

Deze notitie valt geheel onder de verantwoordelijkheid van CE Delft. Het bevat de onderwerpen die zijn besproken door de Denktank, maar geeft niet de mening weer van afzonderlijke leden van de Denktank.

Match van vraag en aanbod

Denktank Vernieuwing Energiemarkt Bijlage 2

Bijlage 2

Delft, november 2014

Opgesteld door:

F.J. (Frans) Rooijers

A. (Ab) de Buck

H.J. (Harry) Croezen

B.E. (Bettina) Kampman



1 Inleiding

1.1 Groeiend volume intermitterende energiebronnen

Met het SER-Energieakkoord voor Duurzame groei is een groeipad uitgezet voor ontwikkeling van hernieuwbare energie tot 2023. Het akkoord richt zich op realisatie van 11 MW aan windenergie (6 MW op land en 5 op zee), en op het faciliteren van de groei van zonne-energie. Het duurzame heeft een fluctuerend karakter, en de productie zal variëren afhankelijk van de weersomstandigheden. Omdat deze productie los staat van de fluctuaties in de vraag, kan zich straks de situatie voordoen dat veel energie uit duurzame bronnen beschikbaar is, terwijl de vraag juist laag is. Omgekeerd is het mogelijk dat er juist weinig hernieuwbare energie geproduceerd zal worden, terwijl de vraag hoog is.

Deze situaties doen zich in Duitsland al voor. Nu is er in Duitsland al meer vermogen voor zon-PV en wind dan de minimale vraag. Overschotten worden onder andere op de Nederlandse markt afgezet.

1.2 Inzicht in mogelijke knelpunten

Voor de discussie in de denktank 'Structurele Veranderingen Energiemarkt' is inzicht nodig in wat voor de Nederlandse markt de gevolgen kunnen zijn van grote variaties tussen vraag en aanbod, en hoe overschotten en tekorten opgevangen kunnen worden. Daarbij gaat het onder andere om:

- beschikbare technieken, potentiëlen, kosten;
- mogelijkheden om dit aan te sturen, de marktregels;
- consequenties voor het energiesysteem en het gedrag van diverse partijen in de energiemarkt.



Fysiek

In deze eerste versie van de bijlage ligt het accent op de techniek en de situaties waarin er discrepanties zouden kunnen ontstaan tussen vraag en aanbod.

Bij de technieken gaat het om mogelijkheden voor opslag, vraagsturing, of het realiseren/in stand houden van extra flexibele productiecapaciteit.

Daarbij is het zaak om naar verschillende tijdschalen te kijken: fluctuaties kunnen zich voor doen op korte tijdschalen in de orde van minuten (er schuift bewolking voor de zon en het door zon-PV geleverde vermogen daalt), maar ook schalen in de orde van dagen of weken. Er kan ook rekening gehouden worden met een periode van maanden waarin het weinig waait, en zon afwezig is. In dit verband is ook de schakelsnelheid en capaciteit van verschillende opties een belangrijke factor.

Van belang is verder dat het spanningsniveau en het schaalniveau verschilt voor zonne- en windenergie. Opties voor zonne-energie spelen vooral op lokale schaal op laagspanningsniveau, waarbij het gaat om veel, kleinere potentiëlen, voor windenergie gaat het om mogelijke oplossingen op nationale schaal van midden- tot hoogspanning.

Als handvat om knelpunten en oplossingsrichtingen te identificeren werken we in deze bijlage twee typen van scenario's uit:

- scenario met hoge productie HE, lage vraag;
- scenario met geringe productie van HE, hoge vraag.

Hiervoor werken we met mogelijke technische oplossingsrichtingen, kosten, potentiëlen, kritische randvoorwaarden.

De resultaten hebben we uitgewerkt in potentiecurves. In zo'n curve staan potentiëlen en kosten van verschillende technieken naast elkaar.

De technieken zijn daarbij gerangschikt van lage naar hoge kostenniveaus.

Gedrag en marktregels

Op basis van de technieken en kosten ontstaat de vraag of de energiegebruikers en/of de energiebedrijven (zowel netbeheerders, leveranciers als producenten) hun gedrag gaan aanpassen als de situatie van schaarste en overvloed zich gaan voordoen, zal de markt de technische mogelijkheden ontsluiten of zijn er aanpassing van de marktregels nodig zijn, en zo ja, welke mogelijkheden zijn er daarvoor?

In Hoofdstuk 6 komen we terug op de mogelijke aanpassingen van de marktregels.

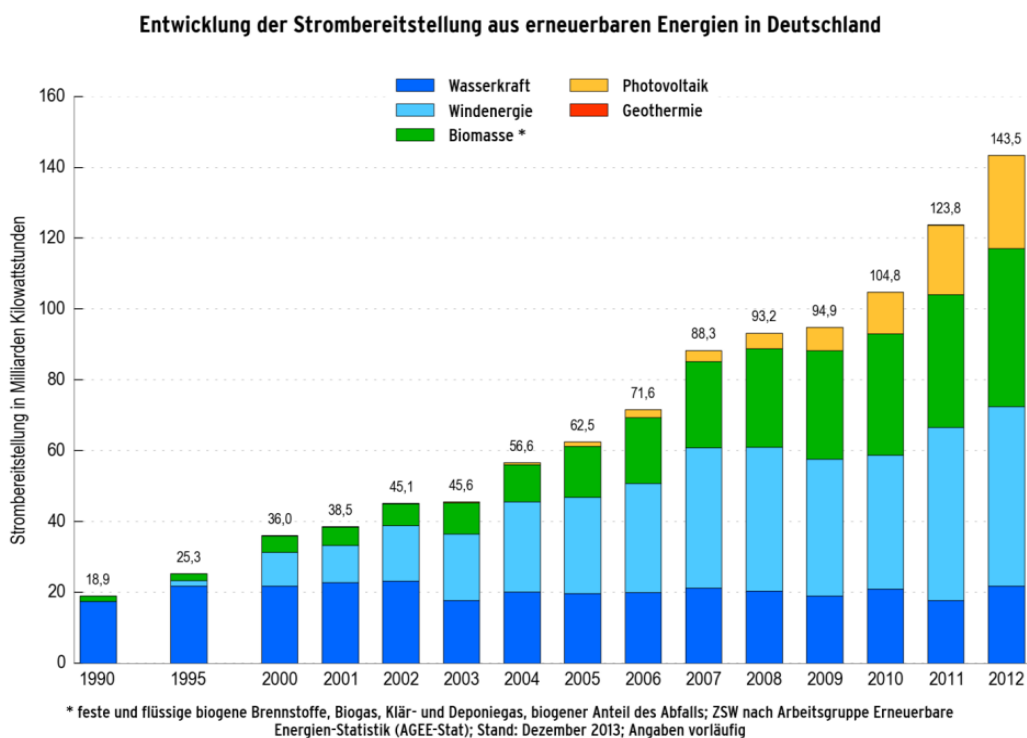


2 Ervaringen met extremen in productie en vraag in Duitsland en Denemarken

2.1 Welke situaties treden op?

In Duitsland leveren hernieuwbare energiebronnen inmiddels een fors aandeel in de productie van elektriciteit. Per 2012 lag in Duitsland de productie van windenergie op 32,6 GW en van zonne-energie op 31,3 GW. In totaal leveren duurzame bronnen 22,9% van de geproduceerde stroom.

Figuur 1 Ontwikkeling productie Duurzame elektriciteit in Duitsland

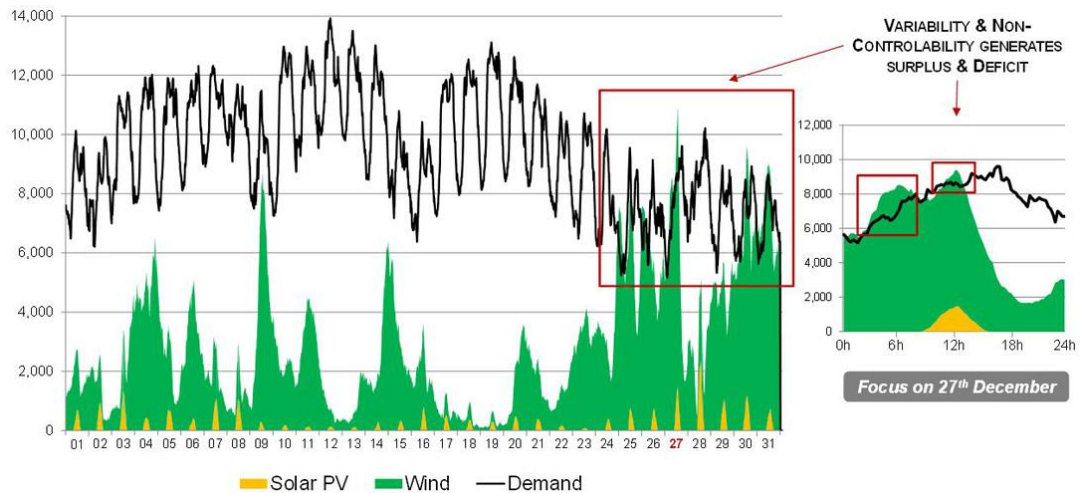


Bron: Bundesministerium Umweltschutz, 2014.

Prognoses voor 2020 komen neer op een groei van het opgestelde vermogen tot 45,8 GW wind en 51,8 GW zon, met een aandeel van 42% in de totale stroomlevering (TAB, 2012).

De productie van wind en zon kent daarbij grote fluctuaties, afhankelijk van de weersomstandigheden. Ter illustratie geeft Figuur 2 de productie van windenergie over de maand december 2012. Dit laat zien dat gedurende sommige uren duurzame bronnen substantieel bijdragen aan de elektriciteitsproductie, maar dat er ook momenten zijn waarin de bijdrage zeer gering is. De figuur laat zien dat aan het einde van december op bepaalde momenten de productie de vraag overstijgt.

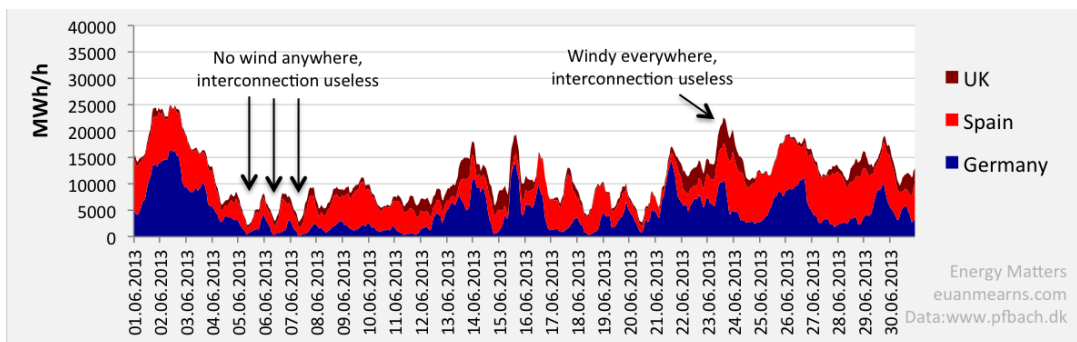
Figuur 2 Productie van elektriciteit in een winterweek (december 2012) in Noord-Duitsland, conventioneel en uit duurzame bronnen. In de eerste week is er relatief veel productie van stroom uit wind, in de middelste weken aanzienlijk minder



Bron: SBC Energy Institute analysis based on 50hertz data archive (wind and solar actual in feed 2012, control load 2012).

Figuur 3 geeft de situatie in een zomermaand, juni 2013, met daarin ook de productie van windenergie in Spanje en Groot-Brittannië. De figuur laat ook zien dat in grote delen van Europa tegelijk weersituaties met veel wind kunnen optreden. Dit kan een beperking opleveren voor de mogelijkheden om elektriciteit uit te wisselen.

Figuur 3 Productie windenergie in een zomermaand, juni 2013, in Duitsland, Spanje en Groot-Brittannië. Duidelijk is de samenhang te zien tussen de productie in de drie landen, als gevolg van vergelijkbare weersomstandigheden

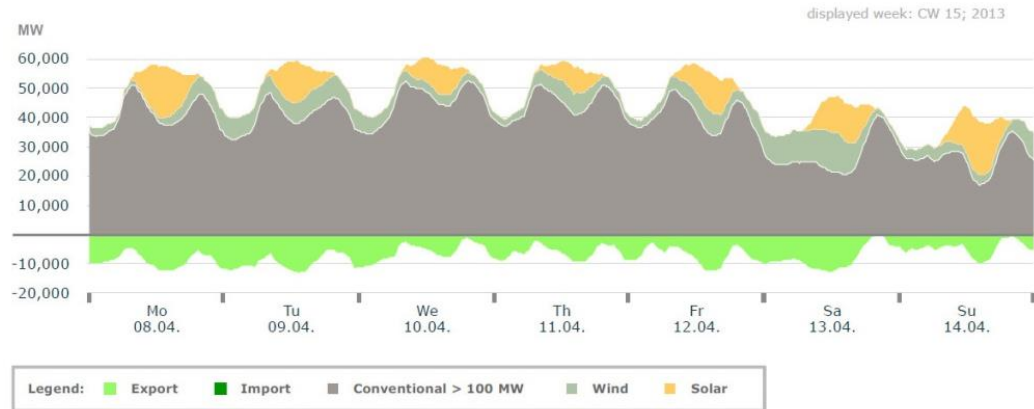


Bron: <http://www.pfbach.dk/>, International time series 2006-12

Bij zonne-energie is er sprake van een dag/nachtpatroon, en er wordt aanzienlijk meer geproduceerd in de zomer dan in de winter. Dit resulteert voor een zonnige voorjaarsweek in een profiel als weergegeven in Figuur 4. De figuur geeft ook de exporten als gevolg van overschotten van elektriciteitsproductie.



Figuur 4 Productie van elektriciteit in een voorjaarsweek in Duitsland, april 2013. Duidelijk is dat de productie piekt op het midden van de dag

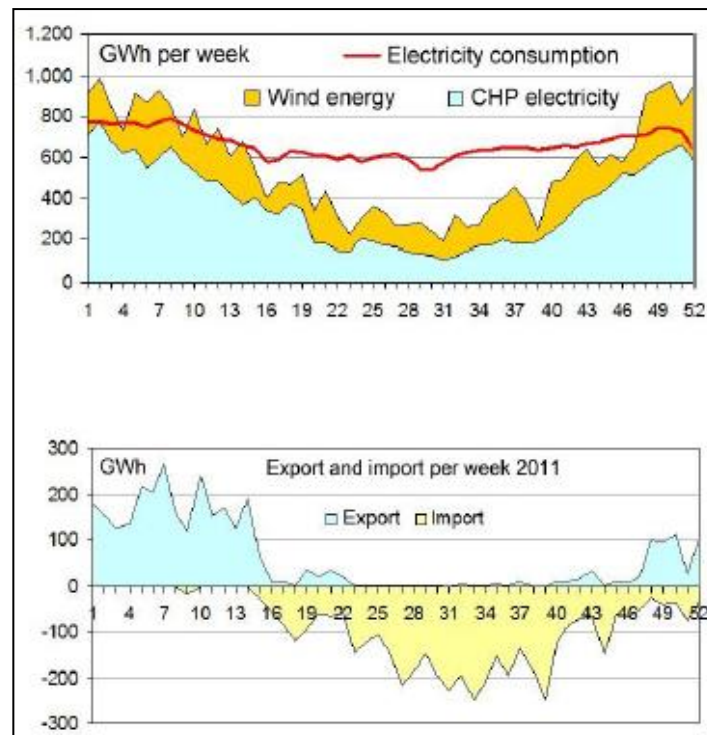


Bron: Cleantecnica, <http://i0.wp.com/cleantecnica.com/files/2013/04/2013-04-15-Solar-Germany.jpg>

Effecten van seizoen gebonden aanbod aan windenergie in Denemarken worden geïllustreerd in Figuur 5. De figuur laat ook zien in hoeverre windvermogen additioneel is of juist niet met stadsverwarmings-WKK.

Windaanbod is hoog in de periode november - maart en in de regel laag in de zomer, perioden waarin ook productie van stadsverwarmings-WKK in principe respectievelijk hoog en laag zijn. Door het hoge aandeel stadsverwarmings-WKK en windvermogen in het Deens productiepark exporteert Denemarken elektrisch vermogen in de winter en importeert het vermogen in de zomer.

Figuur 5 Seizoen gebonden overschotten en tekorten en daaraan gerelateerde vermogensimport en -export van op het Deense net

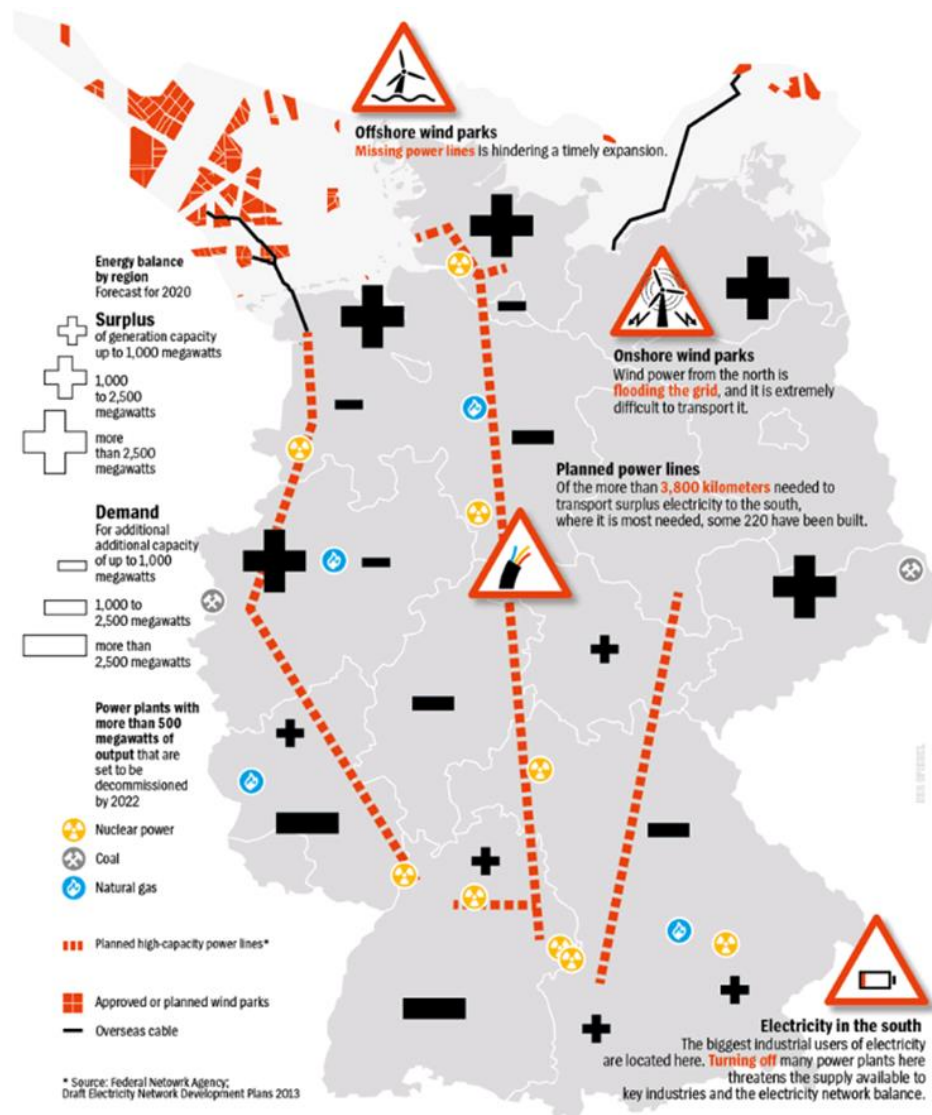


Bron: http://www.pfbach.dk/firma_pfb/pfb_power_to_heat_2013_10_02.pdf .

2.2 Beleidsontwikkelingen in Duitsland

Bij de inpassing van de opgewekte duurzame elektriciteit doet zich in Duitsland het probleem voor dat een groot deel van het fossiele productie-vermogen (nucleair, steenkool, bruinkool) een must-run karakter heeft en niet flexibel de productie kan verlagen. Verder heeft het transportnet op veel plaatsen niet afdoende capaciteit om geproduceerde DE-stroom te transporteren naar de plaatsen waar er vraag is. Hierbij geldt dat in Duitsland windenergie vooral in het noorden van het land wordt geproduceerd, terwijl een belangrijk deel van de vraag in het zuiden ligt. Als gevolg van deze belemmeringen sluit de op piekmomenten geproduceerde hernieuwbare energie vaak niet aan op de vraag. Het gevolg is dan dat deze tegen zeer lage prijzen wordt afgezet op markten in omliggende landen.

Figuur 6 Belemmeringen in het Duitse elektriciteitsnet bij het opvangen van fluctuaties in productie van duurzame elektriciteit



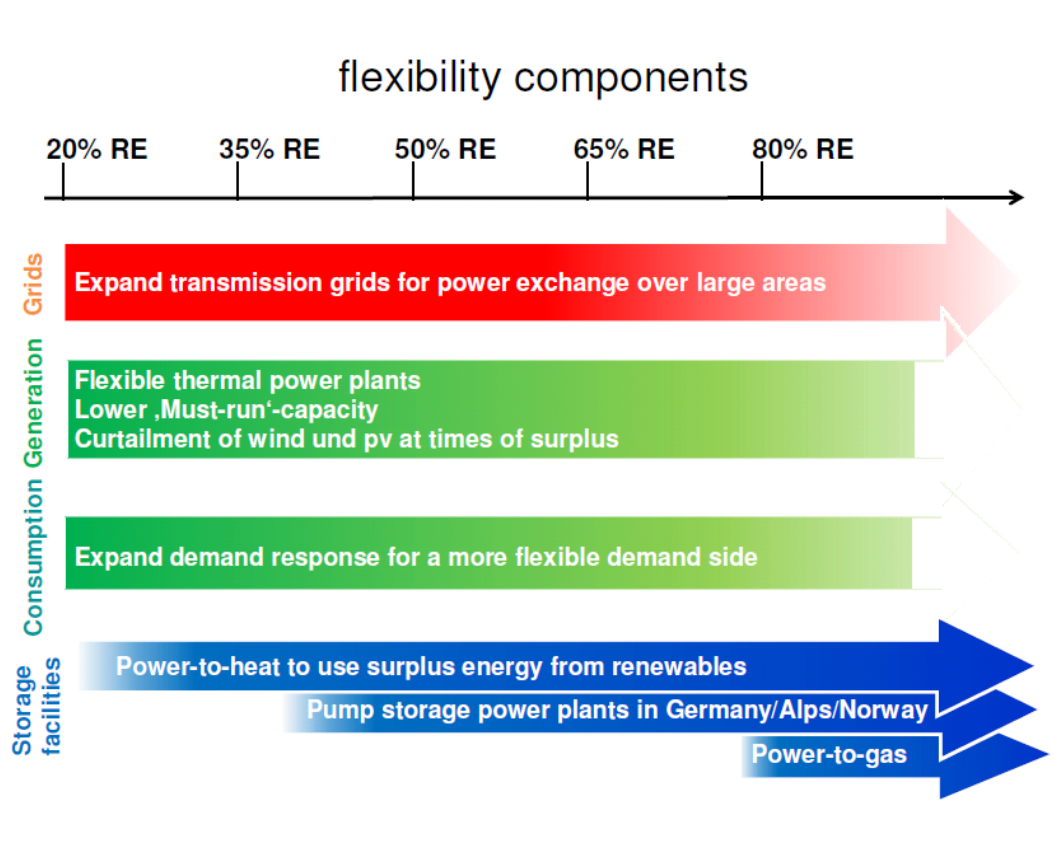
Bron: <http://www.spiegel.de/international/germany/bild-929693-540474.html>

Deze problematiek staat op de Duitse politieke agenda. Een ambtelijke commissie heeft eind 2012 een advies geformuleerd voor de Duitse Bundestag (TAB, 2012). De belangrijkste adviezen zijn:

- uitbreiding van de netwerken;
- flexibilisering van elektriciteitscentrales (fossiel, bio);
- afschakelen van wind- en zonne-energie productie bij piekniveaus;
- uitbouw van vraagsturing ('demand response');
- uitbouw van opslagcapaciteit: 'Power-to-heat', 'Pumped-storage-power' and 'Power-to-gas'.

De adviezen zijn samengevat in Figuur 7.

Figuur 7 Adviezen Federale commissie voor integratie van hernieuwbare energie in Duitse energievoorziening



Bron: Renewable Energies Platform, 2012.

3 Scenario's

In de volgende scenario's verkennen we toekomstige situaties voor inpassing van duurzame elektriciteit in Nederland. We richten ons daarbij op het jaar 2025 en koppelen extremen in productie van hernieuwbare energie aan extremen in de vraag. We onderscheiden hierbij twee typen van situaties:

- a Situaties met zeer veel productie van hernieuwbare energie, en tegelijk een beperkte vraag.
- b Situaties met zeer weinig productie van hernieuwbare energie, en tegelijk een forse vraag.

Productiecapaciteit

Voor de omvang van productie van hernieuwbare energie gaan we er vanuit dat in 2025 de doelstellingen uit het SER-Energieakkoord voor realisatie van duurzaam productievermogen zijn gerealiseerd. Dit betekent voor wind 6 GW Wind op land en 5 GW Wind op zee, in totaal 11 GW.

Voor zonne-energie gaan we uit van 5 GW aan productiecapaciteit.

Tegelijk gaan we ervan uit dat een deel van het in gebruik zijnde en geplande productiepotentieel in 2025 niet (meer) in gebruik is. Dit leidt tot een opgesteld fossiel productievermogen van 14 GW (0,5 kern, 4,7 kolen, 5,5 gas en 3,3 gas/WKK). We gaan er vanuit dat hiervan 5 MW een 'must-run' karakter heeft.

Om de cases overzichtelijk te houden, gaan we er in de scenario's vanuit dat er geen uitwisseling is met de omliggende landen. Achtergrond hierbij is dat in omliggende landen de weersomstandigheden vaak ook hetzelfde zullen zijn, en dat pieken in productie van duurzame elektriciteit tegelijk in meerdere landen zullen optreden. Dit beperkt dan de mogelijkheden om door interconnectie verschillen in vraag en aanbod op te vangen¹. Voor interconnectie nemen we wel een nieuwe verbinding met Noorwegen op (NorNed 2), omdat we veronderstellen dat in Noorwegen een ruim potentieel bestaat aan opslagcapaciteit in waterkrachtcentrales, dat ook bij de beschouwde scenario's gebruikt zal kunnen worden.

Door deze aanname kan het zijn dat er bovenop de geschetste scenario's toch nog extra verschillen ontstaan tot maximaal 7 GW (de geplande interconnectiecapaciteit) als er in omliggende landen extra import of export plaatsvindt.

Vraagprofielen

Voor de vraagzijde gaan we er vanuit dat in 2025 de vraag naar elektriciteit verder is gegroeid. Dat wordt mede veroorzaakt door een verdere groei in het gebruik van warmtepompen voor verwarming in de gebouwde omgeving, en een groei in gebruik van elektrische auto's.

Het verloop over de dag leiden we af uit de profielen van Tennet

<http://energieinfo.tennet.org/Consumption/RealisedConsumption.aspx>.

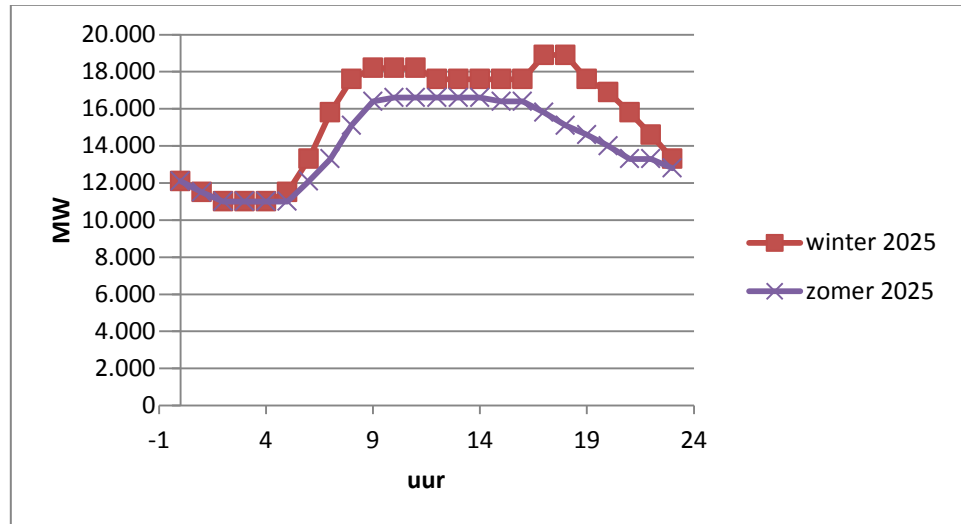
Op basis van twee zomerdagen (30 en 31 juli 2013), en 2 winterdagen

(1 februari en 30 januari 2013). Rekening houdend met een groei van de vraag tot 2025, leidt dit tot de volgende profielen. In het weekend ligt de vraag 2 GW lager.

¹ Uitwisseling met Noorwegen lijkt waarschijnlijker, vanwege de grotere afstanden, en het grotere potentieel voor opslag. Het vermogen van de NorNed-kabel ligt op 700 MW. Om redenen van eenvoud in de analyse, houden we deze optie echter ook buiten de analyse.



Figuur 8 Vraagprofiel zomer- en winterdag in 2025



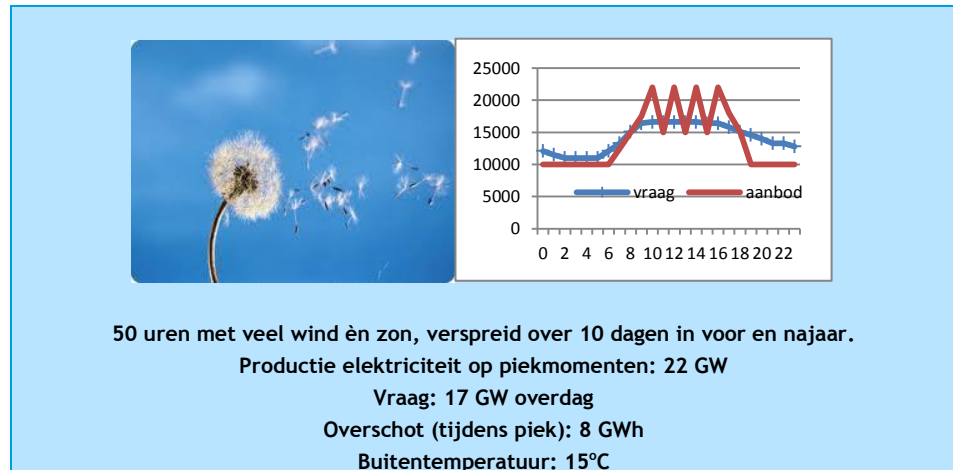
Bron: CE Delft, op basis van Tennet, 2014.

3.1 Scenario's met veel HE-productie en weinig vraag

Er zijn verschillende situaties denkbaar met veel hernieuwbare elektriciteit uit wind en zon, en tegelijk een beperkte vraag. Op basis van de ervaringen in Duitsland en Denemarken hebben we drie scenario's opgesteld. Deze zijn gebaseerd op tijdschalen van achtereenvolgens uren met een overschot aan DE, dagen met een overschot aan DE en weken met een overschot aan DE. De scenario's zijn fictief maar kunnen voorkomen.



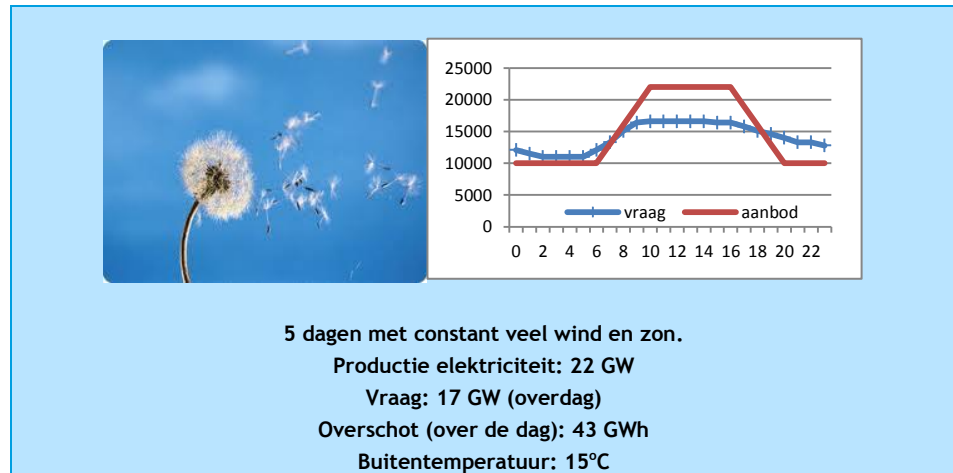
Scenario1 A. 50 uren met veel wind en zon



Dit scenario is gebaseerd op uren waarin veel wind en zon aanwezig is. Te denken valt aan een zonnige dag in lente of herfst met een stevige bries. We gaan er vanuit dat de wind ook plotseling weg kan vallen. Ook kan de zonne-energie plotseling minder worden doordat een wolkendek overtrekt. Daardoor gaat het om relatief korte periodes, in de orde van een of enkele uren waarin er veel hernieuwbare energie wordt opgewekt. Deze worden echter afgewisseld met uren waarin minder hernieuwbare energie wordt opgewekt. De uren met zowel veel zon als wind bevinden zich vooral op het midden van de dag. De productie uit duurzame bronnen (12 GW wind en 5 GW zon) én niet afschakelbare basislast (5 GW kolen, kern en must-run WKK) ligt in totaal op 22 GW. Omdat de productie-uren geconcentreerd zijn rond het middaguur, ligt de vraag naar elektriciteit onder het piekniveau. We gaan uit van ca. 17 GW. Het extra vermogen op piekmomenten bedraagt dus 5 GW, waardoor gedurende een overschot van 8 GWh beschikbaar komt. We gaan uit van 4 pieken per dag. Doordat op uurbasis veel en minder HE wordt geproduceerd is er behoefte aan maatregelen die op deze termijn extra productie kunnen opvangen. Van belang is verder dat de buitentemperatuur vrij hoog is, rond de 15°C. Daardoor is de vraag naar verwarming in gebouwde omgeving en glastuinbouw beperkt.

In het scenario gaan we uit van in totaal 10 dagen waarin deze situatie zich voor doet. Per dag gaan we uit van 5 uren waarin sprake is van overcapaciteit. Deze uren zijn niet aaneengesloten, en worden afgewisseld met uren met een aanzienlijk lager aanbod van hernieuwbare energie.

Scenario 1B. 5 dagen met veel wind en zon



Dit scenario lijkt op het voorgaande scenario, maar gaat er vanuit dat gedurende een hele dag zon én wind overvloedig elektriciteit produceren. Dit wordt niet onderbroken. Te denken valt aan een stralende meidag, met de hele dag een stevige bries. In het scenario gaan we uit van in totaal 5 dagen waarin deze situatie zich voor doet, in totaal 50 uren. Deze dagen volgen elkaar niet op.

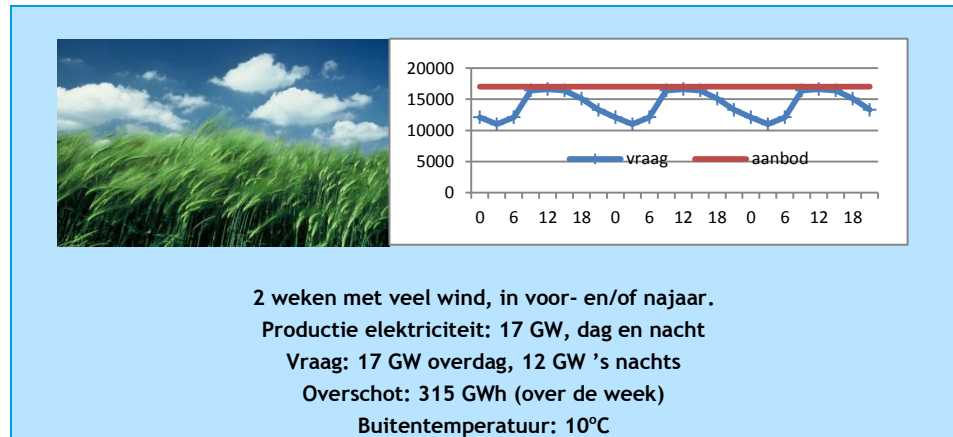
De productie uit duurzame bronnen (12 GW wind en 5 GW zon) én niet afschakelbare basislast (5 GW kolen, kern en must-run WKK) ligt in totaal op 22 GW. We gaan uit van daggemiddelde vraag van ca. 17 GW. Gemiddeld over de dag bedraagt het geleverde extra vermogen dus 5 GW. Over het verloop van de dag resulteert dit in een overschot van 43 GWh.

's Nachts valt de productie aan zon weg, en is er ook minder wind. De HE-productie zal daardoor 's nachts lager zijn. Er is dan geen overproductie.

Er is overdag dus sprake van een overschot, en 's nachts niet. Er is dus behoefte aan maatregelen die op een termijn van een dag (ca. 12 uur) extra productie kunnen opvangen.

Ook hier geldt dat de buitentemperatuur vrij hoog is, rond de 15°C. Daardoor is de vraag naar verwarming in gebouwde omgeving en glastuinbouw beperkt.

Scenario 1C. 2 weken met veel wind



Het laatste scenario gaat uit van situaties met aaneengesloten perioden met veel wind. Gedacht kan worden aan depressies in voor- of najaar waarbij het enkele dagen achter elkaar veel waait. Ook 's nachts waait het hard. We gaan uit van een volle week met veel wind. We gaan bij dit weerstype uit van veel bewolking, zodat de bijdrage van zonne-energie beperkt blijft.

De productie uit duurzame bronnen ligt op 12 GW wind. De niet afschakel-bare basislast ligt op 5 GW, wat resulteert in een aanbod van 17 GW. We gaan uit van daggemiddelde vraag van ca. 17 GW, 's nachts ligt deze lager rond de 12 GW. Gemiddeld over de dag is het overschot beperkt, 's nachts bedraagt deze 5 GW. Dit resulteert voor het geheel van de week in een overschot van elektriciteitsproductie van 315 GWh.

In het scenario gaan we uit van in totaal twee weken in het jaar waarin deze situatie zich voor doet. Deze twee weken staan los van elkaar.

3.2 Scenario's met weinig aanbod hernieuwbare energie, en een grote vraag

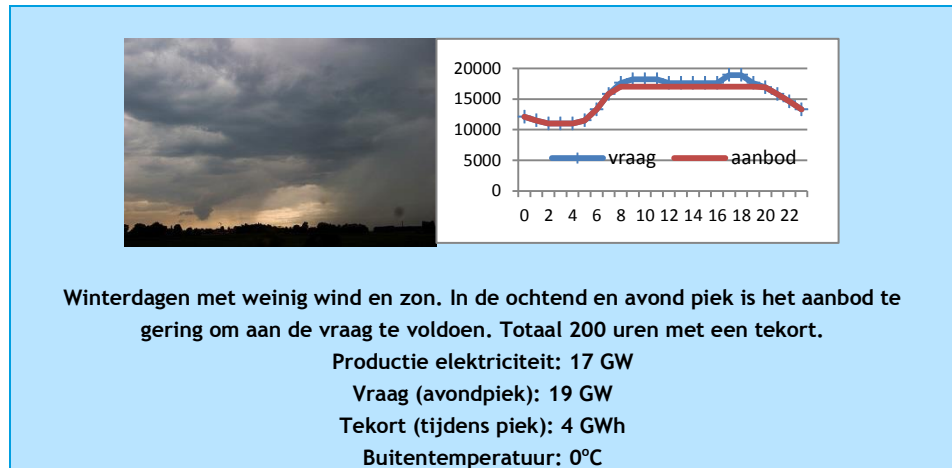
Deze scenario's gaan uit van situaties waarin er juist weinig hernieuwbare energie wordt geproduceerd. Daardoor ontstaat een tekort aan productie in vergelijking tot de vraag.

Te denken valt aan dagen in de winter, met windstil en bewolkt weer.

De drie scenario's gaan respectievelijk uit van tijdschalen van uren, dagen en maanden.



Scenario 2A. 200 piekuren met tekort aan hernieuwbare energie



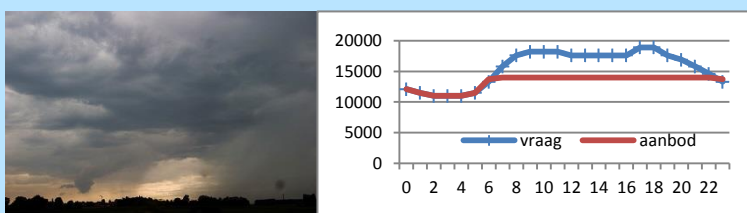
In dit scenario gaan we uit van een winter met 100 bewolkte dagen met weinig wind. Het aanbod van fossiele bronnen en wind is onvoldoende om in de ochtend en avondpiek aan de vraag te voldoen.

De 100 dagen zijn niet aaneensluitend. Ook is er op andere momenten op de dagen soms wel een aanbod van DE-energie.

Tijdens de piekuren, met de lage HE-productie, is er wel een hoge vraag naar elektriciteit. De industrie heeft een hoge stabiele vraag voor continue energie-intensieve processen. Huishoudens, utiliteit en MKB gebruiken in dit seizoen relatief veel elektriciteit voor verlichting. Ook is er een bovengemiddeld gebruik voor huishoudelijke functies als wassen en drogen, en voor t.v. en IT. We schatten in dat in 2025 de vraag tussen 19.00 en 21.00 uur oploopt tot 19 GW. Op andere momenten op de dag ligt de vraag op 17 GW. We gaan uit van een beschikbaar vermogen van 17 GW (14 GW fossiel en 3 GW wind), wat hierin kan voorzien.

In totaal resulteert dit in 200 uren met 2 GW tekort. Per piek belooft het energietekort 3,8 GWh.

2B. Een windstille, bewolkte week



Een winterweek met windstil, bewolkt weer. Het aanbod van duurzame energie is verwaarloosbaar klein.

Productie elektriciteit (uitsluitend uit fossiele eenheden): 14 GW

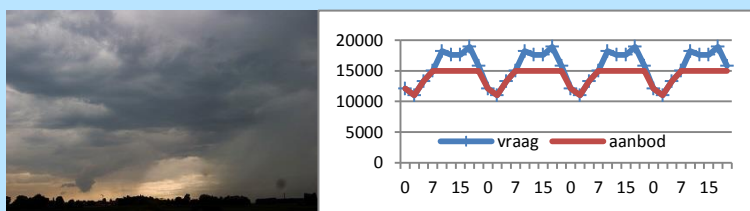
Vraag (overdag): 17-19 GW

Tekort (gedurende de week): 330 GWh

Buitentemperatuur: 0°C

In dit scenario gaan we uit van een week met windstil, bewolkt weer. Er is daardoor geen productie van hernieuwbare energie. De productie van fossiele bronnen ligt op 14 GW. De vermogensvraag overdag ligt tussen de 17 en 19 GW. Er is dus een tekort van 3 tot 5 GW. Dat komt dit overeen met een totale energievraag van 47 GWh, voor de hele week met 330 GWh.

2C. Eén windstille, bewolkte maand



Eén maand windstil weer, zonder zon. Verwaarloosbaar aanbod duurzame energie over de hele periode.

Productie elektriciteit (uitsluitend uit fossiele eenheden): 14 GW

Vraag: 17-19 GW (overdag), 11 GW ('s nachts)

Tekort (over de één maand): 4.000 GWh

Buitentemperatuur: 0°C

Het derde scenario gaat uit van een situatie waarin er gedurende één maand sprake is van stabiele weersomstandigheden, met bewolkt, windstil weer. Gedurende deze maand is de productie van hernieuwbare energie verwaarloosbaar.

We gaan er vanuit net als in het vorige scenario vanuit dat de dagelijkse dagvraag ligt tussen 17 en 19 GW, terwijl slechts 14 GW beschikbaar is uit fossiele bronnen. 's Nachts ligt de vraag lager, hieraan kan wel met het beschikbare fossiele vermogen worden voldaan. Dit biedt ook enige ruimte om tussen dag en nacht energie uit te wisselen.

De mogelijkheden om te schuiven in het energiegebruik over de dag zijn beperkt. In dit scenario gaat het om het invullen van een tekort over een lange periode.

4 Mogelijke maatregelen

Om fluctuaties in vraag en aanbod op te kunnen vangen, staan in principe drie verschillende wegen open:

1. Het beter inspelen van vraag op aanbod (Demand Side Management, afgekort DSM).
2. Tussentijdse opslag. En;
3. Het flexibiliseren van de productiezijde (in bedrijf houden/realisatie van flexibel inzetbare gas- en WKK-centrales).

Bij tussentijdse opslag zijn er mogelijkheden om elektriciteit op te slaan als elektriciteit, maar ook mogelijkheden voor conversie naar andere energiedragers (warmte, waterstof). De verschillende opties bespreken we kort in onderstaande paragraaf. In Bijlage B t/m F worden ze meer in detail uitgewerkt, inclusief ramingen voor potentiëlen in Nederland en typerende kostenniveaus.

Bij het bepalen van de kostenniveaus is uitgegaan van additionele investeringen in installaties en in infrastructuur voor gas, warmte en/of elektriciteit.

4.1 Flexibilisering van de vraag

Flexibilisering van de vraag betekent dat de vraagzijde actief in kan spelen op fluctuaties in het aanbod. Hetzij door het tijdelijk verminderen van de afname, dan wel door een tijdelijke verhoging. Dit wordt ook wel aangeduid met de term Demand Side Management, DSM².

Demand Side Management is al langer gebruikelijk in diverse energie-intensieve sectoren. Het gaat dan vooral om het tijdelijk verminderen van de vraag op spitsmomenten.

Bijlage A geeft inzichten in potentiëlen en kosten van DSM uit Duitsland en Scandinavische landen. Dit betreft met name studies van Agora naar het potentieel van DSM in Zuid-Duitsland (Agora, 2013) en onderzoek van de FFE naar de huidige situatie van DSM in Duitsland (FFE, 2010). ETSO (2007) geeft verzamelde cijfers voor de implementatie van DSM in Scandinavische landen in 2005. Dit betreft naast de industrie ook de inzet mogelijkheden voor vraagsturing in de gebouwde omgeving door inzet van warmtepompen. Inzichten uit literatuur vertalen we naar de situatie in Nederland.

De ETSO (Europese sectororganisatie van netbeheerders) geeft voor Scandinavische landen aan dat prijsniveaus liggen in de orde van 70-400 €/MWh (situatie 2007) (ETSO, 2007). Het gaat daarbij om relatief grote gecontracteerde volumes voor vraagvermindering, in de orde van 6-9% van het totale elektriciteitsgebruik. Dit ligt in lijn met de Agora-studie die meer recent voor Duitsland prijzen geeft in de range van 100-400 €/MWh (Agora, 2013).

² In Duitsland wordt ook de term Last-management veel gebruikt.



De kosten voor flexibilisering van de vraag zijn op te splitsen in twee delen:

- Kosten voor infrastructuur en operatie van apparatuur en software. Een recente studie van CE Delft en Kema geeft voor de investeringen een raming van € 19.000 per bedrijf. In het onderzoek komt dit neer op typerend € 60-90/MWh verschoven vraag (CE Delft/Kema, 2012).
- Een toeslag voor het ‘beschikbaar stellen van de flexibiliteit’. Met vraagsturing neemt een bedrijf, op door een externe partij bepaalde momenten, minder elektriciteit af. Het bedrijf geeft hiermee een stuk eigen ruimte weg om te sturen. Dit kan nadelige consequenties hebben voor het bedrijfsproces, bijvoorbeeld dat op een bepaald moment minder productie wordt geleverd dan voorzien. Deze flexibiliteit zal in de markt een beloning moeten krijgen, anders is deze niet interessant.

Het verschil tussen de ‘investerings’ raming uit de MKBA en de ‘marktprijs’ ligt naar schatting in de range van 0-300 €/MWh. Dit is het verschil tussen de ramingen voor de feitelijke kostprijs van maatregelen en de feitelijke marktprijs zoals gerapporteerd in internationale studies.

4.2 Opslag van elektriciteit

Het kernpunt van opslagtechnieken is dat deze in tijden van hoge productie met elektriciteit worden geladen, en ontladen op een tijdstip met een lage productie.

Opslagssystemen kunnen worden onderscheiden naar verschillende tijdspannes van opslag: minuten tot uren, minuten tot dagen en seizoensopslag.

De toepasbaarheid van opslagtechnieken wordt bepaald door een groot aantal factoren, zoals rendement, energiedichtheid, levensduur, energieverliezen en de investeringen en operationele kosten. Algemeen geldt dat de opslagkosten stijgen als de opslagduur langer wordt (DENA, 2010).

Belangrijke technieken zijn:

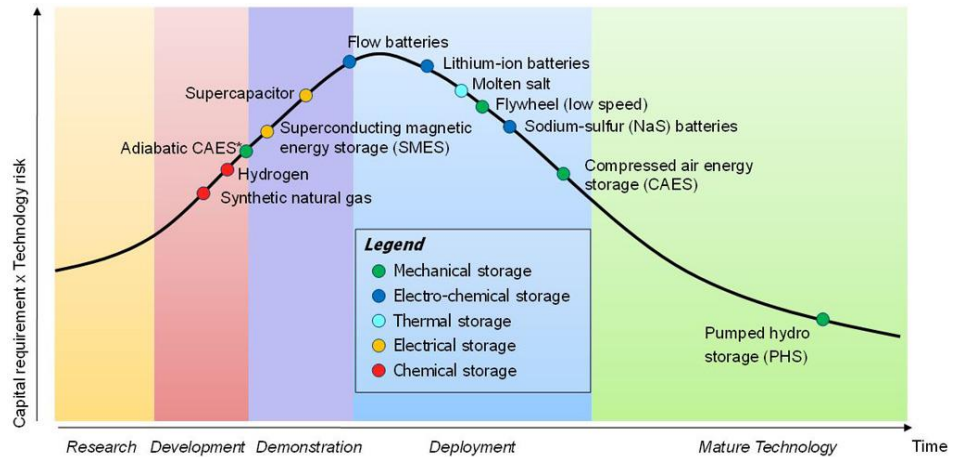
- PumpSpeicherKraftWerk (PSW): het oppompen van water uit een laaggelegen reservoir naar een hoog gelegen reservoir, en het benutten van de energie-inhoud van het opgepompte water om elektriciteit op te wekken. Voor deze studie wordt hierbij uitgegaan van extra capaciteit tussen Nederland en Noorwegen van 700 MW.
- ‘Power-to-heat’: Het gebruik van elektriciteit om warm water of stoom te produceren.
- Batterij-systemen: het chemisch opslaan van elektriciteit in een batterij of accu. Voorbeelden zijn de Li-ion accu in elektrische auto’s, en Na-S: batterijsystemen.
- CAES: drukluchtopslag.
- ‘Power-to-gas’: het gebruiken van elektriciteit om waterstof te produceren. Een mogelijke vervolgstap hierop is het produceren van methaan uit waterstof en CO₂.

De belangrijkste toegepaste opslagtechniek is PSW, 99% van alle bestaande opslagssystemen is gebaseerd op PSW (Schlumberger, 2014).

De verschillende technieken bevinden zich in verschillende stadia van ontwikkeling. PSW is een volledig ‘mature’, de andere technieken zijn dat nog niet. Figuur 9 geeft een overzicht van de ontwikkelingsstadia van de diverse technieken (Schlumberger, 2014). Hierbij staat op de y-as het product van kapitaalsinvesteringen en techniekrisico.



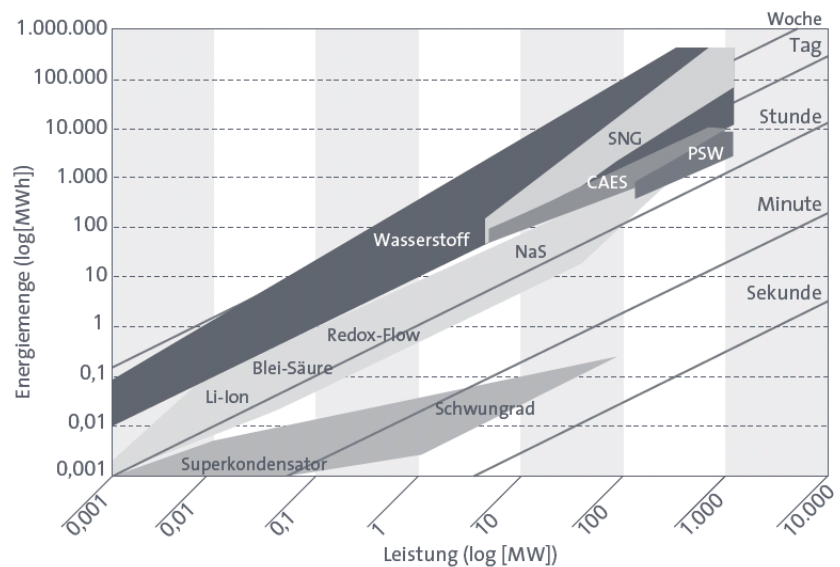
Figuur 9 'Maturity curve' voor technologie voor opslag van elektriciteit



Bron: Schlumberger, 2014.

Een andere factor bij het beoordelen van technieken is het inzetbereik: hoeveel vermogen kan worden geleverd en hoeveel energie kan worden opgeslagen. Figuur 10 geeft hiervan een overzicht.

Figuur 10 Geleverd vermogen en opslagcapaciteit van technieken voor opslag van elektriciteit



Bron: TAB, 2012.

Tabel 1 geeft een overzicht van de typerende eigenschappen van de diverse technieken. Het overzicht is afkomstig uit een working paper van de Europese Commissie/DG ENER.



Tabel 1 Kenmerken van technieken voor opslag van elektriciteit

Storage technology	PHS	CAES	Hydrogen	Flywheel	SMES	Supercap	Conventional Batteries		Advanced Batteries			Flow batteries	
							Pb-acid	NiCd	Li-ion	NaS	NaNICl ZEBRA	VRB	ZnBr
Power rating, MW	100-5000	100-300	0.001-50	0.002-20	0.01-10	0.01-1	0.001-50	0.001-40	0.001-0.1	0.5-50	0.001-1	0.03-7	0.05-2
Energy rating	1-24h+	1-24h+	s-24h+	15s-15min	ms-5min	ms-1h	s-3h	s-h	min-h	s-hours	Min-h	s-10h	s-10h
Response time	s-min	5-15 min	min	s	Ms	ms						ms	ms
Energy density, Wh/kg	0.5-1.5	30-60	800-104	5-130	0.5-5	0.1-15	30-50	40-80	75-250	150-240	125	75	80-80
Power density, W/kg			500+	400-1600	500-2000	0.1-10	75-300	150-300	150-315	90-230	130-160		50-150
Operating temp (°C)				-20 - +40		-40 - +85				300-350	300	0-40	
Self-discharge (%/day)	-0	-0	0.5-2	20-100	10 ⁻¹⁵	2-40	0.1-0.3	0.2-0.6	0.1-0.3	20	15	0-10	1
Round-trip efficiency	75-85	42-54	20-50	85-95	95	85-98	80-95	60-91	85-100	85-90	90	85	70-75
Lifetime (years)	50-100	25-40	5-15	20+	20	20+	3-15	15-20	5-15	10-15	10-14	5-20	5-10
Cycles	2x10 ⁵ -5x10 ⁴	5x10 ³ -2x10 ²	10 ³ +	10 ⁵ -10 ⁷	10 ⁴	10 ⁴ -10 ⁶	100-1000	1000-3000	10 ³ -10 ⁴	2000-4500	2500+	10 ⁴	2000+
Power cost €/kW	500-3600	400-1150	550-1600	100-300	100-400	100-400	200-650	350-1000	700-3000	700-2000	100-200	2500	500-1800
Energy cost €/kWh	60-150	10-120	1-15	1000-3500	700-7000	300-4000	50-300	200-1000	200-1600	200-900	70-150	100-1000	100-700

Bron: DG ENER Working Paper The future role and challenges of Energy Storage, 2012.

De verschillende technieken worden in meer detail uitgewerkt in Bijlage B t/m E. Daarbij geven we per techniek ook een indicatie van potentiële in Nederland (in MW) en typerende kosten (in €/MWh). Op grond van technische ontwikkeling, opslagcapaciteit en kosten beperken we ons voor de accu's tot de Li-ion accu's.

De eerste zes systemen zetten elektriciteit om in een andere energievorm, en leveren daaruit weer elektriciteit. De laatste zet stroom om in warmte. Dit systeem levert geen elektriciteit, maar warmte.

De warmtemarkt biedt een aantal mogelijkheden om de match tussen vraag en aanbod van elektriciteit te verbeteren. Zowel op het niveau van warmtebedrijven die warmte produceren met WKK-installaties op momenten van hoge elektriciteitsvraag en dat zo nodig bufferen, maar ook op het niveau van kleinverbruikers die waterstofgas produceren uit zon-PV en dat gebruiken om bijvoorbeeld een micro WKK-installatie in de winterperiode warmte en elektriciteit te laten maken. Dit laatste is nog erg ver van markttoepassing, maar lost wel een belangrijk matchprobleem bij veel zon-PV in lokale netten, op.

Bij de opties gebaseerd op vraagsturing (het extra inzetten van vraag op het moment van overschot), geldt dat naast de kosten voor apparatuur en software ook rekening gehouden moet worden met een toeslag om de 'flexibiliteit' van de eindgebruiker te belonen. Voor de directe DSM-opties (opschakelen vraag) is dit in de kostenramingen meegenomen. Voor 'Power-to-heat', dat ook een optie is om tijdelijk meer elektriciteit af te nemen, zijn geen ramingen beschikbaar van marktprijzen, en is alleen gerekend met de benodigde investeringen en operationele kosten.



Naast de kosten voor de installatie, moet ook rekening gehouden worden met kosten voor de aanleg van infrastructuur voor elektriciteitslevering. Zo geldt bij 'Power-to-heat' dat naast de investering in de boiler ook geïnvesteerd zal moeten worden in voorzieningen om deze aan te sluiten op het elektriciteitsnet. Investeringskosten voor een eventuele additionele elektriciteitskabel bedragen voor een 10-20 MW elektrische boiler volgens (Energinet, 2012) € 1 30/kWe. Deze kosten zijn meegenomen in de berekeningen.

4.3 Opties voor flexibel bijschakelen productievermogen

In principe kan conventioneel flexibel vermogen worden opgewekt met gasturbines in de volgende configuraties:

- a Conventionele STEG.
- b Gasturbine in combinatie met:
 1. Een industriële ketel met mogelijkheid om voor warmtetoevoer te variëren tussen volledige ondervuring of combibedrijf van ondervuring en warmtelevering door de voorgeschakelde (flexibele WKK).
 2. Een industrieel fornuis (hot windbox configuratie).
 3. Een kolencentrale.

Van deze opties zijn er in deze studie drie beschouwd:

1. Flexibele WKK (B.1).
2. Gasturbine zonder warmtebenutting.
3. Combinatie van een gasturbine met een kolencentrale (B.3).

De drie opties worden in detail beschreven in Bijlage F. Daarbij wordt ook de kostenramingen gespecificeerd. In deze kostenramingen zijn de kosten verdisconteerd voor aansluiting op het gasnet (pijpleidingen en gasoverslagstation).

De combinatie van een gasturbine met een industrieel fornuis (hot windbox configuratie) is ondanks een groot potentieel niet meegenomen, omdat deze technisch en regeltechnisch complexer is dan de andere beschouwde opties.

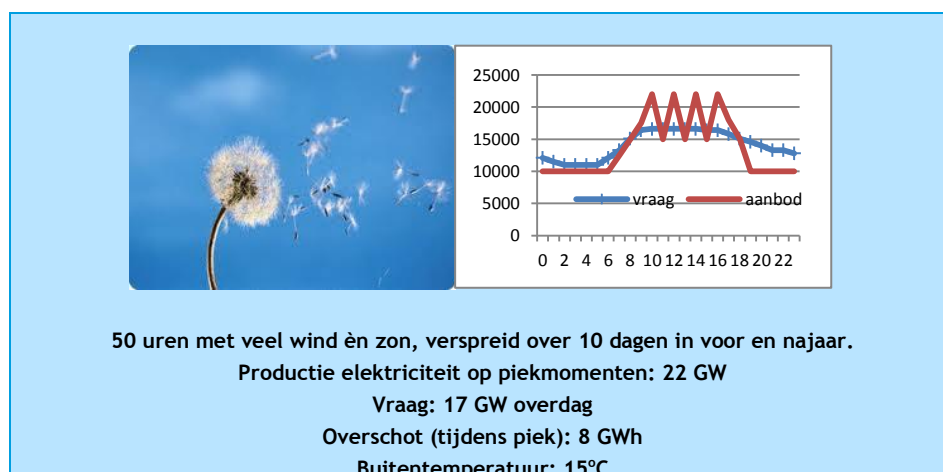
4.4 Schakeltermijnen

Voor de meeste beschouwde opties geldt dat de schakeltermijnen liggen in de orde van minuten. Een uitzondering is de Li-ion accu die op een termijn van seconden schakelt.



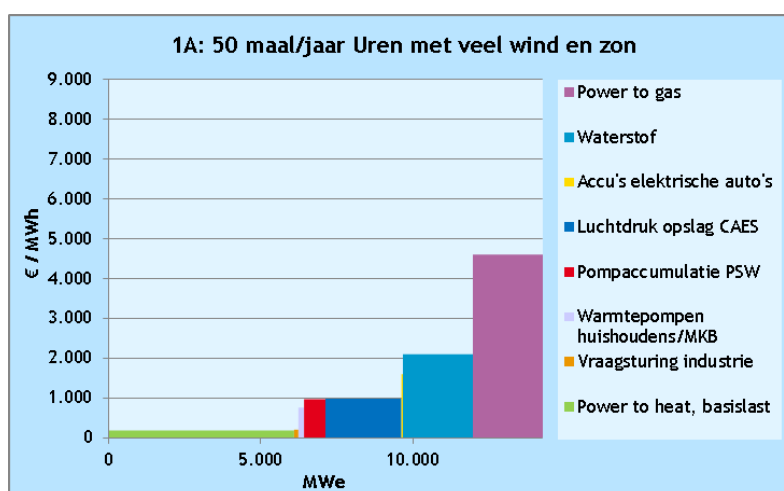
5 Scenario met veel DHE-productie, weinig vraag

5.1 Scenario 1A. 50 uren met veel wind en zon

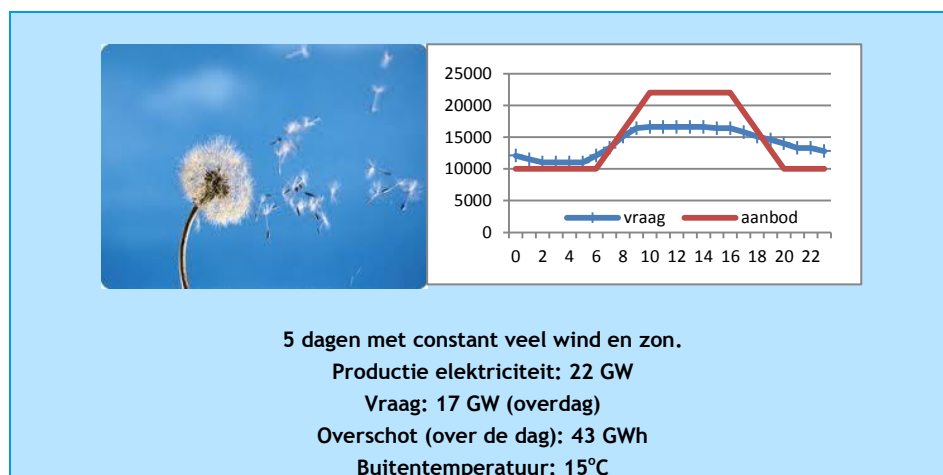


Een belangrijke optie is 'Power-to-heat'. Deze combineert een groot potentieel in industrie, met lage kosten, vanwege de relatief geringe investeringen. Het bijschakelen van vraag heeft ook relatief lage kosten, maar de potentiële zijn aanzienlijk geringer dan voor 'Power-to-heat'. Het potentieel om elektriciteit op te slaan in warmtepompen is relatief beperkt, vanwege relatief hoge buitentemperaturen. De opties voor opslag zijn relatief duur vanwege de beperkte hoeveelheden energie die in dit scenario worden opgeslagen. Voor de Li-ion accu's zal gelden dat de meeste gebruikers zullen opladen in de avonduren of 's nachts, terwijl het piekaanbod vooral overdag beschikbaar zal zijn.

	Potentieel (MW)	Kosten (€/MWh)
'Power-to-heat', basislast	6.100	180
Vraagsturing industrie	140	200
Warmtepompen huishoudens/MKB	190	760
Pompaccumulatie PSW	700	970
Luchtdruk opslag CAES	2.500	980
Accu's elektrische auto's	48	1.600
Waterstof	2.300	2.100
'Power-to-gas'	2.300	4.600



5.2 Scenario1B. 5 dagen met constant veel wind en zon



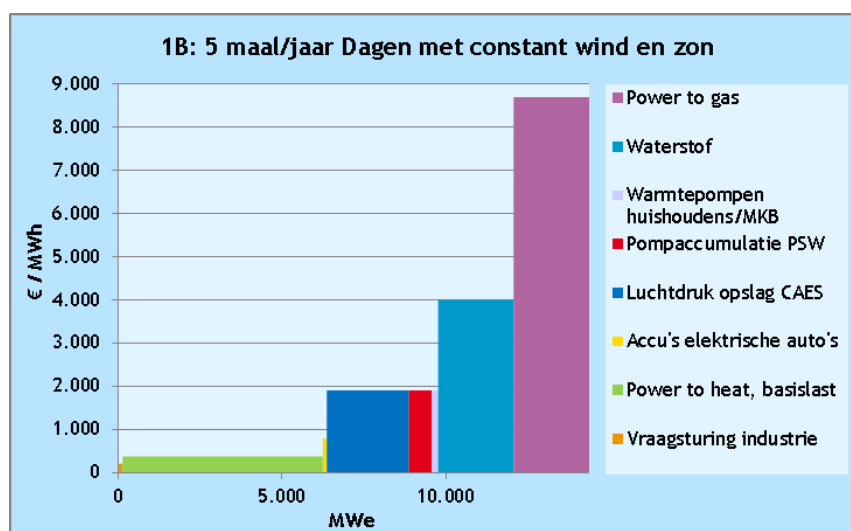
In dit scenario zijn globaal zelfde maatregelen mogelijk als bij scenario A. Voor 'Power-to-heat' is verondersteld dat dit alleen nog mogelijk is voor toepassingen in de industrie. Er blijft dan nog een fors potentieel over, van 5.000 MW.

Vraagsturing zal beperkter toepasbaar zijn dan in het vorige scenario.

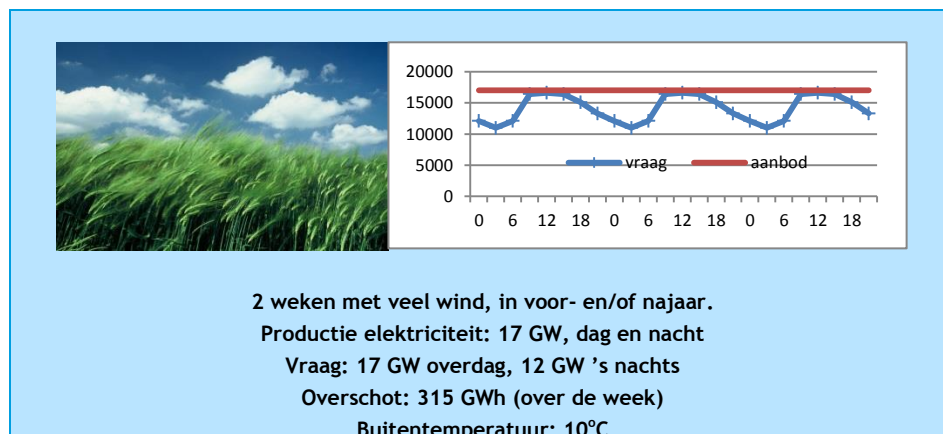
We gaan er vanuit dat er bij de overgang tussen dag en nacht wel een schakelmogelijkheid is. Hiervoor hebben we 20 uren aangehouden, 40% van scenario 1A, wat resulteert in een relatief beperkt potentieel.

De opslag in auto's wordt relatief gunstiger: meer gelegenheid om auto's op te laden, grotere kans dat mensen opladen tijdens piekmomenten.

	Potentieel (MW)	Kosten (€/MWh)
Vraagsturing industrie	140	200
'Power-to-heat', basislast	6.100	370
Accu's elektrische voertuigen	120	790
Warmtepompen huishoudens/MKB	190	1.900
Luchtdruk opslag CAES	2.500	1.900
Popaccumulatie PSW	700	1.900
Waterstof	2.300	4.000
'Power-to-gas'	2.300	8.7000



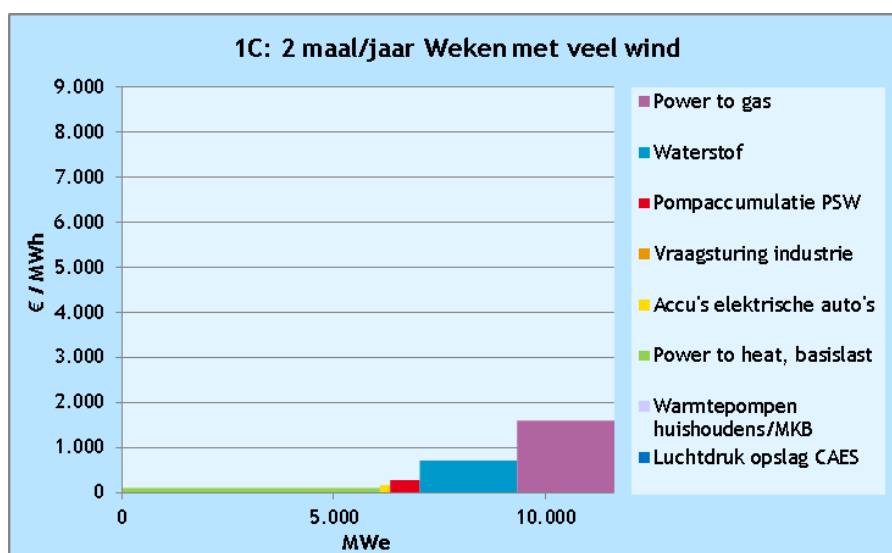
5.3 Scenario1C. 2 weken met veel wind



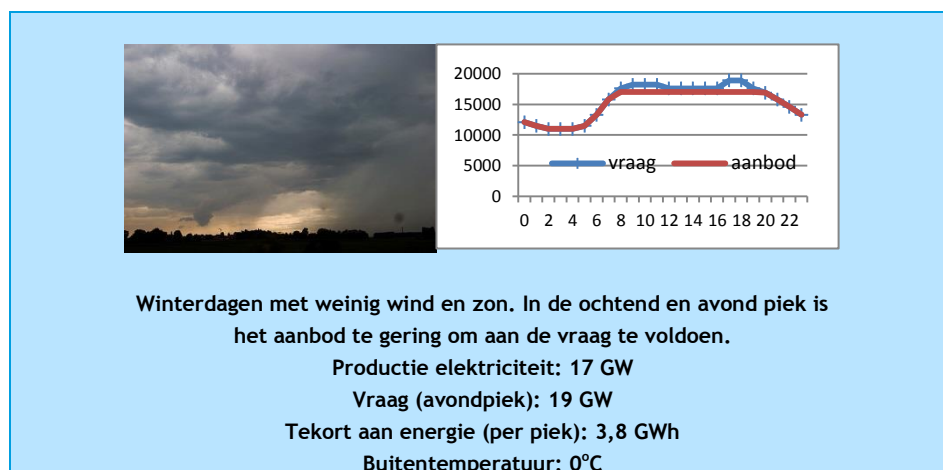
In dit scenario zijn globaal dezelfde maatregelen mogelijk als bij de voorgaande scenario's. Voor 'Power-to-heat' is er een fors potentieel van 5.000 MW in de industrie. De optie is in deze variant kostenneutraal, vanwege grote hoeveelheden die geproduceerd worden, wegen de kosten op tegen besparingen in het gasverbruik van ketelinstallaties.

Voor vraagsturing is een zelfde omvang aangehouden als in het vorige scenario. De opslag in auto's wordt relatief gunstiger: meer gelegenheid om auto's op te laden, grotere kans dat auto's opladen tijdens piekmomenten. De CAES wordt relatief ongunstiger omdat deze minder vaak geladen en ontladen kan worden.

	Potentieel (MW)	Kosten (€/MWh)
Luchtdruk opslag CAES	0	0
Warmtepompen huishoudens/MKB	0	0
'Power-to-heat', basislast	6.100	100
Accu's elektrische voertuigen	240	160
Vraagsturing industrie	0	200
Pompaccumulatie PSW	700	280
Waterstof	2.300	710
'Power-to-gas'	2.300	1.600



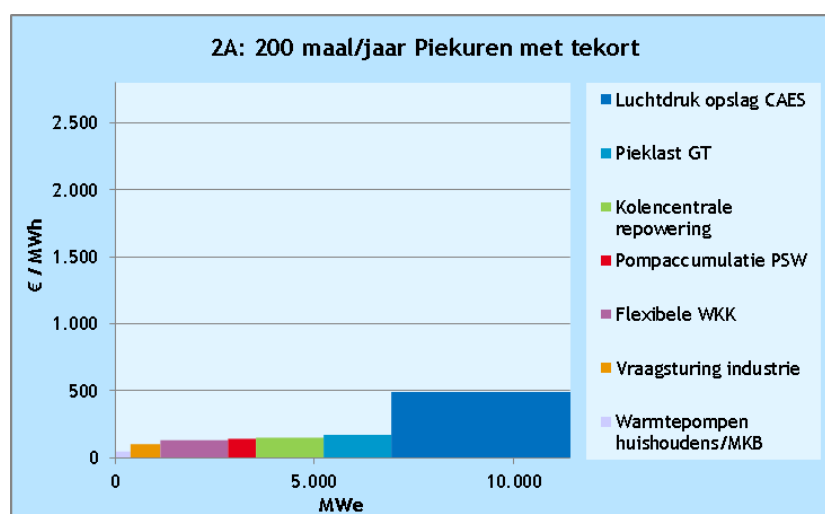
5.4 Scenario 2A. 200 piekuren met tekort hernieuwbare energie



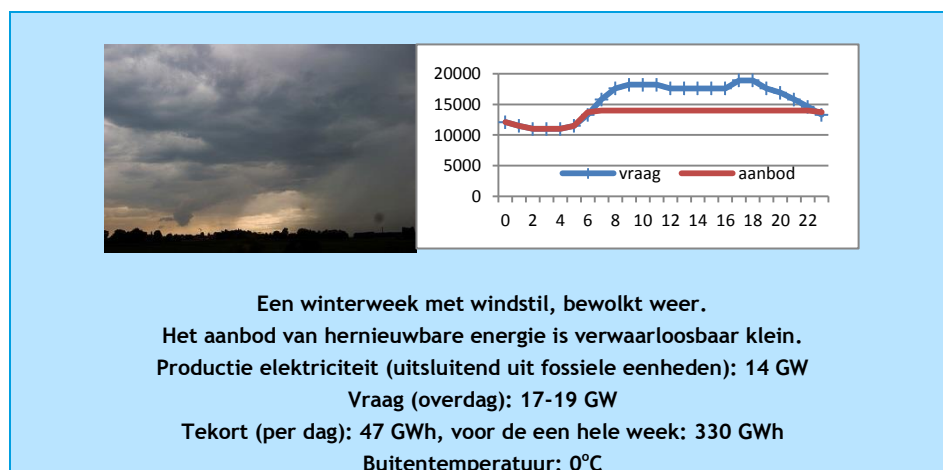
In dit scenario gaat het om relatief korte tijdsbestekken waarin te weinig elektriciteit wordt geproduceerd om aan de vraag te kunnen voldoen. Het gaat daarbij in totaal om 200 uren, met 2 GW tekort aan vermogen, en per piek een energievraag van 3,8 GWh.

Vanwege de korte tijdsbestekken biedt het afschakelen van vraag een goede mogelijkheid om de 'pieken af te vlakken'. Het totaal beschikbare afschakelvermogen ramen we op ruim 1,1 GW, waarvan 750 bij bedrijven en 375 in huishoudens en MKB via afschakelen van warmtepompen. Andere opties zijn interconnectie (een 2^e kabel waarmee tijdelijk stroom uit PSW-installaties in Noorwegen wordt geïmporteerd) en levering uit installaties voor druklucht-opslag (CAES). Ook is het mogelijk om extra flexibele capaciteit te realiseren, door repowering van een kolencentrale of een flexibele WKK.

	Potentieel (MW)	Kosten (€/MWh)
Warmtepompen huishoudens/MKB	380	47
Vraagsturing Industrie	750	100
Flexibele WKK	1.700	130
Pompaccumulatie (PSW)	700	140
Kolencentrale repowering	1.700	150
Pieklast GT	1.700	170
Luchtdruk opslag CAES	4.500	490

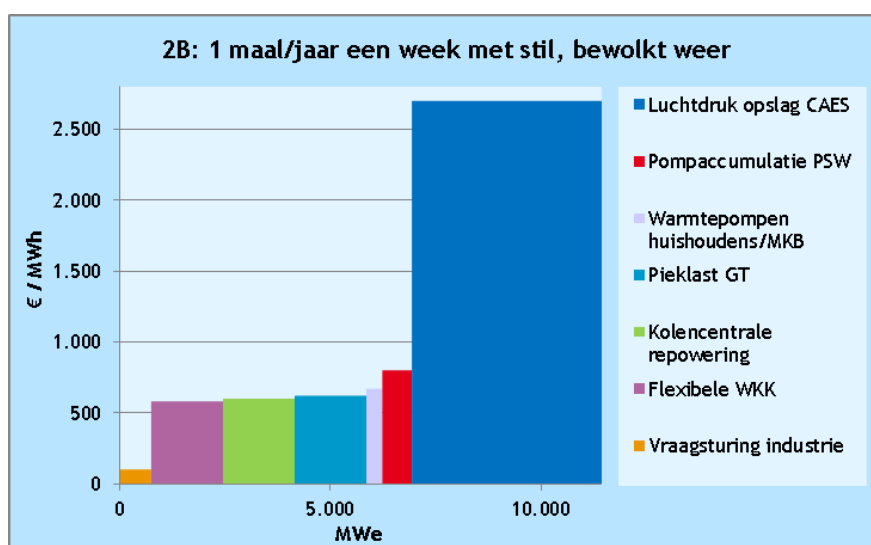


5.5 Scenario 2B. Een windstille, bewolkte week

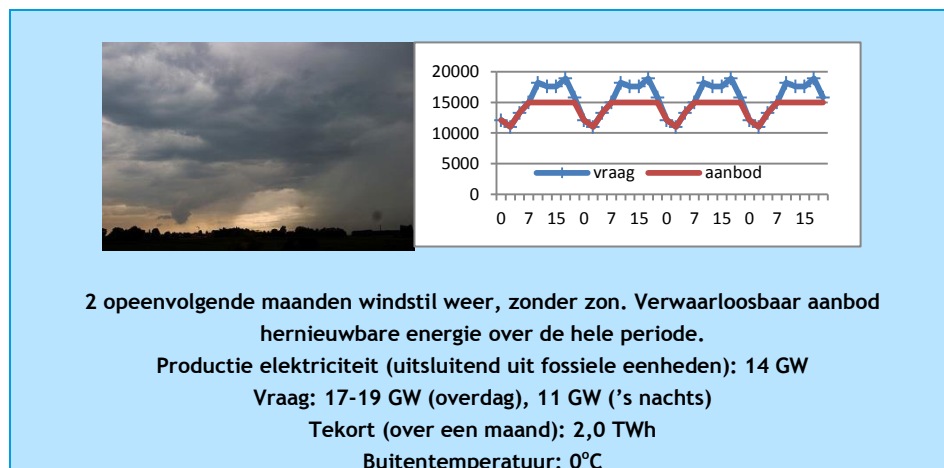


In dit scenario zijn de mogelijkheden voor het verschuiven van vraag beperkter. We gaan er vanuit dat dit alleen mogelijk is bij de overgang van dag/nacht en nacht/dag, door 's nachts vermogen bij te schakelen, en overdag vermogen af te schakelen. Uitgaande van in totaal twee uur afschakelbaar vermogen, volgt een volume van 2,2 GWh, ofwel 5% van het totale dagelijkse energievraag. Andere opties voor kortere duur zijn interconnectie en benutting van energie opgeslagen in CAES-installaties. Voor de langere termijn en grotere hoeveelheden is 'Power-to-gas' een mogelijke opslagtechniek. Een alternatief is realisatie van flexibel inzetbare gas of WKK-centrales.

	Potentieel (MW)	Kosten (€/MWh)
Vraagsturing industrie	750	100
Flexibele WKK	1.700	580
Kolencentrale repowering	1.700	600
Pieklast GT	1.700	620
Warmtepompen huishoudens/MKB	380	670
Pompaccumulatie PSW	700	800
Luchtdruk opslag CAES	4.500	2.700

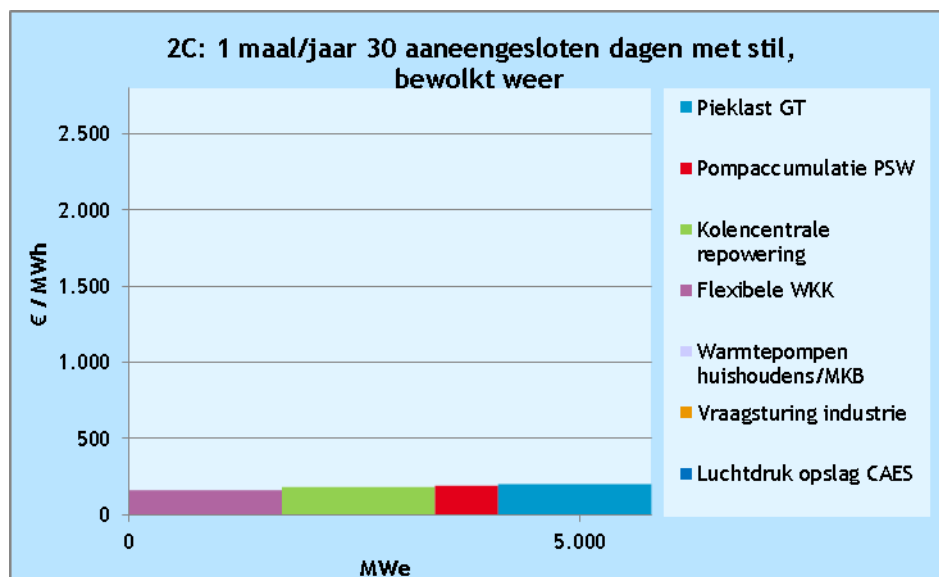


5.6 Scenario 2C. Een maand met aaneengesloten stil, bewolkt weer



In dit scenario is er een fors tekort, van bijna 2 TWh, gedurende een lange periode. Dit beperkt in sterke mate de mogelijkheden van vraagsturing en CAES. Deze opties zijn niet meegenomen. Interconnectie (indirecte PSW) blijft wel een optie. Daarnaast zijn er twee opties voor realisatie van extra flexibel vermogen. Hierbij geldt dat de repowering optie goedkoper is dan realisatie van een flexibele WKK.

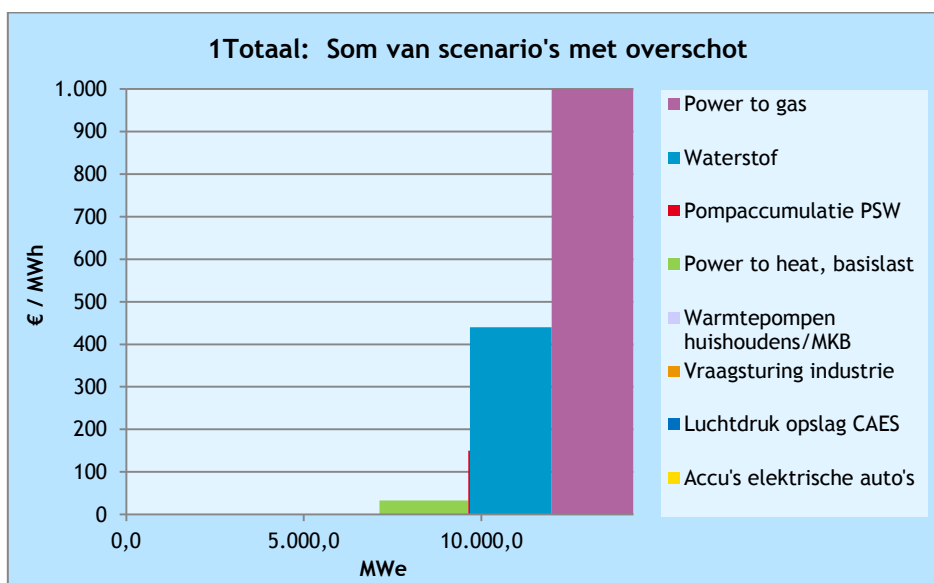
	Potentieel (MW)	Kosten (€/MWh)
Vraagsturing industrie	0	0
Warmtepompen huishoudens/MKB	0	0
Luchtdruk opslag CAES	0	0
Flexibele WKK	1.700	160
Kolencentrale repowering	1.700	180
Pompaccumulatie PSW	700	190
Pieklast GT	1.700	200



5.7 Samengevoegde scenario's

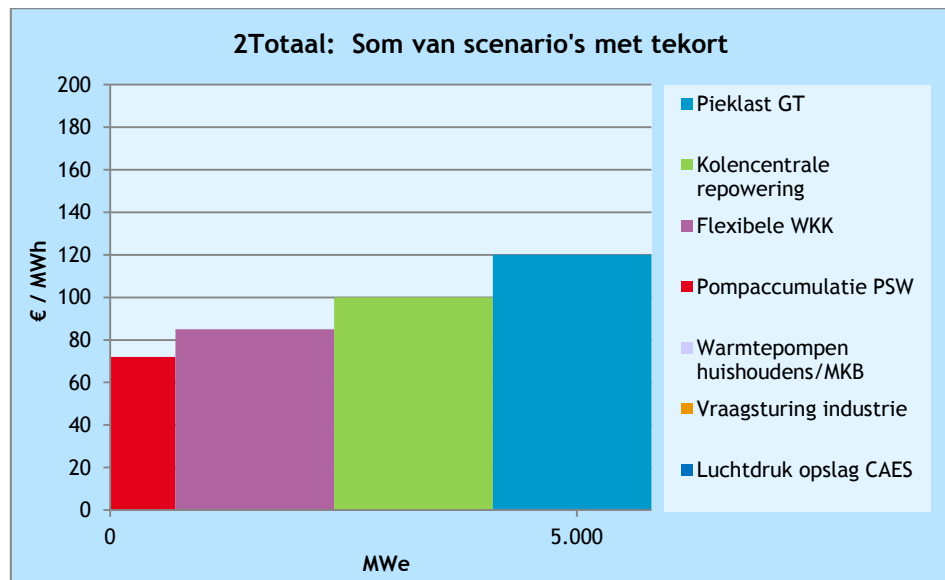
In de scenario-analyse zijn de situaties apart bekeken en is de bedrijfstijd van elke oplossing apart voor dat scenario beoordeeld. In de praktijk kunnen de scenario's zich in één jaar voordoen en kan de bedrijfstijd van alle opties worden opgeteld. Doordat de vaste kosten en variabele kosten per optie verschillen kan daardoor de kostenvolgorde veranderen. In onderstaande tabel en figuur zijn voor de overschotsscenario's de bedrijfstijden getotaliseerd.

	Potentieel (MW)	Kosten (€/MWh)
'Power-to-heat', basislast	6.100	35
Accu's elektrische voertuigen	240	0
Pompaccumulatie PSW	700	150
Waterstof	2.300	450
'Power-to-gas'	2.300	1000



En vervolgens is de bedrijfstijd gesommeerd voor de tekortsituaties.

	Potentieel (MW)	Kosten (€/MWh)
Flexibele WKK	1.700	85
Kolencentrale repowering	1.700	100
Pompaccumulatie PSW	700	70
Pieklast GT	1.700	120



5.8 Conclusies

Uit deze scenario-analyse kunnen twee hoofdconclusies worden getrokken:

1. Overschotsituaties (1A, 1B, 1C) kunnen op nationale schaal worden opgelost met 'Power-to-heat', maar kunnen lokaal tot problemen leiden door te zware netbelasting.
2. Tekortsituaties, vooral 2B, vergt oplossingen waarbij de industrie (flex WKK) interessant is als deze voor meerdere flex-situaties kan worden ingezet.

Meer op detailniveau:

- er zijn vele soorten technieken om vraag en aanbod in balans te brengen, sommige bij de gebruikers, andere bij traditionele producenten;
- opslagtechnieken zijn meestal dure opties;
- demand side oplossingen zijn in een aantal gevallen interessant, maar zijn beperkt (capaciteit tot 1 GW, tijd tot dag/nacht);
- flex WKK kan interessant zijn als deze wordt gebruikt voor meerdere flexmomenten;
- er is nog geen rekening gehouden met vraag/aanbod verschillen in netvlakken (bijvoorbeeld veel zon-PV in LS-netten kan worden opgelost met 'Power-to-heat', maar kan lokaal te zware netbelasting geven).

6 Gedrag van energiegebruikers en energiebedrijven

Om enig gevoel te krijgen voor het gedrag van de verschillende partijen, is het het beste om concrete cases te analyseren en het gedrag van energiegebruikers en energiebedrijven in te schatten.

Demand side management

Case 1: Uit de analyse blijkt dat 'Power-to-heat' een belangrijke oplossing is voor overproductie van hernieuwbare zon/windelektriciteit. Vooral in windrijke periodes met een relatief lage elektriciteitsvraag ('s nachts, weekend). Om de goedkope energie af te kunnen nemen zijn investeringen nodig om naast de gasgestookte stoomketel met behulp van elektriciteit warmte en/of stoom te maken. Gaat een industrieel bedrijf daadwerkelijk 'Power-to-heat' realiseren, of heeft ie geen belang om daarvoor voorzieningen te treffen? En hoe zit het met een koelveem, gaat die z'n vraag verschuiven van pieken naar dalen?

Additioneel vermogen - flex WKK

Case 2: Uit de analyse blijkt dat flex WKK een interessante optie is om periodes van gebrek aan zon/windelektriciteit op te vangen. In de winterperiode is de kans groot dat er periodes komen dat de bijdrage van zon en wind nihil is en dat het opgestelde vermogen van conventionele centrales te klein is voor de piekvraag. Er kan dan een hoge prijs worden gemaakt voor de kWh-en, maar gaat een chemiebedrijf investeren in een nieuwe WKK als binnenkort het moment van vervanging van de WKK-installatie aan de orde is?

Zon-PV op wijkniveau

Case 3: Stel je bouwt een nieuwe woonwijk, met op alle daken zonnepanelen, 3 kWp per woning, ruim binnen de grens van 3*25A, dus gewoon tarief. Maar het gemiddelde net nu is uitgelegd op 1,25 kW per aansluiting omdat alle vraagpieken deze maximale gemiddelde belasting opleveren. Gaat de netbeheerder een infrastructuur aanleggen die groot genoeg is om op een zonnige dag de zonne-piek naar het grotere netwerk af te voeren (en de centrales in het grotere netwerk omlaag te regelen) en 's nachts en op een grauwe winterse dag alle benodigde stroom aan te leveren? Of moet de eigenaar met lokale opslag of geconcentreerd verbruik, z'n productiepiek boven de maximale gemiddelde belasting oplossen? En bij wie ligt de verantwoordelijkheid dat dat ook lukt?



7 Markten

Welke prikkels zorgen nu voor een optimale oplossing, dat de energiegebruiker of een energiebedrijf de vraag aanpast of extra vermogen inzet?

Noodzakelijke ontwikkelingen

Op basis van de cases kan worden geconcludeerd dat er een aantal ontwikkelingen nodig zijn om de technieken te faciliteren:

- Toevoegen van intelligentie (ICT) aan met name het midden- en laagspanningsnetwerk is noodzakelijk om gebruikers hun gedrag te laten aanpassen.
- Verschuiving van rolvaste verdeling aanbieders >> vragers, naar een markt waar actoren wisselen van rol (prosumer, demand side management, invoeding).
- Leverancier heeft prijs/tijd informatie nodig. Distributie netbeheerder ook geografische informatie. Profielensysteem past hier niet > real time metering is noodzakelijk.
- Zo laag mogelijke drempels voor toegang (techniek, aggregators), marktgebaseerd en beheersbaarheid is essentieel.
- Flexibiliteit van vraag en aanbod moet de werkelijke marktwaarde krijgen (fair value) die soms erg hoog kan worden.

Vragen?

- Welke tijdvak van de elektriciteitsmarkt past bij demand side management?
 - Preventief: Day ahead en ID.
 - Curatief: ID en balancing.
 - Onbalansmarkt omdat consumenten niet eerder hun gedrag kunnen/willen committeren? Is dit acceptabel (beheersbaar) voor system operator?
- Functioneert een aggregator in concurrentie met de leverancier, verenigd in één rol, of dienstverlener aan leverancier? In de markt of t.o.v. een TSO?

Wat zijn de vragen die zich dan aandienen voor het netwerk?

Op dit moment is 'de markt' een construct dat functioneert op de premisse van een koperen plaat en tot dusver georganiseerd in een standaard keten van centrale productie en levering aan (bijna) standaard afnemers. Dat plaatje (hoewel een beetje een schematische karikatuur) werkt natuurlijk niet meer in een systeem waarbij je een gigantisch netwerk hebt van talloze punten die in meer of minder mate tegelijkertijd afnemer en producent kunnen zijn. En dus volatiel kunnen zijn. Die volatilitieit kun je niet meer vanzelfsprekend opvangen door genoeg koper/aluminium in de grond te leggen. Dat zou wel eens maatschappelijk sub-optimaal kunnen zijn. Lokale balancering komt hier in beeld, dus lokale flexibiliteit. En al die lokaliteiten samen (lees: opgeteld) levert het vraagstuk van nationale of internationale balancering op en de vraag naar grootschalige flexibiliteit:

- Is de 'koperen plaat'-filosofie nog langer hanteerbaar?
- Volledige vrijheid en zekerheid vergt grote investeringen in netwerk. Om de investeringen te beperken moet waarschijnlijk vrijheid worden ingeleverd.
 - Bijvoorbeeld door inperking transportrecht en toepassing congestiemanagement.
- Demand side response kan zowel reageren op hoge nationale prijs voor productie als op (lokale) congestie? Signalen kunnen met elkaar conflicteren, wat prevaleert?



Veranderingstraject

- Demand side management is complex, er zijn nog vele marktmodel vraagstukken, daarom van belang stap voor stap vorderingen te maken in ontwikkeling. Van energie intensieve industrie, naar MKB en dan huishoudens. Terwijl nu alle aandacht gericht is op de huishoudens.
- Daarmee betere borging van ontwikkeling juiste marktmodel, kosten-efficiëntie, partijen hebben dan de tijd om op wijziging markt voor te bereiden, benutten 'laag hangend fruit' zoals ook de tuinbouwsector.
- Beantwoordend aan de verschillende flexibiliteitbehoeften. In plaats van alleen hele uren, ook kwartieren, 5 minuten tot dichtbij realtime.
- Van belang om day ahead en intraday markten goed te benutten, anders ontstaat een vicieuze cirkel waarbij zich steeds meer flexibiliteit van DA/ID markten naar balancering TSO verplaatst.
- Wat kunnen we leren van het debacle met de kilometerheffing die ook bedoeld was om infrastructuurkosten te beperken, maar waar de consument geen zin in heeft?



8 Referenties

Agora, 2013

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süd-Deutschland

http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Zwischenergebnisse_web.pdf

Agora, 2013

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Lastmanagementstudie/Agora_Study_Load_Management_as_a_Way_of_Covering_Peak_Demand_in_Southern_Germany_Summary_of_Intermediate_Findings_web.pdf

Agricola, 2011

Annegret-Cl. Agricola Einführung: Demand-Side-Management im Kontext energiepolitischer Rahmenbedingungen und Zielsetzungen. 07.12.2011, Berlin

http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Demand_Side_Management/1_dena_Agricola.pdf

Alliander, 2013

Allianders challenge in the changing world of energy, presentation Amsterdam Smart City, 2013

Bach, 2013

http://www.pfbach.dk/firma_pfb/pfb_power_to_heat_2013_10_02.pdf

P.F. Bach

‘Power-to-heat’: Competition or Interaction between Electricity and District Heating?, presentation at congress in Rotterdam, 2013

Bach, 2012a

P.F. Bach

An Energy System with Seasonal Storage

http://www.pfbach.dk/firma_pfb/pfb_energy_system_with_seasonal_storage_2012.pdf

Bach, 2012b

P.F. Bach

An Energy System with Seasonal Storage

http://www.pfbach.dk/firma_pfb/dena_endbericht_integratie_ee_2012.pdf

Bach, 2012c

P.F. Bach

Balancing an Energy System with Wind, PV and CHP: Three-quarter wind energy and one quarter photovoltaic seems to be a suitable mix

http://www.pfbach.dk/firma_pfb/pfb_balancing_wind_pv_and_chp_2012_11_18.pdf

BINE, 2007

Bine informationsdienst, Compressed Air Energy Storage Plants

http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Englische_Infos/projekt_0507_engl_internetx.pdf



Bundesnetzagentur, 2014

Monitoringbericht 2013

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=12

Bundesministerium Umwelt und Bau, 2013

Schaubilder 'Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012'

http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-im-jahr-2011/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=632

CE Delft, Kema, 2012

Maatschappelijke Kosten- en Batenanalyse Intelligente netten, 2012

DHPA, 2013

Positioning paper: Warmtepompen in smart grids

<http://www.dhpa-online.nl/wp-content/uploads/2013/03/Warmtepompen-in-smart-grids.pdf>

Davidse, H., 2012

Potentieel Warmtekrachtkoppeling bij raffinaderijen, 2012

ECN, 2010

ECN, Referentieramingen energie en emissies, 2010

Energinet, 2012

Energinet, Technology Data for Energy Plants, 2012

ETSO, 2007

European Transmission System Operator. Demand response as a resource for the adequacy and operational reliability of the power systems
Brussels : 2007. Explanatory Note

European Commission, 2013

EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY
DG ENER Working Paper

The future role and challenges of Energy Storage

http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/energy-storage/2013/energy_storage.pdf

FFE, 2010

FFE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.), Demand Response in der Industrie, Status und Potenziale in Deutschland, Kurzbericht, december 2010

<http://www.ffe.de/publikationen/pressemladungen/354-demand-response-in-der-industrie-status-und-potenziale-in-deutschland>

Gas Turbine Technical Data, 2013

Power Engineering International April 2013, pg. 20-30

Kema, 2010

Integratie van windenergie in het Nederlandse elektriciteitssysteem in de context van de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt

<http://www.olino.org/wp-content/uploads/2010/12/Integratie-van-windenergie-in-het-Nederlandse-elektriciteitsysteem-in-de-context-van-de-Noordwest-Europese-elektriciteitmarkt.pdf>



Laborelec, 2013

Marcel Didden/Nico vanden Broeck
Vraagsturing bij Koelhuizen
Presentatie, 2 december 2013

Merz, 2011

ERC0115 - Data for simple cycle costs for developing an index for the Market Price Cap, Sinclair Knight Merz, Melbourne, 4 March 2011

TAB, 2012

Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Regeneratieve Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung
<http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab147.pdf>

Renewable Energies Platform, 2012

Report by Working Group 3 on Interaction between renewable energy supply, conventional energy supply and demand side to the Steering Committee of the Renewable Energies Platform, the Federal Chancellor and the Minister-Presidents of the federal states, 15 October 2012 <http://www.erneuerbare-energien.de/en/topics/plattform-erneuerbare-energien/reports-of-the-working-groups/>

Rödel, 2008

J.G. Rödel, Ecology, economy and security of supply of the Dutch electricity supply system: a scenario based future analysis
TU Delft, 9 October 2008

RWE, 2010

ADELE - Adiabatic compressed-air energy storage (CAES) for electricity supply
<https://www.rwe.com/web/cms/en/365478/rwe/innovation/projects-technologies/energy-storage/project-adele-adele-ing/>

Sanz, 2008

Gas Turbine Technology, Lecture at the Department of Aerospace Engineering Middle East Technical University, Ankara, April 2008 Wolfgang Sanz

Schil, 2013

Residual Load, Renewable Surplus, Generation and Storage, Requirements in Germany, Wolf-Peter Schill, 1316, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2013
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.429202.de/dp1316.pdf

Schlumberger, 2014

Schlumberger/ SBC Energy Institute
Electricity Storage Factbook, 2013
<http://www.sbc.slb.com/SBCInstitute/Publications/ElectricityStorage.aspx>

Der Spiegel, 2013

Reality Check: Germany's Defective Green Energy Game Plan
<http://www.spiegel.de/international/germany/bild-929693-540474.html>

Tennet, 2014

Verwachte en gerealiseerde consumptie
<http://energieinfo.tennet.org/Consumption/RealisedConsumption.aspx>



TNO, 2013

TNO, Flexiquest, presentatie infosessie Alliander, Eindhoven, 2 december 2013

Warmtenetwerk, 2013

Warmtenetwerken, Warmtenuws, Windenergie, WKK en warmtenetten,
nieuwsbrief september 2013



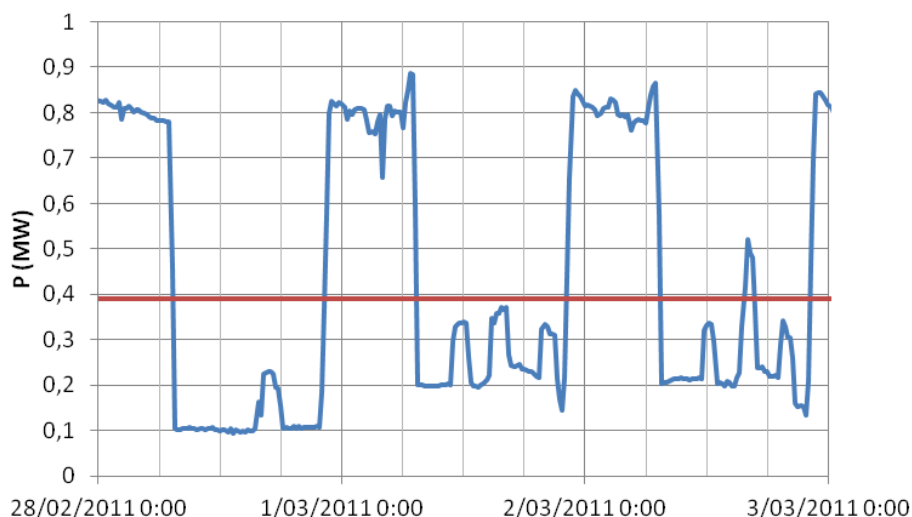
Bijlage A Potentie voor vraagsturing

A.1 Demand Supply Management in de industrie

DSM bestaat dan uit intelligente systemen die productievolumes koppelen aan de energieprijis, en deze zijn dan geïntegreerd in de geautomatiseerde productiesystemen. Het wordt onder andere toegepast bij elektrolytische en elektrochemische processen met een hoge stroomvraag. Voorbeelden van dergelijke processen in Nederland zijn de productie van silicium-carbide (ESD-NIC, Delfzijl), fosfaten (voorheen Thermphos, Vlissingen), en chloor-elektrolyse (AkzoNobel, Rotterdam). Ook wordt DSM toegepast in grote koelhuizen (Laborelec, 2013). DSM bestaat dan uit intelligente systemen die productievolumes koppelen aan de energieprijis, en deze zijn dan geïntegreerd in de geautomatiseerde productiesystemen.

Laborelec geeft in een casestudie voorbeelden van vraagflexibiliteit bij koelhuizen, op basis van cases in België en Nederland (Laborelec, 2013). Figuur 11 geeft een voorbeeld. De figuur laat zien dat naast dag/nachtsturing, overdag wordt bijgeschakeld op termijnen van minuten tot uren.

Figuur 11 Vraagsturing bij een koelhuis in Nederland



Bron: Laborelec, 2011.

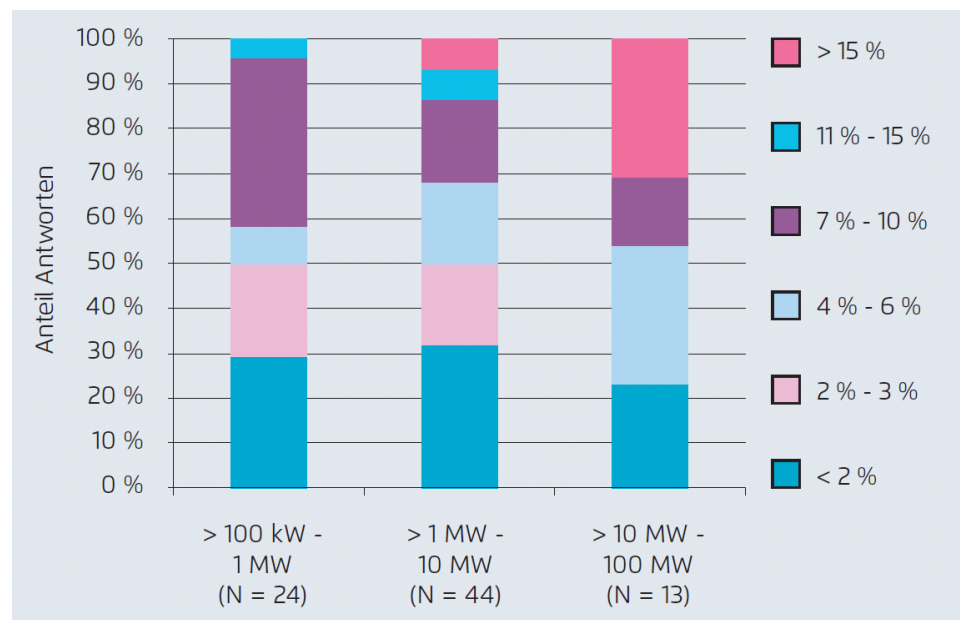
De studie geeft aan dat het potentieel sterk varieert per koelhuis, mede afhankelijk van buffercapaciteit in het koelsysteem en opgeslagen producten (bij opslag van groente/fruit zijn mogelijkheden kleiner dan bijvoorbeeld bij datacenters). Typerend wordt ingeschat dat 15% flexibiliteit aanwezig is, op uurbasis. De marktwaarde van vraagflexibiliteit wordt ingeschat op € 20.000/MW voor afschakelen en € 50.000/MW voor opschakelen van vermogen.

In de industrie gaat het vooral om korte tijdsbestekken, perioden van enkele minuten tot enkele uren. Bij langere perioden nemen de kosten sterk toe. Voor zuid-Duitsland de theoretische potentiëlen voor DSM geraamd in een studie van Agora uit 2013. In dit onderzoek zijn 300 bedrijven geïnterviewd

naar mogelijkheden voor het tijdelijk verminderen van hun vraag. In studie is enerzijds gekeken naar bedrijven in sectoren met een groot elektriciteitsverbruik zoals papier, chloor, cement en elektrostaal, en anderzijds kleine en middelgrote bedrijven. Bij de MKB-bedrijven gaat het om het elektriciteitsgebruik in ‘doorsnee-technieken’ als koeling, verlichting en pompen. Uit het onderzoek volgt dat op dit moment al 4% van de ondernemingen een vorm van Demand Side Management toepast: ze hebben afspraken met de netbeheerder om tijdelijk hun vraag terug te kunnen schakelen. Het totale afschakelbare vermogen ligt op 76 MW afnamecapaciteit. Het betreft vooral grote energiegebruikers.

Een substantieel deel van de geïnterviewde bedrijven ziet ruimte voor toepassing van Demand Side Management. Naarmate de elektriciteitsvraag hoger is, worden meer kansen gezien. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 12. Overall schatten de bedrijven het potentieel in op 5-6% van het gemiddelde energiegebruik. Bij de bedrijven met een afname > 10 MW, geeft 30% aan meer dan 15% af te kunnen schakelen.

Figuur 12 Inschatting technisch potentieel vraagsturing. De figuur geeft aan dat met name bij de bedrijven met een grotere elektriciteitsvraag (de rechtse kolom), ook meer potentieel ligt voor het afschakelen van elektriciteitsgebruik



Bron: Agora, 2013.

Energie-intensieve industrie

Figuur 13 geeft de inschatting van het potentieel in de energie-intensieve industrie. Duidelijk is dat voor deze sectoren een groot deel van het vermogen als ‘flexibel’ wordt gekenmerkt. Dit varieert tussen de 40 en 100%. Het gaat daarbij om afschakeltermijnen in de orde van 2 tot 4 jaren, die zo’n 20-50 maal op kunnen treden. In totaal komt het potentieel uit op 450 MW, ten opzichte van 76 MW die op dit moment al voor DSM wordt ingezet.

Figuur 13 Potentieel voor Demand Supply Management in energie-intensieve sectoren zuid-Duitsland

Zusätzlich verfügbare Lastmanagementpotenziale zur Nutzung im Regelenergiemarkt beziehungsweise für *Redispatch*-Maßnahmen Tabelle 7

Anwendung	Max. Leistungsbedarf in MW	Flexibler Anteil in %	Ökonom. Potenzial nach AbLaV in MW	Verlagerungsdauer in h	Häufigkeit pro Jahr
Zement (Roh- und Zementmühlen)	130	40	ca. 50	bis zu 4, z. T. länger	20- bis 50-mal
Papier (Holzschleifer)	mind. 90	100	ca. 90	2, z. T. länger	20- bis 50-mal
Chlor (Elektrolyse)	250	65	ca. 160	ca. 2	20- bis 50-mal
Stahl (Elektrostahlöfen)	200	75	ca. 150	ca. 2	20- bis 50-mal
Summe			ca. 450	ca. 2	20- bis 50-mal
bisher genutzt im Regelenergiemarkt			ca. 76		
bisher genutzt für opt. Beschaffung			geschätzt 300 bis 400		

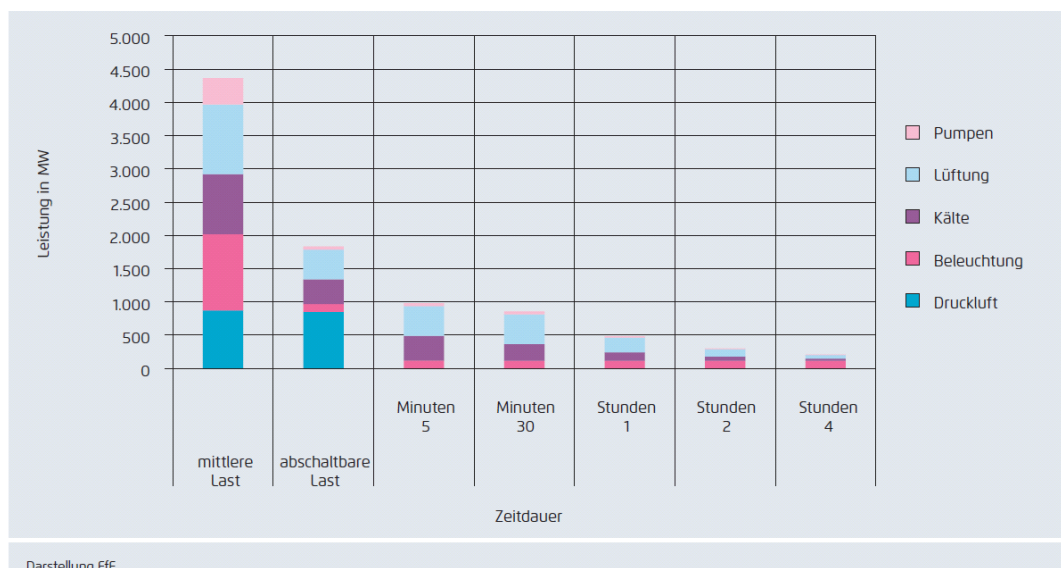
Abschätzung Fraunhofer ISI

Bron: Agora, 2013.

Kleinere industriële bedrijven

Voor kleinere industriële bedrijven, zoals de metaalproductenindustrie, geeft Figuur 14 een overzicht van de beschikbare potentiële.

Figuur 14 Potentiële voor afschakelen elektriciteitsvraag bij kleinere industriële bedrijven



De figuur laat zien dat de omvang van het afschakelbare vermogen sterk afhankelijk is van de tijdsduur, op een tijdsschaal van minuten is veel meer afschakelbaar dan op een tijdsschaal van uren. Qua processen zit het potentieel vooral bij koude-toepassingen en bij beluchting. Andere processen, zoals pompen, compressoren, perslucht en verlichting zijn kritischer, en minder makkelijk tijdelijk af te schakelen. Het potentieel voor koeling en beluchting wordt ingeschat op 11% van het stroomverbruik voor deze toepassingen, voor afschakeling van een uur. Het is nodig dat terugschakelen tijdig wordt aangekondigd, de meeste bedrijven geven aan minstens 1 uur



vooraf. Dit biedt de gelegenheid om er tijdig in productieprocessen op in te kunnen spelen.

De resultaten van de Agora-studie sluiten aan bij ervaringen in Scandinavische landen, waar lastmanagement al langer wordt toegepast. De Europese organisatie van netbeheerders (ENTSO, 2007) geeft aan dat per 2006 het technisch potentieel ligt op 6-9% vraagflexibiliteit in Denemarken, Noorwegen en Finland, met name in energie-intensieve industriële processen. Hiervan is in Finland 4%, 545 MW, daadwerkelijk geacquireerd.

Kosten

Demand side management (ook wel aangeduid met vraagsturing) vergt aanvangsinvesteringen voor de invoering van intelligente sturingsystemen. De investeringen bestaan zowel uit fysieke instrumenten (sensoren, actuatoren, ICT hardware) als software. In het onderzoek Maatschappelijke Kosten en Baten van Slimme netten (CE Delft/Kema, 2012) worden per bedrijf de investeringen geraamd op € 19.000. Operationele kosten voor de ICT worden daarin geraamd op 15% van de investeringen in ICT hardware en software, en 4% van overige investeringen. Kijkend naar het totaal aan geprognostiseerde vraagsturing in de periode tot 2050, resulteert dit voor de drie onderzochte scenario's in kostprijzen van € 60-90/ MWh.

De feitelijke marktprijzen voor DSM liggen echter hoger, omdat daarin ook een tegemoetkoming in is verdisconteerd voor het beschikbaar stellen van de flexibiliteit. Met DSM zal een bedrijf immers op een door een derde te bepalen tijdstip het gebruik aan elektriciteit verminderen. Dit kan ongewenste gevolgen hebben voor de productie. De flexibiliteit om dit te doen heeft dan ook een waarde. ENTSO (2007) geeft voor Scandinavische landen typerende marktprijzen van € 70-400/MWh, en Agora, 2013 voor de situatie in zuid-Duitsland vergelijkbare prijzen van € 100-400/MWh.

Extrapolatie naar Nederland

De cijfers van zuid-Duitsland kunnen geëxtrapoleerd worden naar de situatie in Nederland. Figuur 15 geeft het totale elektriciteitsgebruik in energie-intensieve industrieën in Nederland in 2012 (bron: CBS)³. Bij de non-ferro basismetaalindustrie is het gebruik sindsdien gedaald door het sluiten van de aluminiumsmelterijen van Aldel in Delfzijl en Zalco in Vlissingen. In de figuur ontbreekt nog het gebruik van enkele energie-intensieve sectoren in de anorganische chemie, zoals chloorproductie en Siliciumcarbide. Het gebruik in de sectoren basismetaal, papier, bouwmaterialen en anorganische chemie ligt in de orde van 8 TWh, wat correspondeert met ca. 900 MW. Als er, aansluitend op de studie voor Zuid-Duitsland, vanuit gegaan wordt dat hiervan 50% afschakelbaar is, volgt een afschakelbaar vermogen van ca. 500 MW.

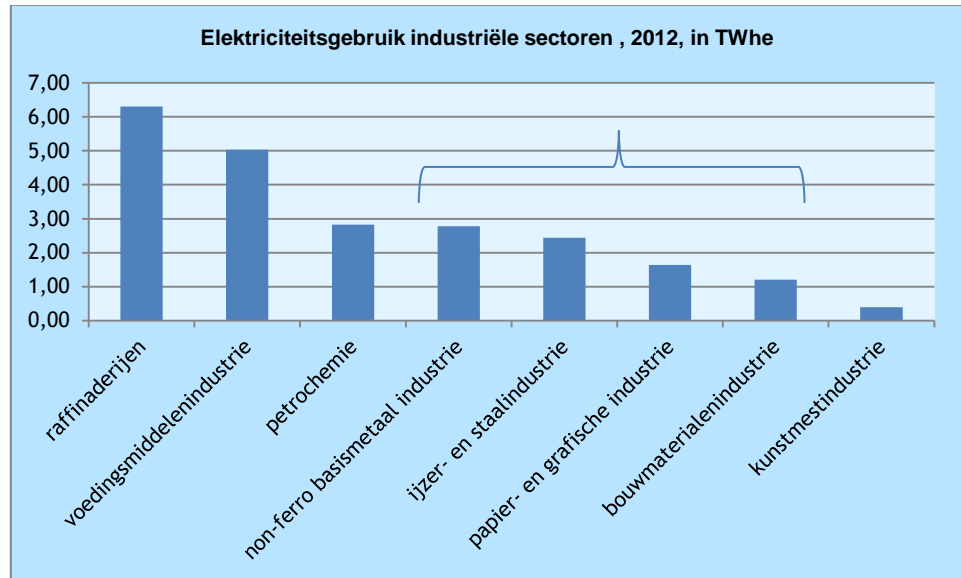
Voor kleinere industriële bedrijven (metaalproducten, voedingsmiddelen, etc.) ligt het elektriciteitsgebruik op ca. 10 TWh. Ervan uitgaande dat hiervan 3% afschakelbaar is op termijnen van ca. 1 uur, volgt een beschikbaar afschakelbaar potentieel van ca. 40 MW.

Voor de kosten van afschakelen gaan we uit van ca. 100 €/MWh. Dit ligt aan de onderzijde van de ramingen van de ENTSO voor Scandinavische landen.

³ In deze figuur ontbreekt het elektriciteitsgebruik voor chloorproductie.



Figuur 15 Elektriciteitsgebruik energie-intensieve sectoren in Nederland 2012



A.2 Huishoudens en utiliteit

Huishoudens en utiliteit

DSM in huishoudens, utiliteit en MKB is nog relatief nieuw. Realisatie van het potentieel in deze sectoren vergt realisatie van intelligente netten met 'smart meters', met de daarbij behorende investeringen. In tegenstelling tot de situatie bij industrie liggen er mogelijkheden voor zowel tijdelijke extra vraag, als tijdelijke vermindering van gebruik.

In het MKB kan onder andere gedacht worden aan lastmanagement bij koeltoepassingen. Een voorbeeld zijn datacenters: temperaturen mogen volgens de technische specificaties schommelen binnen een bepaalde bandbreedte, en tijdstippen met een overschot aan stroom zouden gebruikt kunnen worden om extra te koelen, waarna op andere momenten de temperatuur kan oplopen. Bij huishoudens kan o.a. gedacht worden aan het gebruik van apparaten als wasmachine en droger op momenten dat daartoe vraag is. Een belangrijke nieuwe ontwikkeling zijn elektrische auto's. Batterijen van elektrische auto's zouden opgeladen kunnen worden op tijdstippen dat veel stroom uit duurzame bronnen aanwezig is.

Ook liggen er mogelijkheden voor lastmanagement bij warmtepompen. Om het potentieel voor DSM in huishoudens te ontsluiten zijn aanzienlijke investeringen nodig in infrastructuur en smart apparatuur. Een nauwkeurige afweging van additionele kosten tegenover de gerealiseerde besparingen is daarvoor nodig.

Warmtepompen

Warmtepompen worden in toenemende mate ingezet voor het verwarmen van gebouwen. Met een warmtepomp wordt elektriciteit gebruikt om warmte te verplaatsen. Tussentijdse opslag van warmte in een boiler is daarbij mogelijk. Per 2013 waren in Nederland 70.000 warmtepompen in woningen geïnstalleerd (DHPA, 2013). De verwachting is dat dit groeit tot 500.000 woningen, ofwel 7% van de woningvoorraad (CE Delft, 2009).

De totale jaarlijkse elektriciteitsvraag ligt op ca. 0,5 TWh.

Met een gemiddelde vermogen van ca. 3 kW, komt dit neer op een maximaal regelbaar potentieel van 1.500 MW. Het gaat hierbij om vermogen dat geschikt is om tijdelijk af te schakelen.

Warmtepompen zijn typerend regelbaar op een termijn van enkele uren.

De Agora-studie geeft aan dat in de huidige situatie warmtepompen regelbaar zijn op een termijn van ca. een uur (Agora, 2013). In Bayern kan de netbeheerder de verzorging door warmtepompen dagelijks maximaal 4 uur onderbreken, per keer maximaal één uur. Daarna moet de pomp weer minimaal één uur van stroom kunnen worden voorzien.

Alliander schat in dat de kosten voor het realiseren van DSM liggen op ca. 20 M€, plus 15-20 €/warmtepomp. Totale kosten zouden daarmee komen te liggen op ca. 40 M€ (Alliander, 2013).

Elektrische auto's

De prognose van het ECN gaat uit van 171.000 elektrische voertuigen (volledig of plug-in) in 2020, die gemiddeld 60% elektrisch rijden. Extrapolatie naar 250.000 elektrische auto's in 2023, levert een vermogensvraag van 0,24 GW, en een totale vraag van 0,45 TWh (CE Delft, 2009). Dit is een maximum raming van het potentieel om op piekmomenten stroom op te slaan. De praktijk zal echter zijn dat eigenaren auto's op verschillende momenten opladen, waardoor het potentieel om op een moment op te slaan lager zal zijn.

De kosten worden analoog aan de kosten voor warmtepompen door Alliander ingeschat op 20 M€ en 15-20 €/elektrische auto. Dit komt dan neer op ca. 30 M€. Accu's bieden een mogelijkheid om stroom gedurende een langere periode (meerdere uren of dagen) op te slaan.



Bijlage B Potentie voor 'Power-to-heat'

Bij 'Power-to-heat' wordt elektriciteit via omgezet in warmte, via hittestaven. Hierbij zijn hoge temperaturen haalbaar, zodat zowel warm water als stoom geproduceerd kan worden. De warmte kan niet meer terug omgezet worden naar stroom. 'Power-to-heat' biedt kansen voor levering van warmte aan de industrie (hoge en lage temperatuur), als in gebouwde omgeving (lage temperatuur) en glastuinbouw (lage temperatuur). 'Power-to-heat' is commercieel in operatie in Denemarken en Duitsland. Daarbij is het gekoppeld aan Warmtekrachtkoppeling en stadsverwarming.

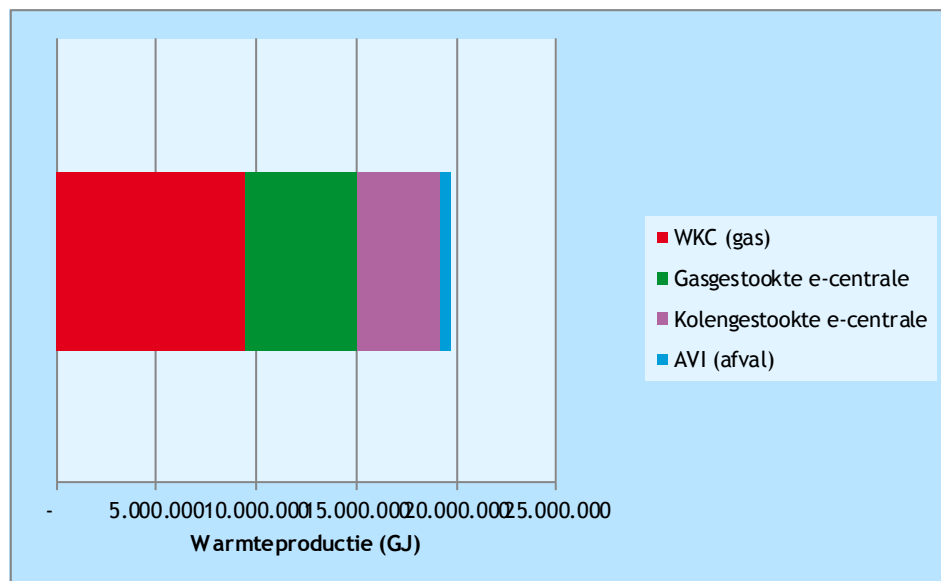
Bij de schatting van de potentie aan 'Power-to-heat' in Nederland is onderscheid gemaakt tussen de volgende mogelijke toepassingen:

1. Warmteproductie voor stadsverwarmingsnetten.
2. Warmteproductie voor warm water, lage druk en middendruk processtoom in industriële toepassingen.

B.1 Stadsverwarming

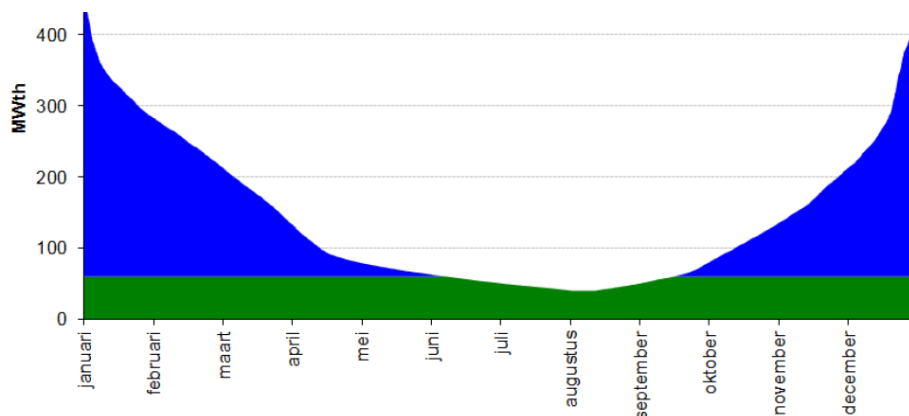
Warmtelevering via grootschalige stadsverwarmingsnetten bedraagt volgens CE Delft (2009) ongeveer 19 PJ/jaar.

Figuur 16 Totale warmteproductie voor grootschalige stadsverwarmingsnetten verdeeld naar type brandstof



De warmteproductie op een stadsverwarmingsnet als dat in Utrecht en Nieuwegein betreft voor ongeveer 20% basislastproductie. De overige 80% van de warmtevraag varieert sterk met het seizoen en de buitentemperatuur en is in de zomermaanden nihil.

Figuur 17 Typisch verloop warmtevraag op stadsverwarmingsnet, aan hand van profiel Lagerweide/Nieuwegein



Bron: MER NUON Groene Weide.

Voor een gegarandeerde afzet voor warmte uit elektriciteitsruis is alleen het basislust aandeel relevant. Vertaald naar de complete Nederlandse productie gaat het om maximaal 3,8 PJ/jaar, iets meer dan 1 TWh.

Warmte voor stadsverwarming wordt geleverd op ca. 120°C, in de regel te hoog voor de nu op de markt beschikbare warmtepompen. Benutting van surplus elektriciteit voor warmte voor stadsverwarmingsnetten zal daarom gebruik van elektrische boilers vergen, zie Paragraaf B.4.

B.2 Glastuinbouw

Warmtevraag in de glastuinbouw bedraagt op jaarbasis ongeveer 90 PJ. Een profiel voor de jaarbelastingkromme heb ik nog niet.

B.3 Industriële warmte

Voor 'Power-to-heat' in de industrie is met het oog op beschikbare technologie uitgegaan van warmteproductie $\leq 250^\circ\text{C}$ (zie Paragraaf B.4).

De warmtevraag in de industrie $\leq 250^\circ\text{C}$ (zie Davidse, 2012, ECN, 2012) bedraagt in de huidige situatie volgens de geraadpleegde bronnen circa 130 PJ/jaar, 36 TWh/jaar.

	Nu	2020	Bron
V&G	20	(20)	ECN, 2010
Chemie	83	77	Davidse ⁴ , 2012
Raffinage	20	20	Davidse, 2012
Papier	11	11	Davidse, 2012
	134	128	

⁴ Zie: <http://www.vnpi.nl/Files/file/20121021%20Davidse%20Rapport%20Warmteonderzoek%20MEE%20definitief.pdf>

Op basis van de bedrijfstijden van WKK-STEG's en gasturbines met afgassenketels in deze sectoren (circa 6.000 uur/jaar, zie Tabel 2) is geschat dat het gevraagde vermogen aan warmte $\leq 250^{\circ}\text{C}$ circa 6.000 MW_{th} bedraagt.

Tabel 2 Opgesteld vermogen en productie van WKK in beschouwde sectoren anno 2008

	Voeding en genotsmiddelen	Papier	Chemie	Raffinaderijen
Uur vollast-eq./jaar				
Steg-eenheid	2.787	4.734	6.472	6.944
Gasturbine	5.561	4.818	7.083	6.585
TJ stoom				
Steg-eenheid	5.530	9.257	32.813	5.790
Gasturbine	8.617	3.418	27.514	11.345
TJ-elektrisch				
Steg-eenheid	2.589	5.334	30.916	3.100
Gasturbine	3.404	1.249	7.088	5.026
Mwe				
Steg-eenheid	258	313	1.327	124
Gasturbine	170	72	278	212

Bron: CBS Statline.

B.4 High voltage electrode boilers

Zogenaamde 'high voltage electrode boilers' zijn verkrijgbaar in schaalgroottes tot 50-70 MW en zijn geschikt voor productie van stoom tot 45 bar, 260°C.

De boiler kan in 3-10 minuten van vrijwel geen productie naar vol vermogen opschakelen.

Boilers worden o.a. geleverd door Peregrine (VS), Parat (No), Elpanneteknik Sweden AB en TCS (VK).

Technische specificaties en kosten kentallen zijn gegeven in Figuur 18.

Figuur 18 Specificaties voor elektrische boilers

Technology	Electric boilers			
	2015	2020	2030	2050
Energy/technical data				
Generation capacity for one unit (MW)	1-25			
Efficiency (%)	99	99	99	99
Technical lifetime (years)	20	20	20	20
Construction time (years)	0.5-1	0.5-1	0.5-1	0.5-1
Environment				
Local emissions	-			
Financial data				
Nominal investment (M€/MW); 400 V; 1-3 MW	0.13-0.16	0.13-0.16	0.13-0.16	0.13-0.16
Nominal investment (M€/MW); 10 kV; 10 MW	0.06-0.09	0.06-0.09	0.06-0.09	0.06-0.09
Nominal investment (M€/MW); 10 kV; 20 MW	0.05-0.07	0.05-0.07	0.05-0.07	0.05-0.07
Fixed O&M (€/MW per year)	1100	1100	1100	1100
Variable O&M (€/MWh)	0.5	0.5	0.5	0.5

Bron: Energinet, 2012.



Bijlage C PSW-pompcentrales en CAES

C.1 PSW-pompcentrales

Pompopslagcentrales zijn waterkrachtcentrales, die beschikken over een hoog en een laag gelegen waterbekken. Deze zijn met een pompgenerator met elkaar verbonden. Bij overschotten van stroom wordt water vanuit het onderste bekken gepompt in het bovenste bekken. Hieruit wordt stroom opgewekt, wanneer het water uit het bovenste reservoir over de generator in het onderste reservoir wordt geleid. Op deze manier kan ongeveer 70-80% van de oorspronkelijk ingezette stroom teruggewonnen worden. PSW-centrales worden doorgaans gebruikt om dalstroom om te zetten in piekstroom. Meestal zijn ze zo ingericht dat ze voldoende pompcapaciteit bevatten, om voor meerdere uren onder vollast stroom op te wekken. Realisatie van PSW-centrales vergt ingrepen in het landschap. Dit vormt onder andere in het Alpengebied een beperking voor verdere opbouw. In Nederland zijn PSW-centrales niet mogelijk. Wel kunnen overschotten aan stroom in Nederland via interconnectie met Noorwegen, verbonden worden met de daar aanwezige PSW-centrales. Typerende totaalkosten voor stroomlevering van 0,03-0,06 €/kWh bij toepassing als urenopslag, tot 0,13 €/kWh bij langdurige opslag. (Bron: TAB, 2012; ontleend aan: Neupert et al., 2009; Sauer, 2008.)

C.2 Interconnectie met Noorwegen

Voor Nederland is PSW van belang in combinatie met uitwisseling van elektriciteit met Noorwegen via de NorNed-kabel. Een eerste kabel is aangelegd en in gebruik. In deze studie beschouwen we de mogelijkheid van uitbouw van gebruik van PSW door aanleg van een 2^e kabel. Volgens KEMA (2006) kostte de bestaande NorNed-kabel met 700 MWe transmissiecapaciteit een investering van M€ 600. Dit bedrag is ook aangehouden voor de in deze studie beschouwde 2^e kabel. Het kan echter best zijn dat de prijzen inmiddels significant anders liggen vanwege de huidige hoge koperprijs.

De NorNed-kabel heeft bij een transmissie van 600 MWe een verlies van 3,7% voor transport naar Noorwegen⁵, terwijl een pompcentrale een rendement van ongeveer 75% ± 5% heeft. Het totale rendement voor opslag van overschot aan windvermogen in Noorwegen komt daarmee op ± 70%.

Tabel 3 Bepaling netto rendement opslag in Noorwegen

	Rendement
NorNed heen	96,3%
PWS	75,0%
NorNed terug	96,3%
	69,6%

⁵ Zie: [http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/f3a6c2afe601d185c125718e002e3823/\\$File/THE%20NORNED%20HVDC%20CABLE%20LINK.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/f3a6c2afe601d185c125718e002e3823/$File/THE%20NORNED%20HVDC%20CABLE%20LINK.pdf)



C.3 Ondergrondse drukluchtopslag(CAES)

Drukluchoopslagsystemen persen lucht met een compressor samen en slaan deze daarna op in een ondergrondse ruimte, zoals een zoutcaverne. Voor het opwekken van stroom wordt de gecompriëerde lucht met aardgas verbrand, en over een turbine gevoerd. Deze systemen, ook aangeduid als CAES (compressed air energy storage), zijn minder snel regelbaar dan PSW-centrales. Ze zijn voor bruikbaar als minutenreserve of langere termijnen. In Duitsland en de VS zijn commerciële CAES-installaties in bedrijf (Huntorf en McIntosh).⁶

Bij de compressie komt een aanzienlijke hoeveelheid warmte vrij. In bestaande CAES-systemen wordt deze niet benut. Dit leidt over de hele cyclus tot een aanzienlijk energieverlies, in de orde van 50%. In ontwikkeling zijn adiabatische CAES-systemen. Hierbij wordt de compressiewarmte opgevangen en opgeslagen. Deze wordt dan bij de stroomopwekking gebruikt om de gecompriëerde lucht te verwarmen. Er hoeft dan geen gas aan de turbine te worden toegevoerd. Dit resulteert in een hoger rendement, in de orde van 70%. Deze techniek is nog in de ontwikkelingsfase. In Duitsland wordt de ontwikkeling gecentreerd in het zogenaamde ADELE-project⁷.

Het potentieel van CAES-systemen wordt bepaald door de beschikbare ondergrondse volumes. Voor Duitsland wordt dit geraamd op 3,5 TWh (Ehlens, 2005). Voor Nederland: vergelijking volumes zoutcavernes Nld/Du. In Nederland is er minstens één studie uitgevoerd. Opdracht werd gegeven door de Provincie Groningen⁸. De investering voor een AA CAES ligt op ca. 700-900 €/kW, en opslagkosten van 10-20 €/ kWh. Dit resulteert in bruto kosten van 296 €/kWh.

Volgens een studie van is de totale opslagcapaciteit in Nederland ongeveer 0,069 TWh, verdeeld over drie zoutafzettingen in Zuidwending, Hooghalen en Onstwedde. Elke CAES is verondersteld 15 miljoen m³ volume aan opslagcapaciteit, verdeeld over 15 cavernes per locatie te hebben en te opereren bij werkdrukken tussen 40-80 bar.

⁶ Zie: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Englische_Infos/projekt_0507_engl_internetx.pdf

⁷ Zie bijvoorbeeld: <https://www.rwe.com/web/cms/en/365478/rwe/innovation/projects-technologies/energy-storage/project-adele-adele-ing/>

⁸ Zie bijvoorbeeld: http://www.provinciegroningen.nl/fileadmin/user_upload/Documenten/Brief/2012-27651.pdf



Bijlage D Waterstofproductie en ‘Power-to-gas’

D.1 Afbakening, wat wel en wat niet

Een optie voor langetermijnopslag van elektriciteit is de productie van waterstof, via elektrolyse. Een additionele optie is om het waterstof door reactie met CO₂ om te zetten in methaan. Deze laatste optie worden ook wel aangeduid met ‘Power-to-gas’ of windgas.

Zowel waterstof als methaan kunnen potentieel van grote betekenis zijn voor een stroomsysteem met een hoog RE-aandeel, omdat ze op een termijn van seizoenen kunnen zorgen voor het verevenen van vraag en aanbod.

De geproduceerde gassen kunnen omgezet worden in elektriciteit, of worden ingebracht in het aardgasnet. Daarnaast zijn er mogelijkheden tot afzet in bijv. voertuigen op gas. Waterstof zou afgezet kunnen worden in de chemische industrie. Daarnaast zijn er mogelijkheden tot bijmenging in het aardgas net. Gelet op de grote stromen in het aardgasnet, ligt hier een groot potentieel. Voor een systeem dat elektriciteit produceert ligt het netto rendement relatief laag, op ca. 28% (elektrolyse: 75%, compressor: 95%, gasturbine: 40%). In geval van methaanproductie is ook een bron van zuivere CO₂ nodig. Dit vergt een extra gebruik van energie en een bron van CO₂.

Waterstof toepassing

Waterstofproductie via water elektrolyse kan als opslagsysteem maar ook als pure peakshaver worden gebruikt. Met waterstofproductie als opslagsysteem wordt vooral nog geëxperimenteerd in het kader van realisatie van de energietransitie. De experimenten betreffen in de regel decentrale waterstofproductie via water elektrolyse en toepassing van waterstof in transport en elektriciteitsopwekking. In beide gevallen wordt waterstof tot zeer hoge druk gecompriëerd en opgeslagen. De systemen zijn allemaal kleinschalig, vergen additionele infrastructuur en additionele investeringen voor toepassing - bijvoorbeeld in de vorm van aangepaste auto's of in de vorm van brandstofcellen of aangepaste gasturbines. Opslagsystemen zijn daarmee per definitie duur. In deze studie is waterstofproductie via water elektrolyse daarom alleen beschouwd als peakshaver.

Waterstof wordt in de industrie geproduceerd bij ammoniakproductie en als commodity voor met name raffinaderijen.

In deze studie is alleen productie voor en afzet bij raffinaderijen beschouwd. Bij afzet bij ammoniakproductie zijn aanpassingen in het productieproces nodig en is of luchtscheiding of inkoop van stikstof nodig.

Waterstofproductietechnologie

Voor de water elektrolyse is in navolging van KEMA (2013) uitgegaan van alkali-elektrolyse technologie, de commercieel verreweg meest uitontwikkelde technologie.

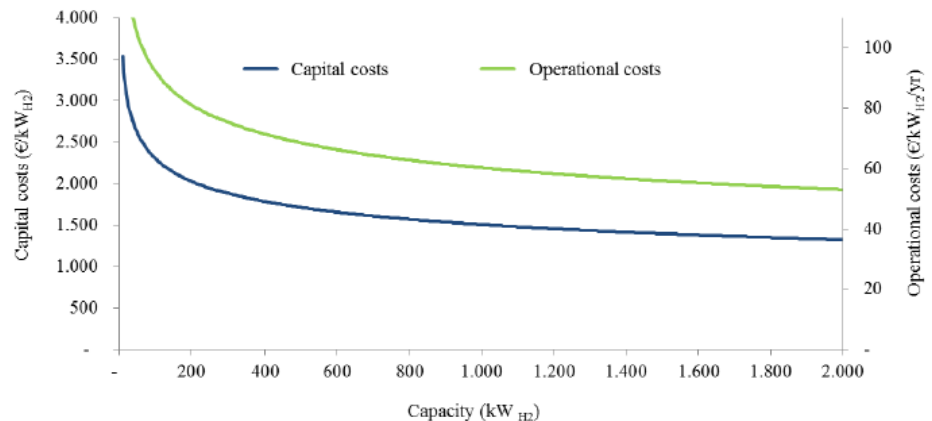
Volgens de meest optimistisch door KEMA (2013) aangehaalde bronnen is het alkali-elektrolyseproces inmiddels door technische verbeteringen binnen 10 minuten op te starten uit koude start. Andere bronnen geven minuten - uren als bereik voor koude starttijd aan.



Uit KEMA (2013) en Energinet (2012) zijn de volgende uitgangspunten overgenomen voor deze studie:

- a opleverdruk waterstof: 60 bar;
- b energetisch rendement waterstofproductie: 65%;
- c typische schaalgrootte: 5 MWe;
- d investeringen en operationele kosten (4% van investeringen) als in Figuur 19.

Figuur 19 Investeringen en operationele kosten voor elektrolyse



D.2 Huidige productiecapaciteit

Productiecapaciteit voor waterstof in de Botlek bedraagt circa 250 kton H₂/jaar⁹, exclusief de nieuwe waterstoffabriek van Air Products bij het ExxonMobil raffinaderij en chemiecomplex. Deze laatste waterstoffabriek neemt restgas van de raffinaderij in, waardoor er sprake is van een lock-in situatie zonder ruimte om eventueel over te schakelen op productie middels waterelektrolyse.

Een productiecapaciteit van 250 kton/jaar aan waterstof komt overeen met circa 1.000 MW productiecapaciteit.

Huidige state-of-the art PEM elektrolysecellen hebben een energetisch rendement (LHV) van ongeveer 65%, zodat het vermogen dat maximaal kan worden gebruikt voor waterstofproductie - bij gelijkblijvende productie/uur - ongeveer 1.500 MWe bedraagt.

Daarnaast is er nog een waterstoffabriek bij de Total raffinaderij in Vlissingen, die waterstof produceert voor o.a. de hydrocracker van de raffinaderij. Vanwege de beperkte tijd is deze installatie verder buiten beschouwing gelaten.

⁹ Zie: http://www.portofrotterdam.com/nl/actueel/pers-en-nieuwsberichten/Pages/20080702_01.aspx



D.3 Toekomstige waterstofvraag, een ruwe inschatting

De waterstofvraag bij de raffinaderijen zal de komende decennia naar verwachting nog significant stijgen als gevolg van de onder het MARPOL3-verdrag in 2008 strengere eisen aan het maximum zwavelgehalte van bunkerbrandstoffen. Er gelden algemene grenswaarden van 3,5% vanaf 1 januari 2012 en vanaf 1 januari 2020 van 0,5%.

Voor de SECA-gebieden (Sulfur Emission Control Areas), zoals de Baltische zee en de Noordzee, geldt een grenswaarde voor het zwavelgehalte van 1,5%, vanaf 1 januari 2020 aangescherpt tot 0,1%.

Volgens Concawe zal het verder ontzwellen van bunker brandstof leiden tot een 50% toename van waterstofconsumptie bij Europese raffinaderijen (Concawe, 2009). Wanneer wordt aangenomen dit percentage ook van toepassing is op Nederlandse raffinaderijen, dan zou er in principe een maximale afzet aan surplus elektriciteit van ongeveer 2.300 MW kunnen worden gerealiseerd.

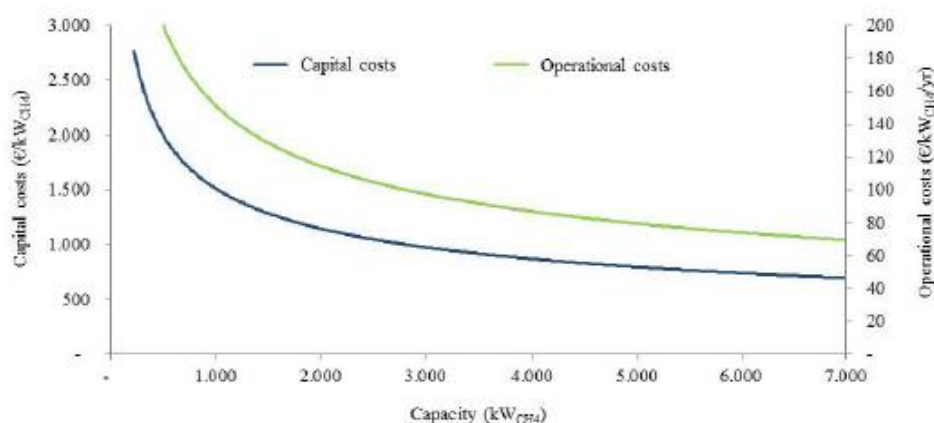
D.4 Methanisatie

In principe kan via waterelektrolyse geproduceerde waterstof in een tweede stap worden omgezet in methaan via reactie met CO_2 .

De geproduceerde methaan kan in het aardgasnet worden geïnjecteerd, waarbij het gasnet eventueel als buffer kan dienen, mits in het HTL wordt geïnjecteerd.

Belangrijkste parameters:

- commercieel beschikbaar;
- energetisch rendement: 78%;
- opstarttijd bij koude start: uren;
- opregelsnelheid vanuit standby: minuten;
- energieverbruik in standby: 1% van vollast vermogen;
- typische schaalgrootte < 500 m³/uur;
- productiedruk: 4-80 bar - geen compressie nodig;
- operationele kosten als 10% van investeringen.



D.5 In deze studie gebruikte aannames

	Elektrolyse	Methanisering
Rendement	65%	78%
Geproduceerd per kW srplus	65%	50%
Investerings		
€/kWH2	1.400	543
€/kWCH4		700
Operationeel (t.o.v. investeringen)	4%	10%
Levensduur, jaar	25	25



Bijlage E Opslag in batterijen

E.1 Batterijen

In batterijen wordt elektriciteit opgeslagen in chemische vorm. Bij het ontladen wordt de chemische energie weer omgezet in elektriciteit. Er is een sterke ontwikkeling gaande in batterijsystemen: naast de klassieke loodaccu, de Li-ION batterij (onder andere toegepast in de elektrische auto), zijn er ontwikkelingen in de Na-S hoogtemperatuurbatterij en de Vanadium Redox-Flow batterij. De eerste drie typen worden in dit overzicht verder uitgewerkt. Batterijen hebben als voordelen een hoog rendement, en snelle levering van elektriciteit. Nadelen zijn de beperkte levensduur (het rendement loopt terug in de tijd, èn met het aantal cycli van opladen en ontladen), en de beperkte opslagcapaciteit.

E.2 Natrium-zwavel en Redox-Flow batterijen

Natrium-Zwavel batterijen werken op een temperatuur van 290-360°C. De energiedichtheid is relatief hoog (0,13 kWh/kg), en het overall-rendement ligt op ca. 75%. Verder hebben ze een relatief hoge levensduur (15 jaar, en meer dan 2.500 cycli). Vanwege de hoge werkingstemperatuur het voordelig om ze regelmatig te gebruiken. Wereldwijd is ca. 300 MW aan NaS-batterijen opgesteld, met name in Japan.

De investeringen liggen in de orde van 1.000-2.000 €/kW en 200-300 €/kWh. Dit resulteert in opwekkingskosten van 0,04-0,11 €/kWh (Sauer, 2008), uitgaande van een systeem met twee cycli per dag.

Nadeel van de Na-S is het grote verlies aan opgeslagen energie in korte tijd. Redox-Flow batterijen zijn reversibele brandstofcellen. De systemen zijn nog in ontwikkeling. De energiedichtheid is relatief gering (15-25 kWh/kg), maar levensduur lijkt hoog te zijn, tot 13.000 cycli. De huidige rendementen liggen op 70%.

De investeringskosten worden geschat op ca. 1.500-4.000 €/ kW vermogen, en 300-800 €/ kWh opslagcapaciteit. Technische ontwikkelingen bieden echter perspectief op verhoging van rendementen en verlaging van kosten. Dit leidt voor het jaar 2020 tot een schatting van bruto productiekosten van 0,06-0,19 €/kWh, op basis van een systeem met twee cycli per dag (Sauer, 2008).

E.3 Li-ion accu's in elektrische auto's

Elektrische auto's worden frequent als een mogelijkheid voor flexibilisering van de stroomvoorziening gezien. De huidige Li-ion accu's (met een energiedichtheid van 80-100 Wh/kg), hebben typerend een energiedichtheid van 24 kWh. De accu's in plug-in hybride auto's zijn wat kleiner, met een opslagcapaciteit van 10 kWh. Er bestaat potentieel voor verdere verbetering van energiedichtheden.

Bij een vloot van 100.000 auto's (vol elektrisch) wordt het jaarlijkse stroomverbruik geraamd op 1,8 TWh. De meeste auto's zullen vermoedelijk bij huis opgeladen worden. Met intelligente systemen kan de vraag verschoven worden naar momenten met goedkope stroom (daluren), en/of grote beschikbaarheid van duurzame elektriciteit. Uitgaande van een opslagcapaciteit per auto van 20 kWh, ligt de totale opslagcapaciteit bij 100.000 auto's op 2 GWh. Dit totale potentieel zal echter niet op een moment



beschikbaar zijn: door verschillende gebruikspatronen van gebruikers, en verschillen in laadtoestand van batterijen, zal slechts een deel van de gebruikers op het zelfde moment stroom af nemen. Dit beperkt de mogelijkheden om bijvoorbeeld in een lange periode met veel wind stroom af te nemen.

De accu's bieden in theorie ook een mogelijkheid om stroom terug te leveren aan het net op momenten van geringe stroomproductie.

Hiervoor geldt echter dat dit in de huidige elektrische auto's nog niet mogelijk is (check). Investeringskosten voor Li-ION batterijen liggen op ca. 750 €/kWh, voor de termijn tot 2020 wordt een verlaging van kosten voorzien, tot mogelijk 250 €/kWh.



Bijlage F Flexvermogen

F.1 Flexibele WKK

Een flexibele WKK bestaat feitelijk uit een gasturbine die is voorgeschakeld bij een stoomketel. De gasturbine is daarbij via de rookgassen warmteleverancier, maar kan voor die taak bij onvoldoende vraag naar elektriciteit worden afgeschakeld en worden vervangen door gasstook of aftapstoom. Een voorbeeld van een flexibele WKK's is de Pergen centrale bij Shell Pernis.

In feite is deze configuratie vergelijkbaar met de al veel in de Nederlandse industrie toegepaste gasturbine met afgassenketel WKK-installatie. Maar in deze configuratie kan de warmte/stoomproductie ook volledig worden geleverd door verstoken van aardgas in de ketel zelf, terwijl de gasturbine volledig is afgeschakeld

In deze studie is vanwege de focus op flexibele en snel op- en afschakelbaar productievermogen voor elektriciteit uitgegaan van toepassing van aeroderivatieve turbines. De aangehouden parameters voor de in deze studie als uitgangspunt genomen Rolls Royce gasturbines zijn vergelijkbaar met die van concurrerende producten zoals gasturbines van General Electric. Het thermisch rendement is geschat voor processtoom van 180°C bij een pinch van 10°C.

Tabel 4 Voor gasturbines in flexibele WKK's aangehouden parameters

Type	MWe	η_e	Kale prijs €/kWe	$T_{\text{rookgassen}}$ °C	Rookgassen kg/s	η_{th}
RR 501 KH5	6,5	40,1%	447	530	18,4	38%
RR RB 211 GT62 DLE	29,5	37,5%	358	503	95,4	39%
RR Trent 60 LD	51,0	41,7%	300	435	155	33%

De totale investeringskosten per kW geïnstalleerd elektrisch vermogen zijn voor de kleine turbine ongeveer 3 maal de kale gasturbine kostprijs, voor de Trent 60 ongeveer twee maal de kale kostprijs.

Voor het schatten van het potentieel aan flexibele WKK is uitgegaan van de 130 PJ aan warmtevraag bij temperatuur < 200°C. Op basis van gegevens uit CBS Statline voor opgesteld WKK-vermogen en geleverde warmte uit WKK lijkt de warmtevraag qua in Tabel 4 genoemde turbinetypen te zijn verdeeld als 2 ÷ 2 ÷ 1 qua geleverd thermisch vermogen.



	ηe	Warmte vraag, PJth/jaar	MWth	MWe	Spec. investering kale gasturbine €/kWe	Opslag factor	Totale investering M€
Orde grootte 5 Mwe turbine	38%	52	2.400	2.500	447	3	3.350
Orde grootte 30 Mwe turbine	39%	52	2.400	2.300	358	2,5	2.060
Orde grootte 50 Mwe turbine	33%	26	1.200	1.500	300	2	900
				6.300			6.310

F.2 Gasturbine zonder warmtebenutting

Gasturbines kunnen ook stand alone worden toegepast als pieklasteenheid. Analoog aan de eerste optie (flexibele WKK) gaan we vanwege de focus op flexibele en snel op- en afschakelbaar productievermogen voor elektriciteit uit van toepassing van aeroderivatieve turbines. Omdat de investeringen voor afgassenketel bij grote turbines maar een paar procent van de totale investering uitmaakt kunnen bij benadering dezelfde kosten voor opstelling als pieklasteenheid als voor opstelling in WK-configuratie worden aangehouden (Gas Turbine Technical Data, 2013).

In deze studie is voor opstelling als pieklasteenheid de General Electric LMS 100 PA turbine beschouwd. Voor deze turbine zijn de volgende specificaties aangehouden .

Tabel 5 Specificaties gasturbine

Type	MWe	ηe	Investering (€/kWe)
GE LMS 100 PA	97,7	45,0%	275

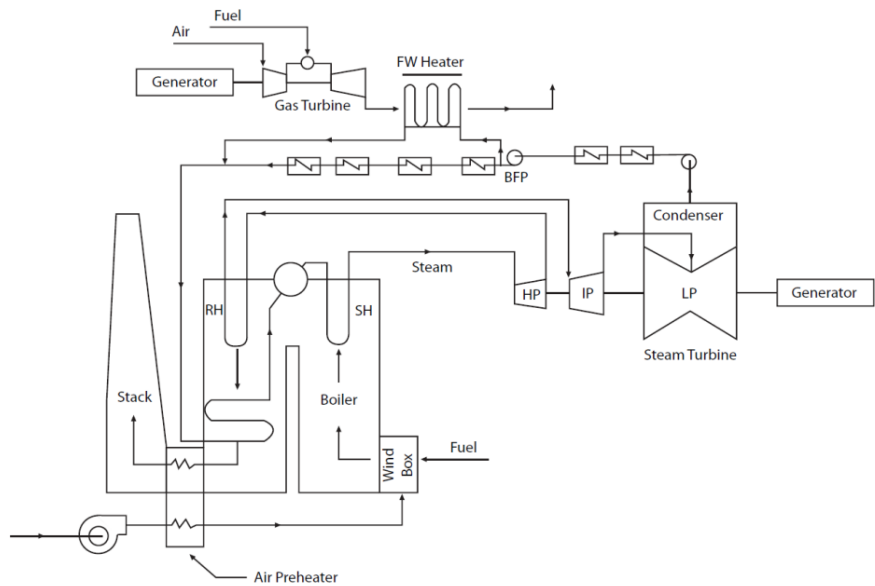
F.3 Gasturbine bij kolencentrale

F.3.1 Mogelijke en beschouwde varianten

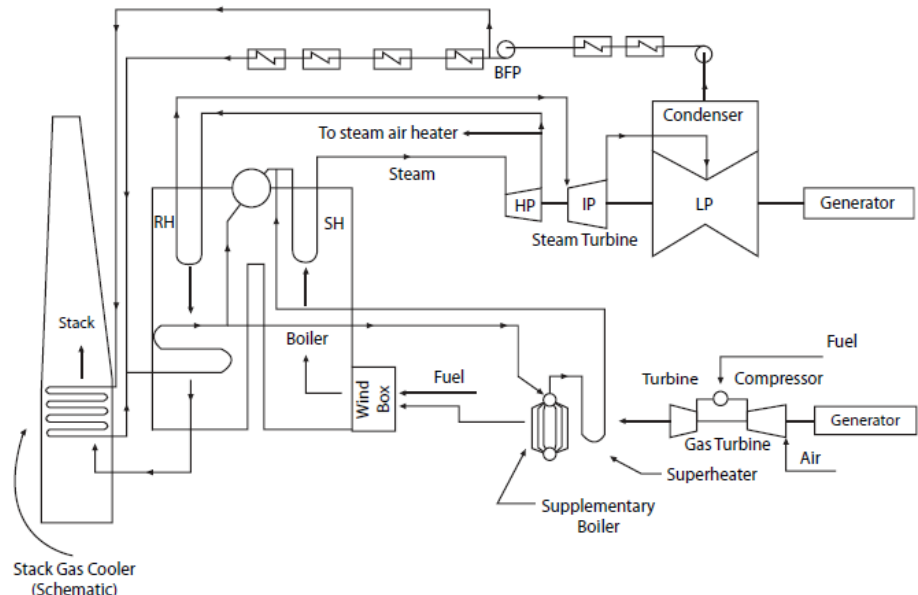
Deze variant kan in twee configuraties worden toegepast:

- a Topping of hot windbox repowering: het toepassen van de gasturbine als leverancier van hete verbrandingslucht voor de ketel van de kolencentrale.





- b Boosting minimaal: het opwarmen van het ketelvoedingswater met de rookgasen van de gasturbine.



Bron: <http://www.powermag.com/natural-gas-conversions-of-existing-coal-fired-boilers/?pagenum=3>.

- c Boosting maximaal: het leveren van verdampingswarmte aan de verdamer.

Boosting wordt onder andere toegepast bij:

- d De Avedore II energiecentrale in Kopenhagen, één van de modernste en efficiëntste kolencentrales ter wereld.
- e De E.On kolencentrale in Langerlo en de kolencentrale van Electrabel GDF-Suez in Ruien, Vlaanderen.
- f Diverse Japanse kolencentrales.

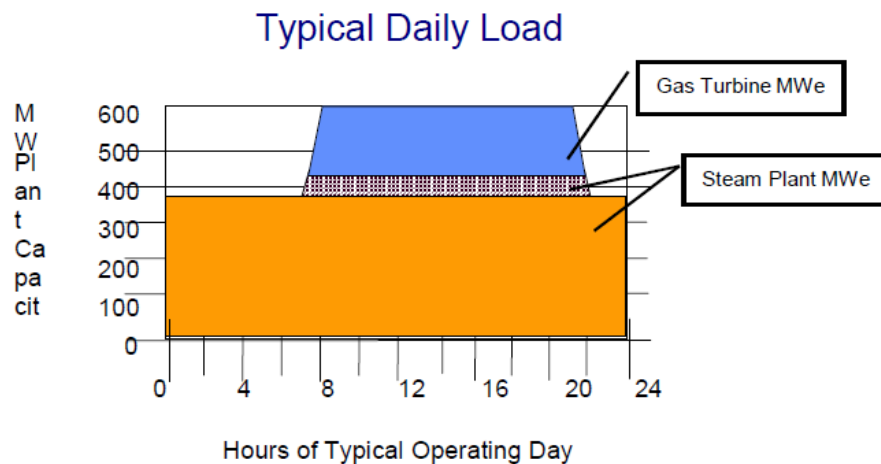


Topping wordt onder andere toegepast bij de oudere combi gascentrales als Bergum en de IJsselcentrale bij Zwolle.

In beide configuraties is geen aftapstoom meer nodig voor voorverwarmen van ketelvoedingswater, waardoor het energetisch rendement van de kolencentrale toeneemt. Dit leidt ertoe dat:

- g Of de kolencentrale meer vermogen levert wanneer de generator daarvoor voldoende capaciteit heeft.
- h of minder kolen verbruikt bij eenzelfde geleverd vermogen wanneer de capaciteit van de generator begrenst is.

Figuur 20 Voorbeeld van mogelijk effect van repowering op productie van koleneenheid (bij voldoende additionele generator capaciteit)



Bron: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.201.7983&rep=rep1&type=pdf>

In deze studie is alleen boosting middels voorverwarmen van ketelvoedingswater beschouwd. We hebben aangenomen dat tussen nu geen additioneel kolencentrale meer wordt bijgebouwd waarbij in het ontwerp eventueel rekening kan worden gehouden met hot windbox integratie. Retrofitten middels hot windbox repowering van bestaande centrales is volgens de geraadpleegde bronnen regeltechnisch aanzienlijk ingewikkelder en beperkt de operationele vrijheid van de kolencentrale meer dan boosting middels ketelvoedingwater voorverwarming.

F.3.2 Gehanteerde data

Met oog op de schakelsnelheid en optimalisatie van elektriciteitsproductie is steeds uitgegaan van toepassing van een aeroderivatieve gasturbine. De relatief lage rookgastemperatuur van 400-500°C maakt integratie met een kolencentrale makkelijker.

Voor rendementen en prijzen zijn gegevens voor Rolls Royce Trent 60 LD en General Electric LMS 100 PA turbines aangehouden.

Tabel 6 Parameters voor aeroderivatieve gasturbines voor boosting van bestaand kolenvermogen

Type	MWe	he	Kale prijs €/kWe	T _{rookgassen} °C	Rookgassen kg/s
RR Trent 60 LD	51,0	41,7%	300	435	155
GE LMS 100 PA	97,7	45,0%	275	417	205,8885

Investeringskosten voor geïnstalleerd vermogen bedragen bij deze schaal-grootte ongeveer het dubbele van de kale investeringskosten voor de individuele gasturbine¹⁰.

Het modernste voorbeeld van boosting is de Avedore II energiecentrale. De energiecentrale beschikt over 2 Rolls Royce Trent aeroderivatieve gasturbines van 50 MWe elk¹¹ met een maximaal energetisch rendement (simple cycle) van 42,5% (dry low NO_x). De rookgassen hebben bij vollast bedrijf een temperatuur van 435°C. De rookgassen worden bij de Avedore II energiecentrale benut voor het voorverwarmen van het ketelvoedings-water (320°C). De twee gasturbines worden gebruikt als pieklast eenheid. Opgestelde vermogens en rendementen van de verschillende onderdelen bij Avedore II zijn weergegeven in Tabel 7. De ‘bonus’ aan vermogen hangt samen met het niet meer hoeven aftappen van stoom voor voorverwarmen van ketelvoedingswater.

Tabel 7 Aangehouden gasturbine specificaties

	MWe	ηe per deelproces	ηe stoomturbine	MW brandstof
Stoomturbine + boiler	390	48%		807
Gasturbine	105	41,7%		252
Bonus uitsparen aftapstoom	40			
			53,3%	
Fossile firedtotal	535	50,5%		1.059
Relatieve toename rendement stoomcyclus			10%	

In de Nederlandse beleidsomgeving zou een soortgelijke configuratie kunnen worden toegepast voor realisatie van pieklast vermogen door repowering van anno 2025-2035 nog in bedrijf zijnde kolenvermogen.

Ervan uitgaande dat bij de dan operationele kolencentrales vergelijkbare wijzigingen kunnen worden gerealiseerd zou er meer dan 1.500 MWe kunnen worden gerealiseerd tegen een investering van circa M€.

¹⁰ Bronnen: Jacobs, 2008, Cogen, 2008, GE, Energinet, 2012, Teal, Group 2010.

¹¹ Zie: http://www.rolls-royce.com/Images/trent60_tcm92-10920.pdf

