



# DUURZAAM GRONINGEN IN 2035

Maart 2014

Martien Visser

Lector Energietransitie & Netintegratie

Hanze University of Applied Sciences Groningen

## Woord vooraf

Deze studie wil inzicht verschaffen in de energiesituatie van de stad Groningen met als leidend thema: de stad Groningen wil in 2035 onafhankelijk zijn van externe energiebronnen.

Doel is de lezer te informeren en aan het denken te zetten over de wijze waarop de stad Groningen invulling kan gaan geven aan haar ambitie. Er is een drietal scenario's geanalyseerd en uitgewerkt.

De onderzochte scenario's zijn geen voorspelling van de toekomst, maar vormen studiemateriaal aan de hand van aannames voor mogelijke ontwikkelingen.

Bijzonder aan deze studie is dat niet alleen de energiesituatie qua hoeveelheden in kaart is gebracht, maar ook de benodigde hoeveelheid energie infrastructuur, met name de capaciteit van het distributienet en de hoeveelheid benodigde energieopslag.

Deze studie bevat tal van aannames die de auteur zo goed mogelijk heeft gemaakt, op basis van beschikbare bronnen. De lezer wordt opgeroepen om commentaar hierop te geven en suggesties te doen voor verbetering:

Een belangrijke omissie in deze studie is dat geen rekening is gehouden met de vraag naar energie vanuit mobiliteit. Er wordt bij de Hanzehogeschool momenteel gewerkt om dit aspect aan deze studie toe te voegen.

dr. ir. B. Martien Visser

E-mail: [B.M.Visser@pl.hanze.nl](mailto:B.M.Visser@pl.hanze.nl)

## SAMENVATTING

In deze studie wordt nagegaan of het energieverbruik van de stad Groningen in 2035 voor elektriciteit en warmte volledig verduurzaamd kan worden door middel van wind, zon of biomassa. Tevens wordt nagegaan wat dit zou betekenen voor de omgeving en wat het kost. De randvoorwaarde is dat de stad Groningen in 2035 volledig zelfvoorzienend is. Het energieverbruik dat noodzakelijk is voor mobiliteit (benzine en diesel) is in deze studie niet meegenomen.

Er worden drie scenario's bestudeerd. Twee all-electric scenario's waarbij duurzame energieopwekking gebeurt door windturbines of zonnepanelen en aan de warmtevraag wordt voldaan via warmtepompen. Daarnaast een scenario met biomassa/biogas waarbij de benodigde elektriciteit wordt opgewekt in warmtekracht installaties. Uitgangspunt van de studie zijn gerealiseerde tijdafhankelijke gegevens voor de stad Groningen over 2012. Er wordt uitgegaan van de huidige stand van de techniek. De lezer wordt uitgedaagd op basis van eigen inzichten de gevolgen van technologische vooruitgang in de resultaten te verwerken.

Het blijkt dat het jaarlijkse energieverbruik van de stad Groningen in 2035 volledig duurzaam gemaakt kan worden door de plaatsing van ruim 200 grote windturbines of door circa 40% van het oppervlak van de stad Groningen te voorzien van zonnepanelen. Wat betreft biomassa/biogas lukt dat niet, omdat een oppervlak 3.6x de stadsgrenzen nodig is om voldoende biomassa te kweken om aan de verwachte energievraag te voldoen.

De duurzame energieproductie heeft een ander profiel dan de energievraag. Deze laatste is het grootste in de winter om gebouwen te verwarmen. Aangenomen mag worden dat de opwekking van duurzame energie uit biomassa gelijkmatig plaatsvindt over het jaar. Bij wind of zon is de productie afhankelijk van de windkracht en de hoeveelheid zonneschijn en is er een jaarlijks productiepatroon. De energievraag (warmte en elektriciteit) is veel hoger in de winter dan in de zomer, met een piek op een koude winterdag.

Gebruik van duurzame energie in all-electric scenario's brengt met zich mee dat het netwerk fors moet worden vergroot. In alle gevallen moet er een opslagvoorziening voor energie zijn. Beide zaken zijn zeer kostbaar waardoor de all-electric scenario's onbetaalbaar worden; het all-electric scenario, met windturbines leidt tot een energierekening voor een gezin van ruim €20.000 per jaar, exclusief belastingen. Hetzelfde scenario met zonne-energie leidt tot een energierekening per jaar per gezin van €75000.

De plaatsing van warmtebuffers in de huizen, in combinatie met warmtepompen, helpt nauwelijks, om de piek in het elektriciteitsverbruik te beperken. Een verlaging met ongeveer 10% mag worden verwacht. De plaatsing van een aanzienlijke hoeveelheid extra windturbines kan de noodzakelijke hoeveelheid energieopslag met ongeveer 50% verminderen. Beide opties, ook in combinatie, bieden onvoldoende soelaas voor een fors lagere (duurzame) energierekening.

Dit is niet het einde van het verhaal. Door slimme combinaties van windenergie, zonenergie en biomassa moet het mogelijk zijn om de kosten voor een volledig duurzame stad Groningen vergaand terug te brengen. De studie biedt hiervoor handvatten. Deze kostenreductie is noodzakelijk, omdat anders de kosten voor verduurzaming het maatschappelijk draagvlak voor de energietransitie teniet zullen doen.

## 1. Inleiding

De stad Groningen wil in 2035 energieneutraal worden. In deze studie is nagegaan welke implicaties dit heeft. Daarbij is aangenomen dat de stad Groningen op CO<sub>2</sub>-neutrale wijze geheel in haar eigen energievoorziening voorziet door middel van windenergie, zon-PV en/of biomassa. In deze studie is uitgegaan van energieneutraliteit op ieder moment van het jaar. Om dit te bereiken is gebruik gemaakt van urengevens van de energievraag en het aanbod. Tijdelijk overtollige energie wordt opgeslagen en als er tekorten zijn, dan wordt opgeslagen energie gebruikt. Er is gekozen voor het jaar 2012 als bron van data. De gekozen systeemgrens is de stad Groningen.

Veel studies veronderstellen CO<sub>2</sub>-neutraliteit op jaarbasis. Alle verbruikte energie op jaarbasis moet in hetzelfde jaar worden opgewekt. Dergelijke studies gaan eraan voorbij dat vraag en aanbod van energie moeilijk stuurbaar zijn, terwijl de energienetwerken in balans moeten zijn. In sommige gevallen wordt verondersteld dat tekorten en overschotten kunnen worden uitgewisseld met naastgelegen netwerken. Echter, er is sprake van een grote mate van gelijktijdigheid. In de (koude) winter is de energievraag overal hoog en 's zomers is de opbrengst van zon PV in heel Europa veel hoger dan 's winters. De aanname dat tekorten en overschotten kunnen worden uitgewisseld, is daarom op den duur onhoudbaar.

Deze studie is beperkt van omvang en zal later worden uitgebreid. De energievraag voor mobiliteit is bijvoorbeeld nog niet meegenomen. Ook is geen analyse verricht naar de effecten van jaar-op-jaar variaties in de energievraag en in wind en zonneshijn. De analyse vereist voorts diverse aannames die in aanmerking komen voor nuancering. In de tekst zullen daarover een aantal opmerkingen worden gemaakt. De hoofdconclusies worden niet ondergraven door de gemaakte aannames.

	Zon-PV	Wind	Biogas
All-electric	X	X	
All-gas			X

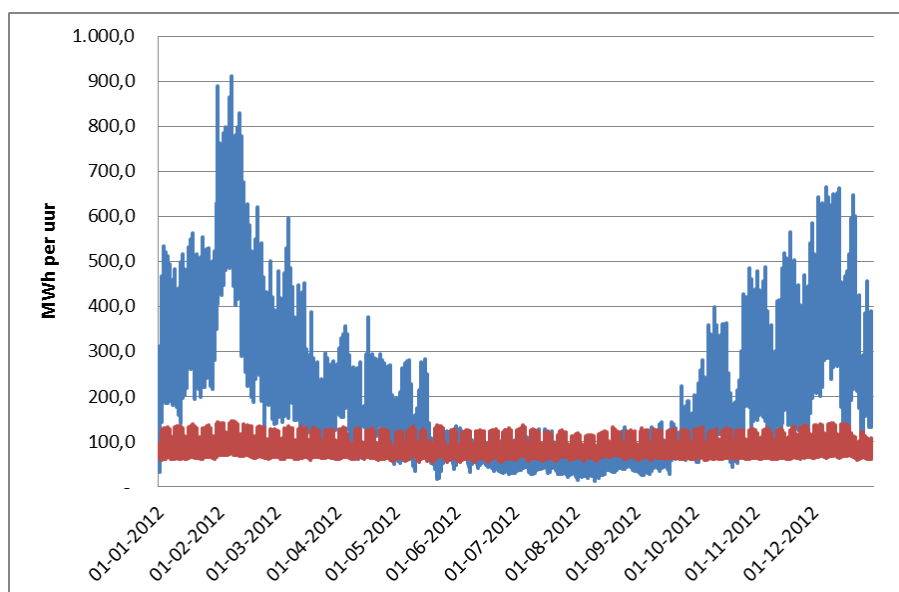
**Tabel 1: onderzochte scenario's**

Er worden in deze studie drie scenario's beschouwd, zie tabel 1: twee all-electric scenario's en een all-gas scenario. In de all-electric scenario's speelt de gasinfrastructuur geen rol meer en wordt warmte via elektriciteit ter plaatse geproduceerd. In het all-gas scenario speelt de elektriciteitsinfrastructuur geen rol meer en wordt elektriciteit ter plaatse geproduceerd.

De studie gaat voorbij aan diverse technische details van de elektriciteit en gasvoorziening waardoor de werkelijkheid minder zwart/wit en meer complex is dan in de onderhavige benadering. Een voorbeeld is het op de goede frequentie houden van het elektriciteitsnetwerk, waarvoor een koppeling met de landelijke infrastructuur gewenst is. En ander voorbeeld is gepland en ongepland onderhoud van installaties, waar in deze studie aan voorbij wordt gegaan.

## 2. Energiegegevens van de stad Groningen en gemaakte aannamen

De stad Groningen heeft ongeveer 200.000 inwoners, verdeeld over ongeveer 100.000 huishoudens<sup>1</sup> (bron: kerncijfers gemeente Groningen 2011). De stad is een centrum van werkgelegenheid en heeft veel kantoren. In Groningen is nauwelijks industrie. De totale vraag naar elektriciteit in 2012 bedraagt 836 GWh en de gasvraag bedraagt 195 miljoen m<sup>3</sup> (circa 1900 GWh). Figuur 1 geeft het verloop van de energievraag van Groningen in 2012. De gasgegevens zijn afkomstig van Gasunie, de elektriciteitsgegevens van Enexis. Te zien is dat de elektriciteitsvraag door het jaar heen redelijk stabiel is, maar wel een typisch week/weekend patroon kent. De gasvraag (lees: warmtevraag) is minder stabiel en sterk gerelateerd aan de temperatuur.



Figuur 1: verbruik gas (blauw) en elektriciteit (rood) door de stad Groningen in 2012

Uitgaande van 100.000 huishoudens resulteert voor Groningen in 2012 een gasvraag van gemiddeld 1950 m<sup>3</sup>/jr en een stroomvraag van 8360 kWh/jr. Ter vergelijking: Nederland heeft in 2012 circa 42 miljard m<sup>3</sup> gas verbruikt en circa 120 TWh elektriciteit, dat is gemiddeld respectievelijk ongeveer 7000 m<sup>3</sup> gas en 20.000 kWh elektriciteit per huishouden<sup>2</sup>. De reden voor dit grote verschil is dat de stad Groningen relatief weinig industrie heeft en dat in deze studie de directe leveringen door Gasunie en TenneT aan grootverbruikers (o.a. datahotel Zernike) niet zijn meegenomen.

Het jaar 2012 is een redelijk gemiddeld jaar qua temperatuur. Behoudens een koudepiek in februari was de winter zacht. In de analyse is uitgegaan van uur-gegevens; variaties tijdens een uur zijn verwaarloosd.

<sup>1</sup> Het relatief grote aantal huishoudens heeft betrekking op de aanwezigheid van zeer veel studenten in Groningen.

<sup>2</sup> Het directe verbruik van een gemiddeld huishouden is thans ongeveer 1400 m<sup>3</sup> gas en 3500 kWh stroom. Hieruit kan de conclusie worden getrokken dat ongeveer 75% van het gasverbruik en 40% van het totale stroomverbruik voor hun rekening nemen. De rest is nodig voor bedrijven, winkels, bejaardencentra, etc. in Groningen. Aangenomen wordt dat deze verdeling ook in 2035 geldt.

### 3. Energievoorziening in de stad Groningen in 2035

Verondersteld is dat het jaar 2035 een gelijk patroon kent als 2012 qua temperatuur, wind en zonneshijn. Er is, conform het patroon in de laatste decennia, verondersteld dat de gasvraag (warmtebehoefte) van de stad Groningen vanaf 2012 elk jaar met 1% daalt en dat de stroomvraag elk jaar met 1% stijgt. De effecten hiervan zijn op elk uur doorgevoerd, waardoor de patronen in figuur 1 gehandhaafd blijven.

Wat betreft de energievoorziening in 2035 is vervolgens van twee scenario's uitgegaan. Het eerste scenario betreft een systeem volledig gebaseerd op elektriciteit ("all-electric") en het tweede scenario is een systeem volledig gebaseerd op gas ("all-gas"). In beide gevallen is uitgegaan van 100% duurzaamheid. Energieverliezen zijn in alle scenario's verwaarloosd.

In het "all-electric" scenario wordt de warmtevraag voor 80% gedekt door warmtepompen en waar dit niet mogelijk is, schatting 20%, met directe elektrische verwarming<sup>3</sup>. Aangenomen wordt dat de COP van de warmtepompen gelijk is aan 4. Er is in deze studie geen rekening gehouden met temperatuurafhankelijkheid van de COP<sup>4</sup>. Door het gebruik van deze warmtepompen daalt de energievraag voor levering van warmte dus effectief met een factor 2.5. Een lokaal of regionaal gasnetwerk is in dit scenario niet nodig: alle energietransport vindt plaats via het elektriciteitsnet.

In het "all-gas" scenario wordt verondersteld dat alle benodigde elektriciteit ter plaatse wordt gegenereerd met  $\mu$ -wkk installaties op basis van brandstofcellen, zoals deze momenteel bij de Hanzehogeschool proefdraaien. Deze  $\mu$ -wkk installaties hebben een elektrisch rendement van 60%. De units kunnen moduleren tussen 10% en 100%. Verondersteld wordt dat de restwarmte zoveel mogelijk wordt gebruikt voor verwarmingsdoeleinden of warm tapwater. In het all-gas scenario zijn er geen warmtepompen. De energievraag ten behoeve van warmteproductie is in het all-gas scenario daarom een factor 2.5x hoger dan in het "all-electric" scenario.

Tabel 2 presenteert de consequenties van deze scenario's; ter vergelijking zijn ook de gegevens toegevoegd (referentiecasi) op basis van de bestaande installaties, dus zonder warmtepompen en zonder warmtekracht. In de referentiecasi is er zowel een vraag naar warmte ("gas") als naar elektriciteit. In de scenario's is het ofwel alleen elektriciteit, ofwel alleen gas.

	Energievraag	Piekvraag
	GWh per jaar	MWh per uur
Referentie case	Warmte: 1510 Elektriciteit: 1050	Warmte: 724 Elektriciteit: 185
All-electric 2035 + warmtepompen	Totaal: 1660	Totaal: 453
All-gas 2035 + $\mu$ -wkk	Totaal: 2640	Totaal: 883

**Tabel 2: energievraag en maximale capaciteit (piekvraag) in 2035 in de stad Groningen**

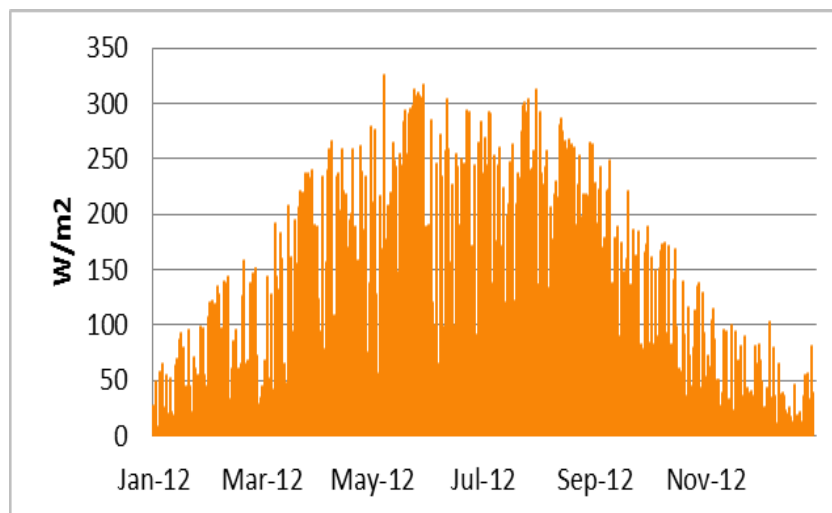
<sup>3</sup> Er wordt in deze studie afgezien van de optie van hybride warmtepompen, een soort combinatie tussen warmtepompen en hoogrendement CV-ketels. Op basis van de resultaten van deze studie lijkt dit echter wel een aantrekkelijke optie.

<sup>4</sup> Impliciet wordt verondersteld dat de warmtepompen worden "gevoed" met grondwater van een constante temperatuur.

Er wordt in deze studie geen rekening gehouden met diversiteit tussen de energiegebruikers: alle gebruikers volgen het profiel zoals aangegeven in figuur 1. In werkelijkheid zal er wel sprake zijn van diversiteit. Gevolg is dat er allerlei uitwisselingen zijn van elektriciteit binnen de stad. Dit impliceert dat ook in een “all-gas” scenario, er een elektriciteitsnetwerk nodig is. Er wordt verondersteld dat het huidige netwerk in dat geval voldoende is om deze uitwisseling van energie als gevolg van diversiteit op te vangen. Dit geldt ook in de beide all-electric scenario's. Ook in die gevallen is aangenomen dat het netwerk deze uitwisselingen aan kan. Dit is mogelijk een te optimistische inschatting. Netverliezen en verliezen als gevolg van de opslag van energie zijn in deze studie verwaarloosd.

#### 4. Duurzame energieproductie

Er zijn drie vormen van duurzame energie beschouwd: zon, wind en biomassa. Deze zullen achtereenvolgens kort worden beschreven.



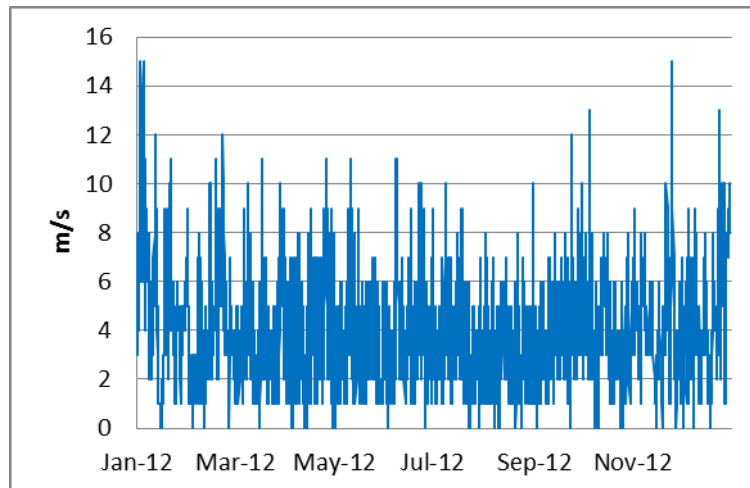
Figuur 2: zoninstraling in 2012 in Groningen

Het patroon voor zon-PV, zie figuur 2, is bepaald met urregegevens van het KNMI in 2012 voor de zoninstraling in Watt per m2 in Groningen/Eelde<sup>5</sup>. De aldus berekende bedrijfstijd voor zon-PV, gelijk aan de totale zoninstraling gedeeld door het maximum, bedraagt 1100 uur en dit komt goed overeen met literatuurwaarden voor zon-PV. Duidelijk te zien is het sterk seizoensmatige karakter van zon-PV.

Van belang bij de interpretatie van de figuur wat betreft de bijdrage van zon-PV aan de energievoorziening, is dat de maximale zoninstraling in de winter niet alleen veel lager is dan in de zomer maar dat de dagen ook korter zijn. Het gevolg is dat de energieproductie door zon-PV in de wintermaanden (december-februari) gemiddeld een factor 5 lager is, dan in de zomermaanden juni-augustus.

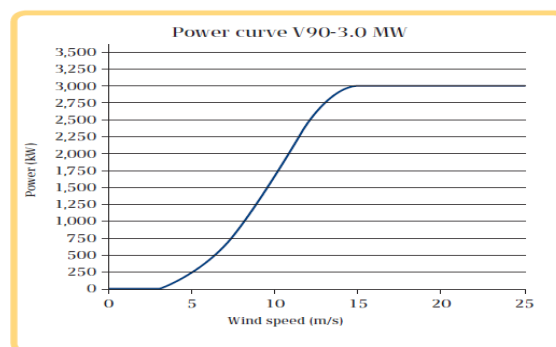
<sup>5</sup> In de praktijk zullen zonnepanelen onder een bepaalde hoek opgesteld staan, om zoveel mogelijk zonlicht te vangen. Dit vermindert in de eerste plaats het benodigde oppervlak aan panelen, niet qua landoppervlak, in de tweede plaats leidt dit tot een iets andere verhouding tussen winter en zomer. Dit effect is relatief gering en heeft geen significante invloed op de resultaten van deze studie.

De bijdrage van windenergie is bepaald aan de hand van uur-waarden van het KNMI, meetstations Groningen/Eelde. De meetgegevens op 10 meter hoogte, zie figuur 3, zijn vertaald naar windsnelheden op 100 meter hoogte op basis van KNMI-gegevens in 2012 over het verband tussen de windsnelheid en de hoogte<sup>6</sup>. Dit levert een factor 1.66 op tussen de windsnelheid op 100 meter hoogte en op 10 meter hoogte. Er is uitgegaan van de standaard 3 MW windturbines van Vestas. Het geleverde vermogen van een dergelijke windturbine als functie van de windsnelheid is bekend waardoor een energie opwekpatroon ontstaat zoals dat in figuur 4 is weergegeven.



Figuur 3: windsnelheid op 10 meter hoogte in 2012 in Groningen

De aldus berekend jaaropbrengst komt goed overeen met de voorspelling van Vestas in deze regio bij aanschaf van een windturbine. De berekende bedrijfstijd is bijna 2700 uur, de gemiddelde opbrengst van een 3 MW windturbine is dan 0,9 MW en een windturbine met een vermogen van 3MW levert per jaar bijna 8100 MWh. Er is in deze studie geen rekening gehouden met uitval als gevolg van gepland of ongepland onderhoud.



Figuur 4: gebruikte power curve windturbine (bron: VESTAS)

In Nederland (Noordwest-Europa) waait het 's winters gemiddeld meer dan 's zomers. De energieproductie door windturbines is daarom in de winter gemiddeld hoger dan in de zomer. Dit

<sup>6</sup> Zie: <http://www.knmi.nl/samenw/hydra/faq/profiel.htm>



blijkt ook in 2012 het geval. Het verschil in windenergieproductie in 2012 tussen de maanden juni, juli en augustus ('zomer') en de maanden januari, februari en december ('winter') was 66%.

Bij biomassa is uitgegaan van een vlak productieprofiel van biogas over het jaar. Er is geen rekening gehouden met de seizoensafhankelijke productie van biomassa; eventuele opslagkosten van biomassa maken onderdeel uit van de productiekosten van biogas.

## 5. Jaarvraag naar duurzame energie in 2035 van de stad Groningen

In deze paragraaf wordt de jaarlijkse energievraag en het daartoe benodigde (duurzame) energieaanbod geanalyseerd. Daarbij wordt voorbijgegaan aan de variabiliteit in zowel energieproductie als de energievraag, die in de hierna volgende paragrafen aan bod komen.

De hoeveelheid duurzaam geproduceerde energie dankzij wind, zon en biomassa dient zo groot te zijn dat de gehele energievraag kan worden bestreken. Dankzij het gebruik van warmtepompen is de totale energievraag (in GWh) in de twee all-electric scenario's (wind en zon) met 1400 GWh een stuk lager dan de 2600 GWh in het gas scenario. Daarbij dient bedacht te worden dat er niet altijd wind of zon is; er moet daarom ondanks dit gegeven meer vermogen beschikbaar zijn aan wind of zon, dan bij biomassa. Tabel 3 geeft de resultaten, die vervolgens worden besproken.

	Benodigd duurzaam vermogen In MW	Benodigd oppervlak in km <sup>2</sup>	Percentage van de gemeente Groningen
All-electric wind	615	67	80%
All-electric zon	1490	30	36%
All-gas biomassa	300	300	360%

**Tabel 3: benodigd oppervlak voor 100% duurzame energieproductie gemeente Groningen**

Om de energievraag voor warmte en elektriciteit volledig in te vullen zijn 205 windturbines van elk 3 MW en 100 meter hoog nodig met een gezamenlijke piekcapaciteit van (205x3=) 615 MW.

Uitgaande van een maximale windcapaciteit van 9 MW/km<sup>2</sup>, vereist dit een oppervlak van 67 km<sup>2</sup>. Dit is 80% van het oppervlak van de gemeente Groningen. Dat is veel, en momenteel nauwelijks inpasbaar, ook gegeven de veiligheidsafstanden die gelden bij windturbines. Echter, dit neemt niet weg dat het oppervlak tussen de windturbines gebruikt kan worden voor alternatieve aanwending. Vermoedelijk zijn er in 2035 grotere (en hogere) windturbines dan nu. Dit kan het aantal benodigde windturbines beperken.

Om alle benodigde energie met zon-PV op te wekken is een maximale zon-PV capaciteit ("Wattpiek") nodig van 1470 MW. Dit is meer dan bij wind omdat de bedrijfstijd (maximale benutting) van zon-PV geringer is dan bij wind, 1100 tegen 2700 uur.

Het benodigde oppervlak voor zon-PV is berekend op basis van een omzetrendement van 15%. Er zijn op zon-PV gebied belangrijke en snelle ontwikkelingen gaande richting een veel hoger rendement. Bij een rendement van 30% is voor de energievraag in 2035 in de gemeente Groningen een oppervlakte aan zon-PV nodig van 15 km<sup>2</sup>, dat is 18% van het gemeenteoppervlak van 83,7 km<sup>2</sup>. Dit lijkt in 2035 goed mogelijk, ondanks het feit dat, anders dan wind, zonneweides geen tussenruimte kennen. Voorwaarde is dus een veel hoger rendement.

Biomassa levert naar schatting gemiddeld over het jaar ongeveer 1 W/m<sup>2</sup>, dat is veel minder dan de opbrengst van zon-PV. Het gevolg is een fors groter benodigd oppervlak ter grootte van 291 km<sup>2</sup>, dus 3½ maal de oppervlakte van de stad Groningen. Gebruik van algen in plaats van conventionele biomassa kan het benodigde oppervlak vermoedelijk met een factor 4 of meer terugdringen. Dit is echter onvoldoende omdat ook ruimte beschikbaar moet zijn voor bewoning en andere activiteiten. Conclusie is dat Groningen niet in staat is haar eigen energiebehoefte in 2035 geheel met biomassa op te wekken.

In deze analyse is geen rekening gehouden met beperkingen in de technische beschikbaarheid van de drie technologieën vanwege gepland of ongepland onderhoud.

## **6. Benodigde energie opslag in 2035 voor de stad Groningen**

In de vorige paragraaf is nagegaan hoeveel duurzame energieproductie er moet zijn om jaarlijks aan de gehele vraag naar energie te voldoen. In deze paragraaf wordt nader ingegaan in de verschillen tussen vraag en aanbod van (duurzamer) energie in de loop van het jaar.

Bij onbalans van vraag en aanbod van energie wordt verondersteld dat er energie wordt opgeslagen of wordt onttrokken aan een energieopslag. Het aanbod op jaarbasis is zodanig dat zij precies de jaarvraag dekt. De energieopslag aan het einde van het seizoen precies net zo vol als aan het begin. De opslagbehoefte verschilt per scenario en wordt berekend uit het verschil tussen de maximale vulling en de minimale vulling van de opslag gedurende het onderzochte jaar 2012.

De gasvraag (warmtevraag) is sterk seizoensafhankelijk, de vraag naar elektriciteit is meer gelijkmatig. Bij een constante aanvoer van energie leidt dit tot een grote opslagbehoefte voor warmte van 29% van het jaarvolume. Dit komt overeen met een analyse door Clingendael<sup>7</sup>, waarbij 28% van het jaarvolume werd berekend. De elektriciteitsvraag is veel stabiel over het jaar heen; er is slechts een opslagcapaciteit van 2% van de jaarvraag aan elektriciteit nodig om een constante aanvoer van elektriciteit om te zetten naar het variabele vraagpatroon.

In de onderzochte scenario's all-electric en all-gas wordt de vraag naar warmte (gas) en elektriciteit opgeteld. Van de resulterende totale energievraag (in 2035) moet, bij constante aanvoer, 12% worden opgeslagen in het "all-electric" scenario en 16% in het "all-gas" scenario. Het all-electric scenario vereist minder energieopslag bij vaste aanvoer van energie, omdat dankzij het veronderstelde gebruik van warmtepompen de energievraag voor warmte daalt waardoor de (meer stabiele) vraag naar elektriciteit relatief aan belang wint.

In geval van wind en zon-PV moet bovendien rekening gehouden worden met de ongelijkmatigheid van deze energiebronnen. Dit geldt vooral voor zon-PV, dat in de zomer haar maximum heeft, terwijl de energievraag in de winter het hoogste is.

---

<sup>7</sup> Seasonal Flexibility in the Northwest European Gas Market, Clingendael International Energy Programme, April 2011.

2035	Jaarvolume Energievraag	Opslagmedium	Jaarvolume Energieopslag	Opslagpercentage van de jaarvraag
Biomassa	2640 GWh	Gas	423 GWh	16%
Zon <sup>8</sup>	1660 GWh	Elektriciteit	672 GWh	41%
Wind	1660 GWh	Elektriciteit	122 GWh	7,4%

**Tabel 4: berekende noodzakelijke opslagvolumes in 2035**

Uit de tabel is af te lezen dat het gebruik van windenergie aanleiding geeft tot de relatief laagste vraag aan energie opslag. De reden is dat windenergie een patroon heeft dat op seizoenbasis enigszins correleert met de energievraag: in de winter is er een hogere productie dan in de zomer. We zullen later zien dat dit voordeel geheel teniet wordt gedaan door de veel hogere kosten voor opslag van elektriciteit, ten opzichte van de kosten voor opslag van gas.

Opslag van energie gaat gepaard met een beperkt energieverlies. De efficiency van elektriciteitsopslag (accu's) is ongeveer 90%. Voor gasopslag geldt een percentage boven de 95%. Dit energieverlies is in de huidige analyse verwaarloosd. In deze studie is de opslag van warmte niet meegenomen.

## 7. Effect van de koude winter

De energievoorziening moet niet alleen functioneren in een normale winter, maar ook tijdens een strenge winter. Er zijn daarbij twee invalshoeken het effect van een langdurige relatief koude winter, en het effect van een zeer koude dag.

Wat betreft de langdurig koude winter: De eerder genoemde analyse door Clingendael geeft aan dat het gemiddelde aantal graaddagen per winter gedurende de laatste 20 jaar gelijk is aan 2247, terwijl een langdurig strenge winter (eens in de 20 jaar) heeft ongeveer 2600 graaddagen<sup>9</sup>. Het jaar 2012 bevat in totaal 2344 graaddagen en is daarmee blijkbaar een iets kouder jaar geweest dan gemiddeld.

De warmtevraag in de winter is recht evenredig met het aantal graaddagen. Dit betekent dat de warmtevraag in een jaar met een strenge (1:20) winter ongeveer 11% (=2600/2344-1) groter is dan de warmtevraag in het jaar 2012. Om voorbereid te zijn op een 1:20 koude winter zal voorafgaand aan die winter circa 11% van de warmtevraag in 2012 extra aanwezig moeten zijn in de energieopslag. In een jaar als 2012 zou dit extra volume aan het eind van de winter nog als restant in de opslag zitten.

In 2035 zal de warmtevraag ten gevolge van energiebesparing zijn gedaald; aangenomen wordt dat dit navenant geldt voor de extra vraag in een 1:20 koude winter, en dat het percentage van 11% ook dan geldig is.

De warmtevraag in een all-electric scenario is lager dan in het all-gas scenario vanwege het veronderstelde gebruik van warmtepompen. De extra hoeveelheid energie die voor een koude

<sup>8</sup> Door gebruik van warmtepompen is het jaarvolume aan benodigde duurzame energie in de biomassa scenario hoger dan in de zon-PV en wind scenario's

<sup>9</sup> De Nederlandse wetgeving kent het begrip "zeer koude winter" niet; er is alleen wetgeving waardoor het zeker is dat er op een zeer koude dag voldoende gas is.

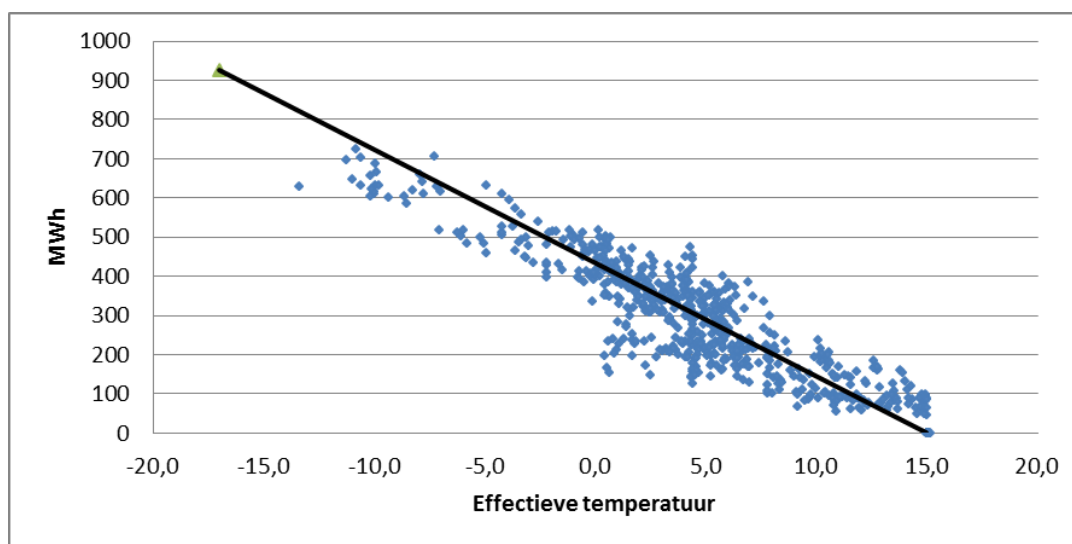
winter moet worden opgeslagen is dus ook lager. In deze studie wordt verondersteld dat warmtepompen ook in een langdurig koude winter een COP van 4 zullen hebben. Alleen op de zeldzame extreem koude dag, wordt verondersteld dat dit niet het geval is. Dit geeft het volgende resultaat:

2035	Opslag Medium	Normale winter	Extra volume	Totaal volume	Percentage van de totale jaarvraag naar energie
		GWh	GWh	GWh	-
Biomassa	Gas	423	127	550	21%
Zon <sup>10</sup>	Elektriciteit	672	51	723	44%
Wind	Elektriciteit	122	51	173	10.4%

**Tabel 5: berekende noodzakelijke opslagvolumes in 1:20 koude winter in 2035**

In deze analyse is niet verdisconteerd dat in het onderzochte koude jaar het aanbod van biomassa, wind of zon minder kan zijn dan in 2012.

Het tweede aspect is de extreem koude dag. Figuur 5 geeft de piekwarmtevraag van de stad Groningen in 2012 als functie van de effectieve temperatuur. Dit is de temperatuur inclusief het effect van wind ("windfactor"), ook wel de gevoelstemperatuur genoemd. De Nederlandse wet schrijft voor dat het gasnetwerk gepland moet worden op de warmtevraag op een koudste dag met een effectieve temperatuur van  $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Lineaire extrapolatie van de gasvraag als functie van de effectieve temperatuur in 2012 naar een koudste dag van  $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$  geeft aan dat dit zal leiden tot een maximale warmtevraag op de  $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$  dag van ongeveer 925 MWh per uur. Die vraag is 28% hoger dan de hoogste warmtevraag (in 2035) op de koudste gemiddelde dag van 724 MWh per uur, zie figuur 5.



**Figuur 5: warmtevraag Groningen in 2035 als functie van effectieve temperatuur**

Onduidelijk is hoe warmtepompen zich zullen gedragen bij zeer lage temperaturen. Het lijkt reëel dat ofwel de COP lager is dan 4, ofwel dat ze de grote warmtevraag niet aan zullen kunnen en er elektrisch bij verwarmd zal worden. Gevolg van deze onzekerheid is dat elektriciteitsnetten in all-

<sup>10</sup> Door gebruik van warmtepompen is het jaarvolume aan benodigde duurzame energie in de biomassa scenario hoger dan in de zon-PV en wind scenario's

electric wijken veelal extra zwaar worden aangelegd, zodat de elektriciteitsvoorziening ook onder zeer koude omstandigheden zal kunnen blijven werken. Dit resulteert in de praktijk in een elektriciteitsnet voor een all-electric wijk dat qua ontwerp 5-10x zwaarder is dan een vergelijkbaar net in een wijk waarbij de verwarming plaats vindt met gas. In deze studie wordt hier enigszins arbitrair rekening gehouden via de aanname dat in de praktijk de berekende extra warmtevraag (beneden -10 oC) volledig zal moeten worden geleverd door directe benutting van elektriciteit. Deze aanname leidt tot een capaciteit voor het elektriciteitsnet in de all-electric situatie die bijna 4x groter is dan de piekvraag naar elektriciteit sec (exclusief warmtevraag) en is daarmee een conservatieve aanname vergeleken met de ontwerpcriteria in de praktijk voor all-electric wijken.

Tabel 5 geeft de aldus berekende benodigde piekcapaciteit van de netwerken in 2035. Ter illustratie wordt in de tabel ook een theoretische piekcapaciteit gepresenteerd, onder de aanname dat warmtepompen ook bij extreem lage temperatuur normaal zullen functioneren met een COP van 4. In het vervolg van deze analyse wordt gerekend met de hierboven beschreven praktische insteek.

De totale piekvraag voor het elektriciteitsnetwerk in 2025 is hoger dan de in figuur 4 aangegeven piekcapaciteit van 925 MWh per uur omdat er aanvullend op de koudste dag ook nog een normale elektriciteitsvraag is zal zijn.

2035	Piekwarmtevraag op -17 °C dag	Electriciteitsvraag op -17 °C dag	Maximale energievraag op -17 °C dag	Extra capaciteit voor extreem koude dag
	MWh per uur	MWh uur per uur	MWh per uur	
All-gas	925	185	1110	22%
All-electric theoretisch	370	185	555	17%
All-electric-praktisch	490	185	675	42%

**Tabel 6: berekende noodzakelijke piekcapaciteit voor een -17 °C dag in 2035**

De berekende piekvraag voor warmte van 925 MW (in 2035) aanzienlijk lager dan de totale capaciteit van alle CV-ketels in Groningen. Een grove schatting, 100.000 huishoudens met elk 25 kW leidt tot een geïnstalleerde warmtecapaciteit van 2500 MW. Impliciet wordt dus aangenomen dat op het maximum van de -17 oC dag minder dan 40% van de CV-ketels aan staat.

## 8. Benodigde energie infrastructuur voor de stad Groningen in 2035

Energie-infrastructuur bestaat uit productie, transport & distributie en energieopslag. De kosten voor infrastructuur vormen een belangrijke post op de energierekening. Nu al is het distributietarief voor elektriciteit gelijk aan de kosten (ex tax) van elektriciteit. Met de stijgende behoefte aan netwerkcapaciteit zal deze kostenpost fors gaan stijgen. Dit geldt in het bijzonder ook in het geval er elektriciteit moet worden opgeslagen, hetgeen het geval is in de beide all-electric scenario's. In deze paragraaf wordt hierop nader ingegaan.

Op dit moment wordt in de warmtevraag voorzien door aardgas, terwijl in de elektriciteitsvraag wordt voorzien door elektriciteit die is geproduceerd met een mix van vooral steenkool en aardgas. Er is nog nauwelijks duurzame energie en ook de bijdrage van kernenergie is in Nederland gering.

In de onderzochte duurzame scenario's in 2035 zal de energievoorziening ofwel gebaseerd zijn op all-electric met warmtepompen, ofwel op all-gas oplossing met  $\mu$ -wkk, met aardgas. In het eerste geval is er geen gasdistributienetwerk meer nodig. In het tweede geval is er geen elektriciteitsdistributienetwerk meer nodig<sup>11</sup>.

Tabel 7 geeft een samenvattend overzicht van de benodigde infrastructuur in alle scenario's. Hierbij is rekening gehouden met een 1:20 koude winter en een koudste dag met een effectieve temperatuur van  $-17^{\circ}\text{C}$ . Er is geen rekening gehouden met technische beschikbaarheid van installaties. Deze tabel wordt in het vervolg van deze paragraaf besproken.

Ter illustratie is aan de tabel een "Business as Usual" scenario toegevoegd dat gebaseerd is op de aanname dat de huidige energievoorziening met gas (HR-ketels) en elektriciteit blijft behouden, maar met de veronderstelde besparing van 1% per jaar op de warmtevraag en de stijging van 1% per jaar van de elektriciteitsvraag.

	Gas				Elektriciteit		
	Jaarvraag	Piek-capaciteit	Opslag-volume		Jaarvraag	Piek-capaciteit	Opslag-volume
	GWh	MW	GWh		GWh	MW	GWh
Huidige situatie 2012	1903	1166	707		836	147	16
Business as Usual 2035	1510	925	561		1050	185	20
All-gas met biogas	2640	1110	550		-	-	-
All-electric met zon	-	-	-		1660	1492 (A)	723
All-electric met wind	-	-	-		1660	675 (V)	173

**Tabel 7: benodigde capaciteit van de energie infrastructuur voor diverse scenario's**

Bij de interpretatie van de tabel 7 is van belang dat de piekcapaciteit van het elektriciteitsnetwerk in het scenario "all-electric met wind" wordt bepaald door de maximale Vraag naar elektriciteit (op een zeer koude dag) en niet door het maximale aanbod van windenergie (615 MW). Anderzijds wordt de piekcapaciteit in het scenario "all-electric met zon-PV" wordt bepaald door het maximale Aanbod van zon-PV (in de zomer).

<sup>11</sup> In de praktijk zal in een all-gas scenario het elektriciteitsnetwerk blijven bestaan. Echter, dit hoeft dan niet te worden uitgebreid ten opzichte van de huidige capaciteit.

Terzijde: in tabel 7 wordt ook de huidige situatie (en bij BaU-2035) weergegeven met een (klein) opslagvolume voor elektriciteit. Dit is (uiteraard) feitelijk onjuist. De huidige fluctuaties in de elektriciteitsvraag worden opgevangen door variaties in de elektriciteitsproductie door de E-centrales. Reden om het getal in de tabel te vermelden is dat zo te zien is dat de noodzaak voor opslagvolume nauwelijks samenhangt met de vraag naar elektriciteit, maar vrijwel geheel met de vraag naar warmte.

Uit tabel 7 kan worden afgeleid dat in het all-gas scenario geen nieuwe infrastructuur nodig is. De benutting van de gasinfrastructuur neemt af als gevolg van energiebesparing en de daarbij vrijvallende ruimte is juist voldoende om de gehele extra gasvraag ten behoeve van de lokale (huishoudelijke) elektriciteitsproductie in te passen.

In tegenstelling hiermee vergen beide all-electric scenario's juist een aanzienlijke uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur, zowel qua capaciteit (MW) als qua opslagbehoefte. De gegevens uit tabel 7 zullen in het vervolg worden gebruikt voor een inschatting van de kosten voor energie infrastructuur in de drie onderzochte scenario's.

Energie infrastructuur wordt niet continu gebruikt. De vraag naar warmte is sterk afhankelijk van de buitentemperatuur. Het stroomverbruik kent een typisch dag/nacht patroon. Tabel 8 geeft de bedrijfstijd van de infrastructuur, gedefinieerd als de jaarvraag naar energie gedeeld door de capaciteit. Tevens is het benuttingspercentage weergegeven, gedefinieerd als het quotiënt van de gerealiseerde benutting gedeeld door de theoretisch maximale benutting.

	Jaarvraag	Piek-capaciteit	Bedrijfstijd	Benutting
	GWh	MW	uur	%
Huidige infrastructuur (G)	1510	925	1632	19%
Huidige infrastructuur (E)	1050	185	5676	65%
All-electric met wind (E)	1660	675	2459	28%
All-electric met zon (E)	1660	1492	1113	13%
All-gas met biogas (G)	2640	1110	2378	27%

**Tabel 8: Huidige en mogelijk toekomstige (2035) benutting van energie infrastructuur**

Uit tabel 8 is af te leiden dat de benutting van de elektriciteitsinfrastructuur in beide all-electric of cases sterk daalt. Van de huidige 65% naar 28% (wind) of zelfs 13% (zon). In de all-gas case stijgt daarentegen de benutting van de gasinfrastructuur van de huidige 19% naar 27%. Dit komt omdat het gasnetwerk in de all-gas case zowel voor warmte (lage benutting) als voor elektriciteit (hoge benutting) wordt gebruikt.

## 9. Kosten voor energie infrastructuur voor de stad Groningen in 2035

Energie infrastructuur kost geld. Dit wordt via maandelijkse en jaarlijkse rekeningen opgebracht door energieconsument. Vooral de distributiekosten zijn relatief hoog, door het gebrek aan schaalgrootte en de hoge kosten voor aanleg van energie infrastructuur in de gebouwde omgeving. Zo betaalt een huishouden in 2012 bij Enexis een bedrag van in totaal €196,- voor distributie van elektriciteit<sup>12</sup> en een bedrag van €91,- voor gas<sup>13</sup>, beide bedragen ex BTW. Voor het (landelijke) transport voor elektriciteit en gas gelden veel lagere bedragen, dankzij de schaalgrootte en de relatief lagere kosten voor de aanleg van energie infrastructuur in landelijke gebieden, voor zowel gas als elektriciteit was dit in 2012 circa €15,- (per jaar).

De meeste kosten voor de energievoorziening worden bepaald door de kosten van infrastructuur, de investeringen ofwel CAPEX. Daarom zal in deze paragraaf gerekend worden vanuit CAPEX perspectief. Daar waar geen CAPEX voorhanden is, zal deze gelijk gesteld worden aan 10 maal de jaarkosten. Voor infrastructuur die lang (25 jaar) mee gaat en die nauwelijks operationele kosten met zich meebrengt, is dit een goede benadering.

In geval van accu's, en deels ook de  $\mu$ -wkk installaties en warmtepompen, met een beperktere levensduur, leidt deze benadering tot een onderschatting van de jaarlijkse kosten. Daarom zal voor accu's gerekend worden met een payback van 6 jaar en voor  $\mu$ -wkk installaties en warmtepompen met een payback van 8 jaar. Er wordt in deze analyse niet gerekend met belastingen, zoals BTW en ecotax.

Infrastructuur	Technologie	CAPEX	Eenheid	Payback jaren
Gas opslag	Caverne	€ 1	m3	10
Elektriciteit opslag	Lood accu	€ 100	kWh	6
Gasdistributie	Netwerk	€ 150	kW	10
Elektriciteitsdistributie	Netwerk	€ 3.000	kW	10
Windturbine	VESTA 3 MW	€ 5 mln	3 MW	10
Zon-PV	grote schaal	€ 1	Wp	10
Biogas	Vergisting	€ 10	m3/jr	10
Warmtepomp	Lucht	€1500	kW	8
$\mu$ -wkk	Brandstofcel	€ 5000	kW	8
Gasproductie	Gasvelden	€ 2,7	m3/jr	10
E-productie	Gascentrales	€ 600	kW	10

**Tabel 9: schatting van de kosten voor verschillende technologieën**

De term infrastructuur in tabel 9 dient ruim te worden geïnterpreteerd. Het betreft niet alleen de "kale" apparatuur, maar ook de installatie ervan en de vereiste koppelingen. De term distributie betreft ook het transport van gas en elektriciteit van de opweklocaties (veelal aan de randen van de stad) naar de gebruikers. De kosten zijn schattingen en komen uit diverse bronnen; de auteur houdt zich aanbevolen voor verbeteringen.

Ter illustratie: een windturbine van €5 miljoen kost per jaar €0,5 miljoen en produceert jaarlijks 3 MW x 2700 uur = 8100 MWh. De elektriciteit productiekosten zijn dan 62 €/MWh of 6,2 €ct/kWh.

<sup>12</sup> Zie: <https://www.enexis.nl/Documents/tarieven/tarieven-elektriciteit-voor-consumenten-vanaf-01-01-2012.pdf>

<sup>13</sup> <https://www.enexis.nl/Documents/tarieven/tarieven-gas-voor-consumenten-vanaf-01-01-2012.pdf>



Op dezelfde wijze kan worden berekend dat de productiekosten (in 2035) voor zon-PV gelijk zijn aan € 90/MWh oftewel 9,0 €ct/kWh.

De onderste twee rijen in de tabel hebben betrekken op de huidige situatie waarin elektriciteit wordt opgewekt in centrales. Aangenomen wordt dat dit gebeurt met gascentrales<sup>14</sup>. Om de (variabele) kosten voor gas in de analyse te verdisconteren wordt gerekend met de “capex-kosten” om dit gas te produceren, die gelijk gesteld aan 10x de huidige gasprijs in de groothandel, exclusief belastingen en BTW.

Op basis van voorgaande hoeveelheden en de in de tabel berekende kosten kan de kostprijs van de huidige infrastructuur voor de energievoorziening voor de stad Groningen worden vastgesteld. Deze blijkt gelijk te zijn aan €1,8 miljard. Aangenomen wordt voorts dat de kosten evenredig worden verdeeld met de hoeveelheid afgenomen energie.

Daarbij wordt verondersteld dat de 100.000 huishoudens in Groningen in 2012 gemiddeld 1400 m<sup>3</sup> gas verbruiken en 3500 kWh elektriciteit. Dit impliceert dat 72% van de warmtevraag (gaskosten) op de huishoudens drukken en 42% van de elektriciteitsvraag. Dit is in tabel 10 verder uitgewerkt in de kolom CAPEX tbv huishoudens en waarin de jaarlijkse kosten zijn berekend. Er is geen poging gedaan om de werkelijkheid beter te benaderen. De beschreven methode is daarvoor te grof.

Onderstaande tabel 10 geeft de inschatting van de verschillende kostencategorieën voor de stad Groningen, met daarbij vermeld de huidige kosten/tarieven.

Energievorm	Kostenpost	CAPEX totaal	CAPEX tbv huishoudens	Jaarlijkse kosten ex tax	Huidig Tarief ex tax
Gas	Opslag	€ 72 miljoen	€52miljoen	€52	€29
Gas	Netwerk	€ 175 miljoen	€126 miljoen	€126	€91
Gas	μ-WKK	n.v.t.			
Gas	Productiekosten	€ 526 miljoen	€378 miljoen	€378	€392
Elektriciteit	Opslag	n.v.t.			
Elektriciteit	Warmtepompen	n.v.t.			
Elektriciteit	Netwerk	€ 441 miljoen	€185 miljoen	€185	€196
Elektriciteit	Gascentrales	€ 88 miljoen	€37 miljoen	€37	€210
Elektriciteit	Gasverbruik	€ 462 miljoen	€193 miljoen	€193	
	totaal	€ 1.765 miljoen	€ 971 miljoen	€971	€918

**Tabel 10: kosten voor het huidige energiesysteem van de stad Groningen (in mln Euro's)**

In de kolom “Huidige tarief” is uitgegaan van een gasprijs in de groothandel van 27 €ct/m<sup>3</sup>, een toeslag op de gasprijs van 2 €ct/m<sup>3</sup> vanwege gasopslag (huidige winter-zomer verschil), een elektriciteitsprijs van 6€ct/kWh en tot slot de distributiekosten zoals Enexis die in 2012 in rekening bracht. De omrekening van de CAPEX naar jaarlijkse kosten is gebeurd met behulp van de payback tijden in tabel 9 en op basis van 100.000 huishoudens.

Uit de redelijk goede overeenkomst tussen de berekende kosten en de huidige tarieven in tabel 10 kan worden afgeleid dat de gebruikte sterk vereenvoudigde rekenmethode redelijk correct lijkt te zijn.

<sup>14</sup> In werkelijkheid (anno 2012) betreft dit in veel gevallen met kolencentrales of importen uit het buitenland.

## 10. Kosten per huishouden voor een duurzame energievoorziening voor Groningen in 2035

Vervolgens zijn de kosten voor de verduurzaming van de energievoorziening in 2035 bepaald. Uitgangspunt is dat de bestaande infrastructuur zoveel mogelijk wordt hergebruikt. Daarom is voor de bepaling van de kosten voor de verduurzaming alleen rekening gehouden met de extra infrastructuur die voor dit doel benodigd is. In de “all electric” scenario’s is uitgegaan van een verdeling tussen huishoudens en bedrijven op basis van volumes, waarbij onderscheid wordt gemaakt in de infrastructuur die nodig is voor warmteproductie (verdeelsleutel 72%/28%) en infrastructuur die nodig is om aan de reguliere elektriciteitsvraag te voldoen (verdeelsleutel 42%/58%)<sup>15</sup>. Daar waar het niet goed mogelijk was een onderscheid te maken, is uitgegaan van het gewogen gemiddelde, waarbij 53% van de kosten worden toegerekend aan de huishoudens.

Tabel 11 geeft de kosten voor de stad Groningen weer bij overgang op 100% windenergie in 2035. Het betreft de additionele investeringen die nodig zijn ten opzichte van de huidige situatie. In dit scenario wordt rekening gehouden met de plaatsing van windturbines in of vlakbij de stad Groningen. Zou worden gekozen voor plaatsing verder weg, dan komen er additionele kosten in de vorm van transportkabels van de windproductielocatie naar de stad Groningen. Wordt gekozen voor wind op zee, dan geldt bovendien dat de productiekosten zullen toenemen, want wind op zee is aanzienlijk duurder dan wind op land.

Energievorm	Kostenpost	Extra CAPEX totaal	Extra CAPEX tbv huishoudens	Extra kosten per huishouden	Huidig tarief per huishouden
		€ miljoen	€ miljoen	€ per jaar	€ per jaar
Gas	Opslag	€ 0	€0	€0	€ 29
Gas	Netwerk	€ 0	€0	€0	€ 91
Gas	Wkk	€ 0	€0	€0	0
Gas	Productiekosten	€ 0	€0	€0	€ 392
Elektriciteit	Opslag	€ 17295	€12430	€ 20717	0
Elektriciteit	Warmtepompen	€1086	€ 780	€ 975	0
Elektriciteit	Netwerk	€ 1585	€837	€ 837	€ 196
Elektriciteit	E-Productie wind	€ 1126	€540	€ 540	€ 201
Elektriciteit	Gasproductie	€ -581	€ -307	€- 307	
	Totaal	€ 20408	€ 14281	€22763	€ 918

**Tabel 11: additionele kosten stad Groningen bij 100% windenergie**

We zien uit deze tabel dat de rekening voor huishoudens astronomisch hoog wordt. Dit komt vooral door de hoge kosten voor de opslag van elektrische energie. Ook zijn aanzienlijke kostenstijgingen toe te rekenen aan de benodigde uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk (+400%) alsmede de kosten voor de warmtepompen. Daarentegen dalen de totale kosten voor energie (gas en

<sup>15</sup> De verdeling van de kosten tussen huishoudens en bedrijfsleven is uiteindelijk een politieke keuze. Indien de extra kosten bijvoorbeeld zouden worden verwerkt in de ecotax, dan komen ze vrijwel geheel voor rekening van de huishoudens. In deze studie wordt uitgegaan van een volumeweging, bijvoorbeeld via een opslag op de kWh prijs. Overigens worden de energiekosten voor bedrijven in de kosten van hun producten verrekend, waardoor huishoudens uiteindelijk de gehele rekening betalen.

elektriciteit) enigszins, hetgeen logisch is omdat dankzij het gebruik van warmtepompen de benodigde hoeveelheid energie aanzienlijk omlaag gaat.

Tabel 11 betreft geen realistisch scenario. Energie zou onbetaalbaar worden. In de praktijk zal bij fors stijgende energiekosten het publieke draagvlak voor de energietransitie verdwijnen waardoor de transitieproces tot stilstand komt. Ter illustratie: in 2014 bedraagt de bijdrage voor duurzame energie in Duitsland omgerekend ongeveer €200 per jaar (€ 6,2ct/kWh) en dat is aanleiding tot beginnende protesten. Laat staat als dit bedrag zou vertienvoudigen of zelfs verhonderdvoudigen.

*De les uit tabel 11 is: hoewel de energietransitie technisch goed mogelijk is, vormen de daarmee gepaard gaande kosten een showstopper. Deze kosten zullen fors moeten worden verlaagd, opdat het transitieproces kans van slagen heeft. Dit betreft niet alleen een oplossing voor opslagproblematiek, maar ook een oplossing voor de fors stijgende kosten voor het netwerk.*

Het gebruik van zon in plaats van wind leidt tot nog veel hogere kosten. De extra investeringen in het netwerk bedragen volgens dezelfde analyse ruim €4 miljard en zijn daarmee nog 2.5x zo hoog als bij wind tot €2300 per jaar per huishouden. En de extreem hoge opslagkosten bij wind zouden bij zon-PV nog met een factor 4 stijgen tot €80.000 per jaar per huishouden.

De reden is vooral dat zon-PV vooral in de zomer produceert, terwijl de energievraag zich juist in de winter concentreert. Bovendien is het aantal zonuren relatief beperkt, wat bij gelijke energieproductie, aanleiding geeft tot een hogere piekbelasting van het net.

Het gebruik van biogas blijkt veel goedkoper dan windenergie. Weliswaar is de productie van biogas duurder dan de productie van elektriciteit uit wind, maar de lagere kosten voor gastransport en vooral voor gasopslag maken dit meer dan goed. Onderstaande tabel 12 geeft de resultaten. Dankzij energiebesparing hoeft er zelfs niet additioneel geïnvesteerd te worden in de opslag van (bio)gas of in het gasnetwerk; er is voldoende ruimte om het extra gasverbruik als gevolg van het wegvallen van het energietransport via de elektriciteitsinfrastructuur op te vangen.

Als energie in de vorm van biogas wordt geproduceerd, vervallen de kosten voor de productie van aardgas ten behoeve van warmteproductie en elektriciteitsproductie.

Energievorm	Kostenpost	Extra CAPEX totaal	Extra CAPEX tbv huishoudens	Jaarlijkse extra kosten per huishouden
Gas	Opslag	€ 0	€0	€0
Gas	Netwerk	€ 0	€0	€0
Gas	Wkk	€ 924 miljoen	€535 miljoen	€668
Gas	Productiekosten	€ 2698 miljoen	€1561 miljoen	€1561 - 392
Elektriciteit	Opslag	€0	€0 miljoen	€0
Elektriciteit	Netwerk	€ 0	€0 miljoen	€0
Elektriciteit	Productie	€ 0	€0 miljoen	€0
Elektriciteit	Gasproductie	€ 0	€0	-€307
	Totaal	€ 3603 miljoen	€ 2402 miljoen	€1530,-

**Tabel 12: additionele kosten stad Groningen bij 100% biogas**

Een bedrag van ruim €1500 per huishouden, bovenop de huidige energierekening, is fors lager dan bij gebruik van wind, en zou maatschappelijk gezien aanvaardbaar kunnen worden.

Echter, zoals eerder gemeld, valt biogas af als optie om de stad Groningen volledig van energie te voorzien. Immers, er is onvoldoende ruimte om deze hoeveelheid energie binnen de stadsgrenzen te produceren. Dit neemt niet weg dat het vermoedelijk zeer aantrekkelijk kan zijn in elk geval een deel van de energievoorziening met biogas in te vullen. Idealiter op zo'n manier dat er maximaal bespaard kan worden op elektriciteitsopslag en –netwerkcapaciteit.

## 11. Overcapaciteit duurzame energieproductie

Opslag van elektriciteit is zeer kostbaar. De behoefte aan opslagcapaciteit kan worden teruggebracht door te investeren in “overproductie” van duurzame energie. Hiermee wordt bedoeld dat er meer productievermogen aan duurzame energie wordt opgesteld dan strikt noodzakelijk is om aan de jaarvraag naar energie te voldoen. Deze “strategie” is in zekere zin gelijk aan de huidige situatie, waar de capaciteit van de centrales is gebaseerd op de piekvraag naar elektriciteit en niet op de jaarvraag. Er wordt daarbij geaccepteerd dat centrales vaak niet worden gebruikt. Deze exercitie is uitgevoerd voor de situatie met windenergie.

Er is uitgegaan van een situatie waarin overtollige windenergie preferent wordt ingezet om de opslag te vullen, en, als de opslag vol is, vernietigd wordt.

De berekening is uitgevoerd voor het jaar 2012. Er is geen poging ondernomen om een koud jaar te modelleren. Eveneens is niet nagegaan wat de extra marge zou moeten zijn gegeven de inherente variabiliteit in windenergie, maand op maand en ook jaar op jaar. De resultaten in tabel 13 dienen daarom voor kwalitatief te worden geïnterpreteerd.

Capaciteit	Aantal windturbines	Opslagbehoefte in GWH	Percentage van de totale jaarvraag naar energie
100%	205	122	7.4%
110%	225	90	5.4%
120%	246	73	4.4%
130%	266	65	3.9%
140%	286	61	3.7%
150%	307	59	3.5%
200%	409	47	2.8%

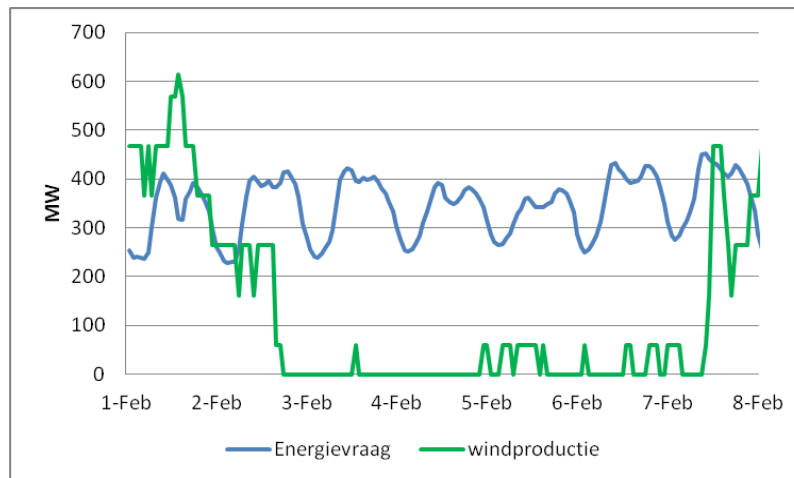
**Tabel 13: effect van overcapaciteit windenergie op de opslagbehoefte<sup>16</sup>**

Tabel 13 laat zien dat een beperkte hoeveelheid overcapaciteit aan windenergie een grote invloed heeft op de benodigde opslagcapaciteit. Echter, tevens, dat dit effect vrij snel uitdempt. De reden is dat de opslagcapaciteit deels wordt bepaald door perioden waarin het niet of nauwelijks waait. Het bijplaatsen van windturbines heeft dan weinig effect. De tabel suggereert dat met behulp van overproductie maximaal ongeveer 50% de opslagbehoefte kan worden bespaard.

De opslagbehoefte (voor 2012) zoals die ontstaat bij de aanwezigheid van zeer veel windenergie wordt geheel bepaald door een periode tussen 2 en 7 februari waarin het koud was en vrijwel windstil. Zie figuur 6. Terwijl de energievraag relatief erg hoog was vanwege de koude, werd alleen

<sup>16</sup> Betreft optimalisatie in 2035 met de windgegevens van 2012. Er is geen rekening gehouden met een zeer koude winter en/of een (winter)periode met een zeer lage windopbrengst.

op 1 februari op zeker moment de maximale windproductie van ruim 600 MW bereikt. De rest van de week was het (vrijwel) windstil.



**Figuur 6: Energievraag en Windproductie in eerste week februari 2012**

Het bijplaatsen van windturbines heeft onder deze omstandigheden nauwelijks nut. Overigens zou er in deze periode ook nauwelijks een bijdrage van zon-PV zijn geweest. De energieproductie dankzij windenergie in tweede week van februari 2012 was eveneens zeer gering.

Overproductie van wind leidt tot elektrische energie die niet kan worden gebruikt bij gebrek aan energievraag. Deze elektrische energie kan worden omgezet in synthetisch gas. Dit gaat gepaard met energieverlies. Power to gas heeft een rendement van slechts circa 50%. Of dit in de toekomst hoger kan worden is onbekend. Dit lijkt echter niet het grootste probleem.

Stel er is een situatie met 120% windcapaciteit. Er is dan 20% teveel elektrische energie op jaarbasis beschikbaar die via de route power to gas kan worden gebruikt om in de resterende opslagbehoefte van minder dan 5% te voorzien. Het (relatief) lage rendement van power to gas lijkt dus ongeschikt aan de mogelijkheid om goedkoop via de gasroute aan de vraag naar energieopslag te voldoen.

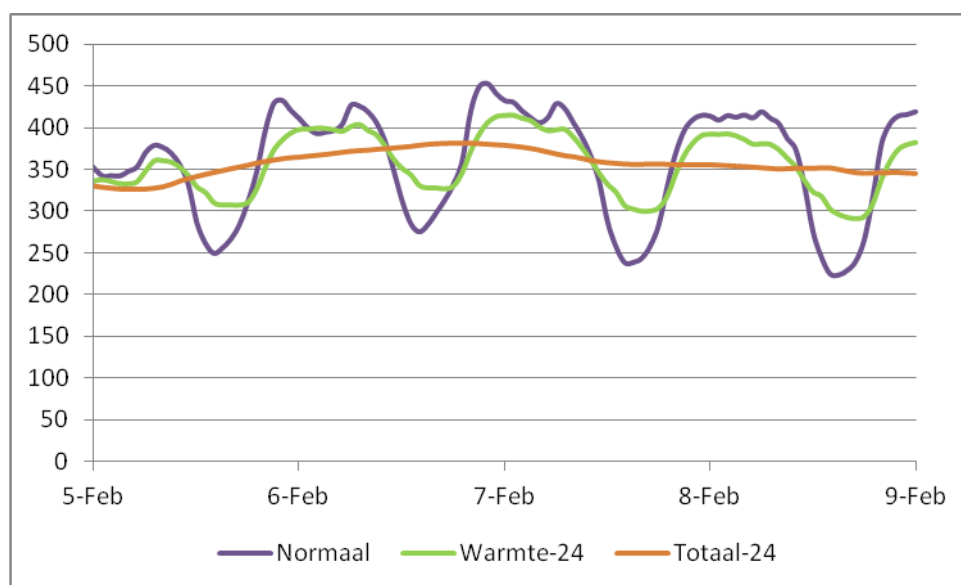
## 12. Beperking netwerkcapaciteit door lokale warmteopslag

Warmtepompen hebben een natuurlijke traagheid waardoor de piekvraag naar warmte over meerdere uren wordt uitgesmeerd. Dit impliceert dat de maximale vraag naar elektriciteit, om de warmtepompen te laten werken, eveneens wordt uitgesmeerd. Dit veroorzaakt een relatieve verlaging van de benodigde piekcapaciteit, ten opzichte van de in deze analyse berekende hoeveelheid. Hierdoor daalt de benodigde piekcapaciteit voor de elektrische infrastructuur wat nuttig is omdat deze in de all-electric cases een forse kostenpost vormt.

De capaciteit van de elektrische infrastructuur zou nog verder kunnen worden beperkt door warmtepompsystemen uit te rusten met een warmtebuffer. Dit warmtevat verhoogt het comfort omdat hiermee de traagheid van een warmtepompsysteem wordt omzeild als er warm water nodig is. Tegelijk kan met een dergelijke warmtevat de piek in het elektriciteitsverbruik worden verminderd. Hier staat tegenover dat een warmtevat kosten met zich meebrengt en ruimte vergt. In

de volgende alinea's wordt nagegaan hoe groot de besparing op piekcapaciteit zou kunnen zijn en tevens hoe groot dan het buffervat per woonhuis zou moeten zijn.

Daartoe worden twee scenario's met warmtebuffers zijn geanalyseerd. In het eerste scenario wordt alleen de warmtevraag via een warmtebuffer afgevlakt. Wat betreft het verbruikspatroon van energie blijft dan vooral het variërende elektriciteitsverbruik over. In het tweede scenario wordt de warmtebuffer benut om het totale energieverbruik over een dag af te vlakken. In beide scenario's is de afgevlakte energievraag gemodelleerd als de gemiddelde vraag in een periode vanaf 12 uur voor het betreffende uur tot 12 uur na het betreffende uur. In het vervolg wordt aangenomen dat de situatie op 7 februari, met een effectieve temperatuur van  $-11\text{ }^{\circ}\text{C}$ , mag worden geëxtrapoleerd naar een dag bij  $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Onderstaande figuur 7 geeft het verloop van de energievraag rondom 7 februari 2012, de koudste dag van 2012.



Figuur 7: verloop elektriciteitsvraag all-electric

Het blijkt dat met behulp van warmtebuffers de piek in de elektriciteitsvraag inderdaad kan worden afgevlakt. Om precies te zijn met 8% in het scenario waarin alleen de warmtevraag wordt afgevlakt, en met 16% als de totale energievraag wordt afgevlakt. Dit is een geïdealiseerde uitkomst omdat dit veronderstelt dat vooraf goed bekend is hoe de vraag zich de komende uren zal ontwikkelen.

Hier staat tegenover dat er warmtebuffers aanwezig moeten zijn. Afgaande op de koudste dag van 2012 zou deze warmtebuffer in totaal 860 MWh moeten zijn in het warmte afvlakscenario, en 1730 MWh in het totale afvlakscenario. Op basis van de eerder gebruikte verhouding huishoudens/overig van 72%/28% en een aantal van 100.000 huishoudens betekent dit een warmtebuffer van respectievelijk ruim 6 kWh en ruim 12 kWh per huishouden. Uitgaand van een bruikbaar temperatuurverschil van  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$  komt dit neer op een warmtevat met een grootte van 180 liter of 360 liter. Ter vergelijking, een standaard CV-boiler heeft een grootte tussen de 80 en 150 liter. De huur voor een dergelijke boiler (bij Eneco) bedraagt €15 (80 liter) of €25 (150 liter) per maand.

Opwarmen van de boiler met alleen elektriciteit, dus zonder gebruik te maken van de warmtepomp, omdat er toch zelden een erg koude dag voorkomt, is geen optie omdat dit zou leiden tot een ongewenste piek in het elektriciteitsverbruik. Een alternatief voor een grote warmtebuffer kan een

combinatie van een kleinere warmtebuffer met een of meerdere accu's zijn. Dit is niet verder uitgewerkt.

De conclusie is dat er met gebruik van warmteboilers en/of accu's op huishoudelijk niveau in totaal ongeveer 10% kan worden bespaard op de elektrische piekcapaciteit, maar dat dit wel een forse warmtebuffer vereist. De besparing op de netwerkkosten wordt daardoor meer dan ongedaan gemaakt door de kosten van warmtebuffer. Blijft over het positieve gebruiksgemak van een warmtebuffer (snel warm water) en als negatief aspect de benodigde ruimte.

### 13. CO2-emissies door de stad Groningen

In 2012 heeft de stad Groningen 820 GWh elektriciteit en 190 mln m<sup>3</sup> gas verbruikt. De CO<sub>2</sub> emissie van aardgas bedraagt 1.8 kg/m<sup>3</sup> (=0,18 kg/kWh), terwijl de CO<sub>2</sub> emissie van de elektriciteit in Nederland gemiddeld gelijk is aan 0,56 kg per kWh elektriciteit (bron: ECN). De relatief hoge CO<sub>2</sub> emissie voor elektriciteit is grotendeels te wijten aan het gebruik van steenkool. Vervanging van steenkool door gas zou de emissie doen dalen tot ongeveer 0,35 kg per kWh. Aangenomen wordt dat er in 2035 geen kolen meer worden gebruikt.

	Elektriciteit	Gas	Totaal
	Kton	Kton	Kton
Groningen in 2012 reëel	470	350	820
Groningen in 2012 gascentrales	290	350	640
Groningen in 2035 gascentrales	370	280	650

**Tabel 14: CO<sub>2</sub> emissie stad Groningen voor verwarming en elektriciteitsgebruik bij benutting van alleen fossiele energie (exclusief mobiliteit)**

Uit tabel 14 kan worden afgeleid dat zonder verduurzaming van de energieproductie de CO<sub>2</sub> emissie tot 2035 met circa 20% kan worden verlaagd door de vervanging van steenkool door aardgas. Het toenemende elektriciteitsverbruik zorgt ervoor dat de CO<sub>2</sub> besparingen dankzij verlaging van de warmtevraag ongeveer teniet worden gedaan.

Overigens bedraagt de totale CO<sub>2</sub> emissie van Nederland in 2012 ongeveer 193 Mton. Het aandeel van de stad Groningen in deze emissie is relatief bescheiden, namelijk 0,4%. Dit heeft te maken met de relatieve lage energie intensiteit van de stad Groningen als gevolg van het grotendeels ontbreken van industrie. Tevens is in deze analyse de energievraag voor mobiliteit niet meegenomen.

In deze studie is aangenomen dat de 650 kton CO<sub>2</sub> kan worden geëlimineerd door wind, zon of biomassa. De jaarlijkse kosten voor deze opties bedragen achtereenvolgens €12.7 mrd, €3,2 miljard en €0,4 miljard. Dit komt overeen met achtereenvolgens €600/ton, €5000/ton en €20.000/ton. Ter vergelijking, de huidige handelsprijs voor CO<sub>2</sub> is ongeveer €5/ton.

Hierbij moet worden opgemerkt dat de berekening het eindplaatje betreft, met een volledig duurzame stad Groningen. Naarmate dit eindplaatje wordt benaderd zullen de investeringen in de netwerken en vooral, in de opslagcapaciteit toenemen. De eerste stappen op weg naar een duurzaam Groningen zullen daardoor, omgerekend per ton vermeden CO<sub>2</sub>, veel goedkoper zijn dan de laatste loodjes. Hoe deze curve precies loopt is een vraag die nader onderzoek vergt.

## 14. Conclusies en aanbevelingen

In deze studie is nagegaan of de volledige energievraag voor elektriciteit en warmte in de stad Groningen kan worden verduurzaamd door gebruik van windenergie, zonenergie of biomassa. Aan de energievraag voor mobiliteit is voorbijgegaan. Als steekjaar is gekozen voor 2035. Er is gewerkt met urregevens; verondersteld is dat variaties tijdens een uur kunnen worden opgevangen door slimme maatregelen zoals vraagmanagement.

De studie houdt geen rekening met de energievraag vanwege mobiliteit. Ook is geen rekening gehouden met de technische beschikbaarheid van infrastructuur en energieproductiemiddelen. Tot slot zijn energieverliezen vanwege conversie, distributie en opslag van energie verwaarloosd.

De stad Groningen herbergt ruim 1% van de bewoners van Nederland, maar gebruikt minder dan 0.5% van de Nederlandse vraag naar elektriciteit en gas. De reden hiervoor is dat er relatief weinig industrie in Groningen aanwezig is, en dat in deze studie is uitgegaan van de gegevens op het distributieniveau, waardoor enkele directe leveringen aan grootverbruikers door Gasunie en TenneT, zoals aan het datahotel op het Zernike terrein, buiten schot blijven.

In deze studie wordt geconcludeerd dat een volledig duurzame energievoorziening op basis van elektriciteit voor de stad Groningen technisch haalbaar is; er zijn ruim 200 grote windturbines nodig of een zon-PV oppervlak ter grootte van circa 40% van de stad. In de toekomst, met grotere windturbines (nu 3 MW) of een hoger zon-rendement (nu 15%) zal het ruimtebeslag minder zijn.

Beide elektrische opties zijn evenwel volstrekt onbetaalbaar vanwege de daarmee samenhangende investeringen in de energienetten en opslagcapaciteit, en vormen in de praktijk daardoor op dit moment geen reële optie. De kosten voor een gezin zouden stijgen van circa €1000 per jaar tot meer dan €20.000 per jaar ex taks (bij wind) of zelfs nog veel meer bij zon-PV (meer dan €80.000 per jaar, ex tax).

De grootste kostenpost zit in de noodzakelijke opslagcapaciteit van elektrische energie. De plaatsing van extra veel windturbines kan de benodigde opslagcapaciteit wel met circa 50% verminderen, maar niet elimineren. Een tweede grote kostenpost zit in de benodigde uitbreiding van het netwerk, wat al snel zal leiden tot een verveelvoudiging van de huidige netwerkkosten (thans circa €350 per jaar). De introductie van warmtebuffers, samen met warmtepompen, op huishoudelijk niveau helpt slechts in beperkte mate om deze piekcapaciteit in het elektriciteitsnetwerk te beperken; er kan ongeveer 10% worden bespaard.

Wat betreft biogas wordt geconcludeerd dat dit technisch onmogelijk is binnen de stadsgrenzen, omdat er teveel oppervlak nodig is (360% van het stadsoppervlak). Wel blijkt biomassa aanzienlijk goedkoper dan de alternatieven wind en zon. Dit komt doordat gasinfrastructuur veel goedkoper is dan elektrische infrastructuur. Desondanks zou ook deze optie leiden tot een veel hogere energierekening dan nu (€2500 per jaar, ex-tax).

Het is niet onderzocht, maar op basis van de in deze studie verkregen inzichten lijkt een combinatie van biogas met een beperkte hoeveelheid van zon-PV en veel wind optimaal. Het biogas zou dan primair moeten worden gebruikt om de piekvraag naar energie, bij lage temperaturen en in een



situatie zonder wind en zon. Daartoe dienen woningen en andere energieverbruikers zowel te worden aangesloten op het elektriciteitsnet als het gasnet.

Dit neemt niet weg dat ook deze optie duur is. Onderzoek naar verduurzaming zal vooral gericht moeten worden op de een zeer forse vermindering van de kosten. Als dat onvoldoende gebeurt, dan zal de energierekening snel gaan stijgen en dan zal het draagvlak onder de bevolking voor de energietransitie snel verdwijnen.