

De regelbaarheid van elektriciteitscentrales

Een quickscan in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken

20 april 2009

Technische Universiteit Delft

Faculteit Techniek, Bestuur en Management

in samenwerking met DNC

dr. ir. Gerard Dijkema
dr. ir. Zofia Lukszo
prof. dr. ir. Adrian Verkooijen
dr. ir. Laurens de Vries (projectleider)
prof. dr. ir. Margot Weijnen

Inhoudsopgave

1	Inleiding.....	1
2	Regelen, wat is dat?	1
3	Het handhaven van de energiebalans in een stroomnet.....	3
4	De regelbaarheid van centrales	4
5	Kolencentrales	6
6	Gasgestookte centrales	8
7	Overige typen centrales.....	12
8	Vergelijking regelsnelheden	13
9	Deellastrendement en regelbereik.....	13
10	Economische aspecten van op- en afregelen.....	18
11	Relatie tot congestiemanagement	18
12	Conclusies	20
	Index	22

1 Inleiding

Elektriciteit kan niet (gemakkelijk) worden opgeslagen, dus het moet opgewekt worden op het moment dat het nodig is. In de 20^e eeuw is het productiepark in Nederland, voornamelijk onder het regime van de SEP, hierop ingericht. Het bestaat nog steeds grotendeels uit grote elektriciteitscentrales, gestookt op aardgas of steenkool, en een aantal kleinere STEG-eenheden ('stoom en gas', gasturbines gecombineerd met een stoomcyclus) die snel bijgeschakeld kunnen worden. Na de liberalisering is er vooral veel decentraal vermogen bijgekomen, hoewel er de laatste tijd ook weer grote eenheden gebouwd worden. Met name in de industrie en tuinbouw zijn veel warmtekracht-installaties gerealiseerd.

Recent zijn de eerste grote windparken operationeel geworden. Het kabinet heeft de ambitie uiteindelijk 6000 MW windvermogen in Nederland (offshore) te realiseren. Anders dan het "conventionele" productiepark volgen windenergieparken niet de vraag maar de wind. Ergo, op het moment dat er windaanbod is zal het aanbod van conventionele eenheden moeten afnemen. Dat betekent dat het vermogen uit het conventionele productiepark moet worden teruggeregeld. Met een basislast van 12.000 MW en een piekvermogen van 20.000 MW zal 6.000 MW wind een aanzienlijke invloed hebben op het elektriciteitssysteem.

Als gevolg van de toenemende productie van energie uit fluctuerende (duurzame) bronnen, maar ook tengevolge van de door de liberalisering soms snel veranderende opwekpatronen en de decentrale productie van elektriciteit, begint in Nederland congestie te ontstaan in de elektriciteitsnetwerken. Het beleid is om duurzame energiebronnen voorrang te geven op het net. In dit verband heeft het Ministerie van Economische Zaken aan de TU Delft gevraagd welke beperkingen er zijn aan de regelbaarheid van niet-duurzame elektriciteitscentrales.

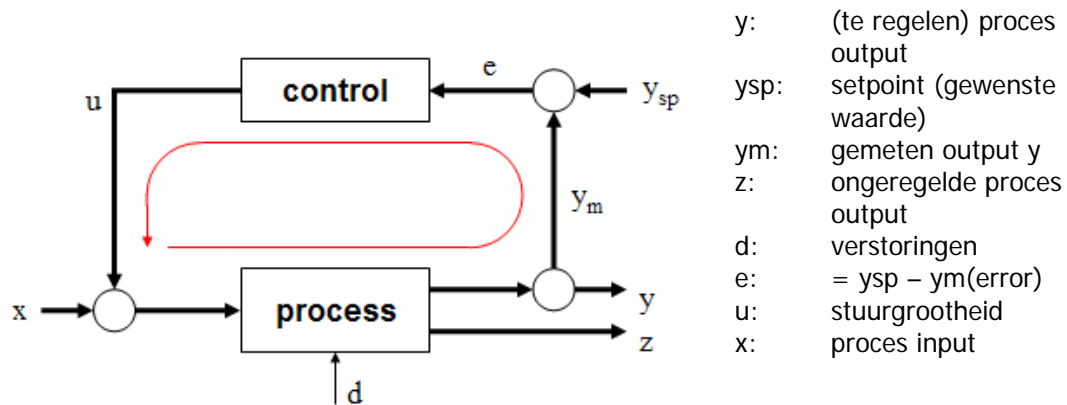
2 Regelen, wat is dat?

Regelen is de output van een systeem op een bepaald vooraf ingestelde waarde brengen of houden. Geregelde grootheden kunnen zeer divers zijn – het volume per tijdseenheid van een stroom (debiet), de snelheid van een auto, het afgegeven vermogen van een centrale, de kwaliteit van pindakaas enz. Om te kunnen regelen en sturen zijn sturingsmogelijkheden nodig, grootheden die gemanipuleerd kunnen worden. Meestal zijn dit fysieke stromen – het gaspedaal in een auto, de stoomtoevoer naar een turbine, de brandstoftoevoer naar een centrale etc. Figuur 2.1 laat de zogenaamde feedbackregeling zien. Figuur 2.2 geeft de feedforwardregeling (vaak sturing genoemd) weer.

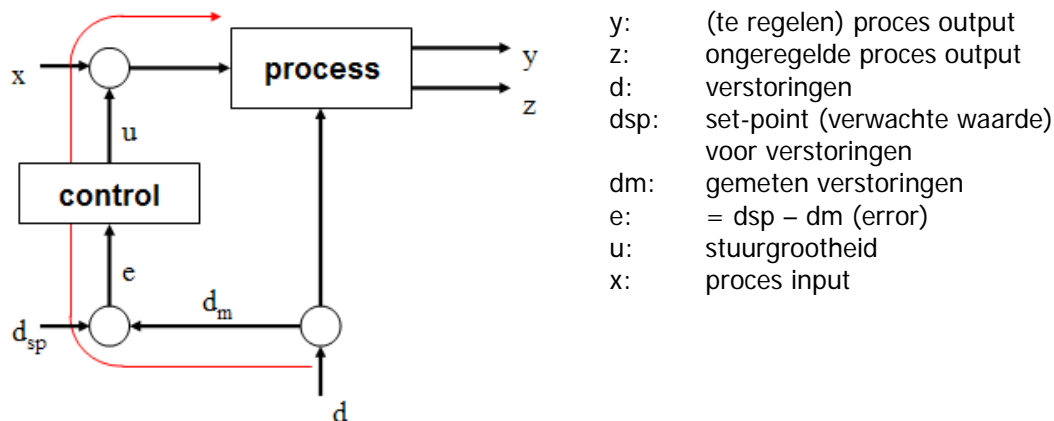
In de regeltechniek zijn sinds de jaren '20 van de vorige eeuw zgn. regelalgoritmes ontwikkeld die een relatie leggen tussen een gemeten grootheid, afwijking tot de gewenste grootheid (het setpoint), en de daaruit volgende stuuracties om de gemeten grootheid op haar setpoint te brengen. In die algoritmes wordt zonder uitzondering rekening gehouden met de responstijd en traagheid of tijdsconstante van het te sturen systeem.

De responstijd is de tijd die verstrijkt tussen het uitvoeren van een regelactie en het moment dat een verandering in gemeten grootheid waarneembaar is (*time delay*). De traagheid of tijdsconstante van een systeem is de tijd die het duurt dat het effect van een stapsgewijze verandering van een stuurgrootheid is uitgewerkt. *Time delay* en traagheid bepalen samen de stuurbaarheid en regelbaarheid van een systeem. Feedforwardregelaars

hebben grootse voordelen bij systemen met grote *time delays*. Echter ze worden altijd ondersteund door feedbackregelingen. In elektriciteitscentrales is bijvoorbeeld een belangrijke tijdconstante hoe snel de stoomproductie kan variëren. Die is begrensd door de warmtecapaciteit van de apparatuur, het oppervlak en de hoeveelheid water in de stoomdrum. Men kan de stoomproductie niet sneller opvoeren dan er stoom afgegeven kan worden in de stoomdrum.



Figuur 2.1. Feedbackregeling



Figuur 2.2. Feedforwardsturing

Tot zover hebben we het gehad over regeling. Sturing van het ene werkpunt naar het andere is nog een stapje verder. In dat geval wordt het werkpunt (setpoint) van de stoomproductie van de centrale veranderd. Terwijl de centrale van het ene naar het ander werkpunt gaat – op- of afregelen – moet de regeling zijn werk blijven doen om het systeem stabiel te houden. Als op- of afregelen te snel gaat kan het systeem instabiel worden.

Als er meer vraag naar elektriciteit is, ontstaat er meer vraag naar stoom voor de stoomturbine. Nu kan men of wachten tot veranderingen in de stoomdruk in de boilerdrum een signaal afgeven aan de branders van het fornuis om de brandstoftoevoer te verhogen (*feedback control*), of men kan rechtstreeks een signaal van de stoomturbine naar de branders sturen (*feedforward control*). Dus hoewel de intrinsieke traagheid van een

systeem niet kan worden veranderd, kan het regelsysteem wel zo worden ingericht dat gegeven de intrinsieke traagheden, het systeem optimaal wordt geregeld en gestuurd.

In een elektriciteitscentrale zijn grosso modo vier subsystemen te herkennen: het lucht- en brandstofsysteem, het verbrandingssysteem, het stoomwatersysteem en de stoomturbine. De *time delay* en traagheid van het lucht- en brandstofsysteem zijn daarin beperkt, terwijl de traagheid van het verbrandingssysteem en van het stoomwatersysteem substantieel en bepalend zijn. Veranderingssnelheden worden begrensd door materiaalbeperkingen. Uitzetting en krimp van materialen door opwarmen respectievelijk afkoelen moeten beperkt worden om vermoeiing, slijtage en schade te voorkomen.

3 Het handhaven van de energiebalans in een stroomnet

De regeling van een productiepark van elektriciteitscentrales verbonden in een elektriciteitsnetwerk is complex. De volgende zaken moeten worden gerealiseerd:

1. Het volgen van het (voorspelbare) dag-nachtritme.
2. Het opvangen van ongeplande loadvariaties. Dit betreft
 - a. het reageren op korte termijn fluctuaties in de vraag,
 - b. het betrouwbaar inspelen op “piekvraag” situaties.
3. Het opvangen van verstoringen, bijvoorbeeld onverwachte uitval in het net en uitval van centrales.

Sinds de liberalisering zijn er twee belangrijk type verstoringen bijgekomen:

4. De situatie waarin het elektriciteitstarief snel verandert (operators zullen geleverd vermogen willen bij- of afregelen)
5. Situaties waarin op korte termijn veel windvermogen wordt bij- of afgeschakeld.

Bij dit alles moeten de frequentie en de spanning van het net voortdurend op peil blijven. Deze doelen worden bereikt door het aansturen van het conventionele productiepark, specifiek de generatoren in het systeem. Daarbij kan het gaan om aan- of uitschakelen (voornamelijk t.b.v. 1 en 3 mogelijk 5.) en op- of afregelen (alle vijf de doelen). Niet alle centrales zijn geschikt om hier aan mee te doen, omdat sommige technisch moeilijk regelbaar zijn of omdat dat economisch niet aantrekkelijk is. De *regelbare* generatoren in het systeem zijn gekoppeld aan stoomturbines (kern- en kolencentrales) en/of gasturbines (warmtekrachteenheden, stoom- en gaseenheden).

Alle generatoren die aan hetzelfde netwerk gekoppeld zijn draaien met dezelfde snelheid (50 Hertz in Europa).¹ Dit heeft een fysieke oorzaak; zelfs generatoren die geen energie leveren zullen met de netsnelheid ‘meegetrokken’ worden als ze niet losgekoppeld zijn. Om het elektriciteitsnet stabiel te houden moeten op elk moment voldoende regelbare generatoren inzetbaar zijn, wat wil zeggen dat ze op elk moment in staat moeten zijn wat meer of minder stroom te leveren om optredende verstoringen te kunnen opvangen. Bij een kleine toename in stroomvraag, bijvoorbeeld, zal de frequentie in het net iets afnemen. Dit wordt automatisch gemeten in veel centrales. Wanneer deze centrales meedoen met de automatische frequentieregeling, wordt dan de stoomtoevoer naar een stoomturbine iets vergroot, waardoor de energielevering door die turbine zal toenemen

¹ Er zijn enkele uitzonderingen, namelijk bepaalde typen windturbine en asynchrone generatoren, maar deze vormen een klein deel van de totale opwekkingscapaciteit.

en een groter vermogen wordt afgegeven aan het net. Wanneer veel centrales dit doen zal de netwerkfrequentie zich herstellen. Kan de stoomtoevoer van alle aan het net gekoppelde turbines niet (meer) worden vergroot, dan zal de frequentie van het netwerk verder dalen. Omdat dit proces uiteindelijk tot uitval van het gehele netwerk zou kunnen leiden, zullen de netbeheerders dan overgaan tot het afschakelen van vraag om de energiebalans in het net te herstellen. Daarom moet er in een elektriciteitsnet steeds voldoende marge zijn zodat alle eenheden normaal kunnen functioneren binnen hun regelbereik en er voldoende beschikbare regeleenheden zijn om de fluctuaties in de vraag op te vangen.

In Nederland wordt gewerkt met een systeem van programmaverantwoordelijkheid. Programmaverantwoordelijke partijen (grote producenten, handelaren, grote consumenten en stroomleveranciers) dienen tevoren aan TenneT door te geven wat hun geplande invoeding, transport en verbruik zal zijn. Afwijkingen hiervan – onbalans – worden door TenneT opgevangen; de kosten worden doorberekend aan de programmaverantwoordelijke partijen die de onbalans veroorzaakt hebben. Algemeen wordt voor deze “primaire” vermogensregeling (frequentieregeling) een marge van 2-3% aangehouden in het systeem. Thermische centrales hebben typisch een marge van 2%, WKKs een wat grotere. Binnen deze 2%-marge beginnen de systemen binnen enkele seconden te reageren, de snelheid van aanpassing is maximaal 2% van de rated output per minuut. Met deze primaire frequentieregeling worden traditioneel verstoringen type 2 en 3 opgevangen.

Er bestaat ook secundaire frequentieregeling, die bedoeld is om te allen tijde de balans in het elektriciteitsnetwerk te kunnen handhaven. Deze regeling maakt het mogelijk dat na een verstoring alle generatoren weer op hun geplande output terug kunnen keren. De grootte van het hiervoor benodigde vermogen is afhankelijk van de grootte van de optredende verstoringen. Hiervoor is de grootte van de grootste generator in het systeem een indicatie. In Nederland moet dus de uitval van een kolencentrale van 650 MW opgevangen kunnen worden. De eenheden die inzetbaar zijn voor secundaire frequentieregeling mogen opereren binnen een marge van 10% op hun ontwerpoutput. Het vrij beschikbare vermogen voor secundaire frequentieregeling zal naar verwachting toe moeten nemen indien er meer windvermogen komt, waardoor immers het aantal verstoringen zal toenemen.

De frequentieregeling is niet alleen bedoeld voor stabiliteit en het opvangen van verstoringen van buiten, maar ook voor de bescherming van met name stoomturbines. Daarvoor geldt dat de frequentiemarges klein zijn (+/- 1%) omdat buiten het werkpunt resonanties kunnen optreden die de apparatuur (snel) kunnen beschadigen. Dat betekent dat voor de stabiliteit van het elektriciteitsnetwerk de primaire en secundaire frequentieregeling cruciaal is – loopt de frequentie uit de bandbreedte 49.5 – 50.5 Hz, dan zullen operators hun stoomturbines beginnen los te koppelen van het net.

4 De regelbaarheid van centrales

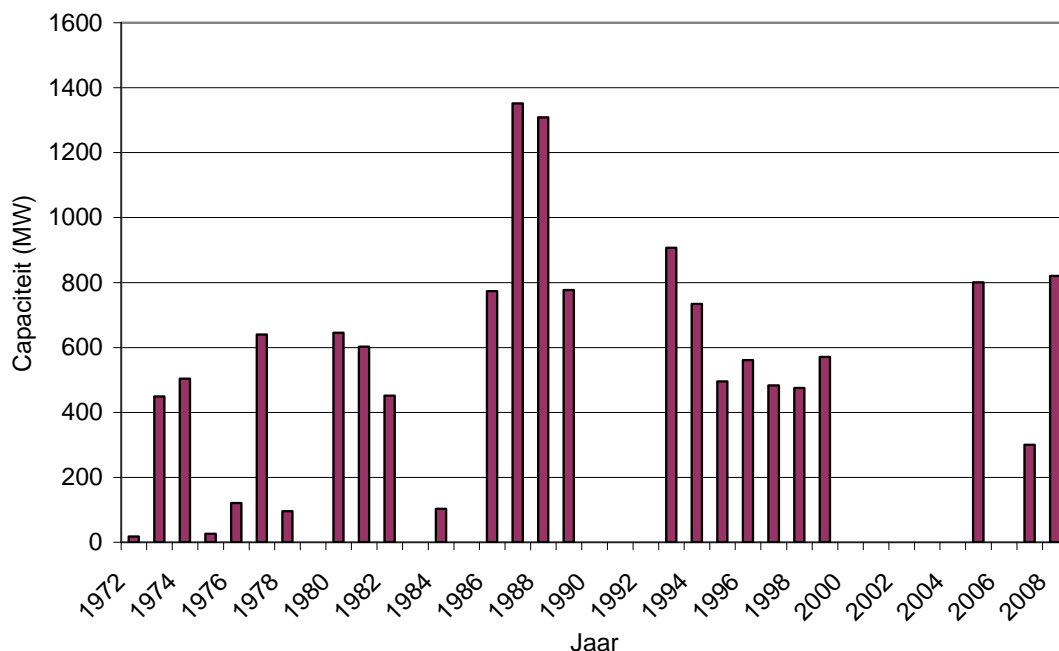
Voor de beheersing van het elektriciteitsnetwerk – de afstemming van aanbod op de vraag – is de sturingskarakteristiek van centrales belangrijk: binnen welke bandbreedte en met welke snelheid kan de capaciteit van centrales worden gestuurd. Deze stuurbaarheid is begrensd door de noodzaak van setpointregeling (primaire en secundaire frequentieregeling, hoofdstuk 3), de dynamische karakteristiek van elke centrale (time delay en

vertraging) en door het deellastbereik waarbinnen een centrale überhaupt kan functioneren.

Niet alleen de snelheid waarmee gestuurd kan worden (op- en afregelen) is begrensd, maar ook het bereik. Door zijn technische karakteristiek kan een elektriciteitscentrale pas werken vanaf een bepaalde minimum capaciteit, doorgaans 30% van de ontwerp output. Dit is de zgn. “turndown” van de installatie. De meeste centrales kunnen ook tijdelijk iets boven hun ontwerpoutput worden bedreven, tot ongeveer 105%. Als deze periode te lang duurt, treedt excessieve schade en/of slijtage op. Dit wordt ook wel het regelbereik genoemd, dat dus gedefinieerd kan worden als het bereik, het uiterste *setpoint* – qua capaciteit of deellast – waarbij de installatie nog technisch stabiel en betrouwbaar kan functioneren.

Indien verandering van de aanbod-vraagbalans in het gehele elektriciteitsnetwerk zo groot is dat een centrale onder zijn turndown, +/- 30% van zijn capaciteit komt, dan moet deze centrale worden afgeschakeld, en zullen andere centrales moeten worden opgeregeld. De afgeschakelde centrale kan “warm” stand-by worden gehouden, of geheel worden uitgezet.

Voor “warm” stand-by kan gekozen worden, omdat het opregelen van een centrale (koude start) zeer zorgvuldig moet gebeuren en doorgaans veel tijd vergt. Voor deze koude-starttijden geldt grosso modo dat kerncentrales en steenkoolcentrales veel tijd vragen, aardgascentrales wat minder, en dat gasturbines relatief snel vanaf koude start elektriciteit aan het net kunnen leveren.



Figuur 4.1: Jaartallen ingebruikname grote centrales (>15 MW)

Ook aan de snelheid waarmee binnen het deellastbereik van het ene *setpoint* naar het andere gegaan kan worden zitten fysieke en technische begrenzingsen – door inherente traagheid en *time delays* in de centrale kan de belasting van de centrale kan niet oneindig

snel worden gevarieerd; bij te snelle verandering zal de regeling van de gehele centrale instabiel worden.

De SEP had als norm dat centrales binnen het deellastbereik hun capaciteit met een snelheid van 3% per minuut konden regelen. Voor grote eenheden werd echter gedoogd dat zij hiervan afweken, omdat dat technisch te moeilijk (te kostbaar) was. Volgens Fourment (1995) hebben grote, conventionele gas- en kolencentrales een regelsnelheid van 2%/minuut. De regelbaarheid van de oudere grote SEP-eenheden ligt hier in de buurt of zelfs iets onder. Figuur 4.1 geeft een indruk van de ouderdom van de grotere elektriciteitsproductie-eenheden in Nederland.

Bij het bedrijven van elektriciteitscentrales moet altijd een compromis gevonden worden tussen prestatie en levensduur/betrouwbaarheid. De aspecten die van belang zijn voor de prestaties zijn het vermogen, het rendement, de regelsnelheid en het regelbereik. De aspecten die de levensduur en betrouwbaarheid bepalen zijn de spanningen in de metalen onderdelen tengevolge van druk en temperatuur, vermoeiing, kruip en corrosie.

5 Kolencentrales

Zoals hierboven aangegeven is met name de koude start van kolencentrales een procedure die veel tijd vergt en zorgvuldig moet worden uitgevoerd om schade aan de installatie te voorkomen. Datzelfde geldt voor het afschakelen en geheel uitzetten van zo'n thermische centrale. In de praktijk laat men daarom een centrale die uit bedrijf gaat langzaam verder afkoelen. Naarmate een eenheid langer uit bedrijf is, zal het ook weer langer duren voordat hij weer stroom kan leveren.

In Figuur 5.1 wordt een voorbeeld gegeven van twee verschillende opstartcurven voor een grote kolengestookte eenheid. In de bovenste figuur staat het verloop van een periode van 8 uur weergegeven, waarin de installatie afkoelt. Bij herstart duurt het ongeveer 80 minuten voordat weer maximaal vermogen wordt bereikt. Bij een weekendstop van ongeveer 55 uur duurt het meer dan 4 uur voordat de installatie weer op vol vermogen draait.

Deze tijdsbegrenzingen worden met name bepaald door de uitlaather (verzamelstuk) van de oververhitter van de stoomketel. Dat is het onderdeel met de hoogste temperatuur in de installatie. Daar spelen zowel kruip als vermoeiing een grote rol. De dikwandige drums zijn ook gevoelige onderdelen, maar daar speelt alleen vermoeiing een rol, de temperatuur is daar immers veel lager. Bij het opwarmen en afkoelen ontstaan temperatuurverschillen in deze onderdelen die spanningen veroorzaken. Daarom mogen de temperatuurverschillen niet te groot worden.

In het algemeen kunnen kolencentrales *ramp rates* van 200 °C/uur verdragen. Kleinere temperatuurverschillen kunnen overbrugd worden met een hogere *ramp rate*: 80 °C in 15 min. Wanneer een eenheid echter te snel opgeregeld wordt ontstaat er schade en iedere keer dat dit gebeurt vermindert de verwachte levensduur. In Figuur 6.1 is dat effect weergegeven voor twee onderdelen: de uitlaather van de oververhitter van de stoomketel (boven) en de hogedrukturbine. De lijnen in de figuur verbinden punten met gelijk verlies van de verwachte levensduur in % per opstartcyclus. Als men bijvoorbeeld de stoomketel met 600 °F (333 °C) wil opwarmen en men doet dat in een uur, dan kost dat iedere keer meer dan 0,1 % van de levensduur. (Dit is de situatie rechtsboven in de figuur.) Neemt men veel meer tijd, meer dan zes uur, dan is de schade een factor 100

kleiner en kost het opstarten nog maar 0,001 % van de levensduur. (Rechtsonder in de figuur.)

Het bijstoken van biomassa heeft in principe geen invloed op de regelbaarheid van een kolencentrale. Een mogelijk probleem is wel dat in deellast de gassnelheden in de ketel lager zijn, waardoor er sneller vervuiling op kan treden. Dit probleem is groter bij het bijstoken van biomassa, aangezien biomassa tot meer vervuiling van de ketel leidt. Ook de NO_x-uitstoot kan bijvoorbeeld toenemen door afzetting van verontreinigingen op de deNO_x-katalysatoren.

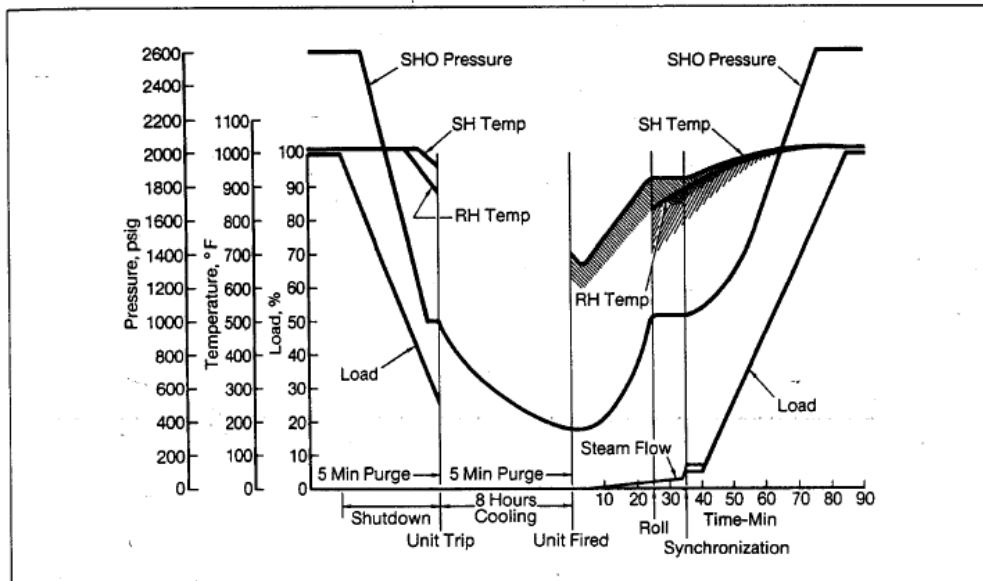


Fig. 28 Start-up curves for operation of a Controlled Circulation® unit following 8-hour shutdown. Hatched areas indicate temperature control achievable with steam-temperature matching systems.

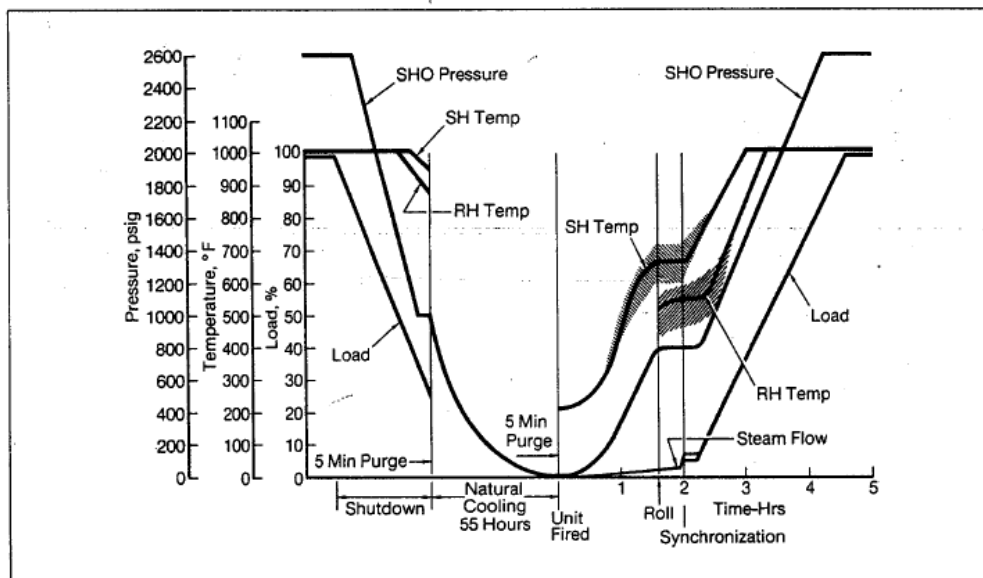


Fig. 29 Start-up curves for operation of a Controlled Circulation® unit following a 55-hour shutdown. Hatched areas indicate temperature control achievable with steam-temperature matching systems.

Figuur 5.1: Opstarttijden voor een grote kolencentrale na 8 uur (een nacht) uit bedrijf te zijn geweest (boven) en na 55 uur (een weekend) uit bedrijf te zijn geweest (onder)

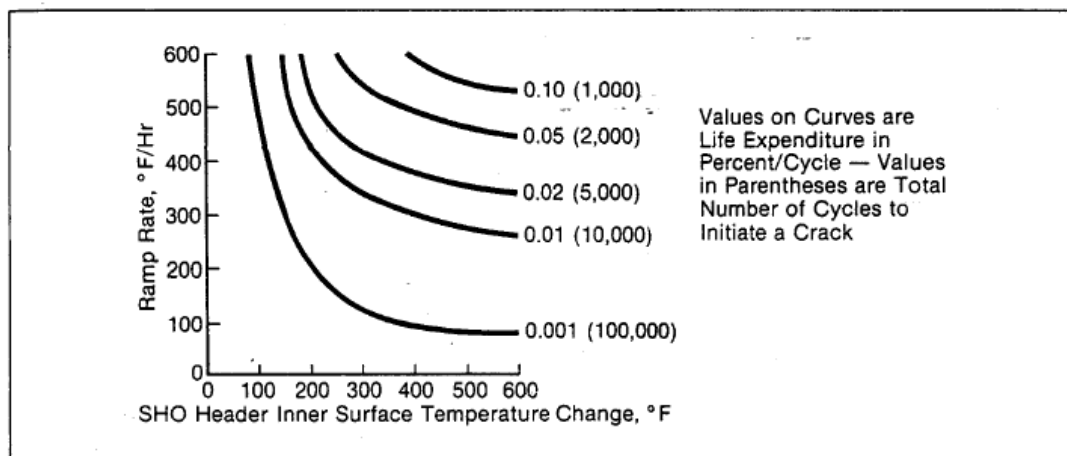


Fig. 30 Cyclic life curves for typical superheater outlet header

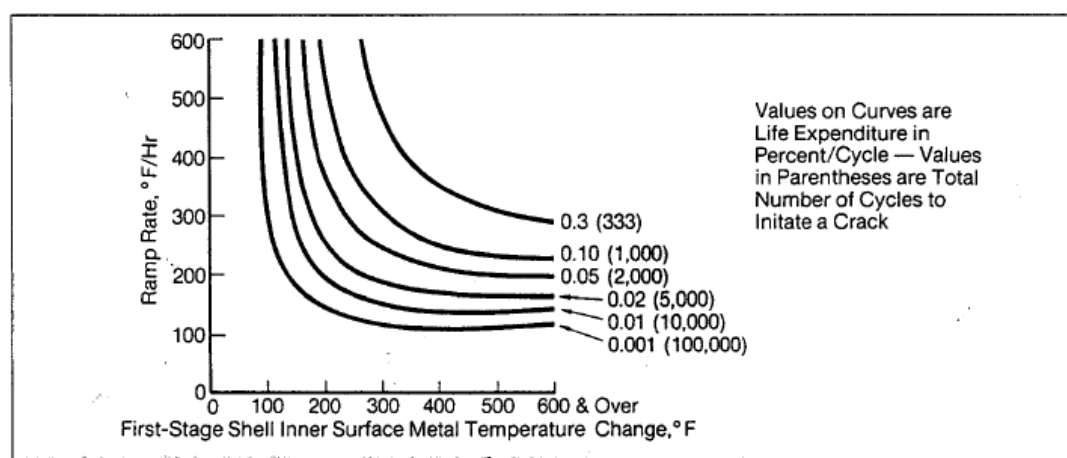


Fig. 31 Cyclic life curves for high-pressure steam turbine

Figuur 6.1: De impact van de regelsnelheid op de levensduur van de uitlaatheader van de oververhitter van de stoomketel (boven) en de hogedrukturbine (onder)

6 Gasgestookte centrales

Vrijwel alle gasgestookte centrales in Nederland zijn zogenaamde STEG-eenheden, waarin een gasturbine gecombineerd wordt met een afgassenketel en een stoomturbine. De afgassenketel is vergelijkbaar met de stoomketel in een kolencentrale, alleen speelt vervuiling van de ketel geen rol bij het stoken van aardgas. In een STEG-installatie hebben de samenstellende onderdelen verschillende eigenschappen. Daardoor is de tijd die ze nodig hebben om vanuit koude toestand weer op vol vermogen te komen, verschillend. Een gasturbine die bij relatief lage drukken werkt en dus licht geconstrueerd is kan in ongeveer 20 minuten op vol vermogen draaien.

Wanneer de STEG bestaat uit een losstaande gasturbine en voorzien is van een hulp- of bypassschorsteen, kan het vermogen van de gasturbine, wat meestal overeenkomt met ongeveer 2/3 van het totale vermogen, al binnen 20 minuten beschikbaar zijn. De stoomcyclus komt dan langzamer op gang. 'Open cycle' gasturbines (zonder integratie met een stoomcyclus) kunnen ook zeer snel op- en afgeregeld worden. Kleinere eenheden kunnen in een kwartier van uitgeschakeld zijn op vol vermogen komen. Het rendement van open-cycle turbines is echter laag, in de orde van 25-30 %. Daarom worden ze vooral ingezet tijdens extreme piekuren en voor secundaire frequentieregeling.

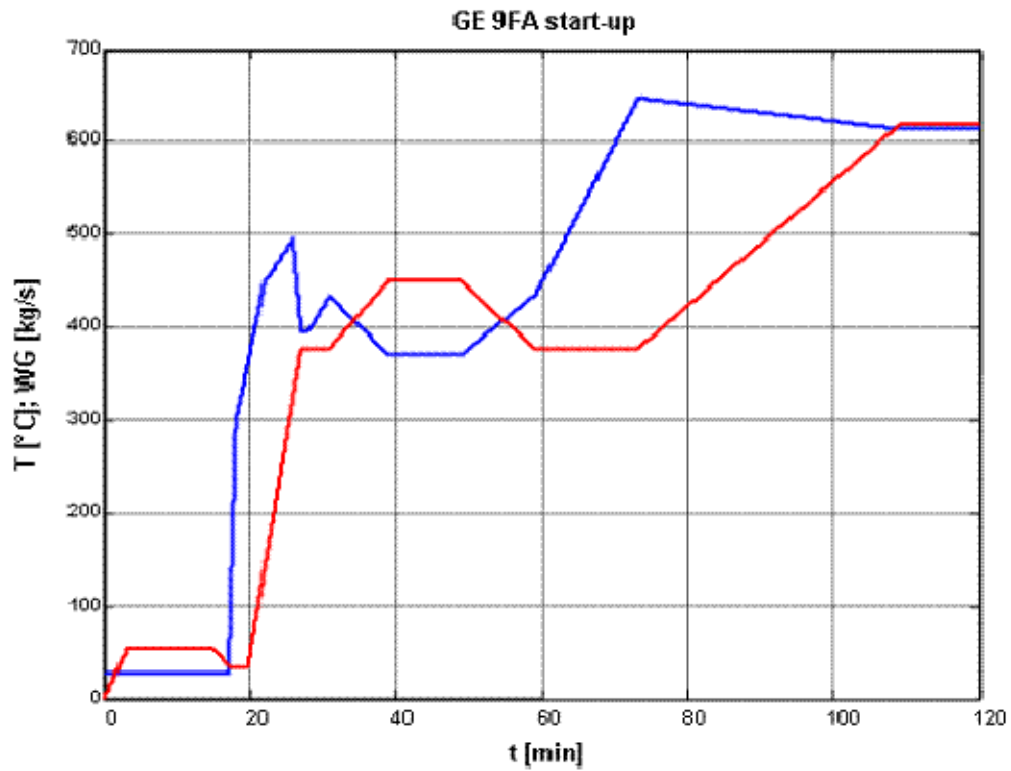
Figuur 6.2 toont de opstartcurve voor een *open cycle* gasturbine van het type dat in de Eemscentrale gebruikt wordt.

Vanwege het lage rendement van open cycle gasturbines worden ze meestal gecombineerd met een stoomcyclus in een STEG-eenheid. De afgassenketel van een STEG-eenheid kan in ongeveer 60 minuten een zodanige toestand bereiken dat hij vol vermogen aan stoom kan leveren. De stoomturbine werkt echter bij zeer hoge drukken (275 bar – 150 bar) en heeft daarom zeer dikke wanden. Om bij opwarmen en in bedrijf nemen te grote materiaalspanningen te vermijden is tussen de 3 en 6 uur nodig om de stoomturbine zijn volle vermogen te kunnen laten leveren. Figuur 6.3 toont de gecombineerde opstartcurve van dezelfde gasturbine als in Figuur 6.2, maar nu in combinatie met een stoomcyclus.

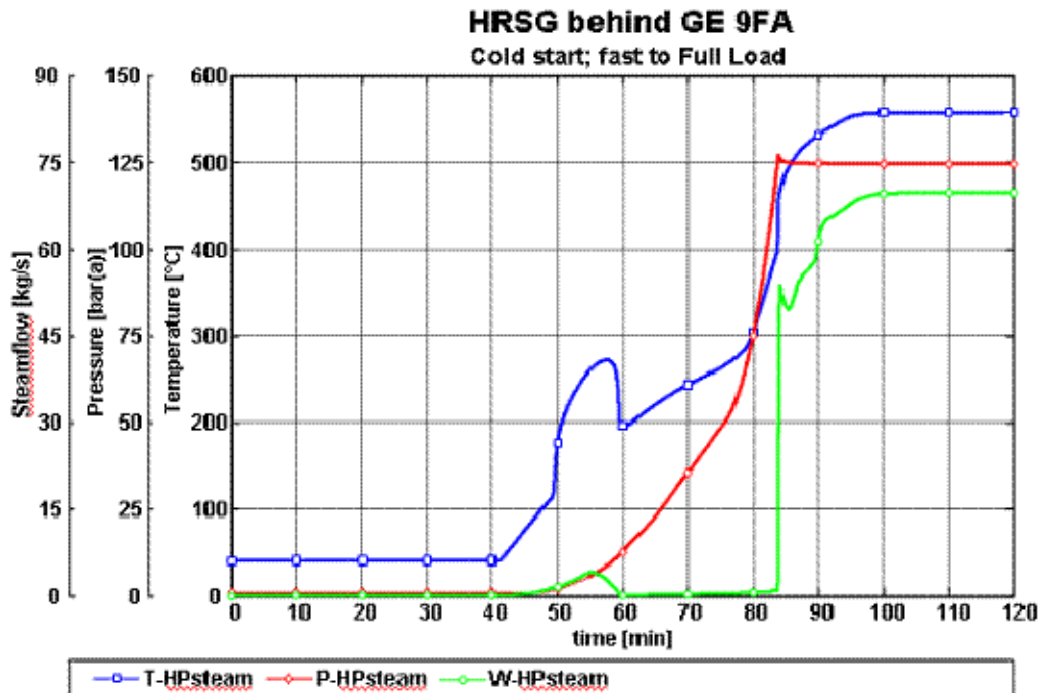
Over het algemeen kunnen stoomturbines in kleinere installaties sneller opgestart worden en zijn ze sneller op- en afregelbaar. De reden is dat de kritieke onderdelen kleiner in kleine installaties zijn én omdat deze over het algemeen bij een lagere druk bedreven worden. Daardoor kunnen *headers* en *drums* dunwandiger uitgevoerd worden, hetgeen betekent dat ze minder slijtage vertonen ten gevolge van temperatuurveranderingen. Wanneer men een zo hoog mogelijk energetisch rendement wil bereiken moet men met zo hoog mogelijke temperaturen en drukken werken. Dat is alleen mogelijk bij grote installaties. Daarbij zijn in de grote stoomturbines de toleranties tussen rotor en huis relatief kleiner, waardoor de stoomlekkages kleiner zijn. Bij het ontwerpen van een centrale moet dus een keuze gemaakt worden tussen het rendement en de regelbaarheid: grote centrales zijn efficiënter, maar minder snel regelbaar.

Daarnaast wordt de regelbaarheid warmtekrachteenheden beperkt door de warmtebehoefte. Over het algemeen wordt de elektriciteitsproductie van warmtekrachteenheden bepaald door de warmtevraag. Omdat deze eenheden ontworpen zijn om zowel elektriciteit als warmte te produceren, is het elektrisch rendement zelf niet optimaal. Daardoor is het produceren van alléén elektriciteit, als er geen warmtevraag is, alleen economisch aantrekkelijk bij hoge stroomprijzen. Technisch gezien is dit overigens niet altijd mogelijk: de warmte wordt namelijk toch geproduceerd en dient weggekoeld te worden als er geen vraag naar is. Dit is alleen mogelijk als hier een speciale koelvoorziening voor aanwezig is.

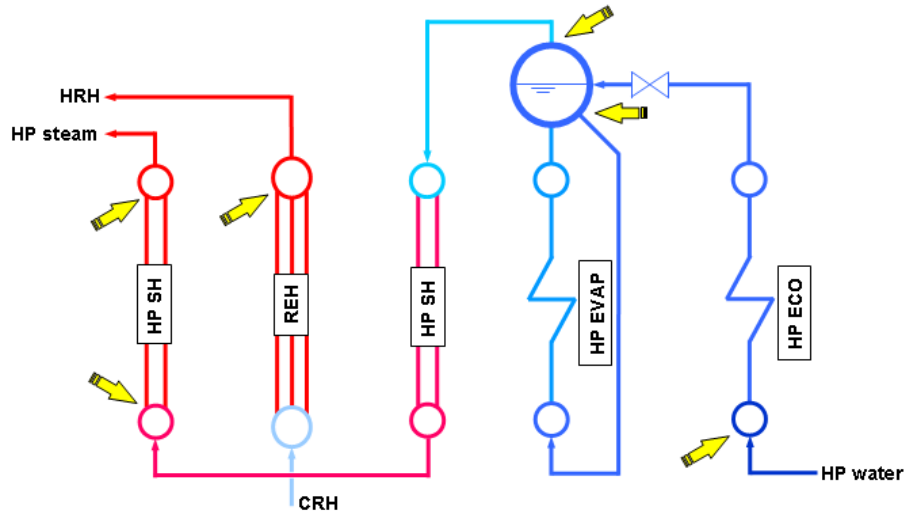
Voor een moderne STEG met een vermogen van 350 MW geldt dat de maximale toegepaste regelsnelheid 15 MW/min is, oftewel ruim 4% van het vermogen. Gedurende de start van zo een eenheid zijn de temperatuurgradiënten in de pijpen en *headers* van hogedrukoververhitter en herverhitter de snelheidbepalende onderdelen. Als bovengrens voor de regelsnelheid kan worden aangehouden dat de temperatuur nergens in de installatie met meer dan 20 °C per minuut mag toenemen. Uiteindelijk leiden deze temperatuurveranderingen in de tijd tot grote temperatuurverschillen in de stoomverdeelkasten (*headers*). De temperatuurverschillen leiden door de uitzetting van metalen bij hogere temperaturen tot spanningen, die schade aan richten door vermoeïng en kruip.



Figuur 6.2: Start-up curve van een GE 9FA gasturbine, het type waarvan de Eemscentrale er vijf heeft. Rood is de gasstroom, blauw de rookgastemperatuur



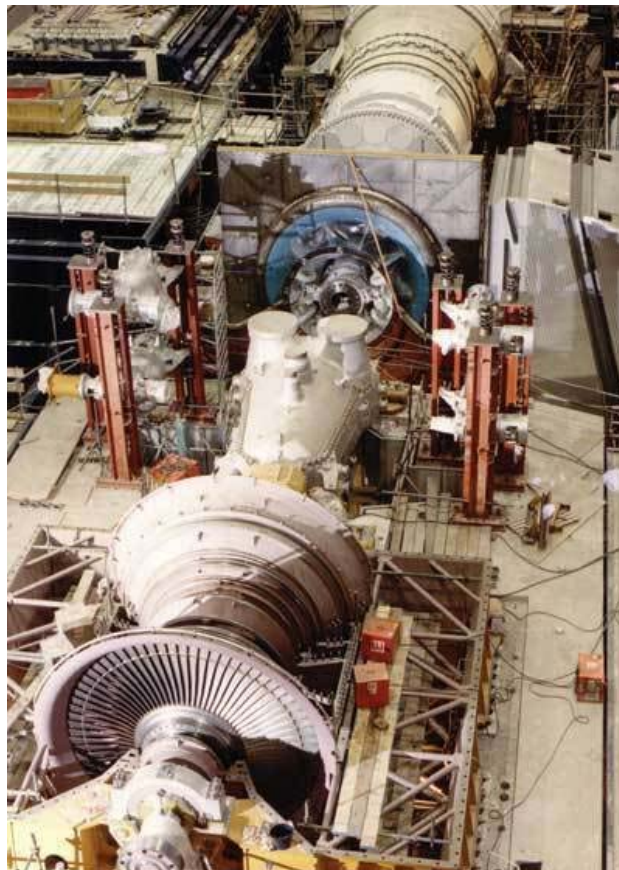
Figuur 6.3: Start-up curve van een GE 9FA gasturbine met nageschakelde afgassenketel
(Bron: NEM)



HP SH= hogedrukoververhitter
REH= herverhitter

HP EVAP= hogedrukverdamp(er)
HP ECO= hogedrukverdamp(er)

Figuur 6.4: Kritieke punten in een afgassenketel.



Figuur 6.5: Een GE 9FA gasturbine in de Eemscentrale

(Bron: R. Swanekamp: 'Advances in Combined-Cycle Steam Turbines'. *Power Engineering*, April 2007.²)

² Online beschikbaar op http://pepei.pennnet.com/display_article/291038/6/ARTCL/none/none/Nuclear-industry-leaders-identify-challenges-for-US-nuclear-energy-renaissance/.

De Eemscentrale is representatief voor de grotere gascentrales. De oudste eenheid is een zogeheten combi-eenheid van 675 MW. Dat is een conventionele gasgestookte eenheid waar later een gasturbine voor is geschakeld om het rendement te verhogen (*'hot windbox-repowered' gas-fired boiler*), waarmee het een STEG is geworden. Naast deze oudere eenheid bevat deze centrale vijf moderne eenheden STEG-eenheden van 350 MW ieder. Deze eenheden kunnen samen met 70 MW/min. op- of afgeregeld worden, hetgeen overeenkomt met 4%/min. van de totale capaciteit. Eems 3 kan 16 MW/min regelen. Dat is een zeer grote prestatie voor eenheden van deze afmeting. Hierbij de gegevens van het opstarten van een GE 9FA gasturbine. Rood is de gasstroom, blauw de rookgas-temperatuur.

7 Overige typen centrales

Er zijn nog niet zo veel centrales die ontworpen zijn om puur op biomassa te werken. Voorlopig wordt de meeste biomassa bijgestookt in kolencentrales. De technologie van 'pure' biomassacentrales is nog volop in ontwikkeling, waardoor het moeilijk is om aan gegevens over de regelbaarheid ervan te komen en de regelbaarheid van toekomstige centrales nog sterk kan veranderen. Een voorbeeld van een nieuwe centrale is de Kvaerner Power Boiler in Alholmen (Finland). Deze centrale van 253 MWe⁴ heeft een *circulating fluidized bed boiler* die met biomassa en/of kolen gestookt kan worden in elke mengverhouding. Het rendement van deze eenheid is 38,5 %. Deze centrale kan slechts met 1,5 MW/min op- en afgeregeld worden (0,6% van de capaciteit). Gegevens over deellastrendementen waren niet beschikbaar.

De stroomproductie van afvalverbrandingsinstallaties is slecht regelbaar. De reden is dat stroom een bijproduct is en de centrales bedreven worden om het afval optimaal te verbranden. Hierbij is het beheersen van de verbrandingstemperatuur van het afval, dat een wisselende warmte-inhoud heeft, een belangrijk doel met het oog op emissies. Het variëren van de stroomproductie zou dit verder compliceren.

Wat windturbines betreft wordt vaak gesteld dat die niet regelbaar zijn, maar dit is niet helemaal waar. Wel is het zo dat hun productie doorgaans gemaximeerd wordt omdat de variabele kosten nagenoeg nul zijn. Ook zijn *fixed speed* windturbines niet regelbaar. Dit oudere type windturbine werkt alleen efficiënt bij één bepaalde windsnelheid. Bij lagere snelheden neemt het rendement snel af, waardoor de productie meer dan evenredig daalt, terwijl de turbine bij te hoge windsnelheden uitgeschakeld moet worden. *Variable speed* turbines kunnen echter wel geregeld worden door de bladen te draaien. Hierdoor hebben zij betere rendementen bij lage windsnelheden en kunnen ze bij hogere windsnelheden blijven draaien. (Hun elektriciteitsproductie vliegt wel af boven de maximale ontwerp-windsnelheid.) Met ditzelfde mechanisme kan ook de elektriciteitsproductie afgeregeld worden.

Zou men de voorspelbaarheid van de elektriciteitsproductie van windturbines willen vergroten, dan zou het dus mogelijk zijn om bij *variable speed* turbines iets minder dan de verwachte potentiële productie aan de markt aan te bieden en vervolgens door middel

³ Een 'windbox' is een bijnaam voor een ouder type gascentrale. Dit type is vergelijkbaar met een kolencentrale: het gas wordt in een ketel verbrand en met deze warmte wordt stoom geproduceerd dat turbines aandrijft. Om het rendement te verhogen zijn de meeste centrales van dit type omgebouwd door een gasturbine toe te voegen, waardoor het STEG-eenheden geworden zijn.

⁴ MWe betekent MegaWatt elektriciteitsproductiecapaciteit.

van regelen ervoor te zorgen dat de werkelijke productie van de windturbines hier precies mee overeenkomt. Wanneer er voldoende wind is, kunnen windturbines zeer snel geregeld worden (binnen een minuut). In de huidige markt zijn er kennelijk onvoldoende prikkels om deze systeem-brede optimalisatie plaats te laten vinden. Indien de kosten van onbalans ten gevolge van fluctuaties in het windaanbod toenemen zal er een omslagpunt komen waarna het aantrekkelijker wordt om de elektriciteitsproductie door windturbines iets te verlagen in ruil voor een betere voorspelbaarheid en dus minder onbalans.

8 Vergelijking regelsnelheden

In Tabel 9.1 worden de waarden gegeven van de meest gangbare op- en afregelsnelheden voor verschillende eenheden. In de eerste kolom staat de capaciteit vermeld van Nederlandse centrales van dit type. De tweede kolom bevat de opstarttijd in uren. Min Up, in de derde kolom, is het minimale aantal uren dat de centrale moet draaien. De vierde en vijfde kolom geven de regelsnelheid aan, eerst in MW/min voor de gegeven capaciteit, in de laatste kolom als percentage van de capaciteit. Let op: bij het extrapoleren van deze gegevens naar andere centrales geeft de regelsnelheid als percentage van de capaciteit per minuut de beste indicatie.

Uit de tabel blijkt dat gasmotoren en gasturbines (zonder gekoppelde stoomcyclus) het snelst regelbaar zijn. Gasmotoren kunnen binnen zeer korte tijd opgestart worden tot vol vermogen. Gasmotoren en –turbines (zonder stoomcyclus) zijn echter ook de centrales met het laagste energetische rendement. Relatief goed regelbaar zijn ook stoom- en gascentrales (STEG-eenheden). Conventionele gascentrales waar een stoomcyclus voorgeschakeld is en poederkoolcentrales zijn het minst goed regelbaar. Ook warmtekrachteenheden zijn vaak beperkt regelbaar.

Kolenvergassers kunnen in principe beter regelbaar zijn dan poederkoolcentrales omdat de gasturbine flexibel is. Wel dient de vergassingseenheid continu te werken, dus moet er een bestemming voor het geproduceerde gas gevonden worden wanneer de turbine in deellast draait of uit staat. Opties zijn om het geproduceerde gas aan het gasnet toe te voeren of op te slaan. De stroomproductie van afvalverbranders kan slecht geregeld worden. In verband met emissies en de stabiliteit van het verbrandingsproces (gegeven de wisselende samenstelling van het te verbranden afval) wordt een afvalverbrander alleen bedreven met het doel het afval zo schoon mogelijk te verbranden. Elektriciteit is louter een bijproduct.

9 Deellastrendement en regelbereik

Wanneer centrales op minder dan hun maximale vermogen bedreven worden heeft dit gevolgen voor het energetisch rendement van de centrale. Daarnaast zijn er technische grenzen aan de mate waarin een centrale teruggeregeld kan worden (het regelbereik). Over het algemeen neemt het rendement van de energieomzetting af bij afnemende belasting van de eenheid. Alleen zogenaamde combi-eenheden, dat zijn gasgestookte conventionele eenheden met voorgeschakelde gasturbines, zien bij terugregelen eerst een toename van de rendement en daarna een snelle afname. In Figuren 9.1 – 9.3 worden de deellastrendementen en het regelbereik van diverse typen centrales getoond.

Tabel 9.1: Vergelijking regelsnelheden

	Capaciteit	Opstarttijd	Min Up	regelsnelheid	
	<i>MW</i>	<i>h</i>	<i>h</i>	<i>MW/min.</i>	<i>%/min.</i>
Poederkool	500 - 700	6	24	15 - 20	1,5 - 3,0
Conventionele gascentrale	630	5	6	10 - 20	1,5- 3,0
Conventionele gascentrale met voorgeschakelde gasturbine	350	5.5	4	10 - 20	2,8 - 5,5
Kerncentrale	450	NA	NA	14	
Gasturbine (piek)	10 - 25	<<1	1	1 - 2	10-20
Kolenvergasser met gasturbine	250	24	24	8	3
STEG	120 - 350	2	4	4 - 10	3 - 5
Industriële warmtekrachteenheid (met stoomproductie)	100 - 450	2	4	3 - 14	2 - 4
Warmtekrachteenheid voor stadsverwarming (met heet-waterproductie)	24 - 250	2	4	1 - 8	2 - 4
Gasmotor		<1	n.v.t.	n.v.t.	
Afvalverbrander		24	n.v.t.	n.v.t.	
Windturbine	< 5	<<1	0		100%

Bij een stoomcyclus (zoals in een kolencentrale en in het ‘stoom’-gedeelte van een STEG) is een belangrijke beperking dat beneden een bepaalde belasting instabiliteiten in het stoomsysteem ontstaan. De warmteverdeling in de ketel verandert en de kwaliteit van de stoom voldoet niet meer aan de gestelde eisen. In de ketel ontstaan bij deellast ook problemen met de afzetting van vliegias. Wanneer de branders sterk teruggeregeld worden, nemen de gassnelheden in de ketel af. Daardoor kan op verschillende plaatsten stofafzetting optreden. Verder kunnen problemen ontstaan bij het goed functioneren van hulpapparatuur, zoals pompen en ventilatoren. De molens voor het malen van steenkool tot poederkool hebben ook een beperkt deellastbereik. Dat betekent dat de ondergrens wordt gevormd als er nog maar een molen in bedrijf is.

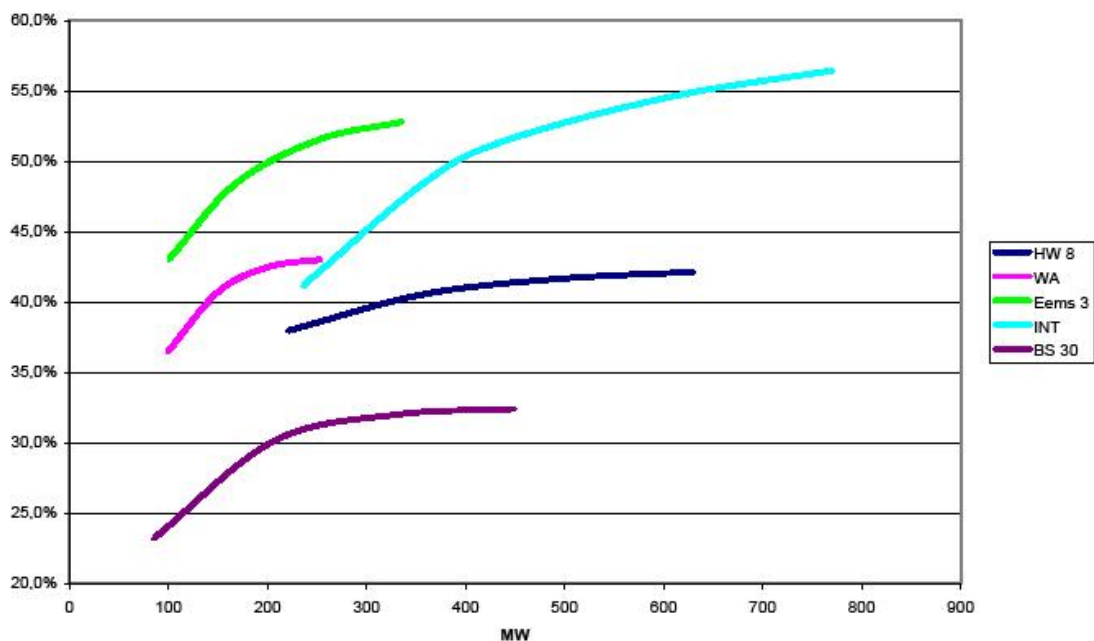
Het minimale vermogen waarnaar een gasturbine kan worden teruggeregeld wordt vooral bepaald door de stabiliteit van de verbranding. Bij te lage belasting kan de vlam in de brander terugslaan. Ook loopt bij een lagere gebruiksfactor NO_x -concentratie in de rookgassen op, hetgeen kan conflicteren met de emissienormen voor de installatie.

Figuur 9.1 geeft het rendement aan van enkele belangrijke Nederlandse centrales. In Figuur 9.2 staat aangegeven wat het verwachte rendement is van technologieën die rond 2012 beschikbaar zullen zijn. Dat zijn over het algemeen technologieën waarvan de gegevens op dit moment al beschikbaar zijn. De betekenissen van de afkortingen van de technologieën in de figuren zijn verklaard in Tabel 9.2.

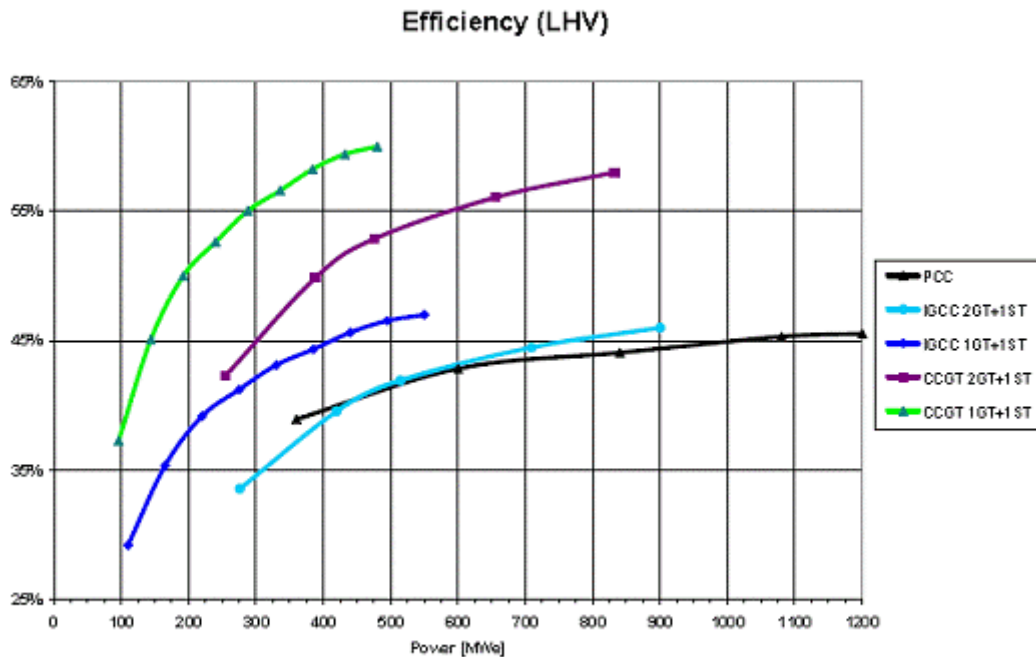
Tabel 9.2: Afkortingen centrale technologieën

Afkorting	betekenis afkorting	vertaling
PCC	pulverised coal combustion	poederkool
IGCC 2GT+1ST	integrated gasification combined cycle, 2 gas turbines with 1 steam cycle	kolenvergassing; 2 gasturbines geïntegreerd met 1 stoomcyclus
IGCC 1GT+1ST	integrated gasification combined cycle, 1 gas turbine with 1 steam cycle	kolenvergassing; 1 gasturbine geïntegreerd met 1 stoomcyclus
CCGT 2GT+1ST	combined cycle gas turbine, 2 gas turbines with 1 steam cycle	STEG (stoom- en gaseenheid) met twee gasturbines, geïntegreerd met een stoomcyclus
CCGT 1GT+1ST	combined cycle gas turbine, 1 gas turbine with 1 steam cycle	STEG (stoom- en gaseenheid) met een gasturbine, geïntegreerd met een stoomcyclus
CCT	carbon capture and transport	afvangen van CO ₂
AWBR	Advanced Boiling Water Reactor (GE)	Kokendwater reactor
PBMR	Pebble Bed Modular Reactor	(nieuw type hogetemperatuurkerncentrale)
EPR	European Pressurized Water Reactor (Arreva)	Drukwater reactor

Efficiency (LHV)



Figuur 9.1: Het rendement van enkele Nederlandse centrales bij vollast en bij deellast



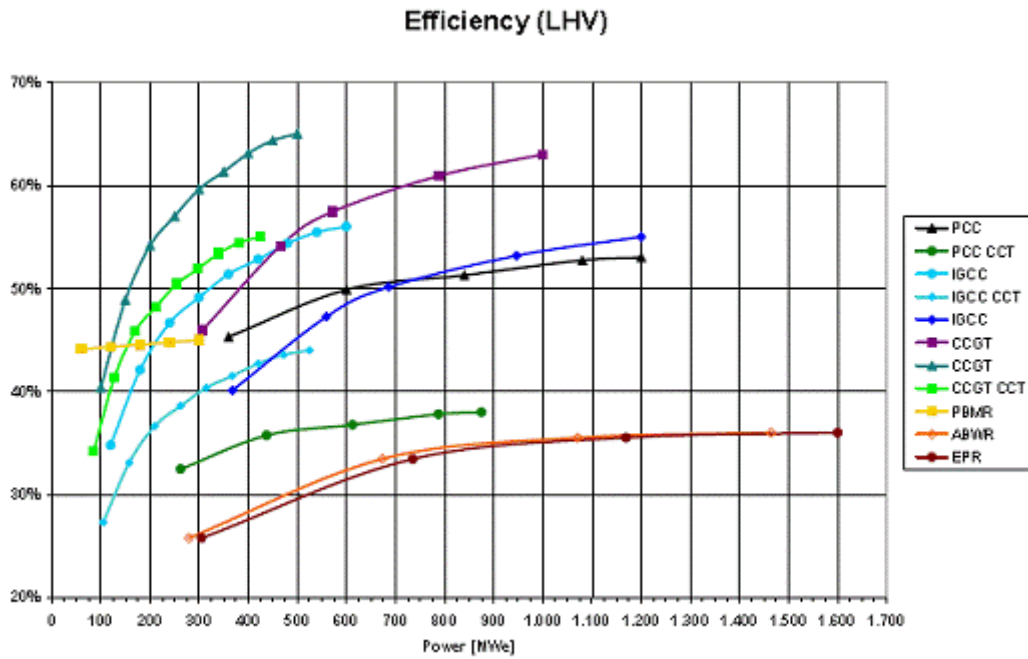
Figuur 9.2 : Rendement van nieuwe centrales

In Tabel 9.3 zijn de regelbereiken van de diverse configuraties van centrales weergegeven. Ook is aangegeven welk type gasturbine is gebruikt.

Tabel 9.3: Regelbereik diverse typen centrales

Type eenheid	Brandstof	Type gas-turbine	Maximum-belasting		Minimum-belasting	
			MW	MW	MW	%
Poederkool	kolen/biomassa		1200	360	30	
kolenvergasser (2 gas-turbines, 1 stoomcyclus)	kolen/biomassa	GE S105H	550	110	20	
kolenvergasser (1 gas-turbine, 1 stoomcyclus)	multifuel (kolen, gas, biomassa etcetera)	SCC5-4000F	900	276	31	
STEG (2 gasturbines, 1 stoomcyclus)	gas	GE S105H	480	96	20	
STEG (1 gasturbine, 1 stoomcyclus)	gas	SCC5-4000F	832	480	58	

In de Figuur 9.3 is een extrapolatie gemaakt naar de techniek zoals die in 2025 verwacht mag worden. Deels zijn deze gegevens verkregen door extrapolatie van huidige ontwikkelingen, deels zijn nieuwe technieken, zoals gebruik van biomassa en multifuel-concepten mee in beschouwing genomen. De effecten op zowel vermogen en regelbereik van het afvangen van CO₂ ten behoeve van *Carbon Capture and Transport* (CCT) is in een aantal eenheden meegenomen. De kosten voor sequestratie, het veilig opbergen in lege gasvelden of aquifers zijn niet meegenomen.



Figuur 9.3: Verwachte rendementen van centrales in 2025

In Tabel 9.4 staan de verwachte regelbereiken voor verschillende typen centrales voor 2025.

Tabel 9.4: Verwachte regelbereiken in 2025

Type eenheid	Brandstof	Maximum-belasting	Minimumbelasting	
			MW	%
poederkool	kolen / biomassa	1200	360	30
poederkool met CO ₂ -afvang	kolen / biomassa	875	263	30
kolenvergasser	kolen	600	120	20
kolenvergasser met CO ₂ -afvang	kolen	525	120	23
kolenvergasser	kolen / biomassa	1,200	368	31
STEG	gas	1000	306	31
STEG	gas	500	100	20
STEG met CO ₂ -afvang	gas	425	85	20
AWBR	uranium	1,465	279	19
EPR	uranium	1,600	305	19
PBMR	uranium	300	60	20

10 Economische aspecten van op- en afregelen

Hoe snel een installatie op- of afgeregeld wordt is naast een technisch vraagstuk ook een economische afweging. Snel op- en afregelen brengt de volgende kosten met zich mee:

- Grotere onderhoudskosten.
- Kortere restlevensduur (en daarmee samenhangende grotere kapitaalkosten).
- Een grotere kans op onvoorziene niet-beschikbaarheid (storing).
- Hogere brandstofkosten:
 - Bij het afkoelen gaat energie verloren; bij het opwarmen moet diezelfde hoeveelheid energie weer worden toegevoerd voordat de centrale weer elektriciteit kan produceren.
 - Bij op en afregelen werkt een centrale steeds in deellast. Dan is het rendement lager dan bij vollast.

Zuiver theoretisch gezien zouden alle centrales met variabele kosten beneden de vigerende marktprijs voor stroom in werking zijn en alle centrales met hogere kosten stil staan. Op ieder moment zou alleen de marginale centrale in deellast draaien. In de praktijk zijn er meestal meer centrales die in deellast werken. Ten eerste proberen de meeste grotere stroomproducenten de productie van hun eigen centrales zo nauw mogelijk aan te laten sluiten op hun energie- en transportprogramma's (die ze bij TenneT moeten indienen). Daartoe balanceren zij hun eigen portfolio van centrales, waarvoor dus ook regeleenheden nodig zijn. In principe zou het efficiënter zijn wanneer de balancering op marktniveau plaats zou vinden. Doordat dit niet gebeurt, is de inzet van de centrales niet optimaal, gezien van uit de markt als geheel. Dit beeld wordt bevestigd door de analyse van de NMa in zijn monitor van de groothandelsmarkt. Ten tweede contracteert TenneT een bepaalde hoeveelheid regelvermogen om de systeembalans te handhaven.

Zo zijn er dus meestal meer eenheden beschikbaar voor snelle regeling dan puur theoretisch verwacht zou worden. Als dit echter niet genoeg blijkt te zijn, zal het nodig zijn om eenheden te contracteren om snel te kunnen regelen. Snel regelbare eenheden zijn immers eenheden die in deellast draaien en dat kost geld. Naast de hierboven genoemde kosten zijn er ook de *opportunity costs*: de centrale had meer geld kunnen verdienen door in vollast te werken.

11 Relatie tot congestiemanagement

Netwerkg congestie wordt gemanaged door de stroomproductie in verschillende centrales aan te passen. Congestie kan worden verminderd door centrales 'stroomafwaarts' van de congestie op te regelen en 'stroomopwaarts' af te regelen. De verscheidene methoden voor congestiemanagement zijn ruwweg in drie categorieën te groeperen:

- Methoden die schaarse netwerkcapaciteit bepalen: veilen, *market splitting*, *market coupling* en *nodal pricing*;
- Correctieve methoden, waarbij marktpartijen in eerste instantie niet geconfronteerd worden met het bestaan van congestie en de TSO de congestie 'achter de schermen' oplost: *redispatching* en *counter trading*;

- Niet-marktconforme methoden zoals *first come, first serve* en *pro rata* verdeling van capaciteit.⁵

De keuze voor een congestiemanagementmethode wordt meestal gemaakt op basis van de operationele en langetermijnprikkels die de methode aan marktpartijen enerzijds en aan de netbeheerders anderzijds geeft, waarbij de institutionele vereisten vaak de belangrijkste beperking zijn. Vaak wordt in principe de voorkeur gegeven aan het beprijzen van netwerkcapaciteit, maar hoe verfijnder de verschillende varianten van veilen worden (van expliciete veiling naar *market splitting* naar *nodal pricing*), hoe moeilijker deze te implementeren zijn. Daarom wordt voor incidentele congestie vaak de voorkeur gegeven aan redispatchen of counter trading: die methoden zijn relatief eenvoudig in te voeren.

Van ieder type congestiemanagementmethode zijn vele varianten mogelijk. Een belangrijke keuze is het tijdschema waarin de activiteiten plaatsvinden. Daarbij moet een compromis gezocht worden tussen de voordelen van vooruit plannen en de noodzaak om tot op het laatste moment flexibel te kunnen zijn. Hoe langer van tevoren congestie gesignaleerd kan worden, des te meer opties zijn beschikbaar om de congestie op te lossen. Binnen 24 uur kunnen alle typen centrales opgestart worden, hoewel het voor sommige typen buitengewoon oneconomisch is om dat voor een beperkt aantal operationele uren te doen. Aan de andere kant zijn er altijd afwijkingen van de voorziene stromen door het netwerk die *last minute* gecorrigeerd moeten worden, bijvoorbeeld ten gevolge van afwijkende productie van windturbines of uitval van centrales.

De diverse congestiemanagementmethoden zijn op verschillende uitgangspunten gestoeld, maar zijn gebonden aan dezelfde technische randvoorwaarden en zullen dus allemaal binnen dit spanningsveld een oplossing moeten bieden. Het veilen van netwerkcapaciteit gebeurt minimaal een aantal uren vóór de geplande stroomtransporten. *Last minute* afwijkingen zullen daarom alsnog met redispatchen opgevangen worden, voor zover ze buiten de veiligheidsmarges vallen. Redispatchen kan op heel korte termijn plaatsvinden, maar dan is wel slechts een beperkte productiecapaciteit beschikbaar. Kan congestie op wat langere termijn voorzien worden, dan is het – ook in het geval van redispatchen – raadzaam om op die termijn tenminste een deel van de congestie al op te lossen om zo gebruik te kunnen maken van een groter aanbod aan centrales. Zo bezien lijkt het onvermijdelijk dat congestiemanagement getrapt plaatsvindt: zo veel mogelijk van tevoren – bijvoorbeeld een halve of hele dag voor het geplande transport – oplossen, en *last minute* correcties uitvoeren waar nodig. Bij iedere congestiemanagementmethode zijn er manieren om deze fasering te bewerkstelligen, eventueel door de methode te combineren met redispatchen voor *last minute* correcties.

Ongeacht de methode van congestiemanagement wordt de oplossingsruimte begrensd door de combinatie van de locatie van de congestie – welke netwerkverbindingen vormen de *bottleneck* – en de centrales die beschikbaar zijn om op- en af te regelen, met name ‘stroomafwaarts’ van de congestie. Of er nu geredispatched, geveild of iets anders gedaan wordt, uiteindelijk moet dit in het fysieke systeem tot dezelfde resultaten leiden, namelijk een zo goedkoop en betrouwbaar mogelijke oplossing van de congestie. De uitkomst van congestiemanagement in de praktijk zal dus sterk afhangen van de beschikbare centrales. Congestie is makkelijker op te lossen naar mate er meer centrales

⁵ Deze niet-marktconforme methoden zijn voor interconnectoren in de EU verboden.

van meer verschillende bedrijven beschikbaar zijn, omdat er dan meer concurrentie zal zijn.

Een punt is nog de vraag of er op korte termijn wel voldoende regelcapaciteit beschikbaar is, omdat stroomproducenten hun centrales liever niet in deellast laten draaien. Dat betekent dat er niet automatisch genoeg capaciteit beschikbaar is die snel kan opregelen. TenneT is voor de onbalanshuishouding er al toe overgegaan om centrales te contracteren. Van deze contracten kan ook gebruik gemaakt worden om te *redispatchen*, omdat dit voor de centrales op hetzelfde neerkomt. Omdat congestie een lokaal probleem is, is het echter mogelijk dat er lokaal onvoldoende regelcapaciteit is en dit dus extra gecontracteerd moet worden.

12 Conclusies

Er zijn technische grenzen aan het regelbereik van centrales. Veel centrales kunnen niet minder dan 30% van hun maximale capaciteit leveren. Binnen dit regelbereik zijn, van de meest voorkomende centrales, steenkoolcentrales het traagst, met een regelbaarheid van ongeveer 2% van hun capaciteit per minuut, en open-cycle gasturbines het snelst, met 3-4 %/min. Warmtekracht- en STEG-eenheden zitten daar tussenin. De gasturbines van STEG-eenheden kunnen eventueel afzonderlijk bedreven worden. Dan zijn zij sneller regelbaar dan wanneer ze aan de stoomcyclus gekoppeld zijn, maar hebben ze ook een beduidend lager rendement. Het snelst regelbaar zijn gasmotoren, maar die vormen slechts een klein aandeel van het totale productiepark.

De mogelijkheid om verstoringen op te vangen is een functie van het productiepark en van de samenstelling en van de operationele toestand van dat productiepark. De totale 'regelbaarheid' op enig moment hangt dus af van welke centrales op dat moment operationeel zijn, of die centrales regelruimte hebben doordat zij in deellast draaien, en hoeveel snel regelbaar vermogen (zoals gasturbines en – motoren) stand-by is. In Nederland wordt voornamelijk met gascentrales geregeld. Deze vormen een groot deel van het opgestelde vermogen en kunnen sneller en tegen lagere kosten geregeld worden dan kolencentrales.

Niettemin kunnen kolencentrales die in deellast draaien wel een bijdrage leveren aan de regelbaarheid. Gezien de hogere kapitaalkosten en de hogere emissies die bij deellast ontstaan is dit minder aantrekkelijk. Ook de kerncentrale en windturbines zijn regelbaar (de laatste natuurlijk alleen afregelbaar). Hier is het belangrijkste obstakel de *opportunity costs*, de gedorven inkomsten die bij zeer geringe variabele kosten verkregen hadden kunnen worden. Kolenvergassers kunnen wel flexibeler bedreven worden, mits er een bestemming gevonden wordt voor het geproduceerde gas wanneer dit niet in de gasturbine gebruikt wordt. De reactiesnelheid van het productiepark op verstoringen kan slechts vergroot worden door inefficiënte open-cycle gasturbines te gebruiken of door te kannibaliseren op betrouwbaarheid en levensduur van grote, efficiënte centrales. Dat betekent dat flexibiliteit zich vertaalt in inefficiëntie, en meer brandstofinzet en meer CO₂ uitstoot dan op grond van gemiddelde rendementen mag worden verwacht.

Regelen kost geld: elke variatie in output van een centrale creëert extra slijtage. De slijtage is groter naarmate er sneller geregeld wordt. Daarnaast gaat regelen gepaard lagere energetische rendementen, hetgeen hogere kosten en milieubelasting betekent. Tenslotte is de gemiddelde benuttingsgraad van centrales die flexibel ingezet worden lager waardoor het geïnvesteerde kapitaal minder rendeert. Om deze redenen kan het nodig

zijn om stroomproducenten te betalen voor het in deellast bedrijven van eenheden om op deze wijze zeker te stellen dat er voldoende regelcapaciteit beschikbaar is.

De regelbaarheid van centrales legt fysieke beperkingen op aan de wijze waarop met de inpassing van windvermogen en met netwerkcongestie omgegaan kan worden. Bij het bepalen van de termijn waarop congestiemanagement uitgevoerd wordt moet een balans gevonden worden tussen het feit dat meer centrales beschikbaar zijn naarmate de afroeptijd langer is, terwijl aan de andere hand de kennis over precieze aard en omvang van de congestie dichter naar *real time* toeneemt. Een oplossing zou kunnen bestaan uit het faseren van congestiemanagement. Men zou op langere termijn het grootste deel van de verwachte congestie kunnen oplossen, waarbij ook de langzamer regelbare eenheden ingezet zouden kunnen worden, en *last minute* correcties uitvoeren met sneller regelbare eenheden.

Wanneer er congestie optreedt is een van de sleutelvragen derhalve wat het aanbod van goed regelbare centrales aan beide zijden van de congestie is. Deze vraag speelt niet alleen in technische zin, maar, in verband met marktmacht, ook wat betreft het aantal marktspelers dat aan beide zijden vermogen kan aanbieden om de congestie op te lossen. Doordat elektriciteitsproducenten zijn voortgekomen uit bedrijven met een regionale monopolieën is de kans aanwezig dat een bepaalde centrale fysiek onmisbaar is om bepaalde gevallen van congestie op te lossen. In dit geval heeft de eigenaar van deze centrale lokale marktmacht. Doordat deze marktmacht ontstaat door de fysieke onmisbaarheid van een centrale, bestaat de marktmacht ongeacht de methode van congestiemanagement. Dan is het wellicht nodig om aanvullende maatregelen te treffen zoals het reguleren van de prijs en inzet van die specifieke centrale. In de VS (in PJM) gebeurt dit al; dergelijke centrales worden ‘must run’ eenheden genoemd.

Wordt de congestie veroorzaakt door windenergie, dan dient er een afweging gemaakt te worden tussen het regelen van de windturbines en van fossiele eenheden. Beide opties brengen kosten op economisch en milieugebied met zich mee. Of de huidige markt tot minimalisatie van deze kosten leidt, en zo niet, wat dan de beste maatregelen zijn, verdient nader onderzoek.

Index

biomassa, 7, 12

debiet, 1

deellastbereik, 5

feedback control, 2

feedforward control, 2

frequentie, 3

frequentieregeling, 4

IGCC, 15

NO_x, 7

PBMR, 15

PCC, 15

Pebble Bed Modular Reactor, 15

regelbereik, 5

regelen, 1

responstijd, 1

SEP, 1, 6

STEG, 1, 8, 12

sturen, 1

traagheid, 1