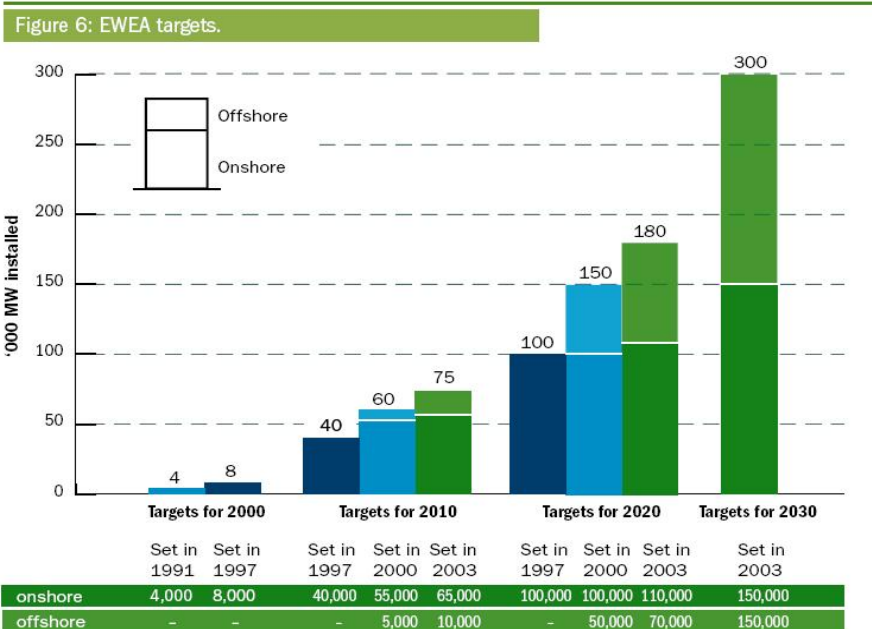


Fig. 3 Targets gesteld door European Wind Energy Association (EWEA)

Relevantie voor Vlaanderen

Als onderdeel van het Vlaams Klimaatplan wordt daarom in het Elektriciteitsdecreet bepaald dat de elektriciteitsleveranciers tegen 2010, 6% van de totale leveringen dienen te betrekken via de toepassing van hernieuwbare energiebronnen. Het Elektriciteitsdecreet voorziet hiertoe een systeem van groenestroomcertificaten. Om

een langetermijnperspectief en investeringszekerheid te bieden was in 2006 de doelstelling tot 2020 worden vastgelegd.

De 6% doelstelling vooropgesteld door het Regeerakkoord en de Europese Richtlijn ter bevordering van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen, komt naar verwachting overeen met de productie van 3.500 GWh groene stroom per jaar tegen 2010. Door de gedeeltelijke vrijstelling van de opgelegde doelstelling voor groenestroomcertificaten voor grootverbruikers en het niet in aanmerking nemen van de netverliezen en van het eigen verbruik van de elektriciteitssector, komt de certificatendoelstelling zoals deze in het Elektriciteitsdecreet staat ingeschreven, neer op ongeveer 2.600 GWh in 2010.

Naast biomassa, waterkracht en zonne-energie kan men uitgaande van de verschillende potentiële ramen dat windenergie, hierin naar schatting minimaal 900 GWh substantieel zou kunnen bijdragen. Dit stemt overeen met de opstelling van een bijkomend vermogen aan windturbines van 450 MW in de periode van 2005-2010. Een deel van de locaties nodig om deze doelstelling te behalen, is echter reeds opgenomen in ruimtelijke uitvoeringsplannen of geplande projecten in vooral zeehavengebieden en grootschalige bedrijventerreinen.

Referenties

- [1] European Wind Energy Association (EWEA), 'Prioritising Wind Energy Research. Strategic Research Agenda of the Wind Energy sector', Juli 2005, 60 p., online beschikbaar: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/SRA_final.pdf.
- [2] Global Wind Energy Council (GWEC), 'Windforce 12. A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020', Juni 2005, 52 p., online beschikbaar: <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/wf12-2005.pdf>.
- [3] International Energy Agency (IEA), 'Renewables for power generation. Status & Prospects', 2003, 194 p., online beschikbaar: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/renewpower_2003.pdf.
- [4] European Wind Energy Association (EWEA), 'Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations', Dec. 2005, 172 p., online beschikbaar: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/grid/051215_Grid_report.pdf.
- [5] Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG), 'Productie-installaties in Vlaanderen waarvoor groenestroomcertificaten worden toegekend', Maart 2007, online beschikbaar: <http://www.vreg.be/vreg/documenten/Statistieken/19497.pdf>.
- [6] Omzendbrief: EME/2006/01- RO/2006/02 van de Ministerie van Ruimtelijke Ordening en Ministerie van Openbare Werken, Energie, Leefmilieu en Natuur, 'Afwegingskader en randvoorwaarden voor de implantatie van windturbines', Mei 2006, online beschikbaar:

http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/economie/energiesparen/doc/wind_omzendbrief.pdf.

Appendix 5 – Kleinschalige windproductie

Windenergie is in feite een speciale vorm van zonne-energie. Door de zonnestraling wordt lucht verwarmd en daardoor komen er gebieden met verschillende luchtdruk tot stand. Er ontstaat stroming van hoge drukgebieden naar lagere drukgebieden. Deze stromingen bevatten kinetische energie. Met behulp van windturbines kan deze energie omgezet worden via mechanische naar elektrische energie. De totale hoeveelheid windenergie die voorhanden is, is een veelvoud van wat de mens op aarde aan energie verbruikt/kan verbruiken.

State of the art

Tot op heden werd windenergie vrijwel alleen door grote windturbines gebruikt die in grote open oppervlakten werden geplaatst. In meer stedelijke gebieden is het echter ook mogelijk om de wind nuttig aan te wenden. Zo kunnen kleine windturbines in stedelijke gebieden geplaatst worden, bijvoorbeeld op het dak van een gebouw.

De hoeveelheid overgebrachte energie is evenredig met de derde macht van de windsnelheid. Het verband van de windsnelheid in functie van de hoogte waar zich de windturbine bevindt, wordt bepaald door de ruwheid van het terrein (meer van belang in stedelijke omgeving). De belangrijkste aandachtspunten bij windenergie geplaatst op gebouwen zijn turbulenties, trillingen, flicker, lawaai, windsnelheden beïnvloed door de stedelijke omgeving, vergunningen.

Tot nu toe zijn er weinig kwalitatieve studies verricht naar kleine windturbines. Hierin wou het WINEUR onderzoek, Wind Energy Integration in the Urban Environment, verandering brengen. Dit onderzoek is ondersteund door het Intelligent Energy programma van de EU. Enkele van de hoofddoelen van het WINEUR project zijn de voorwaarden achterhalen die nodig zijn om de integratie van kleine windturbines in de stedelijke omgeving te bevorderen, het promoten van het opkomen van deze technologie als reële optie voor elektriciteitsvoorziening in kleinere en grote steden, het bewustmaken van gemeentelijke autoriteiten e.d. Het WINEUR project vermeldt dat de UK, Nederland en Japan behoren tot de meest geavanceerde landen in de wereld op gebied van ontwikkeling van stedelijke windturbines en op het dak geplaatste installaties.

Technische uitdagingen

Twee zaken karakteriseren het stedelijk wind regime – lagere gemiddelde windsnelheden in vergelijking met het platteland en meer turbulente stroming. De lagere gemiddelde windsnelheden worden veroorzaakt door ruwe oneffen grond, waardoor de windsnelheid toeneemt met de hoogte. De turbulente stroming is het gevolg van de interactie van de wind met de gebouwen. Turbulente stroming zorgt op

twee manieren voor uitdagingen: snelle veranderende wind richtingen en de snelle trilling van turbine bladen. De opties zijn om een toestel te vinden dat goed omkan met turbulentie of om de plaats met de minste turbulentie te vinden in de stedelijke omgeving. De toppen van een gebouw kunnen hier soms aan voldoen, soms ook parken of grote speelpleinen bij scholen.

Een lage cut-in snelheid kan een opmerkelijk verschil maken voor jaarlijkse energieopbrengst voor jaarlijkse gemiddelde windsnelheden ≤ 4 m/s, en een cruciaal verschil voor ≤ 2 m/s. Er zouden veel plaatsen in de stedelijke windomgeving zijn met zo'n lage gemiddelde jaarlijkse windsnelheden.

Overzicht voor- en nadelen van verschillende windturbines

Er is een discussie aan de gan gwelke soorten turbines meest geschikt zijn voor de windomgeving, welke meest geschikt zijn voor in gebouwgeïntegreerde constructies wanneer dit voordelen zou opleveren. De voor- en nadelen van de belangrijkste types windturbines is samengevat in tabel 1.

	Horizontale as windturbine (HAWT)	Vertikale as windturbine met lift principe (Lift VAWTs)	Vertikale as windturbine met drag principe (Drag VAWTs)
Voordelen	<ol style="list-style-type: none"> 1. Efficiënt 2. veel gebruikt 3. Meest economisch 4. Veel producten beschikbaar 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Redelijk efficiënt 2. onbelangrijk windrichting 3. minder gevoelig aan turbulentie dan een HAWT 	<ol style="list-style-type: none"> 1. stil 2. betrouwbaar en robuust 3. onbelangrijk windrichting 4. kan voordelen uit turbulente stroming halen 5. creëert minder trillingen
Nadelen	<ol style="list-style-type: none"> 1. kan niet goed om met frequent veranderende 	<ol style="list-style-type: none"> 1. meer gevoelig aan turbulentie dan drag 	<ol style="list-style-type: none"> 1. niet efficiënt 2. vergelijkend minder economisch

windrichting	VAWT
2. kan niet goed om met trillingen	

Tabel 1 Voor en nadelen van HAWTs, Lift VAWTs & Drag VAWTs

Een niet aangepaste windturbine met horizontale as zal goed werken wanneer de luchtstroom minder turbulent is, op de top van hoe gebouwen of bij open plaatsen, maar in meer turbulente gebieden is het nodig om de horizontale as turbines meer anders vast te maken om met de trillingen van de bladen overweg te kunnen. Echter, dit zal het gewicht en de kost van de turbine laten toenemen. Hoewel dit niet het probleem oplost om hen snel genoeg te kunnen laten oriënteren om alle energie uit de wind te halen wanneer de windrichting geneigd is om snel te veranderen.

Kleine windturbines kunnen ook ingedeeld worden afhankelijk van de grootte van de rotor. Turbines met een diameter kleiner dan 1,25 m, meestal gebruik voor afgelegen locaties of boten, produceren in normale omstandigheden te weinig vermogen om een huishoudelijke elektriciteitsrekening te laten zakken. Turbines hoger dan 1,5 m kunnen de rekening wel reduceren. VAWTs zijn geschikt om samen te groeperen.

Model en fabrikant	Nominaal vermogen, kW
D400 (Eclectic Energy)	0,4
Windsave	1
Swift (Renewable Devices)	1,5
Proven WT2500	2,5
Proven WT6000	6

Tabel 2 Enkele Turbines op de markt die geschikt zijn voor bevestiging op een gebouw

Relevantie voor Vlaanderen

Momenteel zijn kleine windturbines nog niet in echte alomtegenwoordig in Vlaanderen. Veel heeft te maken met vergunningsproblemen. Particulieren die een kleine windmolen willen oprichten, krijgen in Vlaanderen geen vergunning. Deze problemen komen ook vaak aan bod in de media, waarmee opgepast moet worden om geen spiraaleffect te creëren: geïnteresseerden haken af. Ruimtelijke ordening gaat blijkbaar behoedzaam om met de aanvragen.

Windmolens worden echter nog altijd beschouwd als industriële opwekking van elektriciteit. Dat is dus een industriële activiteit, en die mogen niet in een woonzone, en volgens de nieuwe bepalingen, in principe zelfs niet op minder dan 100m van de grens

met een woon-, recreatie- of natuurzone. Vanzelfsprekend is dit een enorme barrière voor de “urban turbines”. Bij moderne turbines is er ook aandacht voor het visueel aspect, zodat dit minder een obstakel hoeft te zijn.

Als bedrijven al vergunningen krijgen dan moeten ze heel sterk rekening houden met bouwvergunningen. Het ventilatiebedrijf Renson in Waregem heeft bijvoorbeeld drie turbines van Fortis Wind Energy op zijn dak. Die leveren tien procent van de elektriciteit voor het kantoor waar een zeventigtal mensen werkt. Om binnen de opgelegde bouwhoogte te vallen, moesten de turbines lager geplaatst worden dan gepland, waardoor hun rendement eigenlijk te klein is. In Vlaanderen zijn hooguit een tiental dergelijke turbines echt in gebruik, zo blijkt uit cijfers van de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG).

Voor particuliere zonnepanelen zijn er daarentegen duidelijke regels, onder bepaalde voorwaarden zijn ze vrijgesteld van een bouwaanvraag. Subsidies zoals voor de aanschaf van zonnepanelen zijn er voor de kleine windturbines niet. Wel krijgen eigenaars per 1.000 kWh een groenestroomcertificaat, dat vandaag ongeveer 110 euro waard is. Het is belangrijk om een duidelijk reglementair kader op te stellen waarbij akoestiek, maximale dimensionering relatief ten opzichte van de massa van het gebouw en de oppervlakte van het terrein behandeld worden, op zo’n manier dat de administratieve procedures vereenvoudigd worden en niet tegenwerken.

In het dichtbebouwde Vlaanderen is de toekomst van kleine windenergie misschien te zoeken in minder opvallende modellen, die tegen muren kunnen geïnstalleerd worden, of bestaan die uit draaiende rotorbladen in een koker. Veel van dergelijke modellen zijn nog experimenteel en nog niet geoptimaliseerd voor een maximaal rendement. Het is interessant om ook onderzoek uit te voeren naar kleinschalige windmolens in combinatie met zonnepanelen, waar een zeker complementariteit in de productieprofielen lijkt te bestaan.

Er is tevens nood aan een testcentrum voor kleine windmolens die de technische data gegeven door de fabrikanten test en onafhankelijk verifieert. Dit is voornamelijk het geval met data zoals vermogencurves. Zo voorspellen bepaalde turbines hoger vermogen in functie van windsnelheid omdat zij alleen theoretisch zo zijn afgeleid en op minder relevante data zijn gebaseerd. Kleine windturbine fabrikanten zouden de performantie nogal snel overschatten of steunen op oncorrecte windsnelheid data voor de locaties.

Belangrijke aandachtspunten:

- Vergunningsprobleem voor plaatsen turbine
 - Architecturale integratie
 - Veiligheid

- Milieu-impact
- Visuele impact
- Vergunning moet eenvoudig zijn en niet tegenwerkend.
- Opstellen reglementair kader:
 - Akoestiek, maximale dimensionering relatief ten opzichte van de massa van het gebouw en de oppervlakte van het terrein
- Communicatie en ontwikkeling van de markt
 - Opstellen controle datasheets van fabrikanten
 - Nog onderzoek laten gebeuren
 - Speciale turbines geoptimaliseerd voor maximaal rendement
 - Hybride systemen: kleine windturbines in combinatie met zonnepanelen
 - Aanpak turbulenties, trillingen, flicker, lawaai, windsnelheden
- Subsidies: behouden, zelfs uitbreiden (cfr. PV installaties)?
- Er zijn genoeg geïnteresseerden, laat hun interesse niet afkoelen => Dit kan door een duidelijk reglementair kader en subsidies

Referenties

- Small wind turbines for the urban environment: State of the art, case studies and economic analysis, <http://www.urbanwind.org>
- http://www.urban-wind.org/pdf/EWEC2006_full_paper_Urban_Wind_in_the_UK.pdf
- Urban Wind Resource Assessment in the UK: An introduction to wind resource assessment in the urban environment, European Commission, Wineur Deliverable 5.1 February 2007
- Results from the WINEUR project and examples of urban small wind installations, http://www.urban-wind.org/ECUWN/pdf/S_Davidson_WINEUR_Microgen_conference_Apr07.pdf
- Zo werkt dat – de techniek van vandaag, Winkler Prins redactie, 90-274-7907-0
- <http://windturbine-analysis.com/>
- <http://www.techniques-ingenieur.fr>
- <http://hmf.enseeiht.fr/travaux/CD0304/optsee/bei/1/html/java.htm>
- <http://www.agripress.be/start/artikel/164287/nl>
- Renson wint energie met windmolens, http://www.nieuwsblad.be/Article/Detail.aspx?articleID=nbra23122003_018
- www.vreg.be

Appendix 6 – Microturbines

Gasturbines maken gebruik van de verbranding van (fossiele) brandstoffen in de verbrandingskamer om de interne energie van het werkfluidum (lucht) te verhogen. Deze warmte wordt door de turbine omgezet in mechanische energie die de compressor en de generator aandrijft. De generator zet de mechanische energie afkomstig van de turbine om in elektrische energie. Omwille van de hoge toerentallen waarmee de turbine en generator ronddraaien is er een vermogenelektronische tussenkring voorzien die de geproduceerde elektriciteit omzet naar een spanningsamplitude en frequentie die conform zijn met het distributienet. Als men het heeft over microturbines, bedoelt men meestal turbines met een vermogen van 20 kW tot en met 250 kW. Gasturbines met een vermogen tussen 250 kW en enkele MW worden eerder beschouwd als “kleine gasturbines” en verschillen ook qua ontwerp met de echte microturbines. Deze komen echter zeer zelden voor. Microturbines hebben een lage elektrische efficiëntie en worden daarom meestal ingezet als warmtekrachtkoppeling om de restwarmte afkomstig van de gasturbine te recupereren en zo alsnog een mooi rendement te halen.

Voor- en nadelen bij het gebruik van microturbines

Het voordeel van een gasturbine is dat ze relatief compact en licht is voor een bepaald vermogen. Bovendien voeren alle belangrijke onderdelen van de gasturbine slechts een roterende beweging uit en geen heen- en weergaande beweging, zoals in verbrandingsmotoren, waardoor de mechanische levensduur toeneemt en de onderhoudskosten beperkt zijn. Een brede variëteit aan brandstoffen kan gebruikt worden doordat de verbranding plaatsvindt met een overdaad aan lucht (6 tot 8 keer de stochiometrische verhouding). Meestal wordt aardgas gebruikt, maar men kan ook vloeibare brandstoffen gebruiken en biobrandstoffen, zoals biogas, diesel, kerosine, methanol en LPG. Verder heeft de gasturbine geen koelkring nodig, zoals de waterkoeling bij dieselgeneratoren. De continue verbranding zorgt ervoor dat er minder schadelijke uitstoot is dan bij verbrandingsmotoren. Terwijl de uitstoot van stikstofoxiden bij een dieselmotor in het bereik 100-200 ppm valt, bedraagt dit bij een gasturbine ongeveer 25 ppm. Ook de CO-uitstoot en uitstoot van onverbrande koolwaterstoffen ligt lager dan bij dieselmotoren.

Een groot nadeel is echter dat de CO₂-uitstoot hoger is, omdat het rendement lager is. Terwijl diesel- en gasmotoren in de vermogen klasse van 20 tot 250 kW een efficiëntie halen van 40 % en meer bij vollast, bedraagt deze typisch minder dan 30 % voor microgasturbines. Om een grotere efficiëntie te halen, zijn hogere temperaturen vereist, wat echter niet meer mogelijk is met de huidige legeringen. Een ander nadeel is de hoge investeringskost door de relatief beperkte productie, waardoor deze oploopt tot 1700-1900 €/kW_{elek}.

Ook qua ontwerp verschillen microturbines van de grotere turbines (enkele MW tot honderd MW en meer). De grotere turbines zijn axiale machines opgebouwd uit meertraps-compressoren en -turbines, waardoor de compressieverhoudingen kan oplopen tot 30:1 en waarbij temperaturen tot 1650 °C en meer optreden. Microturbines zijn radiale machines opgebouwd uit een eenvoudige centrifugale compressor en eentraps- turbine, waarbij de compressieverhoudingen beperkt blijft, gaande van 3:1 tot 7:1 en waarbij de temperatuur niet boven de 950 °C zal stijgen omwille van het turbinemateriaal.

State of the art

De bekendste producenten voor microturbines zijn Capstone, Elliott, Bowman, Turbec en Ingersoll-Rand. De Zweedse fabrikant Turbec is de marktleider in Europa gevolgd door Bowman Power Systems. Terwijl Capstone op de wereldmarkt de leider is met een aandeel van 85%, is het aandeel van hen binnen de EU beperkt. Omwille van de lage elektrische efficiëntie bieden de meeste fabrikanten de microturbine aan als warmtekrachtkoppeling. De huidige trend is de microturbine aan te bieden als tri-generatie eenheid. Door de microturbine te koppelen aan een absorptiekoeler, kan men de restwarmte ook gebruiken om een koelcircuit te voorzien van koud water, zodat de microturbine kan gecombineerd worden met airconditioning. Zo biedt Elliott een lithium-bromide absorptiekoel- en verwarmingsmachine aan die ofwel gekoeld water van 7 °C ofwel verwarmd water van 55 °C kan leveren.

Microturbine	$P_{\text{elektrisch}}$	$P_{\text{thermisch}}$	η_{elek}	$\eta_{\text{elek+therm}}$	Afmetingen (L*B*H)[m]	Gewicht
Capstone C30	30 kW 400/480 V _{AC} 50/60 Hz	Niet van toepassing	26 %	Niet van toepassing	1,97 * 0,77 * 1,54	405 kg (netgekoppeld) 578 kg (netgekoppeld en eilandwerking) ⁽¹⁾
Capstone C65	65 kW 400/480 V _{AC} 50/60 Hz	120 kW	29 %	82 %	2,12 * 0,77 * 1,97	758 kg (netgekoppeld) 1121 kg (netgekoppeld en eilandwerking) ⁽¹⁾
Elliott TA100-CHP	100 kW 400/480 V _{AC} 50/60 Hz	172 kW	29 %	75 %	3,25 * 0,85 * 2,25	1860 kg (netgekoppeld en eilandwerking) ⁽¹⁾
Bowman TG80CG ⁽²⁾	80 kW 400/480 V _{AC} 50/60 Hz	150 kW	25 %	74 %	3,1 * 0,88 * 1,92	-
		420 kW	13 %	86 %		
Turbec T100-CHP	100 kW 400/480 V _{AC} 50/60 Hz	155 kW	30 %	77 %	2,77 * 0,9 * 1,81	2250 kg (netgekoppeld en eilandwerking) ⁽¹⁾
Ingersoll-Rand MT70-CHP	70 kW 480 V _{AC} 60 Hz	Niet gegeven	Niet gegeven	Niet gegeven	2,22 * 1,09 * 1,81	2130 kg

Ingersoll-Rand MT250-CHP	250 kW 400/480 V _{AC} 50/60 Hz	Niet gegeven	29 %	75 %	3,35 * 2,17 * 2,28	5440 kg
-----------------------------	---	-----------------	------	------	-----------------------	---------

Tabel 1 Overzicht van de belangrijkste producenten van microgasturbines en hun producten.

(1) Deze machines zijn voorzien van een startbatterij en andere aanpassingen zodat de microturbine ook in eilandbedrijf kan werken. De afwijkingen op de frequentie en spanning worden dan wel aanzienlijk groter bij plotse laststappen: Zo staat de Ingersoll-Rand MT250 een frequentieafwijking tot 5 Hz en een spanningsafwijking van +/- 10% toe gedurende 5 s bij lastwissels.

(2) De TG80CG is voorzien van een bypassklep op de regulator zodat een kleiner deel van de restwarmte gerecupereerd wordt door de recuperator en een groter deel van de restwarmte naar de warmtewisselaar van de warmtekrachtkoppeling gaat. Het elektrisch rendement daalt hierdoor aanzienlijk, maar de totale efficiëntie stijgt.

Opbouw van de microturbine

In Fig. 1 kan men de typische opbouw van een microturbine aanschouwen, van links naar rechts aanschouwt men:

- De generator: Deze wordt aangedreven door de turbine en zet de mechanische energie van de turbine om in elektrische energie.
- De compressor: Deze comprimeert de inlaatlucht en stuwt ze naar de verbrandingskamer.
- De verbrandingskamer: Hier wordt de brandstof verbrandt, waardoor de interne energie van het werkfluidum (lucht) verhoogd wordt.
- De turbine wordt aangedreven door het hete brandstof-luchtmengsel uit de verbrandingskamer en drijft op zijn beurt de compressor en generator aan.
- De recuperator: een warmtewisselaar die de energie (warmte), aanwezig in de uitlaatgassen gedeeltelijk recupereert door de lucht in de verbrandingskamer voor te verwarmen.

Processchema

1. Generator
2. Lucht toevoer
3. Compressor
4. Lucht naar recuperator
5. Verbrandingskamer
6. Turbine
7. recuperator
8. Uitlaatgassen
9. Warmtewisselaar
10. Uitlaat voor uitlaatgassen
11. afvoer warm water
12. invoer water

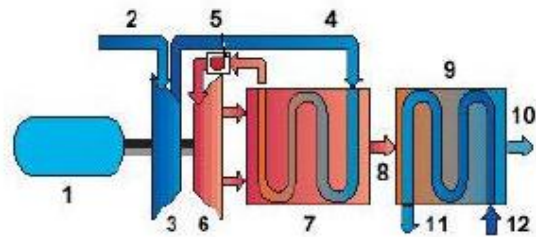
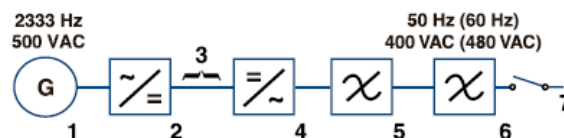


Fig. 1 Doorsnede van een microturbine

Typisch bestaat de compressor en de turbine van een microturbine slechts uit een enkele trap, waardoor deze microturbines meer verwantschap vertonen met de turbocompressor gemonteerd op dieselmotoren dan met de gecompliceerde gasturbines die gebruikt worden in STEG-centrales. Omwille van het lage elektrische rendement, wordt de microturbine meestal ingezet als warmtekrachtkoppeling. Daarom is op Fig. 1 ook de warmtewisselaar 9 aanwezig die gebruikt wordt om water op te warmen voor verwarmingstoepassingen.

De turbine van een microgasturbine draait typisch rond aan een snelheid van 50.000 tot 100.000 tpm. De generator die wordt aangedreven door deze turbine draait meestal rond aan dezelfde hoge snelheid waardoor een versnellingsbak vermeden wordt en de generator zeer compact is. Vermits het hier in de meeste gevallen een vierpolige synchrone generator betreft, is de frequentie veel te hoog om een rechtstreekse netkoppeling toe te laten. Daarom wordt een vermogenelektronische tussenkring voorzien (Fig. 2) die de generatorspanning gelijkricht en vervolgens omzet naar een spanning en frequentie die in overeenstemming zijn met het net. Een bijkomend voordeel is dat een startbatterij kan aangesloten worden op de gelijkspanningstussenkring, waardoor de microturbine kan opgestart worden tijdens een netuitval.



- | | |
|------------------------------|-------------------------|
| 1. Generator | 5. Line filter |
| 2. Rectifier/Start converter | 6. EMC filter |
| 3. DC bus | 7. Main circuit breaker |
| 4. Converter | |

Fig. 2 Vermogenelektronische omvormer van de microturbinegenerator.

Roadmap

Zoals op Fig. 3 te zien is, bestaat de roadmap voor microturbines de komende jaren uit de volgende punten:

- Het gebruik van luchtlagers of magnetische lagers in plaats van de huidige olielagers zorgt voor een hogere efficiëntie en voor minder onderhoud.
- Verbetering van de efficiëntie van de recuperator door het gebruik van roestvrij staal en andere materialen. Hierdoor zou de efficiëntie van de recuperator moeten stijgen van de huidige 85 % naar ongeveer 90 % en na 2010 zelfs meer .
- Het gebruik van keramische materialen voor de turbine. De huidige state-of-the-art microturbines maken gebruik van nikkellegeringen, wat de temperatuur in de turbine beperkt tot 950 °C. Onderzoek wordt verricht naar turbines die gemaakt zijn van keramische materialen zoals siliciumnitride (Si_3N_4) versterkt met 5 tot 20 % siliciumcarbide (SiC) en siliciumnitride versterkt met vezels. Deze vezels kunnen gefabriceerd worden uit koolstof (C), siliciumcarbide (SiC) of titaniumboride (TiB). Hierdoor zou de temperatuur van de verbranding kunnen oplopen tot 1200 °C en zelfs tot ongeveer 1400 °C voor de vezelversterkte siliciumnitride, waardoor de efficiëntie tot meer dan 40 % kan stijgen.
- Door het gebruik van betere modellen voor de compressor en turbine, zou hun aërodynamische efficiëntie moeten verbeteren. Nu bedragen deze typisch een kleine 80 % voor de compressor en ongeveer 85 % voor de turbine. Ook de efficiëntie van de verbrandingskamer kan nog verbeterd worden.
- Door het gebruik van nog geavanceerdere keramische matrix composieten voor de turbine zou de temperatuur van de verbranding na 2010 kunnen stijgen tot boven 1500 °C, waardoor de efficiëntie kan stijgen tot 45 % en meer.
- Op lange termijn kan een combinatie van efficiëntere lagers, turbines, compressoren, verbrandingskamer en recuperator zorgen voor een efficiëntie die ongeveer 50 % bedraagt tegen 2020.

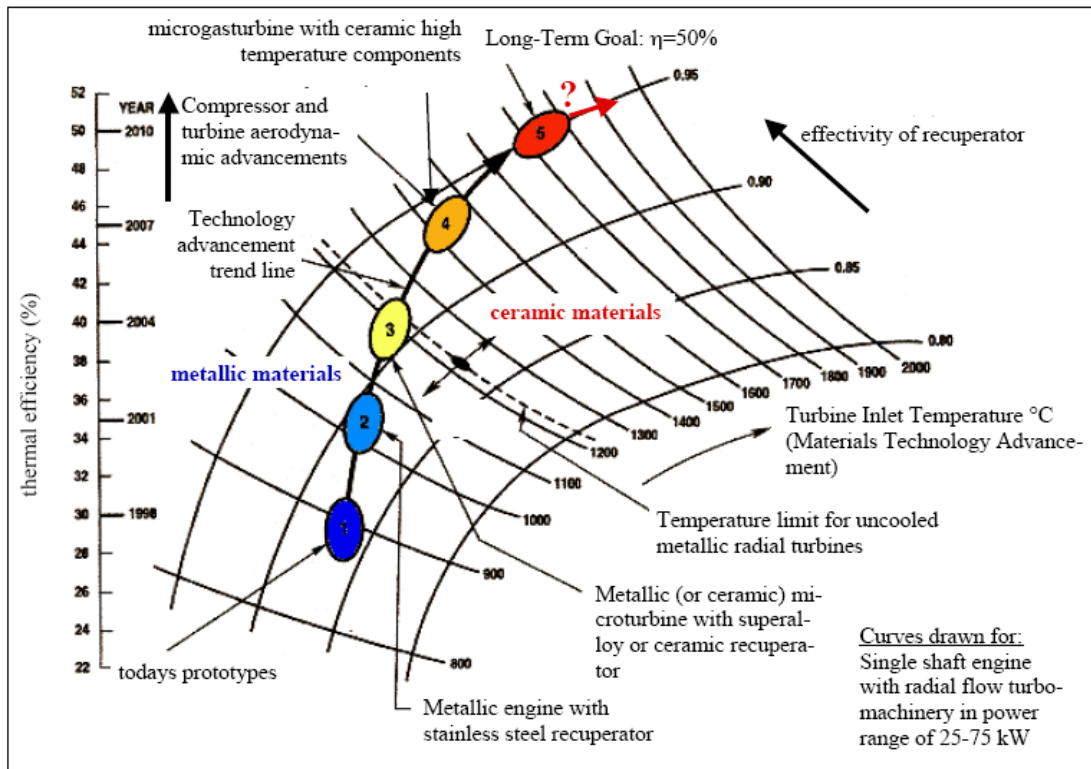


Fig. 3 Roadmap voor microturbines

Referenties

- [1] Dieter Bohn, *Micro Gas Turbine and Fuel Cell – A Hybrid Energy Conversion System with High Potential*, Institute of Steam and Gas Turbines - Aachen University, December 2005
- [2] Biomass Technology Group, *Microgasturbine Factsheet*
- [3] Bowman Power,
<http://www.energysolutionscenter.org/DistGen/AppGuide/Manf/Bowman.html>, laatst bezocht 24/10/2007
- [4] Capstone Turbine Corporation, <http://www.capstoneturbine.com>, laatst bezocht 24/10/2007
- [5] Elliott Microturbines, <http://www.elliottmicroturbines.com>, laatst bezocht 24/10/2007
- [6] Ingersoll-Rand Industrial Technologies, http://energy.ingersollrand.com/index_en.aspx, laatst bezocht 24/10/2007
- [7] Turbec, <http://www.newenco.co.uk/spec.html>, laatst bezocht 24/10/2007

Appendix 7 – Waterkracht

Waterkrachtcentrales of hydraulische centrales zijn elektriciteitscentrales die stromend of neerstortend water gebruiken om een turbine in beweging te brengen. Ze bevinden zich op stromen en rivieren, met al dan niet een kunstmatige dam. Het verval en het debiet van de stroom zijn bepalend voor de werking. Het gebruik van waterkracht brengt geen directe vervuiling met zich mee en geen directe gevaarlijke afvalproducten zoals CO₂. Daarom worden waterkrachtcentrales gezien als opwekker van in principe groene energie. Deze vorm van energieconversie heeft wel een grote impact op de omgeving, bijv. door het aanleggen van stuwweren, en de grootschalige projecten worden daarom niet steeds tot de hernieuwbare energieën gerekend. In Zuid-Amerika komt driekwart van de elektriciteit van waterkrachtcentrales. Ook Noorwegen is voor haar elektriciteitsproductie sterk afhankelijk van waterkrachtcentrales. 99% van de totaal geproduceerde elektriciteit wordt er verkregen door middel van waterkracht. Deze centrales zijn vooral in het noorden gelegen. In België wordt er ongeveer 1,84% van de elektriciteit in 2005 opgewekt door waterkracht.

De definitie van een klein waterkrachtproject varieert maar een algemene capaciteit tot 10 MW wordt meestal aanvaard als de hoogste limiet om nog te spreken van kleine waterkrachtcentrale. Kleine waterkrachtcentrales kunnen verder nog onderverdeeld worden in miniwaterkracht, meestal gedefinieerd als minder dan 1 MW en micro waterkracht die minder is dan 100 kW. Microwaterkracht wordt meestal gebruikt voor kleinere families of kleine bedrijven. Kleine waterkrachtcentrales kunnen indien gewenst aangesloten worden met het traditionele elektriciteitsnetwerk. Kleine waterkrachtcentrales hebben gewoonlijk kleine reservoirs en constructiewerk, zodat ze relatief weinig milieu-impact hebben in vergelijking met grotere hydrocentrales.

De meeste systemen hebben gestandaardiseerde turbines en generatoren in de grootteorde van 200kW tot 10 MW. Dikwijls worden synchrone generatoren gebruikt bij geïsoleerde opstelling, kleine hydraulische centrales die verbonden zijn met het distributienet maken soms gebruik van inductiegeneratoren. Kleine hydroprojecten hebben gewoonlijk weinig milieu-impact en licentieprocedures, en hun uitrusting is gewoonlijk in serie productie, eenvoudig gestandaardiseerd materiaal terug te vinden. De constructie kan heel van een hydraulische centrale kan heel snel gebeuren. Ze zijn dan ook erg populair in ontwikkelingsprojecten.

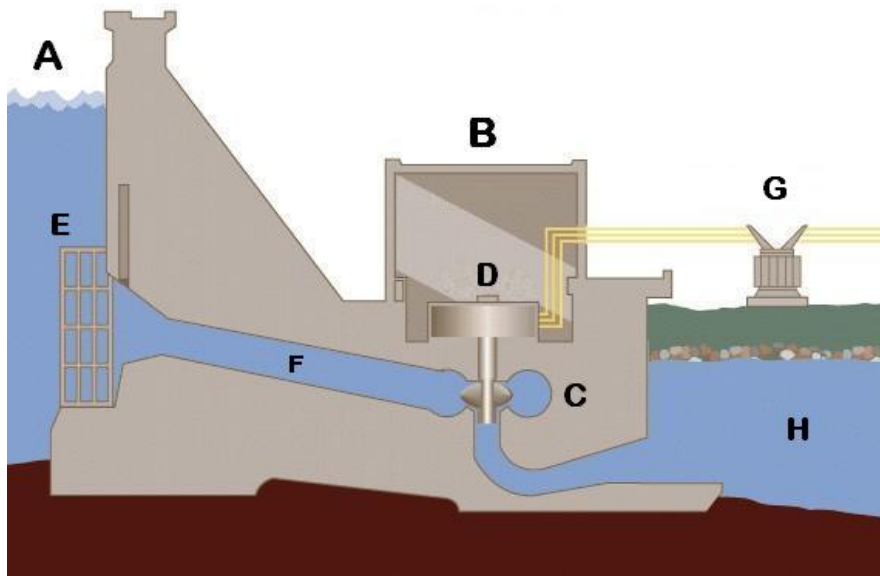


Fig 1 Schets opstelling hydraulische centrale (A - reservoir, B - krachtcentrale, C - turbine, D - generator, E - inlaat, F - leiding, G - hoogspanningskabels, H - rivier)

Relevantie voor Vlaanderen

De vzw TSAP heeft midden 1996 de inventarisatie van het waterkrachtpotentieel voor Vlaanderen, inclusief Brussel, beëindigd. Enerzijds zijn klassieke molensites bestudeerd waar zich waterkracht installaties bevinden. Anderzijds werden bestaande stuwen bestudeerd waar, op twee uitzondering na, geen waterkracht installaties aanwezig zijn, maar waar de mogelijkheid tot exploitatie bestaat. Het potentieel beschikbaar vermogen van beide categorieën wordt respectievelijk op 4,2 MW en 10,8 MW geschat.

Alhoewel de meeste watermolens in Vlaanderen al lang buiten gebruik zijn, blijven de molengebouwen meestal nog goed bewaard. Twee derden zijn in zeer goede bouwkundige staat. Meer dan de helft zijn beschermd. Bij 41 watermolens is de waterloop verlegd of verdwenen. Slechts met min of meer grote infrastructuurwerken zou men deze molens weer water kunnen geven. Het totaal vermogen voor Vlaanderen is 4,2 MW.

Deze inventarisatie betreft het potentieel aan kleine waterkracht. Daarnaast is er theoretisch nog de mogelijkheid tot een grote waterkrachtcentrale van ongeveer 10 MW op de Maas in de omgeving van Maaseik als daar een stuw zou worden gebouwd. Er bestaat ook de mogelijkheid tot installeren van een getijdencentrale van ongeveer 3,4 MW op de spui kom van Oostende.

De hydraulische centrales op de Maas

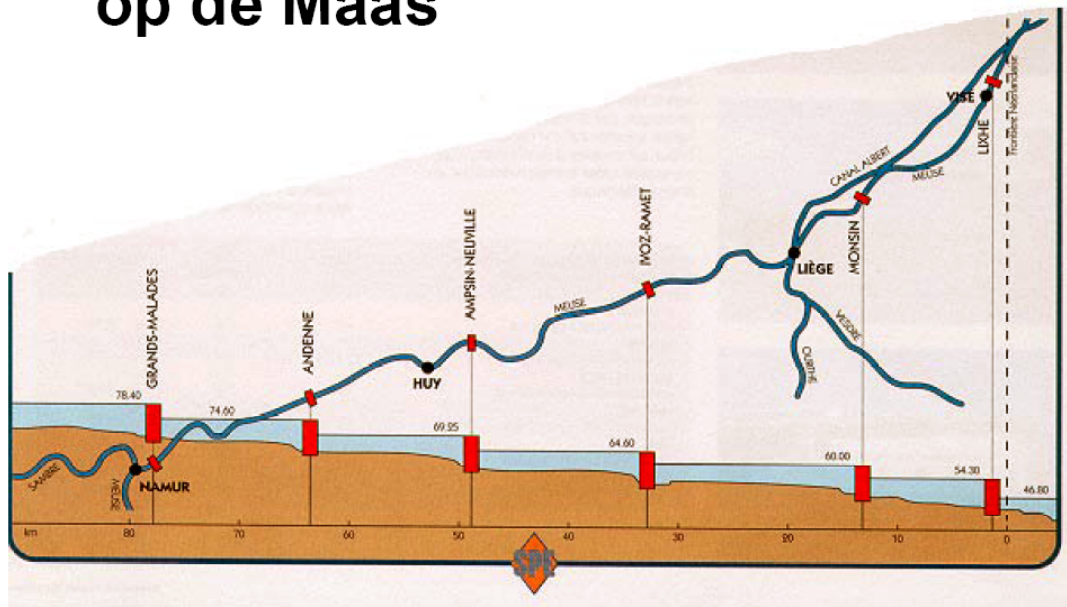


Fig. 2 Hydraulische centrales op de Maas (Bron: <http://www.kviv75jaar.be/energie/pdf/5-liberalisering-DeFoer.pdf>)

Referenties

- [1] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 'Renewables. Global Status Report. 2006 Update'. Available online at: http://www.ren21.net/globalstatusreport/download/RE_GSR_2006_Update.pdf.
- [2] ODE Vlaanderen. Organisatie voor Duurzame Energie. Website: <http://www.ode.be>
- [3] Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap. Afdeling Natuurlijke Rijkdommen en Energie. 'Kleine Waterkracht'. Available online at: http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/economie/energiesparen/doc/brochure_kleine_waterkracht.pdf
- [4] <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [5] <http://www.kviv75jaar.be/energie/pdf/5-liberalisering-DeFoer.pdf>
- [6] http://www.electrabel.be/corporate/aboutelectrabel/documents/mmv_environmentalreport_nl.pdf

Appendix 8 – Brandstofcellen

Werkingsprincipe

De allereerste brandstofcel dateert reeds van het jaar 1839. Ze werd per toeval ontdekt toen Sir William Grove vaststelde dat het elektrolyseproces, dat hij bestudeerde, ook in omgekeerde richting opging en dat dit gepaard ging met de productie van elektriciteit en water [1]. De werking van een brandstofcel is principieel zeer eenvoudig: tussen twee elektroden bevindt zich een ionengeleidende elektrolyt. Waterstof wordt langsheen de anode gestuurd, zuurstof langsheen de kathode. Aan de anode treedt een chemische reactie op, waarbij elektronen en ionen geproduceerd worden. Deze elektronen bewegen zich langs een uitwendig circuit naar de kathode en drijven ondertussen een belasting aan. De ionen migreren doorheen de elektrolyt eveneens naar de kathode, waar samen met de elektronen en zuurstof een nieuwe chemische reactie optreedt en water gevormd wordt [2]. Dit werkingsprincipe wordt hieronder voorgesteld in figuur 1.

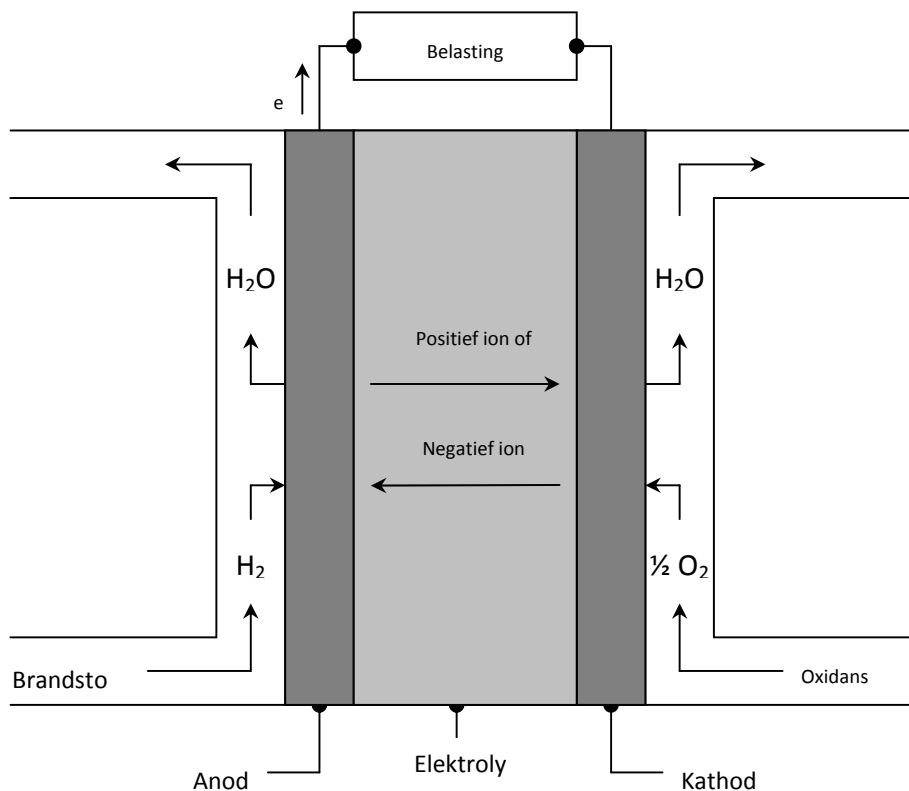


Fig. 1 Schematische voorstelling van een brandstofcel

Een brandstofcel converteert dus continu chemische naar elektrische energie, waarbij tevens warmte en water gegenereerd worden. Het grote verschil met andere vormen van energieopwekking bestaat uit het feit dat een brandstofcel geen gebruik maakt van een thermodynamische cyclus, waardoor het rendement niet gelimiteerd wordt door het Carnot-rendement. Het werkingsprincipe zoals het hier beschreven wordt, is dat van een zogeheten 'brandstofcelstack'. Een volledig brandstofcelsysteem bestaat uit de stack en bijhorende randapparatuur of 'balance-of-plant'.

State-of-the-art

Op basis van de gebruikte elektrolyt en de werkingstemperatuur kunnen zes verschillende brandstofceltypes onderscheiden worden. Deze zes types, afgebeeld in Figuur 2, zijn: de Alkaline Fuel Cell (AFC), de Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell of Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC), de Direct Methanol Fuel Cell (DMFC), de Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC), de Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC) en de Solid Oxide Fuel Cell (SOFC). Elk van deze systemen heeft zijn eigen specifieke voor- en nadelen, bevindt zich in een verschillend stadium qua ontwikkeling en marktpenetratie en heeft welbepaalde doeleinden waarvoor het bij voorkeur aangewend wordt. Een overzicht van al deze aspecten is terug te vinden in Tabel 1.

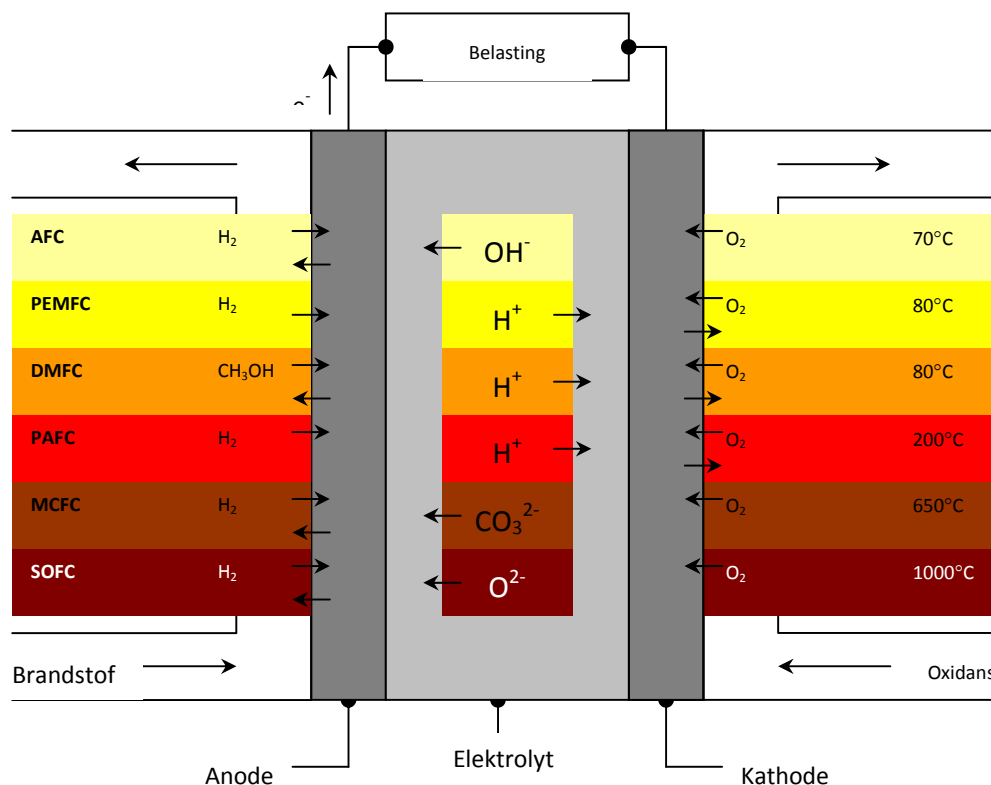


Fig. 2 Werkingsprincipe en werkingstemperatuur van de verschillende brandstofceltypes

	Elektrolyt	Temperatuur	Voordelen	Nadelen	Marktpenetratie
AFC	Kaliumhydroxide	70° C	<ul style="list-style-type: none"> • Hoog rendement • Lage opstarttijd 	<ul style="list-style-type: none"> • Zeer gevoelig aan CO en CO₂ • Lage temperatuur • Dure katalysator 	<ul style="list-style-type: none"> • Zeer klein • Ruimtevaart en militaire toepassingen
PEMFC	Vast polymeer (Nafion)	80° C	<ul style="list-style-type: none"> • Compacte celbouw • Lage opstarttijd • Vast elektrolyt, werking onder druk 	<ul style="list-style-type: none"> • Dure katalysator • Zeer gevoelig aan CO 	<ul style="list-style-type: none"> • Groot • WKK (klein en groot), transport, ruimtevaart
DMFC	Vast polymeer (Nafion)	80° C	<ul style="list-style-type: none"> • Geen reformer nodig (methanol als brandstof) • Lage opstarttijd • Vast elektrolyt, werking onder druk 	<ul style="list-style-type: none"> • Dure katalysator • Lage vermogendichtheden • Enkel methanol als brandstof 	<ul style="list-style-type: none"> • Klein • Kleine, draagbare toepassingen
PAFC	Fosforzuur	200° C	<ul style="list-style-type: none"> • Zeer geschikt als WKK 	<ul style="list-style-type: none"> • Sterk zuur als elektrolyt • Zeer gevoelig aan CO en zwavel • Dure katalysator 	<ul style="list-style-type: none"> • Dalend • Stationaire toepassingen
MCFC	Gesmolten alkalicarbonaten	650° C	<ul style="list-style-type: none"> • Interne reforming mogelijk • Veel WKK-toepassingen • Geen dure katalysatoren 	<ul style="list-style-type: none"> • Hoge corrosiviteit elektrolyt • Hoge opstarttijd • Beperkte stroomdichtheid 	<ul style="list-style-type: none"> • Matig • Grote, industriële toepassingen • Opvolger van PAFC
SOFC	Y ₂ O ₃ -gestabiliseerd ZrO ₂	1000° C	<ul style="list-style-type: none"> • Brede waaier van toepassingen • Ruime brandstofkeuze • Vast elektrolyt, werking onder druk 	<ul style="list-style-type: none"> • Grote thermische spanningen • Zeer grote opstarttijden • Beperkte levensduur • Gebruik van keramische materialen 	<ul style="list-style-type: none"> • Groot • Zowel industriële als residentiële toepassingen • Hybride toepassingen: SOFC + gasturbine

Tabel 1: Overzicht van de verschillende brandstofcelssystemen [3], [4], [5]

Roadmap

Eerder dan de specifieke kenmerken van de verschillende brandstofceltypes, zijn het voornamelijk meer algemene aspecten die de technische en economische haalbaarheid van brandstofcellen in de toekomst zullen bepalen. Als grote pluspunten zijn er onder andere het brede toepassingsgebied van brandstofcellen (aandrijven van individuele machines, industriële of residentiële WKK's, draagbare vervangers van batterijen, aandrijfsysteem voor wagen of bus) en de zeer grote waaier aan vermogens (van minder dan 1 kW_e tot meer dan 10 MW_e). In vergelijking met conventionele centrales en andere gedecentraliseerde eenheden, voornamelijk WKK-systemen zoals gasmotoren en gasturbines, haalt een brandstofcel zeer goede elektrische (tot 40-50%) en thermische rendementen, zodat de totale brandstofbenuttigingsgraad hoger dan 80% kan worden. Bovendien worden de prestaties in deellast vaak nog beter, wat bij andere technologieën meestal niet het geval is. Verder zijn er nog enkele kleinere voordelen die een brandstofcel vanuit technisch oogpunt zeer aantrekkelijk maken, zoals onder andere de geluidsarme werking en het zeer eenvoudige onderhoud.

Brandstofcellen hebben momenteel echter ook nog met tal van problemen te kampen, die zwaarder doorwegen dan voordelen, wat blijkt uit het kleine aantal systemen dat tot op heden daadwerkelijk gecommmercialiseerd is. Om te beginnen is de levensduur momenteel nog zeer ver verwijderd van de 40.000 uren die vereist zijn om competitief te kunnen zijn op de hedendaagse markt. De meeste technische problemen situeren zich momenteel in de 'balance-of-plant', die onder andere bestaat uit compressoren en bevochtigers om de lucht te conditioneren, uit vermogenelektronische apparatuur zoals een inverter om de gegenereerde gelijkstroom in bruikbare wisselstroom om te zetten en uit een reformer, eventueel aangevuld met CO- en CO₂-verwijderaars, om de aangevoerde brandstof te converteren naar voldoende zuivere waterstof.

Naast de technische tekortkomingen of problemen, is het ongetwijfeld de economische haalbaarheid die een doorbraak van brandstofcellen momenteel het meest in de weg staat. Het PC25-systeem van ONSI – het eerste commercieel beschikbare systeem – kostte ongeveer 3.000 USD/kW_e en mits verwoede inspanningen is men er niet in geslaagd deze prijs te drukken. Nog erger is het gesteld met de kleinschalige systemen. Voor kleine PEMFC's zijn kostprijzen van meer dan 10.000 Euro/kW_e geen uitzondering, idem voor de SOFC. Hoe groter het systeem, hoe lager de prijs per kW_e, maar het prijsniveau van het PC25-systeem wordt vooralsnog nergens onderschreden [4],[5],[6].

Tenslotte is het ontbreken van een deftige infrastructuur voor waterstof waarschijnlijk de grootste technische barrière. Aangezien er nog geen echte markt is voor brandstofcellen, ontbreekt vanzelfsprekend ook deze broodnodige waterstofinfrastructuur. En zolang deze infrastructuur er niet komt, zal het voor brandstofcellen ongetwijfeld zeer moeilijk blijven om de markt te veroveren. Een kip-en-ei-probleem dus, waardoor een roadmap voor brandstofcellen onmogelijk kan

losgekoppeld worden van de doorbraak van waterstof als energiedrager. Figuur 3 geeft de tot nu toe meest gebruikte Europese roadmap voor waterstof en brandstofcellen weer. Gezien de technische en economische evolutie van de laatste jaren, kan nu echter al gesteld worden dat deze visie iets te optimistisch is. De kans op een substantiële waterstof- en brandstofcelinfrastructuur vóór 2030 lijkt momenteel zeer klein.

Relevantie voor Vlaanderen

Aangezien ieder bedrijf of particulier theoretisch gezien in de mogelijkheid verkeert om een brandstofcel te (laten) installeren, moet deze optie zeker in beschouwing genomen worden. Hiervoor zullen echter nog veel inspanningen moeten geleverd worden en zal eerst ook de nodige praktijkervaring moeten opgedaan worden. Naast het Vlaams Samenwerkingsverband Brandstofcellen vzw – een denktank die de belangrijkste onderzoeksgroepen en industrieën m.b.t. brandstofcellen verenigt – en het bedrijf Intensys (producent van alkalische brandstofcellen, vroeger E-Vision), zijn proefprojecten of gecoördineerd onderzoek in Vlaanderen quasi onbestaande. Om de kenniskloof met het buitenland niet onoverbrugbaar te laten worden, dient hier dringend verandering in te komen [7].

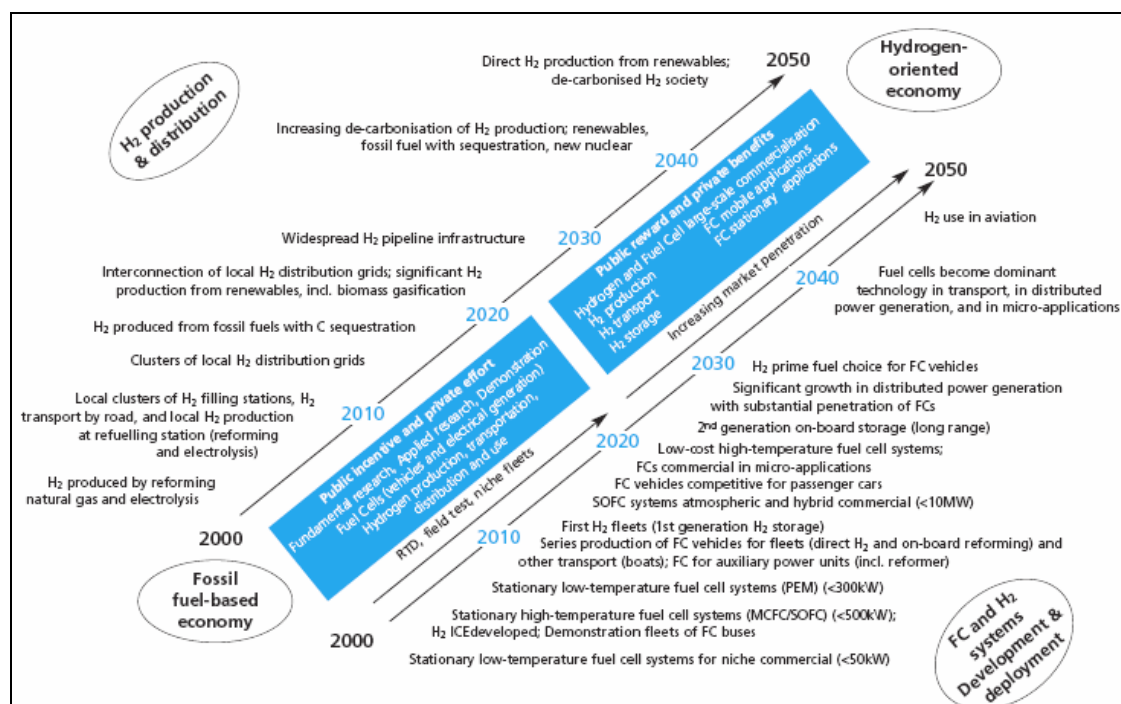


Fig. 3 Europese roadmap voor waterstof en brandstofcellen [8]

Referenties

- [1] Fuel Cell Today, Fuel Cells – The first 120 years, <http://www.fuelcelltoday.com/FuelCellToday/EducationCentre/EducationCentreExternal/EduCentreDisplay/0,1748,History,00.html>

- [2] Voets P., D'haeseleer W., Brandstofcel, Rapport HERN-REG project, EI/EDV/HERN-(REG)/11.00/FIN, 'Kleinschalige aanwending van hernieuwbare bronnen in Vlaanderen en wetenschappelijke ondersteuning van een beleid voor rationeel energiegebruik (op distributieniveau)', K.U.Leuven Energie-Instituut. Leuven, 2001.
- [3] U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, 'Fuel Cell Handbook' (sixth edition), EG&G Technical Services Inc., Science Applications International Corporation, DOE/NETL-2002/1179, november 2002.
- [4] Klaus J., 'Lead Markets for Fuel Cells in Stationary Applications', Environmental Policy Research Centre, Freie Universität Berlin, Department of Political and Social Sciences, FFU-report, oktober 2003.
- [5] Shipley A., Elliott R., 'Stationary Fuel Cells: Future Promise, Current Hype', American Council for an Energy-Efficient Economy, Report Number IE041, maart 2004.
- [6] Haeseldonckx D., D'haeseleer W., 'Marktexploratiestudie van een minibrandstofcel in WKK-mode', TME-rapport TME/WDH/03-03.00/FIN (confidentieel); niet gepubliceerd, Leuven, mei 2004.
- [7] Royal Belgian Academy Council of Applied Science (BACAS), 'Hydrogen as an energy carrier', Koninklijke Vlaamse Academie van België voor Wetenschappen en Kunsten, Brussel, april 2006.
- [8] European Commission, 'Hydrogen energy and fuel cells, a vision of our future', EUR 20719 EN, European Communities, Brussel, 2003.

Appendix 9 – Stirlingmotor

Werkingsprincipe

Het werkingsprincipe van een Stirling motor is gebaseerd op een thermodynamische cyclus met een rendement gelijk aan het Carnot rendement, indien de toestandsveranderingen reversibel worden verondersteld. De cyclus zelf bestaat uit twee isochoren en twee isothermen. Tijdens de isotherme expansie wordt er uitwendig warmte toegevoerd; gedurende de isotherme compressie wordt warmte afgevoerd naar de omgeving. Wat deze cyclus zo speciaal maakt, is het feit dat de warmtewisseling tijdens de isochore toestandsveranderingen intern gebeurt: door warmte op te slaan in een regenerator, kan de afgevoerde warmte tijdens één isochore toestandsverandering terug opgenomen worden tijdens de andere. Deze thermodynamische cyclus wordt voorgesteld in Figuur 1. [1],[2]

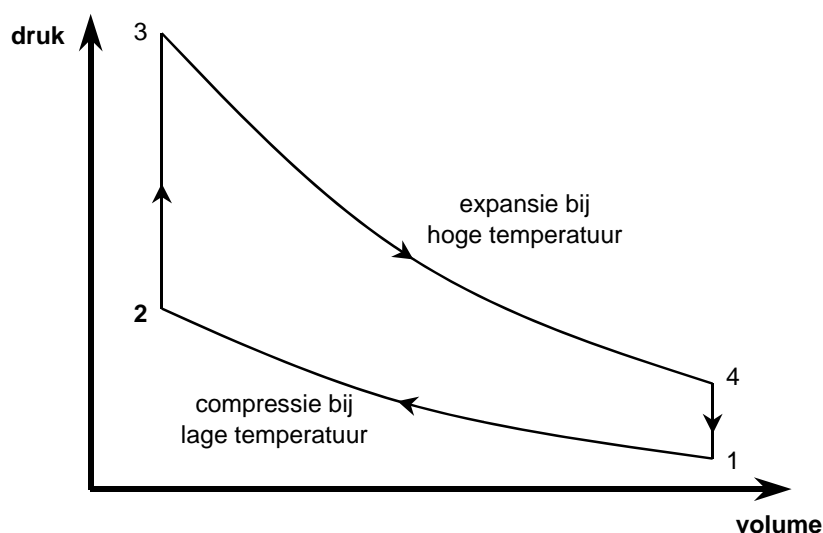


Fig. 1 De Stirling cyclus – twee isochoren en twee isothermen

In werkelijkheid wordt het Carnot rendement niet gehaald vanwege diverse verliezen. De warmterecuperatie in de regenerator is nooit volledig wegens warmteverliezen en de isochore overgangen kunnen moeilijk arbeidsloos gerealiseerd worden wegens wrijving. In de praktijk kan deze cyclus (schematisch) gerealiseerd worden volgens de principeschets van Figuur 2. Deze motor bestaat uit een warme cilinder die uitwendig verhit wordt en een koude cilinder die uitwendig gekoeld wordt. De isochore verschuivingen $2 \rightarrow 3$ en $4 \rightarrow 1$ passeren langs de regenerator. Dit is een soort "warmtespons". De warmte die vrijkomt bij de isochore koeling $4 \rightarrow 1$ wordt opgeslagen en bij de isochore opwarming $2 \rightarrow 3$ opnieuw vrijgegeven. De koude zijde wordt meestal gekoeld met leidingwater, aan de warme kant wordt gestookt. Een dergelijke Stirlingmotor is dus een uitwendige verbrandingsmotor. Omwille van materiaaleisen is de temperatuur van de warme zijde meestal beperkt tot 800 °C. De meest gekende inpassing van een Stirling motor in het WKK concept is een uitbreiding van de klassieke ketel. De Stirling motor wordt

dan ingebouwd in het ketelhuis. Dit kan gebeuren volgens verschillende configuraties, zoals weergegeven in Figuur 3.

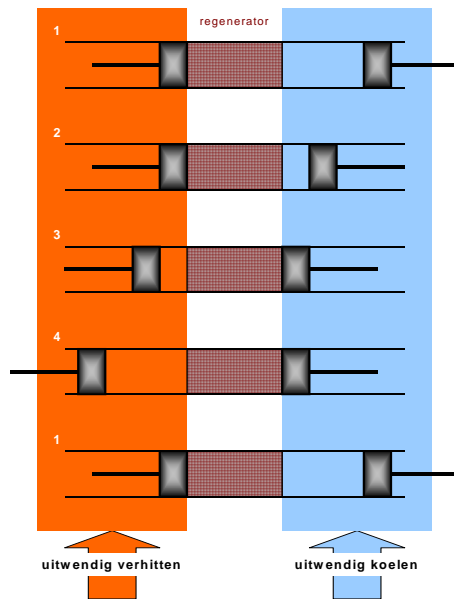


Fig. 2 Principeschema van een Stirling motor [2]

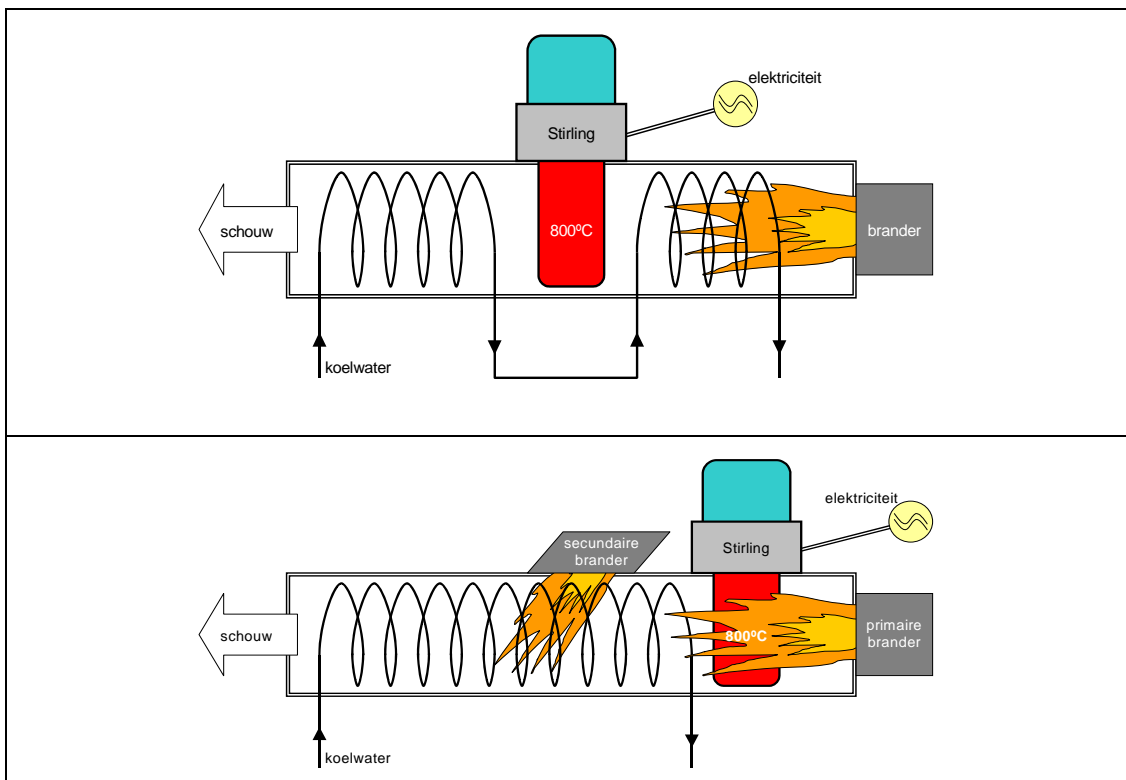


Fig. 3 WKK met Stirling motor; 1 brander en ontdubbelde warmtewisselaar (boven) – 2 branders (onder)

State-of-the-art

Elektrisch rendement	10% – 30%
Thermisch rendement	60% – 80%
Vermogen	0,5 kW _e - enkele MW _e
Investeringskosten	€ 3.000 - € 35.000/kW _e
O&M kosten	€ 0,008/kWh _e
CO ₂ -emissies	Hangt af van externe warmtebron
NO _x -emissies	Hangt af van externe warmtebron
Brandstof	Om het even welke warmtebron
Opstarttijd	Zeer snel, zowel thermisch als elektrisch
Werkings temperatuur	Hangt af van externe warmtebron
Geluidsproductie	Matig
Warmtegebruik	Warm water, wijkverwarming, directe verwarming

Tabel 1 Karakteristieken van een Stirling motor [3]

In vergelijking met andere WKK-technologieën, heeft een Stirling motor volgende specifieke voor- en nadelen [4]:

- De warmtebron is vrij te kiezen. Men is dus niet gebonden aan benzine, stookolie of gas. Hierdoor is het bijvoorbeeld mogelijk een Stirling motor te stoken met biomassa.
- De eigenschappen van een klassieke stookinstallatie met een eenvoudige ketel kunnen behouden blijven. Dit is positief indien de WKK gedimensioneerd is op de warmtevraag. Er is dus geen noodzaak aan back-up of bijkomende opslag of opslagvaten.
- Een Stirling motor is erg onderhoudsvriendelijk. Dit komt door de grote eenvoud van de machine die eigenlijk slechts bestaat uit twee cilinders die op een vliegwiel worden gemonteerd.
- De globale omzettingsgraad (thermisch + elektrisch rendement) is vergelijkbaar met het rendement van de ketel.
- De verhouding van thermisch en elektrisch rendement is min of meer vrij te kiezen. De Stirling motor wordt immers gedreven door temperatuurniveaus. Een Stirling van 1 kW_e die aan de warmtezijde 800 °C nodig heeft, kan net zo goed in een ketel van 20 kW als in een ketel van 1 MW worden geïntegreerd.

- Het belangrijkste nadeel van de Stirling motor is de kostprijs ervan. Deze is hoog omdat er nauwelijks een markt bestaat en de meeste WKK-installaties met Stirling motoren prototypes zijn (Stirling motoren zelf zijn wel gemakkelijker verkrijgbaar).

Roadmap

De Stirling-technologie is momenteel zo goed als volledig ontwikkeld en heeft weinig verbeteringen nodig om deftig te kunnen functioneren in een gemiddelde woning. Gedurende de komende vijf tot tien jaar zullen de producenten nog trachten om het elektrisch rendement te verbeteren, maar nu ligt de focus quasi volledig op de commercialisering van de bestaande eenheden.

In de nabije toekomst zijn het voornamelijk de West-Europese ketelfabrikanten die een belangrijke rol zullen spelen. Enkele grote namen als Vaillant, Viessmann, Baxi en Remeha kunnen begin 2008 de resultaten van de eerste kleinschalige veldtests met Stirling micro-WKK analyseren. In de loop van 2009 worden dan ook de eerste micro-WKK's in die reeks op de markt verwacht.

De kostprijs voor dergelijke toestellen zal bij marktintroductie echter hoog zijn. Overheidssteun zal dus broodnodig zijn in de beginfase. Men verwacht, eens een redelijk aantal wordt afgenomen, de marktprijs zo te verlagen dat de meerkost op een periode van 5 jaar kan worden terugverdiend.

Referenties

- [1] AMPERE report, http://mineco.fgov.be/energy/ampere_commission/Rapport_nl.htm, Oktober 2000, Chapters D.4 and G.2 (author W. D'haeseleer).
- [2] Voorspools K., D'haeseleer W., 'Mini- en micro-WKK', CO₂ project – Fase 3, K.U.Leuven, Department of Applied Mechanics and Energy Conversion, report nr. TME/WDH/01-01.2/FIN, Leuven, Juni 2001.
- [3] Haeseldonckx D., D'Haeseleer W., 'Embedded generation: a global approach to energy balance and grip power quality and security – Primary energy supply and electric output – CHP model', Rapport nr. TME/WDH/04-04.01/FIN, IWT – GBOU-project, K.U. Leuven, Afdeling TME, Leuven, Februari 2005.
- [4] Seminar Scottish Energy Efficiency Office, 'New energy systems for residential dwellings', Glasgow, Mei 2004.

Appendix 10 – Biomassa

Biomassa is per definitie het product van de fotosynthese, een ingewikkelde chemische reactie waarbij zonne-energie water en CO₂ omzet in planten, algen en bomen. Bij omzetting naar energie komt dezelfde CO₂ weer vrij en men kan stellen dat het gebruik van biomassa daardoor CO₂-neutraal is, voor zover men het secundair verbruik van bijvoorbeeld de landbouwmachines buiten beschouwing laat. De daaruit voortvloeiende brandstoffen kunnen daarbij zeer diverse vormen aannemen, gaande van brandhout naar vloeibare biobrandstoffen, biogas en zelfs waterstof. Al even divers zijn de technieken om de biomassa om te zetten in bruikbare energie, gaande van een éénvoudige opstook tot elektrische centrales, via gebruik in transport, kleinere warmtekrachtkoppeling tot brandstofcellen. Biomassa blijft evenwel een moeilijke brandstof in die zin dat bij onoordeelkundig gebruik het gebruik ervan kan leiden tot schadelijke emissies zoals koolmonoxide, stikstofoxides, zware koolwaterstoffen en fijn stof. Ook de globale CO₂ balans van biomassa van af van het maken van de juiste keuzes. Waakzaamheid over het gebruik van biomassa is dus steeds aan te bevelen.

Naargelang haar oorsprong kan biomassa voor energetisch gebruik opgedeeld worden in drie categorieën : binnenlands gekweekt biomassa (vb koolzaadolie), biomassa gekweekt in het buitenland (vb palmolie, ingevoerde houtpellets) en biomassa als afvalstroom uit zowel industrie (vb houtzaagsel), landbouw (vb stro), bosbouw (houthaksel) als particulier gebruik (voornamelijk GFT).

Een globaal idee van de beschikbaarheid van biomassa kan men baseren op het feit dat alle biomassa ooit via fotosynthese uit de grond kwam. De opbrengst aan droge biomassa die per hectare kan gewonnen worden is vrij variabel en functie van het gewas, de ondergrond en de weersomstandigheden. In België kan men stellen dat de *bruto* opbrengst in energie varieert tussen ca 40 en 180 gigajoules per hectare per jaar, hetgeen *bruto* overeenkomt met ca 1.000 tot 4.500 liter gasolie. Het landbouwareaal in België bedraagt ca 1,4 miljoen hectare en het bosareaal 0.7. Dit voor 100% besteden aan energie is uiteraard ondenkbaar, maar zou leiden tot een maximum van ca 300 miljoen gigajoules of 7.800 miljoen liter gasolie, tegenover een totaal primair energieverbruik in België 54.000 miljoen liter olie-equivalent, waarvan 10.000 voor transportdoeleinden. Met andere woorden : besteedt men een niet onrealistische 20% van al onze eigen biomassa voor energiedoeleinden (rechtstreeks of via afvalrecuperatie) dan kan men in het beste geval ca 3% van ons primair energieverbruik met binnenlandse biomassa dekken. Dit potentieel volledig omzetten in vloeibare brandstof voor transport zou leiden tot ca 8% van ons huidig verbruik, met huidige technologie. Indien dit volledig op koolzaad zou gebeuren bedraagt dit slechts 2%, omdat de opbrengst per hectare van koolzaad eerder aan de lage kant zit (40-50 gigajoules per hectare).

Deze cijfers kunnen uiteraard verhogen door betere technologie en beperking in verbruik, maar niet spectaculair. Deze cijfers illustreren de beperkingen van binnenlandse biomassa, en verklaren meteen het feit dat nu reeds biomassa voor energiedoeleinden wordt geïmporteerd, bijvoorbeeld houtpellets uit Canada om elektrische centrales te voeden, of koolzaad uit Frankrijk om biodiesel te produceren. Deze beperking is in belangrijke mate te wijten aan onze energievraag die vanwege een bijzonder hoge dichtheid aan bevolking en industrie, gemiddeld per hectare tot de hoogste ter wereld behoort. Op Europese schaal is dit fenomeen minder sterk en is 10% van het globaal energiegebruik via biomassa niet onhaalbaar.

Wereldwijd is het zeer moeilijk om een realistisch cijfer te geven, aangezien deze biomassa in concurrentie komt met o.m. voeding en duurzaamheid (vb ontbossing), en aangezien ook de prijs door hoge vraag aanzienlijk kan stijgen.

Figuur 1 is een samenvatting van de belangrijkste routes voor de aanwending van biomassa voor energetische toepassing. Waterstof vanaf biomassa voor brandstofcellen en andere meer exotische routes zijn daarbij even buiten beschouwing gelaten. Men kan drie grote categorieën van biomassa onderscheiden: de houtachtige soorten (hout, maar ook maïs stammen), de soorten rijk aan suikers (graan) en de soorten rijk aan olie (koolzaad). Elk van deze bronnen kan leiden tot eindgebruik dat varieert van zuiver warmteproductie, over elektriciteit, warmtekrachtkoppeling en transport. Enkele van deze routes bevinden zich in een ontwikkelingsfase, meer bepaald het Fischer-Tropsch procédé voor biodiesel en de hydrolyse voor bio-ethanol, beide vanaf houtachtigen. Hout kan aangewend worden voor productie van warmte en/of elektriciteit via co-verbranding met steenkool in een stoomcyclus (vb. Ruien), 100% verbranding in een stoomcyclus (vb Les Awires), zuivere warmteproductie (vb Vyncke ketels), en warmtekrachtkoppeling in kleine eenheden zoals de ORC (Organic Rankine Cycle, Turboden) of Stirling motoren, of tenslotte via vast-bed vergassing met zuigermotor (Xylowatt). De brandstof is beschikbaar in de vorm van verhakseld hout, houtpellets, houtstof (zagerijen) of houtafval in diverse vormen.

Bio-ethanol is een ethylalcohol uit fermentatie welke verder kan verwerkt worden tot ETBE (Ethyl-Tri-Butyl Ether) door reactie met fossiel isobutyleen. Ethanol kan een beperkt deel van de benzine vervangen terwijl ETBE als vervanger kan dienen van MTBE (op basis van fossiele methanol) om het octaangetal te verhogen. De fermentatie, distillatie en droging zijn grote energieverbruikers in het omzettingsproces waardoor het omzetrendement tot ethanol eerder beperkt is. Dit kan evenwel verholpen worden door de residu's (stro, pulp e.a.) aan te wenden als brandstof binnen het omzettingsproces. De productie van ethanol vanaf graan en suikerbiet leidt tot een aanzienlijke hoeveelheid residu die rijk is aan eiwitten voor toepassing als veevoeder. De hoeveelheid energie in deze stoffen bedraagt grosso modo de helft van de originele biomassa en het is dus noodzakelijk om bij elke opstelling van energetische en/of CO₂ balans met alle bekomen producten rekening te houden.

Zuivere plantaardige olie (PPO of Pure Plant Oil) is gemakkelijk te produceren maar de dieselmotor vergt aanpassing wanneer men meer dan 50% gaat bijmengen (5% menging brengt de brandstof reeds buiten de normen). De eigenschappen van biodiesel staan veel dichterbij fossiele diesel maar menging blijft best beperkt tot 30% vanwege mogelijke corrosieve effecten. De biodiesel wordt bekomen via de wel bekende trans-esterificatie. De bekomen biodiesel wordt FAME genoemd (Fatty Acid Methyl Ester). Indien hij afkomstig is van koolzaad spreekt men ook van RME (Rapeseed Methyl Ester), maar hij kan afkomstig zijn van elke verse of reeds gebruikte plantaardige olie. De omzetting verbruikt fossiele methanol en produceert glycerine die op de markt kan verkocht worden (cosmetica, verf, e.a...). De glycerine kan ook lokaal als brandstof worden gebruikt.

Biodiesel kan ook worden verkregen vanaf hout via vergassing, gasreiniging en Fischer-Tropsch synthese. Dit procédé is nog in de ontwikkelingsfase (ten minste voor biomassa). De uitdagingen liggen in de integratie van de vergassing en in de gasreiniging. De bekomen biodiesel is zeer compatibel met fossiele diesel al zijn enkele additieven nodig om aan alle normen te voldoen.

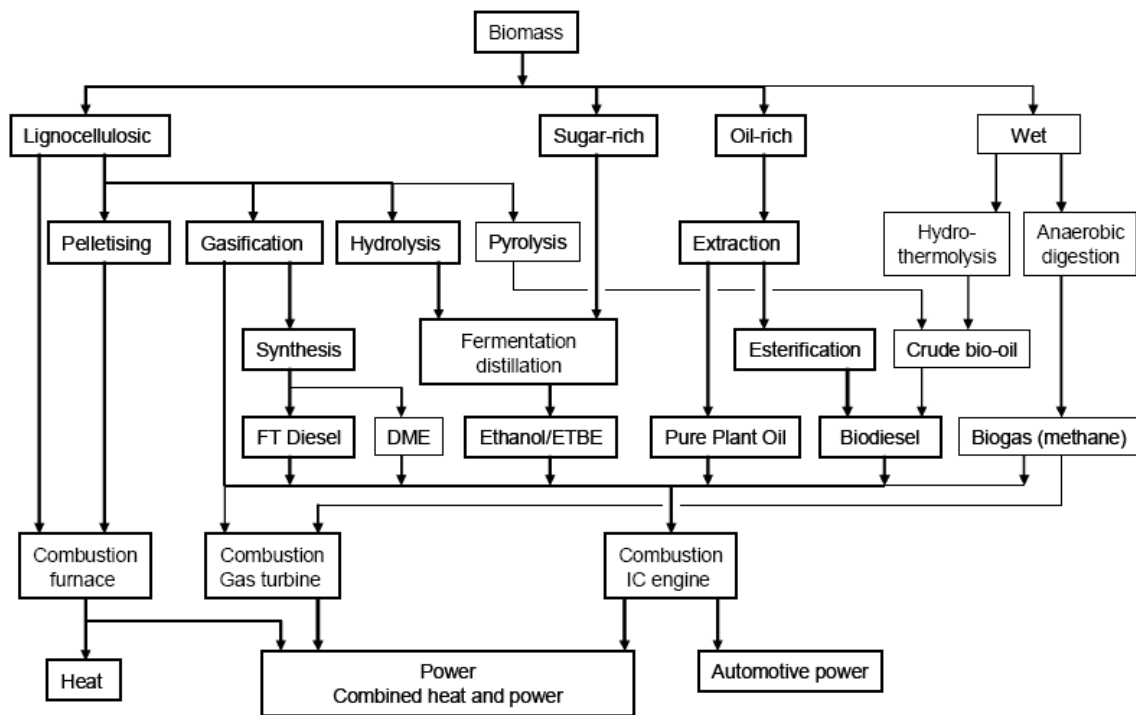


Fig.1 Voornaamste routes voor aanwending van biomassa voor transport, warmte en elektriciteit. (vette lijnen duiden op de routes die in het project zijn onderzocht.)

Technieken voor decentraal gebruik van biomassa

In tegenstelling tot zon en wind kan men biomassa gebruiken zowel op grote, gecentraliseerde schaal als op kleine gedecentraliseerde schaal. In de kleinere gedecentraliseerde schaal zijn de brandstoffen die rechtstreeks in aanmerking

komen vooral verhakseld hout, houtpellets en PPO. Bio-ethanol en biodiesel komen ook in aanmerking, maar dit vergt een voorafgaande grootschalige omzetting van een basisgrondstof zoals graan of koolzaad naar een vloeibare biobrandstof, met allerlei neveneffecten zoals productie van vast residu dat elders zijn toepassing moet vinden. Andere routes zoals organisch afval en biogas moet men eerder zien in bijzondere toepassingen, zoals bij veeproductie of grootschalige gecentraliseerde productie van biogas vanaf afval zoals in Brecht of in Rijsel. Vertrekt men van PPO, bio-ethanol en biodiesel dan kan men in principe gebruik maken van diverse WKK-installaties zoals elders reeds beschreven. Kleine gasturbines zijn evenwel nog niet echt commercieel beschikbaar voor vloeibare biobrandstoffen. Behoudens de prijs van de brandstof en een wat hogere onderhoudskost is deze piste vrij vergelijkbaar met klassieke warmtekrachtkoppeling op aardgas of olie. Uiteraard kan men niet genieten van enige vrijstelling van accijns zoals bij transport, anderzijds kan men wel genieten van een combinatie van groene stroom en WKK-certificaten. Vertrekkende van houtachtige brandstof is bij kleinschalige toepassing de klassieke verbranding de meest voor de hand liggende techniek. Veel vorderingen zijn de laatste decennia gemaakt om de emissies vanaf biomassa verbranding binnen aanvaardbare limieten te krijgen, en er bestaan zelfs kwaliteitslabels die dit garanderen. De klassieke stoomcyclus is vandaag het meeste toegepast, maar dit vergt enerzijds een redelijk grote schaal (vanaf 1MWe) en tevens vraag naar stoom, dus typisch iets voor bedrijven. Naar kleinere schaal toe kan men overstappen naar de Organische Rankine Cyclus of ORC (figuur 2). De ORC is een beproefde en commercieel beschikbare techniek die men kan inpassen in een eerder klassieke warm water ketel die op eerder welke brandstof draait. Praktisch gezien vervangt men een deel van de warm water pijpen door pijpen met thermische olie die op ca 300 graden wordt verwarmd. Deze olie voedt een verdamer waar een organische stof wordt omgezet van vloeistof naar damp (koolwaterstoffen zoals iso-pentaaan, iso-octaan, toluen of silicone vloeistoffen). Deze damp wordt ontspannen in een kleine turbine die rechtstreeks een generator aandrijft. ORCs halen elektrische rendementen van 15% a 20%, hetgeen bij aangepaste warmtevraag helemaal niet slecht is. In combinatie met een condenserende biomassaketel kan men globale rendementen halen tot 100% (op lagere stookwaarde).

ORCs zijn beschikbaar in een schaal 500 kWe-2.000 kWe. Bij kleinere schaal worden zij relatief duur en men kan beter overstappen naar andere technieken. Een wat complexer systeem is de combinatie van een vast-bed vergasser met een zuigermotor, met tussenin een natte rookgaswassing. Een dergelijk systeem is commercieel beschikbaar bij een Waalse fabrikant die Xylowatt heet. Er is keuze tussen 300 en 600 kWe.

Elektrische rendementen zijn in de orde van 30%, met globale WKK rendementen in de orde van 70-80%. Bij nog kleinere schaal is de Stirling motor vrijwel het enige alternatief (figuur 3). Alhoewel de Stirling motor zelf een vrij oud maar interessant concept is kent het tot hiertoe geen commerciële doorbraak. Net zoals bij de ORC wordt een warmtewisselaar ingepast in de biomassaketel. Daarbij wordt ditmaal een gas (Helium, Argon) opgewarmd die een dubbele zuigermotor aandrijft. Het netto

rendement van de Stirling motor bedraagt ongeveer 15%, opnieuw te combineren met een hoge rendementsketel. Problemen met Stirling motoren in biomassaketels situeren zich vooral bij vervuiling van de zeer compacte warmtewisselaar.

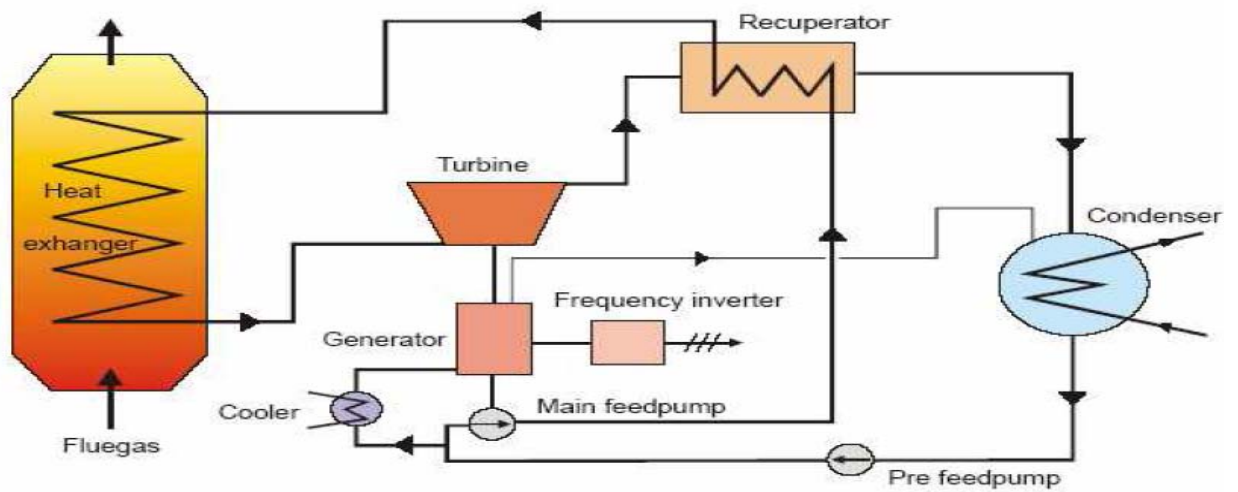


Fig. 2 Schematische voorstelling van de organic rankine cycle. De biomassaketel bevindt zich links

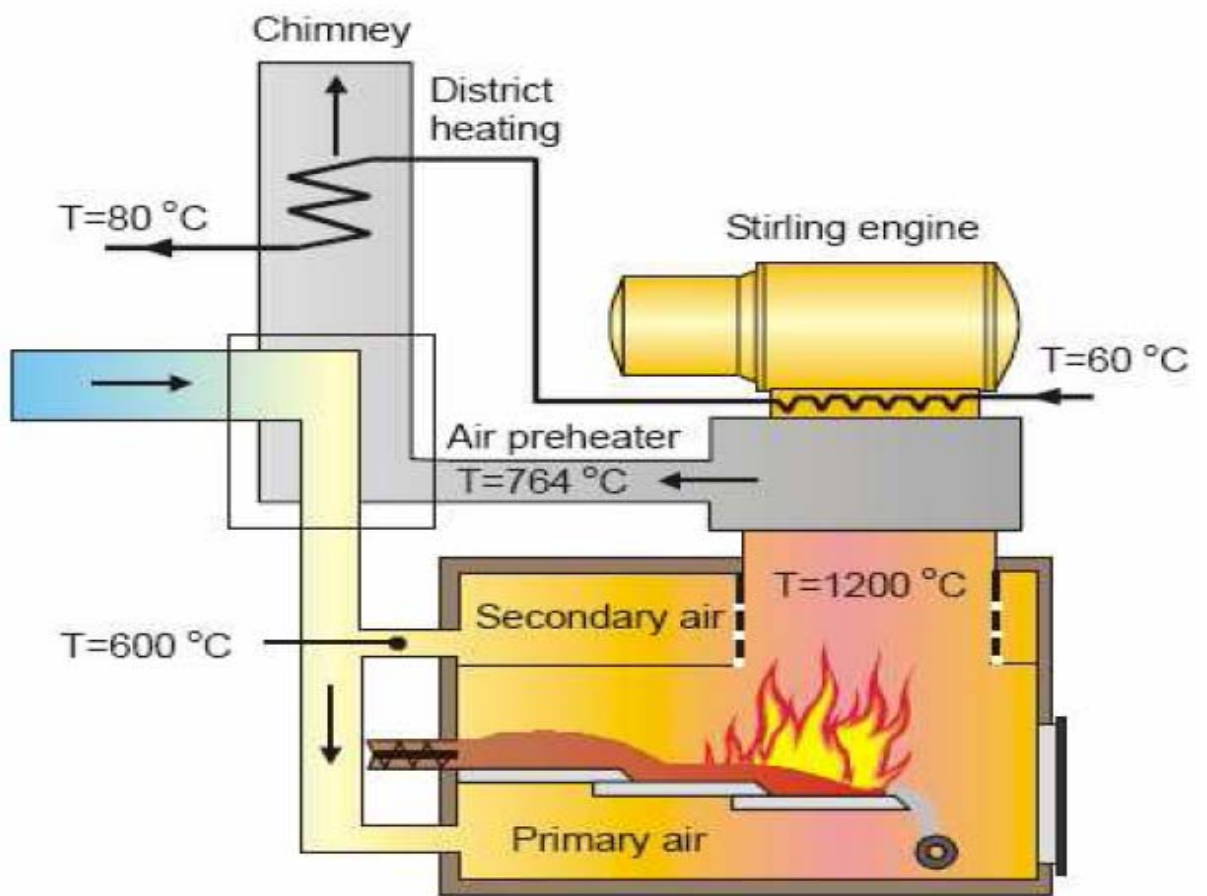


Fig. 3 Stirling motor bij biomassa warmtekrachtkoppeling

Conclusies

Bij kleinschalig en decentraal gebruik van biomassa is het niet denkbaar om enkel elektriciteit te produceren. Men dient de biomassa te gebruiken hetzij voor zuivere warmteproductie via hoge rendementssketels, hetzij in warmte-krachtkoppeling. De gemakkelijkste weg is daarbij gebruik maken van vloeibare biobrandstoffen, al zijn deze brandstoffen niet meteen bestemd voor toepassing buiten de transportwereld.

Biogas is een mogelijkheid die eerder beperkt wordt tot specifieke toepassingen zoals bij boerderijen (eerder veeproductie) of afvalverwerking. Daarbuiten is decentraal gebruik eerder gebaseerd op hout of houtachtige brandstoffen, met als mogelijkheden een klassieke stoomcyclus (1MWe of meer), de Organische Rankine Cyclus (500-2.000 kWe), de vast-bed vergasser (300-600 kWe) en de Stirling motor (5-100 kWe).

Gebruik van biomassa dient evengoed onderworpen te worden tot strenge emissieregels.

Appendix 11 – Batterijen

Een batterij bestaat uit één of meerdere elektrochemische cellen waarin chemische energie is opgeslagen. Deze energie is beschikbaar in elektrische vorm. De levensduur van een batterij kan verlengd worden door een aangepast gebruik van de batterij.

De batterij bestaat al meer dan twee eeuwen en staan dus al ver in haar ontwikkeling wat minder ruimte geeft voor verdere verbeteringen. Er bestaan zowel herlaadbare als niet herlaadbare batterijen.

De verschillende types batterijen

Er bestaan verschillende types batterijen. Onderstaande lijst bespreekt de belangrijkste types en hun eigenschappen:

- **Loodzuur** batterijen zijn de oudste batterijen en met deze batterijen heeft men dan ook de meeste ervaring. Ze worden vooral gebruikt voor toepassingen met een relatief groot vermogen waar het gewicht niet van belang is. We vinden ze terug in ziekenhuisuitrusting, rolstoelen, noodverlichting en UPS systemen. Loodzuurbatterijen zijn goedkoop en worden daarom veel toegepast in een bepaalde niche, waar het moeilijk gaat worden om deze batterijen te vervangen.
- **Nikkel-cadmium** batterijen hebben een gemiddelde energiedichtheid. Deze batterijen hebben een relatief lange levensduur en een breed temperatuursbereik. Ze worden vooral gebruikt in velerlei soorten apparatuur. Een belangrijk nadeel van nikkel–cadmium batterijen is het voorkomen van toxische metalen.
- **Nikkel-metaal-hydride** heeft een hogere energiedichtheid vergeleken met nikkel–cadmium ten koste van een gereduceerde levensduur. Dit materiaal bevat geen toxische metalen. De batterijen worden vooral gebruikt in mobiele telefoons en laptops, maar ook in de eerste generatie hybride auto's. Dit materiaal wordt beschouwd als de eerste stap in de richting van lithium-gebaseerde systemen.
- **Lithium-ion** batterijen zijn veelbelovende batterijen voor de toekomst omwille van hun hoge energie- en vermogendichtheid. Beschermingsapparatuur is noodzakelijk om de spanning en stroom te beperken bij interne fouten omwille van veiligheidsredenen. Ze worden vooral gebruikt in nieuwere GSM's en computers. De hoge-stroom versie wordt gebruikt voor medische apparatuur. De kleine batterijen hebben in enkele jaren de markt veroverd. Het ontwerp van de grotere batterijen is echter een uitdaging. De grootste hindernis is de hoge kostprijs door de speciale verpakking en de interne beveiligingscircuits tegen overladen.

Verschillende bedrijven werken eraan om de kost van deze batterijen naar beneden te halen om de markt van de hoog vermogen/hoge energie-inhoud batterijen in te palmen. Deze batterijen zijn dan vooral bedoeld voor de auto-industrie waar ze een cruciale rol spelen in de evolutie van hybride en plug-in voertuigen. Een voorbeeld van de nieuwere technologie is het A123-systeem gebaseerd op een 'highly active nanoscale material'. Dit systeem met een lage impedantie nanofosfaat elektrode technologie heeft opmerkelijke competitieve voordelen ten opzichte van andere systemen met hoge vermogens. De cellen en elektrodes zijn ontworpen voor lage kost/W en kost/Wh prestaties. Hun langere levensduur zorgt voor een gereduceerde levenscyclus- en systeemkost. Deze systemen kunnen 100% ontladen worden (in vergelijking met 80% voor gewone batterijen). Tabel 1 geeft de karakteristieken van de verschillende types batterijen die commercieel beschikbaar zijn.

	Nikkel-Cadmium	Nikkel-metaal-hydride	Loodzuur	Lithium ion
energiedichtheid [Wh/kg]	45-80	60-120	30-50	90-190
levenscyclus (tot 80% van de initiële capaciteit)	1500	300-500	200-300	300 tot meer dan 1000
oplaadtijd [uur]	1	2-4	8-16	1-3
commercieel gebruik sinds	1950	1990	1970	1991-2006
toxiciteit	hoog	relatief laag	hoog	laag

Tabel 1 Karakteristieken van de types batterijen [1]

Toekomst

Het vervangen van nikkel-metaal-hydride batterijen is niet eenvoudig omdat deze batterijen een excellente performantie aanbieden. Daartegenover heeft de lithium-ion technologie twee gunstige factoren: het vermogen en de energie-eigenschappen maken dat ze een geschikte keuze zijn voor de auto-industrie en de prijs van nikkel die echter enorm aan het stijgen is.

De laatste 150 jaar heeft de batterij in het algemeen een gemiddelde vooruitgang geboekt. Batterijen hebben een relatief klein vermogen, zijn vrij zwaar en duur en hebben een korte levensduur. Hoe kleiner de batterij is, hoe hoger de kost per watt wordt. Maar de batterij is een heel belangrijke energiebron in ons dagelijks leven, die onze mobiliteit en vrijheid beïnvloeden. Bij de laatste verbeteringen aan de batterij is niet alleen de energiedichtheid gestegen, maar vooral de vermogenconsumptie is verhoogd. Batterijen met een hoge capaciteit worden belangrijk voor de toekomst,

maar men dient rekening te houden met de gevaren, zoals brand en het vrijkomen van toxische stoffen, die gekoppeld zijn aan het kortsluiten of falen van een batterij met hoge vermogendichtheden.

De doorbraak van elektrische voertuigen is voorlopig beperkt gebleven door de beperkingen van de batterijen. Dit neemt niet weg dat bijvoorbeeld loodzuurbatterijen met hun zeer korte responstijd een belangrijke rol vervullen bij stationaire toepassingen om belastingsschommelingen op te vangen en bij het overbruggen van netuitvallen tot roterende noodgeneratoren de last kunnen overnemen. In dit toepassingsveld wordt de doorbraak van de nieuwere types, eventueel in parallel met supercondensatoren, ook snel verwacht.

De verbeteringen van een batterij lopen eerder gestaag en de jaarlijkse winst bedraagt niet meer dan 6% energiedensiteit. Zolang de batterij gebaseerd is op een elektrochemisch proces, zullen de beperkingen in rekening gebracht moeten worden wat betreft de energiedichtheid en de levensduur.

Voor de opslag op grote schaal wordt er ook uitgekeken naar de verdere ontwikkeling van hoge temperatuur NaS en redox flow batterijen. Een NaS-batterij is gebaseerd op vloeibaar zwavel en natrium. De voordelen zijn een zeer lange levensduur, goedkope grondstoffen en een hoge energiedichtheid. Echter moet op hoge temperatuur gehouden worden (tussen 300 en 350 graden Celcius). De redox (reduction-oxidation) flow batterij heeft door de fysieke scheiding van vermogen en energiecomponenten een flexible lay-out. Echter zijn ze langs de andere kant redelijk complex (pompen, sensors,...). De energiedichtheid is ook significant lager dan de lithium-ion batterij.

Deze twee soorten batterijen worden gezien als potentiële opslageenheden voor het balanceren van vraag en aanbod daar waar andere alternatieven (bijvoorbeeld waterkracht) niet mogelijk zijn.

Referenties

- [1] Battery University, *What's the best battery?* <http://batteryuniversity.com/partone-3.htm> Laatst bezocht 19-10-2007
- [2] Green Car Congress, *What Do Automakers Need for Lithium-Ion Systems to Enter the Market?* http://www.greencarcongress.com/2007/05/what_do_automak.html#more Laatst bezocht 19-10-2007.
- [3] <http://www.a123systems.com/newsite/index.php#/products/cells26650/> Laatst bezocht 19-10-2007).
- [4] Electricity storage association, http://electricitystorage.org/tech/technologies_technologies.htm Laatst bezocht 19-10-2007

Appendix 12 – Supercondensatoren

Supercondensatoren vertegenwoordigen een van de laatste ontwikkelingen op het vlak van de opslag van elektrische energie en spelen een belangrijke rol in vele toepassingen waar er behoefte is aan energieopslag, zoals bijvoorbeeld communicatie-apparatuur. Verder kunnen zij helpen bij het afvlakken van de intermitterende vermogens die door hernieuwbare energiebronnen zoals windharvesters en zonnecellen op het distributienet worden geïnjecteerd en kunnen zij helpen bij het opvangen van spanningsstijgingen en –dips op het distributienet.

Supercondensatoren overbruggen de kloof tussen de klassieke condensatoren en batterijen. De klassieke condensator heeft een zeer hoge vermogendensiteit in de orde grootte 10^9 W/l, maar een zeer lage energiedensiteit in de orde grootte 0,1 Wh/l, zodat er voor de klassieke condensator geen rol weggelegd is op het vlak van de energieopslag. Batterijen daarentegen hebben een energiedensiteit in de orde grootte van 35 tot meer dan 150 Wh/kg, maar het nadeel van batterijen is hun lage vermogendensiteit die zelfs bij Li-ion batterijen beperkt is tot 500 W/kg. De supercondensator heeft een vele hogere energiedensiteit dan de klassieke condensator en haalt waarden van ongeveer 5 Wh/kg, terwijl de vermogendensiteit gemakkelijk een orde grootte beter is dan die van batterijen en ongeveer 5 kW/kg bedraagt. Hierdoor zijn de supercondensatoren bij uitstek geschikt om vermogenpieken te leveren.

Voor- en nadelen bij het gebruik van supercondensatoren

Supercondensatoren zijn bij uitstek geschikt voor applicaties waar een grote vermogen/energie verhouding nodig is. Een bijkomend voordeel is de lange levensduur van supercondensatoren, die honderdduizenden laad-ontlaadcycli bedraagt en het hoge rendement door de lage equivalente serie weerstand (ESR). Het nadeel van de supercondensator is zijn lage nominale celspanning. Hierdoor is het noodzakelijk om verschillende (tientallen) cellen in serie te plaatsen in modules om tot een bruikbare spanning te komen. Een bijkomend nadeel is dat de spanning daalt bij het ontladen van de supercondensator. Typisch wordt de supercondensator ontladen tot de helft van zijn nominale spanning, wat praktisch betekent dat slechts drie kwart van de opgeslagen energie nuttig kan gebruikt worden. Een derde nadeel van de supercondensator is de zelfontlading. Hierdoor daalt de spanning naar ongeveer 2.2 V in de eerste 24 uur na het opladen. Dit betekent dat reeds 1/3 van de maximale energie-inhoud door zelfontlading is verloren gegaan. Rekening houdend met een nuttige energie-inhoud van 75 % van de maximale energie-inhoud, betekent dit dat de nuttige energie-inhoud na een dag nog ongeveer 40 % van de maximale energie-inhoud bedraagt. Daarna is de zelfontlading veel kleiner; zo bedraagt de nuttige energie-inhoud nog ongeveer 20 % van de maximale energie-inhoud na een week in rusttoestand.

State of the art

De state of the art op het vlak van supercondensatoren situeert zich op het niveau van de supercondensatorbanken. Typisch hebben deze modules een nominale spanning van 50 V of hoger. Deze supercondensatorbanken zijn meer dan alleen maar een serieschakeling van supercondensators, maar bevatten ook de nodige apparatuur om de spanning over de verschillende cellen in balans te houden. De levensduur van de supercondensatorbank wordt immers in de eerste plaats beperkt door overspanningen op de individuele cellen en een te hoge werkingstemperatuur. Sommige supercondensatorbanken zijn daarvoor uitgerust met de nodige monitoringsapparatuur om de spanning en temperatuur uit te lezen en met celbalanceringsapparatuur om de spanning van de individuele cel binnen bepaalde marges te houden. In onderstaande 1 wordt een overzicht gegeven van enkele commercieel beschikbare supercondensatorbanken.

Producent	Maxwell	Nesscap	Epcos
	BMOD0140	EMHSP-0194CO-045RO	Module 200F/42V
Capaciteit per cel (F)	2600	3500	3600
Energie-inhoud (Wh)	47,5	64	49
Energiedichtheid (Wh/kg)	3,52	2,9	2,5
Piekvermogendichtheid (W/kg)	4800	3250	-
Nominale vermogendichtheid (W/kg)	1900	1330	2000
Nominale spanning (V)	48,6	45	42
Celbalancerings	Actief	Actief + passief	Actief
Temperatuurmeting	Ja	Neen	Neen

Tabel 1 Overzicht van commercieel beschikbare supercondensatorbanken.

De prijs van bijvoorbeeld de Maxwell BMOD0140 bedraagt ongeveer 1200 €. Als men deze van 48 tot 24 V ontladend heeft men een bruikbare energie-inhoud van 34,7 Wh.

Opbouw van de supercondensator

Supercondensatoren bestaan uit twee elektroden die ondergedompeld zijn in een ionisch elektrolyt. Wanneer men een spanning aanlegt over de elektroden, gaan de ionen in het elektrolyt bewegen naar de elektrode met een tegengestelde lading. In geladen toestand bevinden de anionen en kationen van het elektrolyt zich tegen de elektroden om de lading op deze elektroden in evenwicht te houden. Tussen de elektroden bevindt zich niet alleen het elektrolyt, maar ook een isolatielaag die enerzijds de elektroden elektrisch isoleert en zo een kortsluiting verhindert en anderzijds de geleiding van ionen tussen de elektroden toelaat. De lading die bij het ontladen vrijkomt aan de elektroden wordt door metalen stroomcollectoren,

meestal uit aluminium, opgevangen. De verschillende onderdelen van de supercondensator zijn schematisch weergegeven in figuur 1.

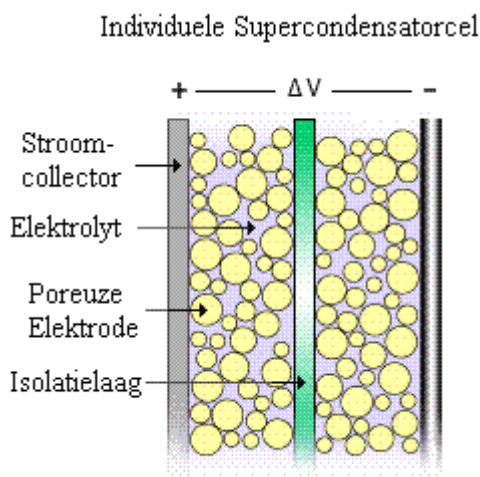


Fig. 1 Schematische weergave van de componenten van een supercondensator.

De doorbraak van de supercondensator werd mogelijk gemaakt door het gebruik van actieve koolstof voor de elektroden. Deze actieve koolstof heeft een zeer hoge werkzame oppervlakte ten opzichte van andere elektrodematerialen, waardoor de oppervlakte per gram gemakkelijk $1000 \text{ m}^2/\text{g}$ haalt, terwijl de nieuwste elektroden reeds tot $3000 \text{ m}^2/\text{g}$ gaan.

Daar waar de eerste generatie supercondensatoren nog gebruik maakte van een watergebaseerde elektrolyt, maakt de huidige, tweede generatie gebruik van een organisch elektrolyt, meestal methylcyanide. Hierdoor kan de spanning van de supercondensatorcel verdubbelen van $1,2 \text{ V}$ voor watergebaseerde elektrolyten tot $2,5$ à $2,7 \text{ V}$ per cel voor organische elektrolyten. In dit elektrolyt is meestal een ammoniumzout opgelost dat de ionen levert voor de ladingsopslag.

Door deze bijzondere structuur kan men energie opslagen onder de vorm van een ruimteladingslaag aan het oppervlak van het scheidingsvlak tussen de vaste stof en vloeistof. Doordat de energie wordt opgeslagen onder de vorm van een fysische lading aan het oppervlak van een elektrode, bekomt men heel ander karakteristieken dan bij een batterij. Het fundamentele verschil tussen batterijen en supercondensatoren is dat de batterij energie opslaat via een chemische reactie die in staat is om ladingen te genereren, terwijl bij een supercondensator de energie direct onder de vorm van een ladingsseparatie wordt opgeslagen. Zo treedt er geen veroudering op van de supercondensator door herhaaldelijke laad/ontlaadcycli. Het vrijgeven van het vermogen gaat veel sneller dan bij batterijen, omdat bij batterijen de energievrijgave beperkt is door de snelheid waarmee de chemische reactie plaatsgrijpt. De belangrijkste overeenkomst van de supercondensator met een

batterij is dat de lading wordt opgeslagen onder de vorm van ionen, wat ook de oorzaak is van de hogere energiedichtheden van supercondensatoren ten opzichte van conventionele condensatoren.

Roadmap

Korte termijn

De huidige generatie supercondensatoren heeft nog talrijke ontwikkelingsmogelijkheden. (6-10 ESSCAP). De energiedensiteit zou de komende jaren moeten stijgen tot 8 Wh/kg en later zelfs tot 10 Wh/kg, terwijl tegelijkertijd de vermogendensiteit zal stijgen tot meer dan 20 kW/kg. Dit gaat niet gepaard met een stijging van de tijdsconstante, zodat de vermogenkarakteristieken gevrijwaard blijven. Bovendien kan er op korte termijn nog veel verbeterd worden wat betreft het gewicht van de modules door de extra massa afkomstig van behuizing en randorganen zoals veiligheids- en monitoringsapparatuur te beperken. Tegelijkertijd moet de behuizing samen met de randorganen zorgen voor een goed thermisch management, een goede spanningsbalancing van de individuele cellen en een veilige "end-of-life" verzekeren.

Lange termijn

Om tegemoet te komen aan de stijgende verwachtingen inzake performantie en kostprijs worden volgende lange termijn doelen opgesteld:

- Gedurende 10 seconden een vermogendensiteit halen van 2 kW/l voor modules met een nominale spanning van 50 V;
- Een stijging van de levensduur tot 1 miljoen cycli bij 40 °C;
- Operationeel temperatuursbereik van -30 tot +80 °C;
- Geoptimaliseerde elektrische veiligheid van de modules (serieschakeling van supercondensatoren in behuizing met geïntegreerde monitoringsapparatuur);
- Geoptimaliseerd milieuvriendelijkheid tijdens productie, gebruik en recyclage; n de eerste plaats betekent dit op zoek gaan naar een alternatief elektrolyt voor het huidige populaire, maar giftige methyleenblauw;
- Een tot nul gereduceerde ontvlambaarheid en toxiciteit;
- Prijsreductie tot onder 40 €/kW (gedurende 10 s geleverd) voor productievolumes van enkele miljoenen cellen.

Om dit te verwezenlijken zijn er verschillende lange termijn onderzoeksprogramma's lopende inzake modellering, levensduurverlengingen, verhoging van de energiedichtheid, o.m. door verhoging van de celspanning, en nieuwe propyleen carbonaat elektrolyten.

Referenties

- [1] John R. Miller, Susannah M. Butler, "Capacitor Energy Storage for Stationary-Power Applications"
- [2] M.Y.Ayad, S.Raël, B.Davat, "Hybrid power source using supercapacitors and batteries", EPE 2003 – Toulouse, ISBN : 90-75815-07-7, p1-10.
- [3] Dirk Linzen, Stephan Buller, Eckhard Karden and Rik W. De Doncker, "Analysis and Evaluation of Charge-Balancing Circuits on Performance, Reliability and Lifetime of Supercapacitor Systems", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, No. 5, September/October 2005, p 1135-1141.
- [4] Alfred Rufer and Philippe Barrade, "A Supercapacitor-Based Energy-Storage System for Elevators With Soft Commutated Interface", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 38, No. 5, September/October 2002, p 1151-1159.
- [5] Epcos, UltraCap Double Layer Capacitor, Datasheets 2005.
- [6] Maxwell Technologies, MC BMOD Energy Series 48 V, datasheets.
- [7] Nesscap Ultracapacitor Datasheet
- [8] Frédéric Tertrais, Laurent Bregeon, Olivier Caumont, "New ultra low resistance supercapacitor cell technology", Batscap

Appendix 13 – Kinetische energieopslag: vliegwielen

State of the art

Vliegwielen worden reeds eeuwenlang gebruikt, maar de grote doorbraak voor elektrische energie-opslag kwam er pas in de jaren '80 door de beschikbaarheid van performante elektronica, magnetische lagering en motor-generatorsystemen met een hoge vermogendichtheid. Vliegwielopslagsystemen worden vaak gebruikt in UPS systemen, transport (bussen, elektrische voertuigen, treinen, liften), het leveren van gepulseerd vermogen en voor het leveren van netdiensten (opslag bij windenergie, ondersteunen van de netstabiliteit,...).

Een modern vliegwiel voor energieopslag bevat typisch volgende onderdelen:

- Een motor-generator voor het versnellen van het vliegwiel of het opwekken van elektrische energie. Verschillende machinetypes kunnen hiertoe gebruikt worden.
- Voor lage snelheidsvliegwielen (tot ongeveer 10.000 toeren/minuut) worden meestal conventionele lagers gebruikt, terwijl voor hoge snelheidsvliegwielen magnetische lagers de standaard zijn. Het gebruik van magnetische lagers laat toe om de wrijvingsverliezen sterk te reduceren in vergelijking met conventionele lagers, zij het ten koste van een beperkt continu energieverbruik. Een minpunt is de levensduur van de conventionele lagers, die ergens tussen 2 en 6 jaar ligt. Bij magnetische lagers ligt dit cijfer veel hoger: deze gaan vaak tot 20 jaar mee, wat ook de levensduur van het volledige systeem is.
- Om de wrijvingsverliezen van de draaiende rotor te minimaliseren wordt vaak gewerkt in een vacuümomgeving, zeker voor hoge snelheden. Dit vereist de installatie van een vacuümpomp en hoge-kwaliteitsafdichtingen.
- Een bidirectionele vermogenelektronische omvormer voor het omzetten van de elektrische energie opgewekt door het vliegwiel (met variabele frequentie door het variëren van de rotatiesnelheid) naar netspanning of gelijkspanning.
- Voor lage snelheidsvliegwielen wordt meestal geopteerd voor een stalen rotor, terwijl voor hoge snelheden men eerder kiest voor composietmaterialen (vaak op basis van koolstof), die een hogere treksterkte en vaak ook een lagere materiaaldichtheid hebben dan staal.
- Een beschermend omhulsel dat bestand is tegen een “crash” van het vliegwiel.

Lage snelheidsvliegwielen zijn tot op heden de meest gebruikte voor vermogens van enkele MW. Voor deze vermogens zijn ze moeilijk te kloppen op vlak van energiedichtheid. Hoge snelheidsvliegwielen worden tot op vandaag eerder voor vermogens tot 500 kVA gebruikt, hoewel recent uitvoeringen tot 750 kW op de markt zijn gekomen, wat aangeeft dat deze vliegwielen in de toekomst ook voor het MW vermogenbereik beschikbaar zouden kunnen worden. De lage

snelheidsvliegwielen kunnen typisch gedurende een 15-tal seconden de last voeden, terwijl dit voor hoge snelheidsvliegwielen eerder in de grootteorde van enkele minuten ligt. Recent komen er ook vliegwielen op de markt die de last voor een aantal uren van energie kunnen voorzien, al ligt het vermogen hier relatief laag (enkele kW). Het rendement van de meeste hoge snelheidsvliegwielen ligt rond 93%, voor lage snelheidsvliegwielen is dat ongeveer 90%. Nu wordt een energiedichtheid van ongeveer 130 Wh/kg gehaald.

Toekomstperspectieven

De belangrijkste trends naar de toekomst toe zijn een hogere specifieke vermogendichtheid (kW/kg) en een hogere specifieke energiedichtheid (kWh/kg). Vermogendichtheden tot 30 kW/kg zouden op middellange termijn haalbaar moeten zijn, terwijl men op heden tot 1.5 kW/kg haalt. Een hogere vermogendichtheid kan bekomen worden door de rotatiesnelheid te verhogen, in combinatie met het gebruik van betere warmtewisselaars om tijdelijke overbelasting toe te laten. Voor het behalen van een grotere energiedichtheid is het moeilijker om een kwantitatieve voorspelling te doen. Verwacht wordt dat er op middellange termijn waarden tot 200 Wh/kg gehaald kunnen worden, terwijl dit op heden 1-10 Wh/kg is. Indien deze voorspellingen uitkomen, zullen vliegwielen in de toekomst op vlak van energiedichtheid in de buurt komen van de huidige waarden voor Li- en NaS-batterijen (de meest performante op dat gebied); het verschil blijft dan voorlopig nog het sneller energieverlies.

Op vlak van materialen wordt veel verwacht dat composietmaterialen voor de rotor. Voor vooruitgang op vlak van specifieke energiedichtheid is het belangrijk een materiaal te gebruiken dat een zeer hoge treksterkte combineert met een lage massadichtheid. Materialen met grafietvezels beloven beide eigenschappen te combineren, zodat hiermee in principe theoretische energiedichtheden tot 1.6 kWh/kg gehaald kunnen worden, te vergelijken met 30.8 Wh/kg voor staal. Op vlak van lagering wordt verwacht dat hoge temperatuur supergeleidende lagers in stijgende mate gebruikt zullen worden. Deze lagers laten toe om de wrijvingsverliezen in sterke mate te laten dalen ten opzichte van conventionele of gewone magnetische lagers. Waar vliegwielen met conventionele mechanische lagers nu typisch lagerwrijvingsverliezen van 1 % per uur vertonen, zou met hoge temperatuur supergeleidende lagers een waarde van 0.1 % per uur haalbaar zijn. Dit draagt bij tot een verbetering van het rendement, wat nog versterkt kan worden door rendementsverbeteringen in de motor/generator en de vermogenelektronische omvormer. Concreet bestaan er ook plannen om vliegwielen met hoge temperatuur supergeleidende lagers te produceren met een energie tot 10 MWh, maar dit zal pas op middellange tot lange termijn haalbaar zijn. Op heden bestaan er experimentele eenheden tot 10 kWh.

Relevantie voor Vlaanderen

Vliegwielen hebben het potentieel om een belangrijke rol te vervullen in België op energievak, zeker in een scenario waarin een substantiële hoeveelheid hernieuwbare energiebronnen met intermitterend karakter (bijvoorbeeld windenergie, fotonvoltaïsche systemen,...) wordt gebruikt. Ten opzichte van batterijen hebben zij het voordeel milieuvriendelijker te zijn, geen last te hebben van degradatie na het cyclisch laden en ontladen en het potentieel om een zeer hoog vermogen te leveren (dus op korte tijd een grote hoeveelheid energie vrij te geven). De grootste nadelen zijn de relatief hoge prijs (typisch tot 1500 €/kWh ten opzichte van 200-900 €/kWh voor loodzuurbatterijen) en het feit dat vliegwielen vooralsnog niet courant voor de opslag van grote hoeveelheden energie beschikbaar zijn. Voor ondersteuning aan de regeling van de netfrequentie en het handhaven van de balans tussen generatie en consumptie van elektrische energie blijken vliegwielen ook nuttig te zijn, zo blijkt uit een aantal demonstratiesystemen van Beacon in California en New York.

Referenties

- [1] Lysen, S. van Egmond en S. Hagedoorn (in opdracht van SenterNovem), *Opslag van elektriciteit: Status en toekomstperspectief voor Nederland*, september 2006, 48 p., online beschikbaar:
https://www.senternovem.nl/mmfiles/Eindrapport%20Opslag%20Elektriciteit%207Sep06_tcm24-196375.pdf.
- [2] J. G. Bitterly, *Flywheel Technology: Past, Present and 21st Century Projections*, IEEE AES Systems Magazine, augustus 1998, pp. 13-16.
- [3] D. Castelvechi, *Spinning into control – High-Tech Reincarnations of an Ancient Way of Storing Energy*, Science News 171, 19 mei 2007, pp. 312-313.
- [4] J. R. Hull, *Flywheels on a Roll*, IEEE Spectrum, juli 1997, pp. 20-25.
- [5] US Department of Energy, *Flywheel Energy Storage – An alternative to batteries for uninterruptible power supply systems*, Federal Energy Management Program, DOE/EE-0286, september 2003, 16 pagina's.
- [6] J. D. Boyes, N. Clark, *Flywheel Energy Storage and Super Conducting Magnetic Energy Storage Systems*, presentatie op IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2000, Seattle, Washington, 19 juli 2000, online beschikbaar:
<http://www.electricitystorage.org/pubs/2000/summer2000/SMES-FES.pdf>.
- [7] P. Johnson, *Design, Fabrication and Test of a 5 kWh Flywheel Energy Storage System Utilizing a High Temperature Superconducting Magnetic Bearing*, presentatie op Electrical Energy Storage Applications and Technologies Conference, October 2005.
- [8] http://electricitystorage.org/tech/technologies_technologies_flywheels.htm
- [9] <http://www.beaconpower.com>
- [10] <http://www.vyconenergy.com/>
- [11] <http://www.piller.com/>
- [12] <http://hitec.pageprocessor.nl>
- [13] <http://www.afstrinity.com/other-facts-faqs.html>

Appendix 14 – CAES (Compressed Air Storage)

Het elektrisch vermogen dat door windturbines geleverd wordt, hangt af van de windsnelheid. Omdat de windsnelheid voortdurend varieert, schommelt ook het geproduceerde vermogen. Dit vormt de basis van de belangrijkste technische uitdaging van windenergie: hoe omgaan met de onvoorspelbaarheid en sterke variatie van de energielevering. De klassieke oplossing om de levering van elektrische energie aan de verbruikers te verzekeren, bestaat er in een hoeveelheid productiecapaciteit als reserve te voorzien in klassieke elektriciteitscentrales met fossiele brandstof. Deze reserve wordt dan ingezet wanneer er weinig wind is. Een meer duurzame manier om de schommeling van windenergie op te vangen is energieopslag.

Grootschalige en snelle energieopslag is mogelijk door middel van het oppompen van water (in pompcentrales) of het opslaan van lucht onder hoge druk. Pompcentrales worden al geruime tijd gebruikt. Opslag van perslucht wordt al op enkele plaatsen toegepast, waarbij 's nachts met goedkope elektriciteit lucht wordt opgeslagen. Overdag wordt elektriciteit geproduceerd, die aan dagtarief verkocht wordt. Opslagsystemen worden ook gebruikt om het verschil in productie en verbruik op te vangen, door energie op te slaan wanneer er een productieoverschot is en energie te leveren wanneer de vraag toeneemt. Voorbeelden van bestaande persluchtsystemen bevinden zich in Huntorf (Duitsland) (290 MW, in gebruik sinds 1978) in McIntosh (Alabama, VS) (110 MW, in gebruik sinds 1991).

Een recente ontwikkeling is het idee om een persluchtreservoir te combineren met een windmolenpark, op dezelfde plaats. Op die manier kan de energielevering door een windmolenpark beter geregeld worden en meer voorspelbaar gemaakt worden. In de Amerikaanse staat Iowa wordt de bouw van een windpark met bijhorend persluchtreservoir voorbereid. Dit systeem wordt schematisch weergegeven in de figuur.

Overschotten aan windenergie en goedkope elektriciteit (tijdens de daluren) worden gebruikt om met een motor M en een compressor lucht in een ondergronds reservoir op te slaan. Als reservoir kunnen oude mijngangen, uitgeputte gas- of olievelden of waterhoudende lagen gebruikt worden. Ook onderaardse holtes die ontstaan door zoutwinning door het injecteren van water kunnen gebruikt worden. Ook aardgas kan op deze manier in de bodem gepompt worden om op te slaan.

Wanneer energie aan het net geleverd moet worden, wordt perslucht gemengd met brandstof. Dit mengsel wordt ontstoken en het verbrandingsgas drijft de turbine aan. De turbine drijft de generator G aan, die de mechanische energie omzet in elektrische energie. Bij een klassieke turbine wordt de compressor door de turbine aangedreven; beide zitten dan op dezelfde as. De compressor verbruikt dan ongeveer $2/3$ van de mechanische energie die in de turbine ontwikkeld wordt, zodat

1/3 van de energie aan de generator geleverd wordt. In een opslagsysteem met perslucht wordt de compressiestap met windenergie uitgevoerd, zodat de energie van de turbine volledig (3/3) aan de generator geleverd wordt. Het rendement van de omzetting van windenergie in perslucht is een belangrijke factor in dit systeem.

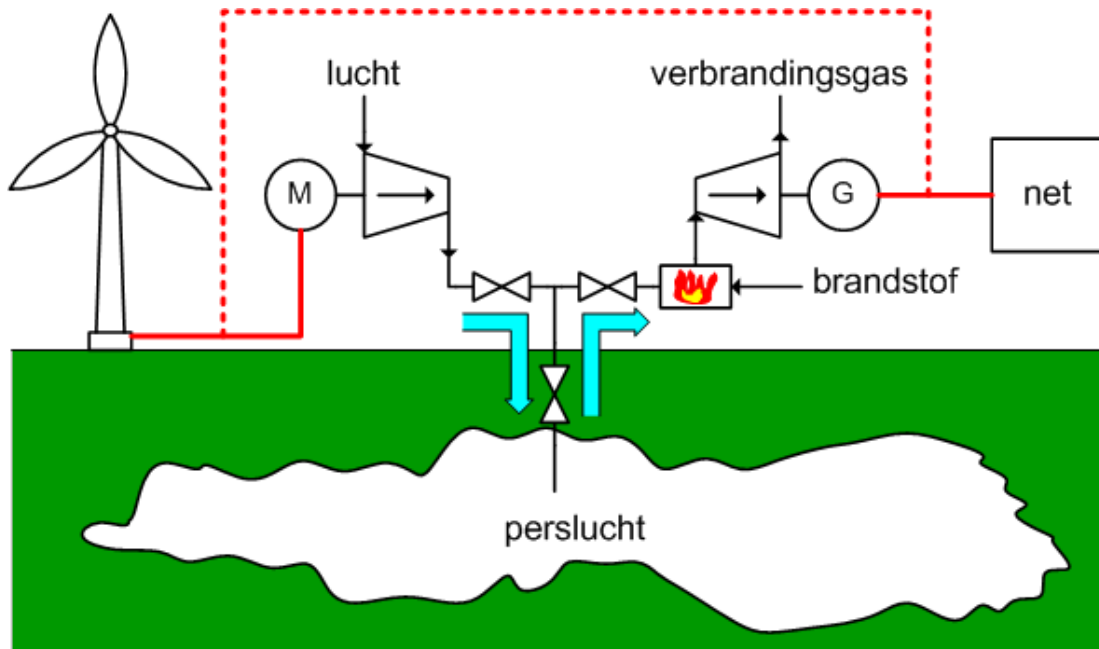


Fig. 1 Persluchtreservoir gecombineerd met windmolenpark

Het persluchtsysteem in Huntorf (Duitsland) heeft een reservoir met een volume van 310.000 m³. Dit reservoir is ontstaan door zoutwinning en ligt op een diepte van 650 tot 800 m. De druk in het reservoir ligt tussen 43 en 70 bar. 1 bar is ongeveer de atmosferische druk. Het vermogen van de compressor bedraagt 60 MW. De generator heeft een vermogen van 290 MW. Met een vol reservoir kan dit vermogen gedurende 3 uur geleverd worden. Sinds 1978 is de generator al meer dan 7000 keer in werking getreden.

In Vlaanderen bestaan er in theorie opportuniteiten om dit soort opslag te implementeren in dezelfde omstandigheden als waarin er gasopslag mogelijk is. Dit is echter nog niet verder onderzocht.

Een mogelijke toekomstige ontwikkeling is het gebruik van kleinschalige systemen (grootteorde 10 MW), met kleine persluchtreservoirs. Zo zou het productieprofiel van kleinere systemen van hernieuwbare energie ook afgevlakt kunnen worden. Het is echter niet duidelijk tegen welke voorwaarden deze technologie in de toekomst beschikbaar zou zijn.

Referenties

[1] The Iowa Stored Energy Park (ISEP): <http://www.isepa.com/>

[2] Compressed Air Energy Storage (CAES): <http://www.caes.net/mcintosh.html>

Appendix 15 – SMES (Super Conducting Magnetic Energy Storage)

Concept

Bij een supergeleidende magnetische energie-opslag installatie wordt elektrische energie omgezet in magnetische energie. In een supergeleider wordt een elektrische stroom opgewekt, waardoor een magnetisch veld rond deze stroom ontstaat. Dit magnetisch veld vertegenwoordigt dan de opgeslagen energie. Deze energie kan dan op eenvoudige en vooral ogenblikkelijke wijze terug omgezet worden in elektrische energie. Dit principe is reeds langer bekend en is gebaseerd op zeer eenvoudige elektromagnetische principes, maar is voor energie-opslag maar interessant geworden dankzij de ontwikkeling van supergeleiders. Een elektrische stroom ondervindt in normale geleiders een weerstand en er gaat een zeker energieverlies gepaard hiermee. Ook is de maximale stroomdichtheid beperkt. Bij supergeleiders is de weerstand verwaarloosbaar, waardoor dit energieverlies verwaarloosbaar is, en kunnen ook hogere stroomdichtheden gerealiseerd worden.

State of the art

De supergeleiders bestaan in twee grote categorieën: Lage temperatuur supergeleiders en hoge temperatuur halfgeleiders. Beide technologieën zijn reeds gebruikt voor SMES-projecten. De termen lage en hoge temperatuur supergeleiders zijn misschien vreemd gekozen, maar zij doelen beide op temperaturen onder 0°C, nl. rond -270°C en -135°C.

De hoge temperatuur supergeleiders zijn voor eenzelfde vermogen en energie-opslag groter in volume en kostprijs dan de lage temperatuur supergeleiders. Zij kunnen namelijk minder mechanische spanningen verwerken en minder grote stroomdichtheden aan. Hierdoor moeten ze groter worden uitgevoerd voor hetzelfde vermogen. Ook interessant om op te merken is dat het verschil in koelvermogen voor de lage en hogetemperatuur supergeleiders in de praktijk niet significant bijdraagt tot de totale kost van de installatie.

De supergeleiders dienen als kern voor de opslag van magnetische energie, en kunnen in twee vormen voorkomen, ofwel als staaf, ofwel als een cirkel (toroïde). De kost van de eerste is kleiner, maar de tweede heeft een betere afscherming van het elektromagnetische veld naar de omgeving toe. Een moderne SMES installatie bevat volgende onderdelen:

- spoel van supergeleidend materiaal met koelsysteem. Deze bestaat voor lage temperatuur supergeleiders uit een dubbele koelkring, met vloeibare helium en vloeibare stikstof als koelmiddelen, of uit een enkelvoudige koelkring voor hoge temperatuur halfgeleiders.

- Bidirectionele vermogenconvector voor het omzetten van elektrische energie in magnetische energie in de supergeleider
- “Radiation shield” om de sterke magnetische velden (5-10T) niet uit de installatie te laten. De toroïdale spoelopstellingen hebben hier minder last van omdat ze het magnetisch veld in de spoel concentreren, maar zijn duurder qua constructie.

Supergeleidende Magnetische Energie opslag wordt vooral toegepast bij het verbeteren van de ‘power quality’ in transmissie systemen en het uitbreiden van de regelcapaciteiten van FACTS componenten, ook voor transmissie systemen. Er is weinig onderzoek en ontwikkeling naar systemen voor vermogen niveaus van distributiesystemen. Ze worden wel aangeboden als “elektromechanische” batterij ter vervanging van chemische batterijen in UPS-systemen waar chemicaliën niet toegelaten zijn.

In de USA , China en Japan zijn er onderzoeken lopende en worden er voor transmissie systemen SMES toepassingen uitgewerkt en geïnstalleerd. In Duitsland is recent een kleine installatie in gebruik genomen om een bepaalde kritieke gebruiker tegen spanningsdips te beschermen. In de meeste studies wordt SMES als een vervanger voor vliegwiel energie opslag besproken. De efficiëntie van een SMES installatie wordt geschat op 95 %.

De verwachte kosten voor een SMES installatie zijn van de orde:

500\$/kWh geïnstalleerd

300\$/kW geïnstalleerd

100\$/kWh geleverd

Relevantie voor Vlaanderen

In Vlaanderen is er geen ervaring met het bouwen van grootschalige supergeleidende systemen. Er zijn ook geen producenten van deze materialen in Vlaanderen. Aan de Vlaamse universiteiten zijn er geen specifieke onderzoeken lopende naar de inplanting van supergeleiders voor magnetische energie opslag in transmissie of distributienet. Het ziet er ook naar uit dat vliegwiel- en supercondensator-opslag op eenvoudiger wijze gelijkaardige performantie zal kunnen halen. Daarom lijkt ons de relevantie voor Vlaanderen klein.

Referenties

- [1] Accel Instruments GmbH, project for NRW, Germany.
http://www.accel.de/pages/2_mj_superconducting_magnetic_energy_storage_sme.html
- [2] Virginia Power Electronics Center, Power electronics group to build converter for superconducting magnetic energy storage. EEconnection, Feb 97,
<http://www.ece.vt.edu/ecenews/feb97/SMES.html>

- [3] Understanding Smes Technology, Applications, And Economics for End Use Workshop, <http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/10106022-1IW9F7/native/10106022.PDF>
- [4] Teemu Hartikainen, Risto Mikkonen, Jorma Lehtonen, Environmental Advantages of Superconducting Devices in Distributed Electricity-Generation, Applied Energy Volume 84, Issue 1, January 2007, pages 29-38
- [5] Advanced electricity storage technologies programme, Australian government, Department of the environment and heritage Australian greenhouse office. <http://www.greenhouse.gov.au/renewable/aest/pubs/aest-review.pdf>
- [6] Jing Shi et al, Development of conduction-cooled HTS SMES, IEEE Transactions on applied Superconductivity, Vol. 17, No3 September 2007
- [7] Transmission Technology Road Map, Bonneville Power Administration, September 2006 http://www.bpa.gov/corporate/business/innovation/docs/2006/RM-06_Transmission.pdf
- [8] Ioan Tuleasca, Superconducting Magnetic Energy Storage, 7 november 2003 http://www.mcs.vuw.ac.nz/events/EMW/downloadable-pdfs/emw_1_2004_tuleasca.pdf
- [9] John D. Boyes, Nancy H. Clark, Technologies for Energy Storage: Flywheels and Super Conducting Magnetic Energy Storage, IEEE 2000
- [10] WTEC Panel Report on Power Applications of Superconductivity in Japan and Germany, September 1997, <http://www.wtec.org/loyola/scpa/toc.htm>

Appendix 16 – Smart metering

Inleiding

Deze appendix bespreekt het gebruik van geschikte technologieën voor het uitbouwen van een slimme-meterinfrastructuur voor elektriciteit en gas in Vlaanderen, evenals het potentieel en de kosten ervan. Dit verslag is een samenvatting van de bevindingen van de studie [1], uitgevoerd door onderzoeksgroep ELECTA van het Departement Elektrotechniek van de K.U.Leuven in opdracht van de VREG.

In deze studie wordt de volgende definitie van slimme meter gehanteerd:

Een slimme meter is een elektriciteits- of gasmeter met tweewegscommunicatie die minimaal volgende functionaliteit heeft:

- Doorsturen van de meterstand (opgeslagen in meetregisters), zowel als dit gevraagd wordt, als periodiek.
- In- of uitschakelen en reduceren van de elektriciteit- of gaslevering van op afstand.
- Beschikken over meerdere meetregisters (bijvoorbeeld om het verbruik te registreren in verschillende tariefperiodes).
- Van op afstand aanpassen van de tarieven/tariefperiodes.
- Van op afstand de firmware/programmatuur/functionaliteit van de meter kunnen aanpassen/upgraden.
- Op vraag informatie over de spanningskwaliteit en de toestand van het net doorsturen en automatisch fraude alarm geven.
- Als zowel een gas- als elektriciteitsmeter aanwezig zijn, moet de communicatie met de gasmeter via de elektriciteitsmeter verlopen.
- Er mag uitgegaan worden van een maandelijks periodieke uitlezing en één extra jaarlijkse uitlezing op aanvraag.

Deze definitie komt grotendeels overeen met deze van de Nederlandse Technische Afspraak (NTA) 8130 “Basisfuncties voor de meetinrichting voor elektriciteit, gas en thermische energie voor kleinverbruikers” van het Nederlandse Normalisatie-instituut [2]. Deze Afspraak voorziet echter ook in meer uitgebreide functionaliteit voor een toestel dat de classificatie ‘slimme meter’ krijgt toebedeeld.

Vereisten voor communicatie

De gegevens van de slimme meter moeten terecht komen in de datacentra van de belanghebbenden (concreet: de netuitbaters). Voor de communicatie zijn er twee mogelijkheden:

- Indirecte toegang: centraal datacenter dat alle gegevens van de slimme meters verzamelt die dan ter beschikking worden gesteld van de belanghebbenden.
- Directe toegang: rechtstreekse communicatie tussen de betrokken partij en de slimme meter

De eerste optie is gunstig om de totale hoeveelheid dataverkeer beperkt te houden terwijl de tweede optie het voordeel heeft tweewegcommunicatie op een eenvoudigere manier mogelijk te maken. Dit is moeilijker bij de eerste optie.

In NTA8130 worden deze twee opties open gelaten (Fig. 1). De keuze voor het communicatiemedium (de fysieke laag in het OSI-Model) voor communicatie vanaf de slimme meter is vrij. De hogere Lagen worden in deze Afspraak wel gespecificeerd: DLSP/COSEM als communicatieprotocol en OBIS voor de objectvoorstelling. De communicatie met het datacenter (centrale toegangsserver) moet over internet verlopen met het XML-protocol en OBIS objectvoorstellingen.

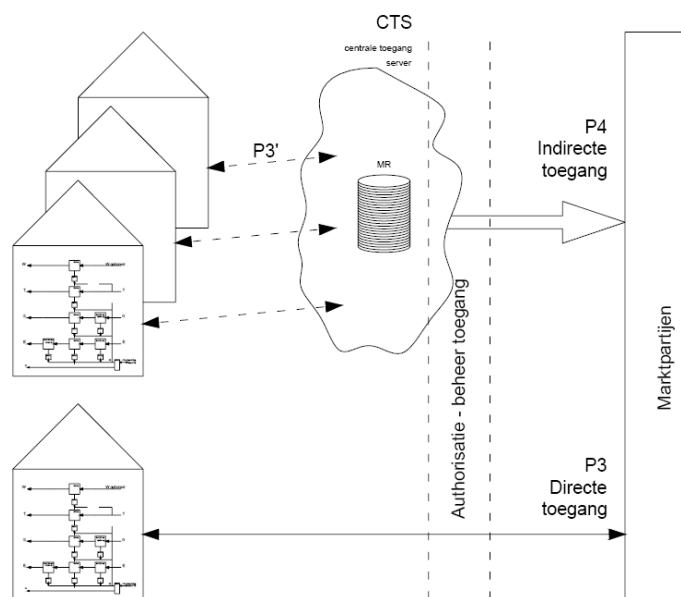


Fig. 4 Toegang voor de betrokken partijen tot de slimme meter volgens NTA8130

Verschillende fysieke communicatiemediën zullen verderop besproken worden in dit verslag, waarbij de focus ligt op de communicatietechnologie vanaf de slimme meter, het zogenaamde toegangsnetwerk (access network). De globale topologie van de (logische) verbindingen van de slimme meter naar de centrale database of naar het datacenter van de betrokken partij wordt nu besproken. Men kan volgende mogelijkheden onderscheiden:

- Directe verbinding: bij bvb. inbellen van de slimme meter via telefoonlijn of GSM-verbinding naar de centrale database of naar een betrokken partij of omgekeerd.
- Men kan deels gebruik maken van een eigen, tussenliggende communicatie-infrastructuur, met *concentrators* of *aggregatoren* die de gegevens van een aantal slimme meters per geografisch of elektrisch gebied verzamelen.
- Men maakt deels gebruik van een tussenliggende communicatie-infrastructuur van derden, bvb. bij ADSL, waarbij via ISPs (Internet Service Providers) de verbinding over het internet verloopt.

Toegepast op slimme meters, geeft dit de volgende mogelijkheden:

1. Rechtstreekse inbelverbinding: er wordt een tijdelijke verbinding opgezet tussen de meter en de dataconcentrator (= server die verantwoordelijk is voor een bepaalde regio). Dit is het geval bij klassieke telefoonverbindingen en bij GSM en SMS. Het tussenliggend communicatienetwerk wordt volledig beheerd door een derde partij. Een punt-tot-punt-protocol zoals PPP is ideaal voor dergelijke verbindingen.

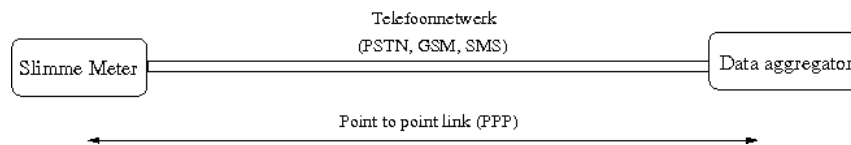


Fig. 2 Inbelverbinding

2. Continue breedbandverbinding over internet: Er is breedbandinternet tussen de meter en de gateway van een internetprovider. De beheerder die met de slimme meter wil communiceren, bezit een aantal webservers. Vervolgens kunnen meters en webservers over TCP/IP met elkaar communiceren. De kwaliteit van de verbindingen (zoals een eis van minimale bandbreedte en/of maximale vertraging) is moeilijk te garanderen bij een dergelijke implementatie.

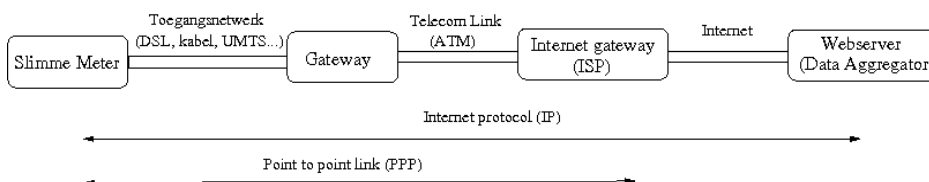


Fig. 3 Breedbandinternet

3. Continue breedbandverbinding (punt-tot-punt): Het publieke internet wordt vermeden en daardoor wordt terug de kwaliteit van de communicatie gegarandeerd. Dit gebeurt door regionale data-aggregatoren rechtstreeks op het ATM-netwerk van de telecomoperator die ook het toegangsnetwerk beheert, te plaatsen. Daarna moeten de regionale aggregatoren hun data over een breedbandverbinding doorsturen naar de globale aggregator. Ook bij het gebruik van power line carrier (PLC) wordt een dergelijk systeem toegepast. Er is in dit laatste geval wel een verschil: bij PLC beheert de netbeheerder zelf het toegangsnetwerk. De eerste gateway, die bij ADSL of kabelnetwerken eigendom is van de telecommunicatieoperator, wordt nu beheerd door de netbeheerder en kan als data-aggregator dienen.

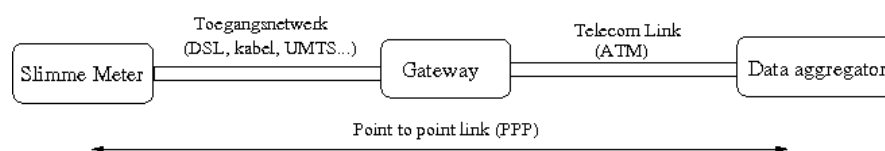


Fig. 4 Punt-naar-punt breedbandverbinding

4. Continue breedbandverbinding over VPN: Virtual Private Networking-technologie kan gebruikt worden om over internet toch kwaliteitsgaranties te bieden. VPN wordt gerealiseerd door Multiprotocol Label Switching (MLS) die een circuitgebaseerde communicatie opzet over IP.

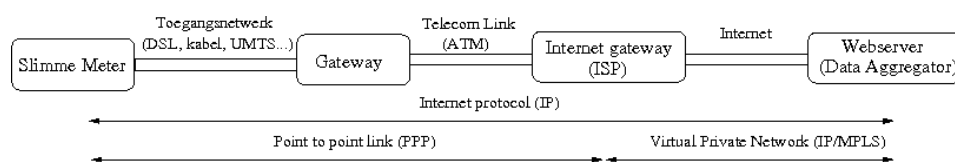


Fig. 5 Breedband VPN

Een volgende vraag die essentieel is bij het bestuderen van de basisvereisten voor communicatie met slimme meters, is de hoeveelheid data die gecommuniceerd wordt per meter. De volgende schattingen werden gemaakt in de studie [1] (Tabel 1):

<u>functie</u>	<u>tijdkritisch</u>	<u>min. respons</u>	<u>typ. respons</u> [min]	<u>max. respons</u> [h]	<u>Aantal per jaar</u>	<u>hoeveelheid data per keer</u> (min/typ/max)
commando registreren van meetregisters	ja	ogenblikkelijk	5	1	1	0,5 KiB 1 KiB 16 KiB
Doorsturen van meetregisters (periodiek + op aanvraag)	nee	ogenblikkelijk	10	2	13 (12+1) (maandelijks en 1 maal extra per jaar)	1 KiB 32 KiB 16 MiB
commando dimmen van energielevering	ja	ogenblikkelijk	5	1	1	0,5 KiB 1 KiB 16 KiB
aanpassen parameters (o.a. tarieven/ tariefperiodes)	nee	ogenblikkelijk	10	2	2	0,5 KiB 1 KiB 16 KiB
upgraden van firmware	nee				0,2	0,5 KiB 1 KiB 512 KiB
doorsturen van alarmen	nee	ogenblikkelijk	10	2	0,2	0,5 KiB 1 KiB 16 KiB

Tabel 1 Schattingen van de tijdsaspecten en datahoeveelheden voor slimme meters

Dit geeft totaal een dataverkeer per jaar per meter van typisch 420 KiB (min. 15 KiB, max. 208 MiB) (1 KiB = 1024 Bytes en 1 MiB = 1024 KiB).

We kwamen aan deze gegevens door volgende berekeningen/veronderstellingen:

De belangrijkste parameters die gecommuniceerd moeten worden zijn de **meetregisters**, die het verbruik bevatten. Wat het aantal meetregisters betreft, voorziet NTA8130 minimaal 4 gegevens die in een slimme elektriciteitsmeter opgeslagen worden (verbruiken opwekking van elektriciteit tijdens normaal- en laagtariefperiode); een gasmeter heeft slechts 1 telwerk; een watermeter heeft hetzelfde telwerk als een gasmeter; een meter voor thermische energie ten slotte heeft 2 telwerken (warmte en koude). Daarenboven moeten in de meetinrichting minstens 13 periodieke tussenstanden, telkens met datum en tijdstempel bijgehouden worden (periodiek eens per maand, en bovendien gemiddeld eenmaal per jaar op aanvraag). Als de 4 soorten meters aanwezig zijn, zijn er dus minimum $8 \cdot 13 = 104$ tellerstanden en evenveel tijdsgegevens nodig.

Voor wat het monitoren van de **spanningskwaliteit** betreft, verwacht NTA8130 dat volgende gegevens worden bijgehouden.

- Het aantal onderbrekingen korter dan 3 min (voor 3-fasige aansluitingen: per fase)
- voor onderbrekingen langer dan 3 min: het begin- en eindmoment (voor 3-fasige aansluitingen: per fase)
- over- en onderspanningen volgens de norm EN50160:2000.

Ook voor de andere toestellen (gas, warmte) zijn parameters vastgelegd. Dit levert ruwweg enkele tientallen waarden op.

In deze studie veronderstelden we dat er minimum 128 (2^7) (≈ 104) meetregisters aanwezig zijn. Wanneer ook informatie over de spanningskwaliteit wordt opgeslagen, kan dit oplopen tot 65536 (2^{16}), zeker als er power quality informatie gedetailleerder moet opgeslagen worden. We gebruiken als meer realistische waarde 1024 (2^{10}) meetregisters. Een meetregister is typisch 32 bytes (van min. 8 tot max. 256) groot om de waarde en de tijdsgegevens op te slaan. Om de meetregisters uit te lezen wordt er dan typisch 32 KiB (min. 1 KiB – max. 16 MiB) aan ruwe data doorgegeven.

Daarnaast moeten de boodschappen ook gegevens bevatten om unieke identificatie mogelijk te maken (zoals het EAN-nummer van de meter), moeten berichten versleuteld worden, moet redundantie toegevoegd worden om foutcorrectie toe te laten en is er overhead door het gebruik van de communicatieprotocollen waardoor de hoeveelheid data toeneemt. Anderzijds kan men door compressietechnieken de door te sturen hoeveelheid data beperken. We kunnen ruwweg aannemen dat deze beide aspecten elkaar compenseren.

Tot slot een overzicht van de meterinfrastructuur in Vlaanderen. Per 1 december 2006 zijn er ongeveer 3,06 miljoen elektriciteitsmeters (EAN's), waarvan 2,58 miljoen huishoudelijke. Er zijn ongeveer 1,63 miljoen gasmeters (EAN's), waarvan 1,44 miljoen huishoudelijke. Deze meters zijn ruwweg verspreid over Vlaanderen zoals de bevolking, met een grotere dichtheid in de stedelijke gebieden en een lagere in de landelijke. We maken nu enkele berekeningen waarmee de opslagcapaciteit van het datacenter en de benodigde bandbreedte kunnen geschat worden, uitgaande van 3 miljoen smart meters in Vlaanderen en de grootte van het meetregister gelijk aan 32 KiB.

- Het uitlezen van de meetregisters per slimme meter vereist dat op jaarbasis ongeveer 0.5 MiB (min. 15 KiB – max. 250 MiB) aan ruwe data wordt doorgegeven. Dit is verwaarloosbaar tegenover de huidige internettrafiek waarbij een individuele gebruiker ongeveer 1 GB per maand mag transfereren, afhankelijk van het gekozen abonnement.
- Toch genereert het uitlezen van de meetregisters van alle slimme meters in Vlaanderen op jaarbasis typisch ongeveer 1,28 TB aan ruwe data (min. 4 GB, max. 654 TB).
- Wanneer het datacenter naar *alle* slimme meters een boodschap moet sturen binnen het uur, heeft die hiervoor slechts 1,2 ms (= 3600 sec. / 3000000 meters)

ter beschikking als er geen multicasting of parallelle (groeps)communicatie ondersteund wordt, hetgeen onrealistisch is. Wanneer een dataconcentrator dit naar 1000 aangesloten meters doet, zijn er 3,6 s ter beschikking. Dit betekent dat een hiërarchische opbouw met dataconcentratoren nodig is, ofwel op een of andere wijze broadcasting moet ondersteund worden.

- Wanneer de meetregisters (typisch 32 KiB) uitgelezen moeten worden in typisch 10 min is een bandbreedte van 437 bps (= 32 KiB x 8 bit/byte / 600 s) nodig. In Tabel 2 worden tevens de minimale en maximale waarden berekend.
- Wanneer in een concentrator de gegevens van 1024 slimme meters bewaard worden, geeft dat 32 MiB aan data (min. 1 MiB, max. 16 GiB). Als een concentrator deze data in 5 min allemaal moet opvragen, geeft dat 0.3 s (= 300/1024) per slimme meter of een benodigde bandbreedte van 895 kbps (32*1024*8/0.3/1000) (min. 28 kbps, max. 458 Mbps). Dat zijn onrealistische waarden. Als deze in 10 h opgevraagd moeten worden, geeft dat 35 s per slimme meter of een bandbreedte van typisch 7.4 kbps (min. 2,3 kbps, max. 38 Mbps).
- Als er een communicatiekanaal van 100 kbps ter beschikking is, dan duurt het 2185 h (= 32 * 1024 * 8 * 3000000 / 100000 / 3600) of 3 maand om de typische meetregisters van alle 3 miljoen slimme meters in Vlaanderen sequentieel uit te lezen (min. 70 uur, max. 130 jaar).

Zoals uit Tabel 2 blijkt heeft elke slimme meter nood aan een communicatiekanaal met minimaal een bandbreedte van enkele tientallen bps. Als er een grotere bandbreedte ter beschikking is, kan er meer informatie doorgestuurd of sneller gereageerd worden.

Tijd Data	5 s (min.)	10 min (typ.)	2 uur (max.)
1 KiB	1,6 kbps	14 bps	1.1 bps
32 KiB	52 kbps	437 bps	36 bps
16 MiB	27 Mbps	224 kbps	19 kbps

Tabel 2: Benodigde bandbreedte om een hoeveelheid data in een bepaalde tijd uit te lezen

Communicatietechnologieën

In Tabel 3 worden de verschillende aspecten van de communicatie-infrastructuur voor slimme meters samengevat. De verschillende kolommen bevatten de grote klassen van communicatiemedia, waarbij voor **internet via de kabel** een verder onderscheid gemaakt is tussen de uitbouw van een *specifiek* breedbandnetwerk (S) en het gebruik van *bestaande* breedbandnetwerken (B). Met de grootheden in de rijen van de tabel bedoelen we het volgende:

- **Bereikbaarheid:** dit geeft aan welk percentage van de meters kan bereikt worden. De beperkende factoren hierbij zijn de beperkte dekking van draadloze **mobilofonienetwerken** en de onbeschikbaarheid van kabel- of **ADSL** infrastructuur in bepaalde landelijke gebieden.

- *Kostprijs*: omvat de kostprijs van installatie en uitbating. Wordt verderop nog uitgewerkt.
- *Uitbating*: omvat de partij die het communicatiemiddel uitbaat.
- *Toegang*: omvat de mogelijkheid voor marktpartijen tot toegang tot het communicatiemiddel.
- *Geschiktheid*: omvat de geschiktheid voor de functies die vermeld worden bij de definitie van de slimme meter. Alle communicatiemedia zijn voor deze basisfuncties geschikt, maar wanneer geavanceerdere functies vereist zijn (zoals meer gedetailleerde informatie over spanningskwaliteit weergeven) hebben media met een hogere bandbreedte meer mogelijkheden. **Power line carrier** en **RF** hebben daarnaast de mogelijkheid om een groep meters tegelijk te bereiken – bijvoorbeeld voor afschakelen – en zo realtime-eisen te vervullen.
- *Flexibiliteit*: omvat het aanpassen van functies in de slimme meter naargelang de behoefte, en is gebaseerd op een combinatie van *geschiktheid* en *uitbating*.
- *Betrouwbaarheid*: omvat elementen van de beschikbaarheid van het communicatiemedium en het effect van de betrokkenheid van externe partijen en van nieuwe technologie.

Als men in de toekomst van elke slimme meter *kwartierverbruiken en uitgebreide power quality* (= spanningskwaliteit) gegevens wil opvragen is een significant hogere bandbreedte vereist dan wanneer alleen de maandelijkse uitlezing belangrijk is. Dit betekent het gebruik van internetgebaseerde oplossingen of mobilofonie van de 3^{de} generatie (UMTS) als geschikte communicatie-infrastructuur.

Wanneer binnen een bepaalde tijdspanne een groep meters bereikt moet worden (*realtime-eisen*) is het nodig dat het medium broadcasting ondersteunt. Dit impliceert oplossingen zoals PLC en RF, of andere draadloze oplossingen (PMR, GSM, UMTS). Wanneer de *kostprijs* van de communicatiemiddelen een belangrijke parameter is, verdienen PLC/RF of bestaande internetoplossingen de voorkeur.

Daarnaast hebben de media in *eigen beheer* het voordeel van onafhankelijkheid ten opzichte van partijen die extern aan de energiemarkt zijn, zoals telecomoperatoren of internet service providers. Dit wijst naar PLC en RF als geschikte communicatiemiddelen. Qua *flexibiliteit en betrouwbaarheid* voldoen alle communicatiemedia aan de eisen van slimme-meter toepassingen.

Voor communicatie tussen elektriciteits- en gasmeters onderling kunnen volgende conclusies getrokken worden: wanneer de meters zich dicht bij elkaar bevinden, is deze via **seriële kabel** verbinden een eenvoudige en goedkope oplossing. **RS-485** of **USB** lijkt hier aangewezen vermits deze met verschillende slaves kunnen werken zodat naast de elektriciteits- en gasmeter ook andere apparaten eenvoudig kunnen verbonden worden. **M-bus** is een andere optie.

mogelijkheden maken het - ook bij het gebruik van Zigbee - mogelijk om andere apparaten te verbinden.

	<i>power line carrier</i>	<i>kabel</i>		<i>draadloos</i>			
		<i>internet</i>	<i>telefoon</i>	<i>GSM, GPRS</i>	<i>UMTS</i>	<i>RF</i>	<i>PMR</i>
<i>bereikbaarheid</i>	100%	S: 95% B: 60%	98%	+ 99%	60%	100%	100%
<i>kostprijs</i>	medium	S: zeer hoog B: medium	medium tot hoog	hoog	hoog	medium	hoog
<i>uitbating</i>	eigen beheer	S: telecom-uitbater B: ISP	telefonieoperator	mobilofonie-operator	mobilofonie-operator	eigen beheer	eigen beheer of PMR-operator
<i>toegang</i>	via communicatie-uitbater	rechtstreeks	rechtstreeks	rechtstreeks	rechtstreeks	via communicatie-uitbater	rechtstreeks of via communicatie-uitbater
<i>applicatie-geschiktheid (bandbreedte)</i>	functies met lage bandbreedte	functies met hoge bandbreedte	functies met medium bandbreedte	functies met medium bandbreedte	functies met hoge bandbreedte	functies met lage bandbreedte	functies met medium bandbreedte
<i>applicatie-geschiktheid (realtime)</i>	functies met realtime-eisen	functies met (S) / zonder (B) realtime-eisen	functies zonder realtime-eisen	functies zonder realtime-eisen	functies met realtime-eisen	functies met realtime-eisen	functies met realtime-eisen
<i>flexibiliteit</i>	medium	hoog	medium tot hoog	medium tot hoog	hoog	medium	medium tot hoog
<i>betrouwbaarheid</i>	hoog	medium tot hoog	zeer hoog	hoog tot zeer hoog	medium tot hoog	hoog	zeer hoog

Tabel 3 Samenvattende tabel communicatiemedia

Wanneer de meters zich echter niet in dezelfde ruimte bevinden en er in het gebouw geen voorzieningen zijn om eenvoudig een extra kabel bij te leggen, kan men voor een **draadloze oplossing** opteren. Hiervoor is **Zigbee** interessant, vanwege het lage energieverbruik (wat eventueel werking op batterijen mogelijk maakt aan de kant van de gasmeter). De beperkte bandbreedte is geen probleem, vermits de communicatie voornamelijk zal bestaan uit korte databursts. Het bereik levert ook geen problemen en er moet geen zichtbaar pad zijn tussen zender en ontvanger. **TCP/IP** mogelijkheden maken het - ook bij het gebruik van Zigbee - mogelijk om andere apparaten te verbinden.

Kostprijs van de verschillende communicatiemedia

De volgende veronderstellingen/schattingen werden aangenomen bij het berekenen van de kostprijs van de verschillende communicatiemedia:

- De tijdshorizon is 15 jaar. Dit komt overeen met de verwachte levensduur van de slimme meters.
- In de kostprijsberekening is de backbone ICT-infrastructuur niet meegerekend, maar wel de dataconcentratoren.
- Bij breedbandverbinding is er een onderscheid gemaakt tussen enerzijds gebruik maken van een *bestaande* breedbandverbinding en anderzijds een *specifieke* breedbandverbinding.
- De berekening is gebaseerd op de veronderstellingen van [3-8, 1].
- PLC is in eigen beheer, zodat er geen abonnementskosten zijn. Er wordt wel een operationele kost van €5/jaar per slimme meter gerekend.
- De prijzen voor de nieuwste technologieën (UMTS, PMR, WiMAX) zijn gelijk genomen, omwille van de onzekerheid.

Fig. 5 presenteert voor de verschillende communicatiemedia een overzicht van de jaarlijkse en eenmalige kosten per meter.

Als we over een tijdshorizon van 15 jaar kijken, levert dat een kostprijs per meter op zoals weergegeven in Fig. Hieruit blijkt dat communicatie gebaseerd op bestaande breedbandverbindingen het goedkoopst is, van kortbij gevolgd door PLC of RF. Dit wordt gevolgd door smalbandtelefonie en GSM/GPRS. Het gebruik van een specifieke breedbandverbinding valt het duurst uit.

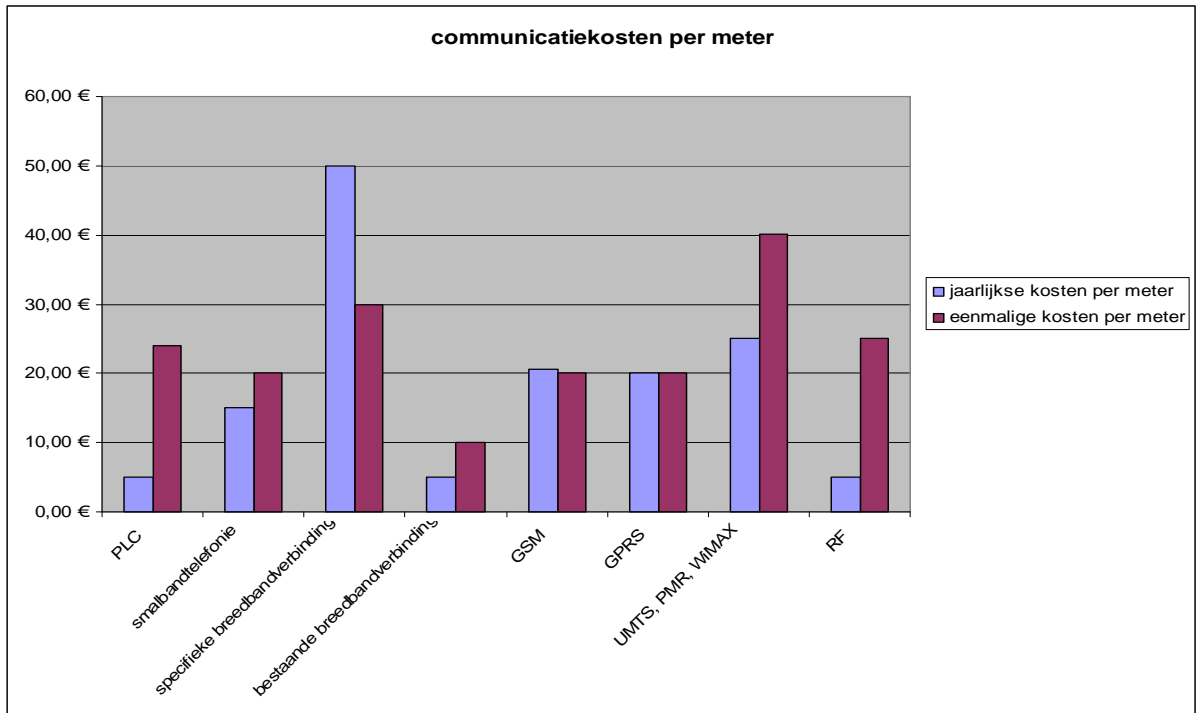


Fig. 5 communicatiekosten per meter voor de verschillende communicatiemedi

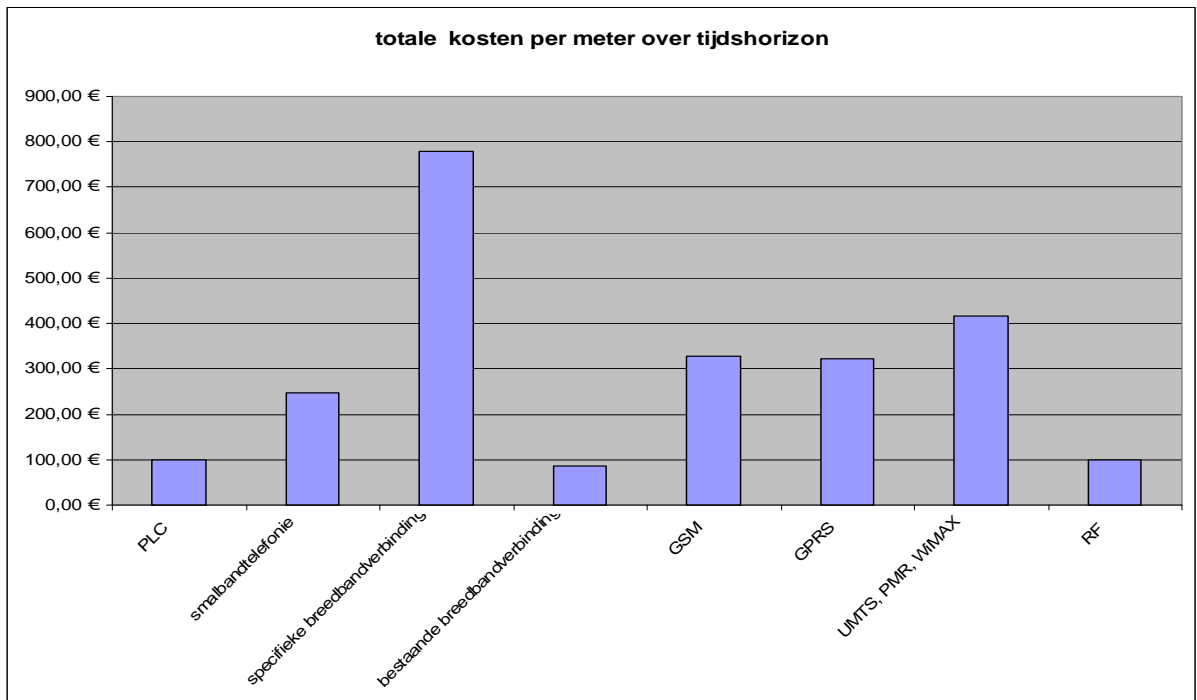


Fig. 7 geschatte kosten per meter over de tijdshorizon

Ervaringen in het buitenland met het uitbouwen en gebruiken van een slimme meter infrastructuur

Italië – Enel SpA: “Telegestore”

- Enel SpA, de verticaal geïntegreerde elektriciteits- en gasleverancier in Italië
- In 2000 startte het project.
- Het volledige klantenbestand (ongeveer 27 miljoen klanten) werd uitgerust met slimme energiemeters [3].
- De meters hebben een bidirectionele communicatie-interface, geavanceerde energiemet- en managementmogelijkheden en een geïntegreerde en via software stuurbare schakelaar (waarmee Enel bijvoorbeeld de klant kan afschakelen indien deze zijn rekeningen niet betaalt).
- Momenteel: 15 controlecentra, verspreid over Italië, die met een aantal concentratoren in contact staan. Een dergelijk controlecentrum zou tot 3 miljoen meters kunnen beheren.
- Met dit slimme meter systeem is het mogelijk om:
 - Gebruiks informatie van een bepaalde meter uit te lezen (ondermeer actieve en reactieve energie en vermogen, RMS-waarden van stroom en spanning en arbeidsfactor, alsook Power Quality metingen).
 - Een klant remote aan- of afschakelen van het net (kan ook manueel gebeuren aan de meter).
 - Een defect aan of uitval van de elektriciteitslevering detecteren.
 - Het niet toegelaten gebruik van elektriciteit detecteren of controleren.
 - De maximale hoeveelheid elektrische energie die een klant op elk ogenblik kan verbruiken aanpassen.
 - Op afstand de tarifiering aan te passen (bijvoorbeeld van krediet naar prepaid of van *flat-rate* naar *multi-tariff*).
- Voor de communicatie wordt gebruik gemaakt van PLC over het laagspanningsnet, met de PLT-22 PLC-technologie van Echelon Corporation en de metertechnologie van Ampy Automation Digilog. De meters dragen hun gegevens via PLC over naar een Echelon dataconcentrator, die op zijn beurt de data via TCP/IP of GSM doorstuurt naar de Enel servers. De Echelon dataconcentratoren kunnen in principe ook werken met een ander communicatiesysteem of –protocol (bijvoorbeeld GSM, PSTN, GPRS, CDMA,...). Elke dataconcentrator kan tot 1024 energiemeters (of 4096 M-bus toestellen of meters) beheren. Voor de communicatie tussen de meters en de concentratoren wordt een CENELEC A-band PLC kanaal met automatische herhalingsfunctie gebruikt. De dataconcentrator herkent automatisch nieuw aangesloten meters of reeds bestaande meters die door een dynamische netwerktopologieverandering plots op een andere concentrator worden aangesloten.

- Enel SpA schat de kosten van het invoeren van de 30 miljoen slimme meters bij zijn klanten op 2.1 miljard euro, terwijl de jaarlijkse besparing door het gebruik van deze meters op 500 miljoen euro wordt geraamd. De kosten per geïnstalleerde meter zouden net onder 70 euro liggen. Hiervan zou een 10% voor de communicatie zijn.

Vattenfall Eldistribution AB, Zweden

- In Zweden is er een wet die elektriciteitsleveranciers verplicht om maandelijks de actuele meterstand af te lezen (Statens Energimyndighet, 2002).
- Een eerste project richt zich op het zuidwesten van Zweden.
 - Startte in 2003.
 - De energiemeters worden geleverd door Actaris en zijn van het type ACE 4000 RF.
 - Het CustCom collectiesysteem is van de firma Senea.
 - De communicatie tussen meter en dataconcentrator gebeurt met radiocommunicatie (RF), verloopt volgens het DLMS/COSEM protocol en is bidirectioneel.
 - De dataconcentratoren communiceren via GSM met de centrales, die uiteindelijk het beheer van de gegevens op zich nemen.
 - Momenteel: ongeveer 1300 concentratoren geïnstalleerd. Elke concentrator kan in principe met 1000 meters communiceren, hoewel de praktijk in Zweden uitwees dat het werkelijke aantal kleiner is. Nu zijn er gemiddeld 80 meters verbonden met 1 concentrator.
- Een tweede project richt zich op het centrum van Zweden.
 - Startte in juli 2004.
 - In samenwerking met Iskraemeco, producent van energiemeters. Hier communiceren de MT 351 en ME 351 meters met de dataconcentratoren via power line carrier. Het gebruikte protocol is DLSP/COSEM. Als concentrator wordt de P2LPC van Iskraemeco gebruikt. De communicatie tussen de concentratoren en de centrales gebeurt met GPRS.
 - Momenteel: reeds 100.000 meters geïnstalleerd.
- Een derde project spreidt zich over het volledige grondgebied van Zweden.
 - Startte in december 2005.
 - De leverancier van de meters is Telvent (Echelon),
 - Eveneens PLC gebruikt voor het verzenden en ontvangen van data tussen de energiemeter en de dataconcentrator.
 - De communicatie tussen concentrator en centrale gebeurt eveneens via GPRS.
 - Momenteel zijn er ongeveer 110.000 Echelon energiemeters geïnstalleerd
 - Het contract met Telvent is in januari 2007 verlengd en uitgebreid, waardoor in de toekomst mogelijk tot 700.000 slimme meters van Echelon worden geïnstalleerd in Zweden.

Continuon, Nederland: "InfoStroom"

- Nederlandse netbeheerder Continuon
- Pilotproject, in 2006 gestart
- In samenwerking met Metripoint.
- Vanaf de tweede helft van 2006 worden 10000 slimme meters geplaatst in Arnhem, 15000 meters in Alphen-aan-de-Rijn en 25000 meters in Friesland.
- De gasmeter wordt verbonden met een slimme elektriciteitsmeter, waardoor niet enkel het elektriciteits-, maar ook het gasverbruik van op afstand kan worden uitgelezen [6].
- De communicatie tussen gas- en elektriciteitsmeter verloopt via M-bus. Dit zorgt er onder meer voor dat de bestaande infrastructuur eenvoudig kan uitgebreid worden als men watermeters of andere toestellen mee wil aansluiten.
- Er wordt gebruik gemaakt van het Echelon PLC systeem voor de communicatie over het distributienet tussen meter en dataconcentratoren. Deze laatste bevinden zich in het middenspanningsstation.
- Van concentratoren naar de centrale server wordt gebruik gemaakt van GPRS.

Roskilde en Hillerød, Denemarken

- Twee Deense nutsbedrijven
- Werken sinds 2005 samen met meterproducent Kamstrup voor het invoeren van AMR (automatic meter reading) in Denemarken.
- Niet alleen elektriciteitsverbruik, maar ook warmte- en waterverbruik van 59.000 klanten van de twee bedrijven worden uitgelezen.
- Voor de meting van het elektriciteitsverbruik worden de Kamstrup 382 en de Kamstrup 351/A gebruikt, voor het meten van het waterverbruik de Multical 41 en voor het meten van de hoeveelheid warmte-energie de Multical CDE.
- In een woning met elektriciteits-, verwarmings- en wateraansluiting sturen de warmte- en de watermeter via radiocommunicatie (RF) hun gegevens door naar de elektriciteitsmeter, die op zijn beurt alle verbruiksgegevens via radiocommunicatie naar de Kamstrup GSM Modem 5 module stuurt. Deze module verzendt de data via GPRS naar de servers bij Kamstrup, waar de gegevens worden doorgestuurd naar de nutsbedrijven. Het gaat hier telkens om bidirectionele communicatiepaden.
- In een woning met enkel water- of verwarmingsaansluiting wordt bidirectionele radiocommunicatie tussen de meters en de Kamstrup RF Concentrator gebruikt. De RF Concentrator stuurt zijn data door naar de servers via een GSM Modem 5 (GPRS).
- In appartementsgebouwen wordt typisch een GSM Modem 5 module gebruikt voor de bidirectionele GPRS communicatie met de Kamstrup servers. De elektriciteitsmeters communiceren met deze GSM module via PLC, terwijl de verwarmings- en watermeters hun gegevens doorsturen via RF.

Referenties

- [1] VREG, " VREG 2006/0192: Studie communicatiemiddelen voor slimme meters," Vlaamse reguleringsinstantie voor de elektriciteits- en gasmarkt, 2006.
- [2] Nederlands Normalisatie-instituut, "NTA 8130: Basisfuncties voor de meetinrichting voor elektriciteit, gas en thermische energie voor kleinverbruikers," Jan. 2007.
- [3] G. Owen and J. Ward, "Smart meters: Commercial, Policy and Regulatory Drivers," Sustainability First, March 2006, p. 54+36.
- [4] A. Dijkstra, E. M. A. Leussink, and P. J. S. Siderius, "Advies Invoering slimme meetinfrastructuur bij kleinverbruikers (FAS nr. 1-2893)," SenterNovem, Oct. 2005, p. 33
- [5] Energywatch, "Get Smart: Bringing meters into the 21st century," Aug. 2005, p. 16.
- [6] I. Graabak, O. S. Grande, J. Ikaheimo, and S. Karkkainen, "Establishment of automatic meter reading and load management, experiences and cost/benefit," in *Int. Conf. Power System Technology (PowerCon 2004)*, 2004, pp. 1333-1338.
- [7] R. van Gerwen, S. Jaarsma, and K. Rob Wilhite, "Smart Metering," Leonardo-energy.org, Jul. 2006, p. 9.
- [8] E. L. Huijzer, " Infostroom - Automatic reading of the residential gas meter," in *23 World Gas Conference Amsterdam*, 2006.