

Effektstøtte fra kraftvarmeværkerne i et grønt energisystem

En vurdering af de eksisterende termiske værkers potentiale til at levere den nødvendige effektstøtte i et energisystem domineret af vind og sol.

August 2024

Indhold

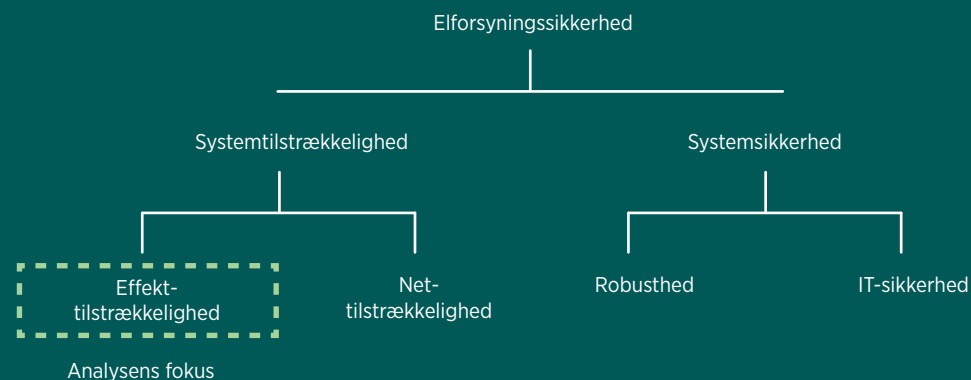
Sammenfatning.....	3
Hovedanbefalinger.....	4
Del 1: Risikoen for effektmangel er stigende.....	5
Den grønne omstilling udfordrer elforsynings sikkerheden.....	5
Stigende risiko for manglende effekt.....	6
Udlandsforbindelser alene løser ikke problemet.....	7
De termiske værker står overfor en usikker fremtid.....	8
Risikoen for effektmangel er størst i fyringssæsonen.....	9
Del 2: Kraftvarmeværkernes potentiale til at levere effektstøtte.....	10
Analyse af de eksisterende termiske anlægs potentiale.....	10
Eksisterende regulerbar elproduktionskapacitet i sektoren.....	11
Vurdering af omkostninger.....	12
Sammenligning af alternativer.....	13
Hvad koster det at stå driftsklar?.....	14
Hvad er de marginale produktionsomkostninger?.....	15
Hvad koster det i alt at producere 1 MWh el?.....	16
Konklusion og anbefalinger.....	17
Referencer.....	18
Bilag A: Metode og forudsætninger.....	19

Hvad er effektstøtte og hvorfor er det relevant?

Omstillingen til et energisystem med mere vind og sol kommer til at udfordre effekttilstrækkeligheden i vores elsystem. Effekttilstrækkelighed er et delelement af den samlede elforsynings sikkerhed og omhandler, hvorvidt der kan produceres lige så meget strøm, som der efterspørges.

Hvis vinden ikke blæser og solen ikke skinner, er vi afhængige af at kunne enten importere eller producere strøm på anden vis. Anlæg, der kan levere vejruafhængig og regulerbar elproduktionskapacitet kan altså bidrage til den samlede elforsynings sikkerhed ved at levere effektstøtte.

Formålet med denne analyse er at undersøge, om den nuværende portefølje af kraftvarmeanlæg er teknisk egnede til fortsat at understøtte effekttilstrækkeligheden i de næste 10-20 år samt om de er konkurrencedygtige på omkostningssiden ift. investering i nye gasturbiner.



Hvem er Dansk Fjernvarme?

Dansk Fjernvarme er brancheorganisation for de 363 danske fjernvarmeselskaber fordelt over hele landet, der leverer 99 procent af fjernvarmen i Danmark. Denne analyse er udarbejdet for Dansk Fjernvarmes Producentforum, som er en samling af de danske affaldsenergi- og kraftvarmeværker.

Producentforum og Dansk Fjernvarmes medlemmer repræsenterer tilsammen 97 pct. af den vejruafhængige elproduktionskapacitet i Danmark.

Sammenfatning

Energisystemet er under forandring. De stigende mængder vind og sol kombineret med en forventet udfasning af den regulerbare og vejruafhængige elproduktionskapacitet i fjernvarmesektoren vil sætte elforsyningsikkerheden under pres. Flere centrale aktører, herunder Energinet, ENTSO-E, Klimarådet og Green Power Danmark har for nyligt udgivet studier af, hvordan den grønne omstilling kan forventes at påvirke den fremtidige effekttilstrækkelighed i Danmark. Studierne peger på, at der kan være behov for at sikre mere regulerbar elproduktionskapacitet, end der som udgangspunkt forventes at være til rådighed.

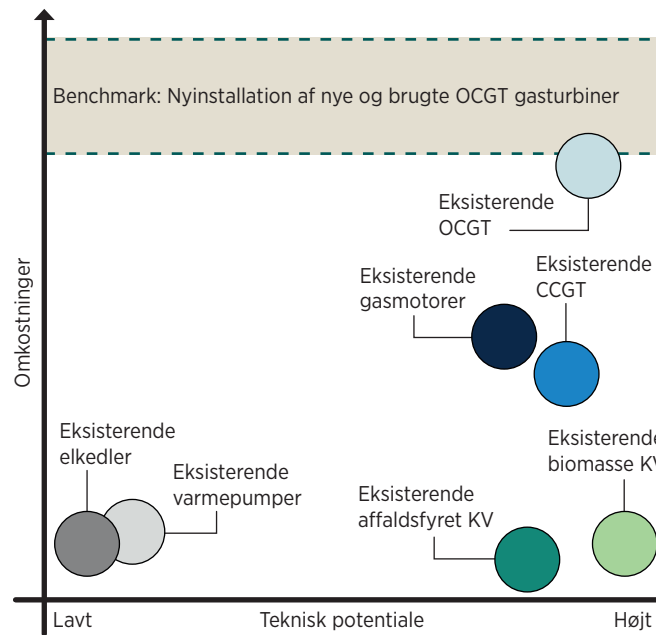
Behovet for regulerbar elproduktionskapacitet kan fx dækkes ved at investere i nye gasturbiner, men det er også en mulighed at anvende den eksisterende elproduktionskapacitet i fjernvarmesektoren, som i dag står til at blive udfaset. Derfor har Dansk Fjernvarme i samarbejde med Added Values undersøgt mulighederne for at anvende de eksisterende kraftvarmeanlæg til på sigt at understøtte effektbehovet. Analysen undersøger både, om de eksisterende kraftvarmeanlæg er teknisk egnede til at understøtte effekttilstrækkeligheden, og om det er økonomisk fordelagtigt at bevare dem i forhold til at etablere nye anlæg.

Added Values konkluderer overordnet, at den nuværende portefølje af kraftvarmeanlæg har gode muligheder for at bidrage til såvel effektbalance som systemydelse frem mod 2030 og derefter. Anlæggene er både teknisk velegnede til at levere effektstøtte, og det er betydeligt billigere at bevare de eksisterende anlæg end at investere i nye anlæg.

De anlægstyper, der indgår i analysen, er af vidt forskellig karakter, hvilket afspejles i anlæggenes forskellige omkostningsprofiler. Når man kigger på de samlede omkostninger forbundet med at producere 1 MWh el, er det imidlertid billigere at levetidsforlænge og drifte alle eksisterende typer af kraftvarmeanlæg sammenlignet med investering i et nyt rent elproducerende gasturbineanlæg. Det er derfor fordelagtigt at bevare de eksisterende værker og anvende disse til understøttelse af effekttilstrækkeligheden frem for at investere i nye gasturbineanlæg.

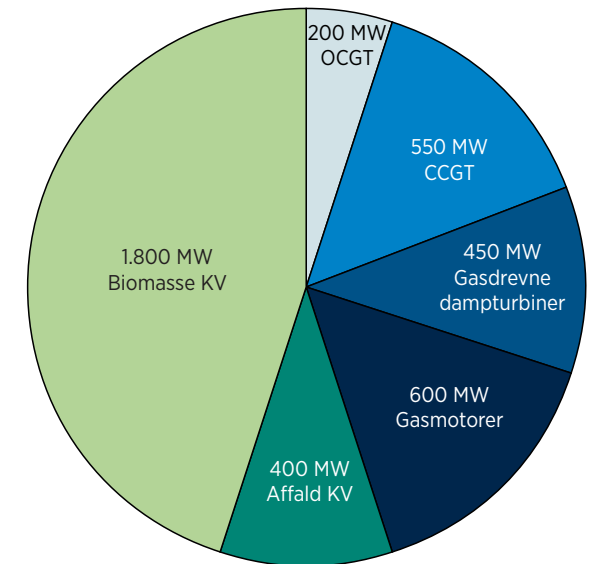
De eksisterende gasfyrede værker, som kan bevares for at understøtte el- og varmeforsyningsikkerheden, forventes i øvrigt at blive fossilfrie på sigt i takt med, at naturgasen i ledningsnettet løbende erstattes med biogas. Klima- Energi og Forsyningsministeriet forventer, at vi allerede i 2029 vil have 100 pct. grøn biogas i ledningsnettet,¹ og de gasfyrede værker er således oplagte som spids- og reservelast i et grønt energisystem.

Dog forventes en stor del af de eksisterende kraftvarmeanlæg under de nuværende rammebetingelser skrottet i de kommende år, og for flere anlæg er beslutningerne nært forestående. Derfor er der behov for hurtigst muligt at implementere en kapacitetsmekanisme i Danmark, som aflønner elproducenter og/eller forbrugere for at stille kapacitet til rådighed for at sikre effekttilstrækkeligheden.



Figur 1: Sammenligning af de forskellige alternativer, der kan anvendes til realisering af elkapacitet til effektstøtte
Kilde: Added Values (2024)

Note vedr. begge figurer: OCGT betegner rent elproducerende gasturbiner, mens CCGT betegner kombinerede el-og varmeproducerende gasturbiner. KV betegner kraftvarme. Der findes kun et par enkelte gasdrevne dampturbiner i Danmark, hvorfor de betragtes som specialanlæg, der ikke indgår i analysen af anlægsomkostninger, selvom de er relevante til levering af effektstøtte.



Figur 2: Eksisterende regulerbar elproduktionskapacitet fra termiske værker
Kilde: Dansk Fjernvarme

¹ Baseret på, at bionaturgasproduktionen fra og med 2029 forventes at overstige det samlede danske forbrug af ledningsgas (Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2024).

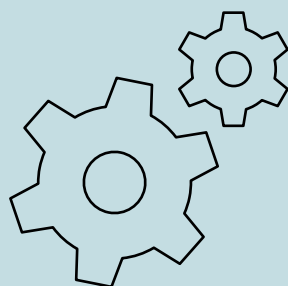
Hovedanbefalinger

1 Hurtig politisk stillingtagen til behovet for regulerbar elproduktion

De eksisterende kraftvarmeanlæg er velegnede og samfundsøkonomisk attraktive til understøtning af effekttilstrækkeligheden i forhold til investering i nye anlæg.

Dansk Fjernvarme dokumenterer i nærværende analyse, at det er væsentligt billigere at bevare de eksisterende kraftvarmeanlæg end at bygge nye vejruafhængige elproducerende anlæg.

Dog forventes en stor del af de eksisterende kraftvarmeanlæg under de nuværende rammebetingelser skrottet i de kommende år, og for flere anlæg er beslutningerne nært forestående. Dansk Fjernvarme anbefaler derfor en snarlig stillingtagen til, om disse anlæg bør bevares.



2 Udmelding om snarest mulig implementering af kapacitetsmekanismer i Danmark

Implementering af en kapacitetsmekanisme forudsætter en forudgående ansøgningsproces i EU-regi med lang sagsbehandlingstid.

Dansk Fjernvarme anbefaler derfor, at der snarest muligt igangsættes en undersøgelse af, hvilke typer af mekanismer, der skal tages i anvendelse til bevarelse af regulerbar elproduktion. Dansk Fjernvarme forventer at bidrage til denne undersøgelse.

En troværdig og konkret udmelding om, at kapacitetsmekanismer forventes at blive indført kan i sig selv bidrage til at modvirke skrotningsplanerne på kort sigt.

3 Indføre virkemidler, der afværger nært forestående, uigenkaldelige skrotninger af elproducerende anlæg

Der er en risiko for, at kapacitetsmekanismer først kan blive introduceret i Danmark om en årrække, efter mange af de eksisterende anlæg er uigenkaldeligt lukket.

Derfor er det en selvstændig anbefaling fra Dansk Fjernvarme, at man allerede nu politisk tager stilling til, at der skal findes løsninger, der kan sikre det økonomiske grundlag for fortsat drift af de eksisterende kraftvarmeanlæg.

Dansk Fjernvarme anbefaler at fremskynde en økonomisk ordning, som er målrettet levetidsforlængelse af eksisterende anlæg med henblik på at understøtte forsyningssikkerheden.



Den grønne omstilling udfordrer elforsynings sikkerheden

I fremtiden vil en stigende mængde af vores el stamme fra sol- og vindenergi. Fjernvarmesektoren vil i mindre grad være domineret af regulerbare kraftvarmeværker, og i højere grad blive storforbruger af strøm til varmeproduktionen. Elektrificeringen af bl.a. transport og opvarmning kommer til at betyde, at vores elforbrug vil stige markant. Vi er derfor allerede nu nødt til at overveje, hvordan vi sikrer, at vi fortsat har strøm i kontakten, når vinden ikke blæser og solen ikke skinner.

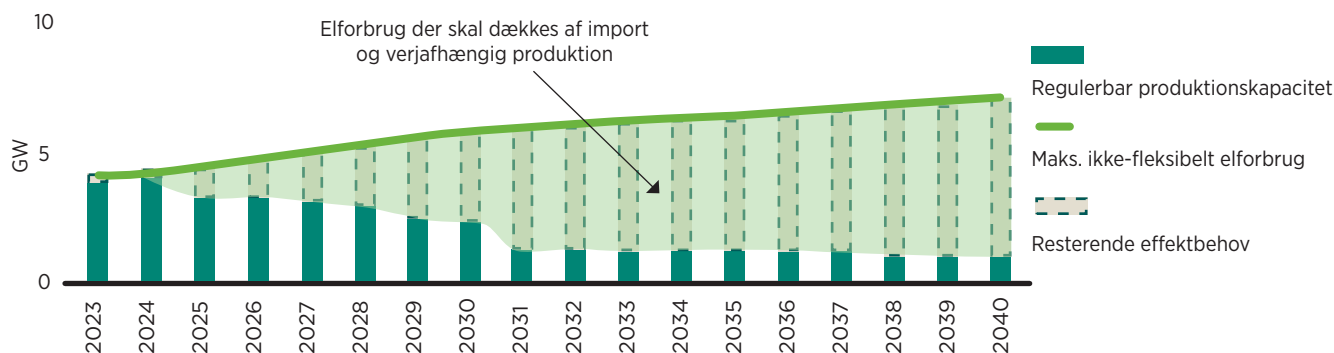
Meget af den vejruafhængige elproduktionskapacitet i Danmark står overfor at lukke i de kommende år. I Energistyrelsens analyseforudsætninger forventes, at halvdelen af varmeproduktionen kommer fra varmepumper og elkedler frem mod 2030, mens en stor del af de klassiske kraftvarmeanlæg lukkes.

Det betyder, at vores elforsynings sikkerhed vil komme under pres, fordi der ikke er tilstrækkelig produktionskapacitet til rådighed – eller med andre ord, at der ikke kan produceres lige så meget strøm, som der efterspørges. Når det sker, medfører det meget høje elpriser og i alvorlige tilfælde kan såkaldte "brown-outs" blive nødvendige. Et brown-out er en planlagt nedlukning,

hvor Energinet lukker strømforsyningen for større eller mindre områder, og det kan være forbundet med store samfundsøkonomiske tab.

Normalt sikrer elmarkedet, at der er balance mellem udbud og efterspørgsel på el. Dvs. at når efterspørgslen er høj eller udbuddet er lavt, vil der være en tendens til høje elpriser. Disse vil på kort sigt medføre, at forbrugerne får økonomisk incitament til at spare på strømmen, og på længere sigt give private aktører økonomisk incitament til at etablere ny produktionskapacitet eller fleksibilitet i form af fx lagring eller forbrugsfleksibilitet.

Der kan dog opstå situationer, hvor elmarkedet ikke på egen hånd kan opfylde behovet for kapacitet. Det skyldes bl.a., at de meget pressede situationer opstår sjældent og kan være svære at forudse. Desuden kan prislofter, både i elmarkedet og for elindtægter, som vi fx så i forbindelse med energikrisen i 2022, svække incitamentet til at foretage investeringer i ny produktionskapacitet. Som følge heraf sikrer elprisen i et "energy-only marked" ikke nødvendigvis, at der er tilstrækkeligt incitament til investeringer i ny kapacitet til sikring af effekttilstrækkeligheden.



Figur 3: Ikke-fleksibelt elforbrug og regulerbar elproduktion i Vestdanmark
Note: Maks. ikke-fleksibelt elforbrug er elforbrugt i den time, hvor det er størst på tværs af kategorier.
Kilde: Energinet (2023)

Højere elpriser i timer med effektnaphed kan have store samfundsøkonomiske konsekvenser

De høje elpriser, som kan opstå i timerne op til og på bagkant af perioder med manglende effekt, giver gode indtjeningsmuligheder for elproducenter, men tilsvarende højere udgifter for elforbrugere.

De høje elpriser i perioder omkring effektmangelsituationer kan således have store omfordelmæssige konsekvenser. Større udsving i elprisen bidrager desuden til inflation ved husholdningers køb af energi og indirekte gennem øgede omkostninger for virksomheder.

De samlede konsekvenser ved effektmangel kan således være langt større end de direkte omkostninger for elforbrugere, der måtte blive afkoblet i brown-outs. Dette bør tages i betragtning i vurderingen af behovet for effektstøtte.

Klimarådet har modelleret elprisen i årene 2030, 2035 og 2040 og konkluderer, at elprisen i et almindeligt vejrår for disse år er på niveau med elprisen i 2021, mens elprisen i et presset vejrår er på niveau med elprisen i 2022 (som var ekstraordinært høj pga. meget høje gaspriser). I et presset vejrår opstår der effektmangel i perioder med dårlige vind- og solforhold, hvilket fører til høje elpriser.

Dansk Fjernvarme anbefaler, at behovet for effektstøtte vurderes med udgangspunkt i de samlede konsekvenser ved effektmangel, dvs. ikke alene konsekvenserne ved en direkte afkobling af kunder, men også de konsekvenser som følger af højere elpriser i timer med effektmangel.

Stigende risiko for effektmangel

En bred vifte af centrale aktører i energisektoren har undersøgt, hvordan den grønne omstilling kan forventes at påvirke elforsyningsikkerheden.

Analysen fra bl.a. Energinet, ENTSO-E (den europæiske sammenlutning for TSO'er), Green Power Denmark og Klimarådet peger alle på fremtidige udfordringer med mangel på effekt i Danmark.

Alle fire studier simulerer et fremtidigt elmarked med mere vedvarende energi og mindre regulerbar elproduktionskapacitet, og alle fire studier finder, at effekttilstrækkeligheden vil blive udfordret i fremtiden, såfremt der ikke implementeres tiltag, der kan understøtte den.

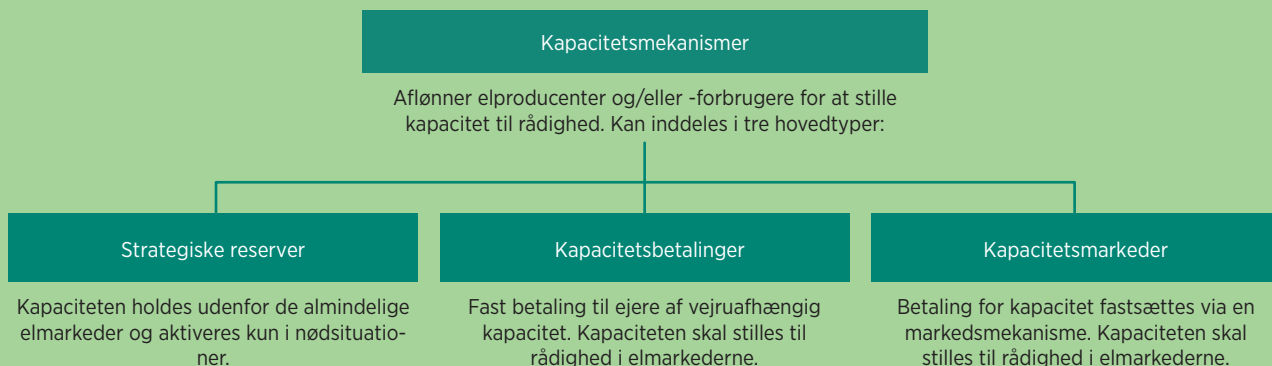
Effekttilstrækkelighed kan forbedres gennem flere forskellige typer tiltag. Én mulighed er at øge kapaciteten på udlandsforbindelser for derved at opnå en mere effektiv udnyttelse af produktionskapacitet på tværs af landegrænser. En anden mulighed er at øge graden af fleksibilitet i elforbruget gennem forskellige virkemidler, så forbruget i højere grad vil tilpasse sig den fluktuerende elproduktion. En tredje mulighed er at øge mængden af vejruafhængig elproduktionskapacitet, fx termiske kraftvær-

ker eller ellagring, så den samlede produktionskapacitet i højere grad kan tilpasses efterspørgslen.

På baggrund af de fire ovennævnte studier kan det imidlertid konkluderes, at udlandsforbindelser, forbrugsfleksibilitet og ellagring ikke kan stå alene, og at der derfor er brug for at sikre mere regulerbar elproduktionskapacitet, end der som udgangspunkt forventes at være til rådighed. Ekstra kapacitet kan tilvejebringes med en såkaldt kapacitetsmekanisme, som er en fællesbetegnelse for en række virkemidler, der har til formål at sikre effekttilstrækkeligheden, jf. boksen herunder.

Behovet for kapacitetsmekanismer siges ofte at opstå som følge af "the missing money problem" (se fx Joskow, (2007)), hvor prisen i energy-only-markedet ikke afspejler den samfundsøkonomiske værdi anlæggene bidrager med og ikke giver tilstrækkelig økonomisk incitament til investeringer i ny produktionskapacitet. Der er flere årsager til, at problemet opstår, herunder fx prisloftet i spotmarkedet, som beskytter forbrugerne mod "for høje" priser, men som samtidig kan føre til underinvesteringer.

Hvad er en kapacitetsmekanisme?



Nylige studier af den fremtidige effekttilstrækkelighed i Danmark

- Maj 2023: Klimarådet** udgiver analysen Sikker elforsyning med sol og vind, der konkluderer, at elforsyningsikkerheden vil blive udfordret uden nye tiltag.
- November 2023: Energinet** konkluderer i deres Redegørelse for Elforsyningsikkerhed 2023, at risikoen for at opleve afbrud i det danske elsystem som resultat af manglende effekt er stigende i de kommende år. Energinet vurderer, at dette i høj grad skyldes et fald i regulerbar kapacitet og øget elforbrug i hele Europa, som resulterer i en voksende kløft mellem ufleksibelt elforbrug og regulerbar produktionskapacitet.
- December 2023: ENTSO-E** udgiver European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2023, hvori de konkluderer, at Danmark er i den gruppe af lande, som er i størst risiko for at blive ramt af manglende effekttilstrækkelighed i fremtiden.
- Februar 2024: Green Power Denmark** udgiver Grøn elbalance i fremtiden, hvori de konkluderer, at hvis ikke vi indenfor kort tid får truffet de nødvendige beslutninger, vil det ultimativt betyde, at vi i nogle situationer er nødt til at slukke for strømmen hos en meget stor andel af forbrugere.

Udlandsforbindelser alene løser ikke problemet

Det nuværende høje niveau af effekttilstrækkelighed i Danmark er i høj grad bundet op på udlandsforbindelser. Udlandsforbindelser er vigtige for effektiviteten i det europæiske elsystem, men tydeliggør samtidig Danmarks afhængighed af de lande, vi er forbundet til. Den vejruafhængige og regulerbare forbrugs- og produktionskapacitet i vores nabolande har således stor indflydelse på risikoen for at mangle effekt i Danmark.

Energinets redegørelse for forsyningsikkerhed 2023 viser, at risikoen reduceres markant, hvis Danmarks europæiske naboer selv opfylder deres nationale behov for effekttilstrækkelighed (fx via vejruafhængig, regulerbar elproduktionskapacitet). Det fremgår af redegørelsen, at hvis dette ikke sker, er der behov for yderligere kapacitet i Danmark.

ENTSO-E's vurdering af effekttilstrækkeligheden i Europa (ERAA 2023) viser imidlertid, at store mængder fossil kapacitet

på europæisk plan risikerer at blive økonomisk urentabel på fem års sigt. Det drejer sig især om gaskapacitet. Derfor er der brug for de rette incitamenter og/eller målrettet intervention, såsom kapacitetsmekanismer, for at undgå effekttilstrækkelighedsproblemer.

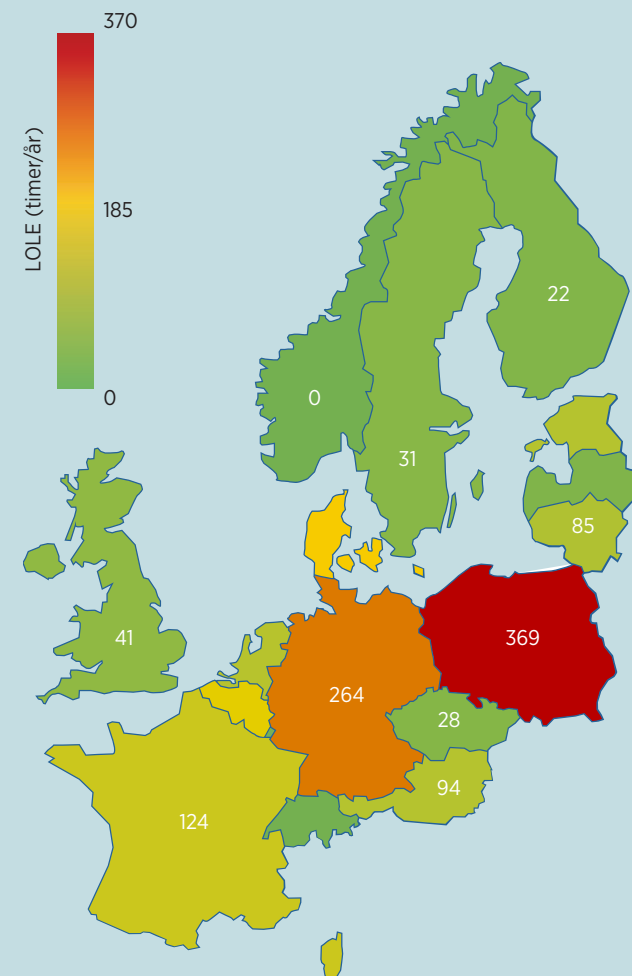
Danmarks udlandsforbindelser til Centraleuropa kan således ikke forventes at afhjælpe en fremtidig mangel på effekt i Danmark.

Derfor peger bl.a. Energinet og Klimarådet også på, at vi i Danmark bør understøtte den fremtidige effekttilstrækkelighed med bl.a. regulerbar elproduktionskapacitet. Det afføder et behov for at garantere aflønning af denne type elproduktionskapacitet, med henblik på at sikre en tilstrækkelig mængde i markedet.

Vores nabolande arbejder allerede på indførelse af kapacitetsmekanismer

Både Sverige og Tyskland har i dag kapacitetsmekanismer i form af strategiske reserver til at understøtte den nationale effekttilstrækkelighed og Tyskland har i februar 2024 vedtaget en ambitiøs Power Plant Strategy, hvor der afsættes 17 milliarder EUR til støtte af opførelse af nye gasturbiner, der kan konverteres til at køre på brint i fremtidens energisystem. Derudover har Tyskland også meddelt, at man arbejder på en markedsbaseret kapacitetsmekanisme, som man forventer vil blive implementeret i 2028.

Sverige er også i gang med det forberedende arbejde til at sikre effekttilstrækkeligheden efter den nuværende strategiske reserve udløber i 2025. Efter opdrag af den svenske regering udgav den svenske TSO, Svenska Kraftnät, i foråret 2023 en rapport med forslag til, hvordan et fremtidigt kapacitetsmarked kan udformes (Svenska Kraftnät, 2023). I marts 2024 offentliggjorde den svenske regering et "promemoriam", som redegør og begrundet regeringens forslag om at sikre, at der også efter 2025 findes en kapacitetsmekanisme i Sverige, herunder også forslag til en ny lov om finansiering af mekanismen (Klimat- og näringslivsdepartementet, 2024).



Figur 4: Risiko for elmangel i Europa i Energinets markedsscenarie for day-ahead markedet i 2033
Kilde: Energinet (2023)

De termiske værker står overfor en usikker fremtid

Dansk Fjernvarme udgav i 2022 en analyse udarbejdet af Energy Modelling Lab med formålet at give et kvalificeret bud på fremskrivning af den regulerbare elproduktionskapacitet under de nuværende og planlagte rammer for energisystemet. Både denne analyse og Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet peger på, at omstillingen væk fra fossile brændsler for el- og fjernvarmeproduktion betyder, at en stor del af den termiske elproduktionskapacitet udfases frem mod 2035.

Værkerne lukker ned, når deres levetid ophører, eller deres varmekontrakter udløber, idet der ikke er økonomi i at forlænge deres levetid eller investere i nye værker. Udfasningen af de eksisterende termiske værker vil forværre problemet med effekttilstrækkelighed.

Hvis de i stedet sikres et indtægtsgrundlag, der muliggør, at anlæggene fortsat holdes driftsklare, udgør de en potentiel elproduktionskapacitet, som kan mobiliseres, når der opstår udfordringer med effekttilstrækkelighed.

Der foregår i disse år markante ombygninger ude på de enkelte fjernvarmelokationer. Her er manglende pladsbehov på en kraftværksplads et hyppigt tema, og anlægsejerne kan derfor være nødsaget til at fjerne eksisterende kapacitet, som er "langtids-mølposet" eller skrottet. For at undgå at miste samfundsøkonomisk attraktiv elproduktionskapacitet er det således vigtigt hurtigst muligt at etablere incitament, der kan modvirke skrotningsplanerne.



Klik for at hente!

Omkostninger til sikring af regulerbar elproduktionskapacitet er nødvendige for den grønne omstilling

Mens både Energinets og ENTSO-E's analyser antager en lavere udbygning med sol- og vindenergi end nødvendigt for at leve op til Parisaftalen og Fit for 55, ser Klimarådet på scenarier, der er konsistente med de internationale klimaambitioner.

Klimarådets resultater viser, at elforsyningsikkerheden i flere europæiske lande alt andet lige forværres betydeligt.

For at leve op til Parisaftalen og EU's egne målsætninger er det således nødvendigt i en længere årrække at sikre en tilstrækkelig mængde regulerbar kapacitet.

Dansk Fjernvarme anbefaler på den baggrund, at omkostningerne til bevarelse af regulerbar elproduktionskapacitet, som kan bidrage til at facilitere integrationen af stigende mængder vind og sol i energisystemet, betragtes som nødvendige for den grønne omstilling.

Risikoen for effektmangel er størst i fyringssæsonen

Mange af kraftvarmeanlæggene har i større eller mindre udstrækning en bunden varmeproduktion til elproduktionen. Det betyder, at hvis anlægget skal producere el i en periode med behov for effektstøtte, skal varmeproduktionen enten kunne afsættes i fjernvarmenettet, lagres i akkumulatortank eller bortkøles.

Såfremt et kraftvarmeanlæg ikke har mulighed for hverken at afsætte, lagre eller bortkøle varmen, kan varmeproduktionen altså sætte en begrænsning på elproduktionen. Dette problem vil primært opstå i sommerperioden, hvor varmebehovet til opvarmning er begrænset.

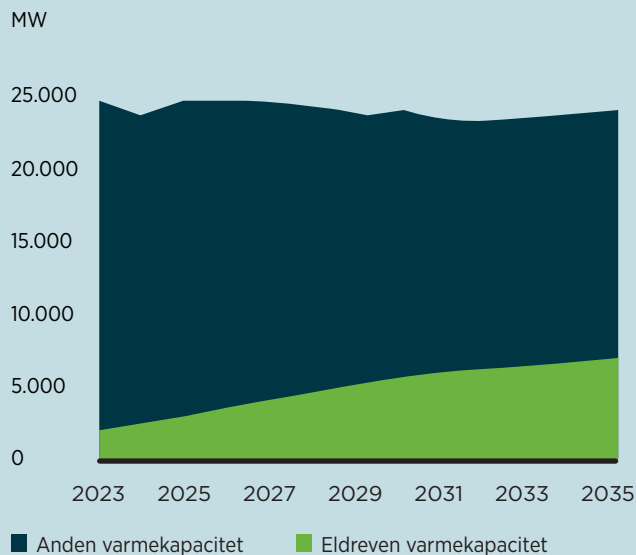
Studierne af effekttilstrækkelighed foretaget af Klimarådet, Green Power Denmark og Energinet peger alle på, at risikoen for effektmangel er størst i vindfattige perioder om vinteren, hvor elproduktionen fra solceller generelt er lavere end resten af året, og hvor elforbruget til opvarmning er højt. Elforbruget til opvarmning forventes desuden at stige med knap 60 pct. i perioden 2024-2035 (Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2024), hvilket isoleret set øger risikoen for effektmangel om vinteren.

I de tre studiers modelleringer sker alle elafbrud i de simulerede år således i relativt få, afgrænsede perioder i vintermånederne. Derfor er det ikke nødvendigvis et problem, at et givet anlæg er mindre egnet til at levere effektstøtte om sommeren og i den varmeste del af hhv. forår og efterår.

Varmeforsyningsikkerhed

Klima-, energi- og forsyningsministeren fastsætter årligt det fremtidige planlægningsmål for elforsyningsikkerheden på baggrund af anbefaling fra Energinet. Energinet anbefaler for 2033 et planlægningsmål på 36 afbrudsminutter, hvoraf 5 minutter er relateret til effekttilstrækkelighed.

Elforsyningsikkerheden kan imidlertid også få store konsekvenser for varmeforsyningsikkerheden. For det første er elforbrugende pumper en forudsætning for at cirkulere varmt vand både gennem fjernvarmenettet og rundt til radiatorer og gulvvarme inden for husets vægge, uanset om man har fjernvarme eller andre opvarmningsformer.



Figur 5: Udvikling i eldreven varmeproduktionskapacitet
Kilde: Energistyrelsen (2023)

For det andet forventes en stadig større andel af fjernvarmen fremover at blive produceret med eldrevne varmepumper og elkedler. Den forventede elektrificering af fjernvarmen vil føre til, at fjernvarmeselskaberne på sigt vil gå fra at være nettoproducenter af el til at blive nettoforbrugere af el.

Når der er meget sol og vind i systemet og elprisen derfor er lav, kan fjernvarmens eldrevne kedler og varmepumper producere varme, der enten kan bruges med det samme eller lagres i akkumuleringstanke eller andre former for varmelagre og bruges til senere opvarmning. Fjernvarmesystemet kan således ses som et enormt energilager, hvor "overproduktionen" af el kan gemmes. Når elprisen omvendt er høj, kan fjernvarmen slukke for de elforbrugende anlæg mod til gengæld at producere el på termiske kraftvarmeanlæg.

Udover at levere vejruafhængig elproduktionskapacitet, der kan understøtte elforsyningsikkerheden, bidrager de eksisterende termiske værker også til diversitet i varmeproduktionen og dermed til varmeforsyningsikkerheden. Den forventede reduktion af produktionen på termiske værker må derfor forventes at påvirke varmeforsyningsikkerheden.

Dansk Fjernvarme anbefaler på den baggrund, at varmeforsyningsikkerheden tages i betragtning, når der fastsættes planlægningsmål for elforsyningsikkerheden.

Analyse af de eksisterende termiske anlægs potentiale

Dansk Fjernvarme har i samarbejde med konsulentfirmaet Added Values undersøgt mulighederne for at anvende de eksisterende kraftvarmeanlæg til på sigt at understøtte effektbehovet.

Analysen undersøger både, om de eksisterende kraftvarmeanlæg er egnede til at understøtte effekttilstrækkeligheden, og om det er økonomisk fordelagtigt at bevare dem i forhold til at etablere nye værker.

Added Values konkluderer overordnet, at den nuværende portefølje af kraftvarmeanlæg har gode muligheder for at bidrage til såvel effektbalance som systemydelse frem mod 2030 og derefter.² I det følgende opsummeres analysen og dens resultater. For en mere fuldstændig og teknisk gennemgang af anlægstyper og deres tekniske egenskaber henvises til baggrundsrapporten fra Added Values, som kan downloades som bilag til denne rapport.

Analysen undersøger følgende grupper af eksisterende kraftvarmeanlæg:

Gasturbiner

Herunder både kombinerede el- og varmeproducerende gasturbiner (CCGT-anlæg) og rent elproducerende gasturbiner (OCGT-anlæg). Disse anlæg repræsenterer en stor eleffekt, bærer gode driftsegenskaber til effektstøtte og er samtidig omkostningseffektive. Det kan desuden være en fordel, at effekten er fordelt på forholdsvis få anlæg. De er attraktive på et kommende marked for effektstøtte, idet de i høj grad kan konkurrere med alternative nyinvesteringer i fx rent elproducerende gasturbiner.

Gasmotorer

Disse anlæg repræsenterer en stor eleffekt, bærer gode driftsegenskaber til effektstøtte og er samtidig ret omkostningseffektive. Effekten er spredt på mange små anlæg. De er attraktive på et kommende marked for effektstøtte og kan i høj grad konkurrere med alternative nyinvesteringer i fx rent elproducerende gasturbiner.

Biomasse- og affaldsfyrede kraftvarmeanlæg

Disse anlæg repræsenterer en meget stor eleffekt og bærer gode driftsegenskaber til effektstøtte. Nogle af anlæggene vil i fremtiden få påbygget Carbon Capture anlæg, hvilket reducerer elkapaciteten, men som kortvarigt kan reaktiveres ved midlertidigt stop af Carbon Capture anlægget.

Benchmark

Som generelt benchmark for evalueringen af de eksisterende termiske kraftvarmeanlæg anvendes et nyt elproducerende gasturbineanlæg (OCGT), der vurderes at være det mest relevante alternativ til understøttelse af effekttilstrækkelighed, hvilket også anføres af Klimarådet i rapporten "Sikker elforsyning med sol og vind" fra maj 2023 (Klimarådet, 2023).

Elkedler og store varmepumper

Added Values undersøger også betydningen af fleksibilitet fra store, kollektive varmepumper og elkedler. Disse anlæg repræsenterer ikke en mulighed for ekstra elproduktionskapacitet, men kan via nedregulering stadig bidrage til at sikre effekttilstrækkeligheden i perioder, hvor de ellers ville have kørt. Varmepumper og elkedler i kombination med varmelagre øger driftsfleksibiliteten yderligere.

Added Values konkluderer om varmepumper og elkedler, at de under alle omstændigheder i høj grad bidrager til effekttilstrækkelighed ved at agere fleksibelt i forhold til elprisen. I perioder med effektmangel, hvor elprisen er høj, forventes anlæggene således i høj grad at være slukkede.

Krav til driftsegenskaber hos anlæg, der skal understøtte effekttilstrækkelighed:

- Moderat opstartstid (med nogle timers varsel)
- Høj og sikker eleffekt [MW] (effekten skal kunne leveres kontinuerligt og i princippet uden tidsbegrænsning)
- Moderat reguleringshastighed
- Fleksibel elproduktionseffekt
- Et højt automationsniveau er ønskeligt, om end ikke nødvendigt

Når der opstår risiko for effektmangel som følge af vejrforhold, vil det oftest vise sig allerede i vejrprognoserne og dermed afspejle sig i day-ahead markedet.

Der vil derfor være god tid til at få anlæggene i drift og til at foretage løbende lastreguleringer. Dette betyder, at kravene til fx opstartstid og reguleringshastighed er lave til effektunderstøttelse, end for anlæg der leverer systemydelse.

² Udover anlæggenes tekniske egenskaber i forhold til at sikre effekttilstrækkelighed har Added Values også undersøgt anlæggenes forskellige tekniske egenskaber i forhold til at levere systemydelse. Systemydelse er ikke det primære fokus for denne analyse, men for mere information herom henvises til Added Values' afrapporting, som kan downloades som bilag til denne rapport.

Eksisterende regulerbar elproduktionskapacitet i sektoren

Den regulerbare elproduktionskapacitet fra gasturbiner, gasmotorer, gasdrevne dampturbiner,³ biomassefyrede kraftvarmeværker og affaldsenergianlæg tilkoblet fjernvarmen udgør ca. 4.000 MW.

Added Values konkluderer, at de eksisterende kraftvarmeanlæg generelt er teknisk velegnede til at levere effektstøtte. Heri ligger en vurdering af bl.a. mængden af elproduktionskapacitet, evnen til at producere el over længere tid, evnen til at producere el uden samtidig varmeproduktion og deraf følgende varmeafslætning samt kompleksiteten ved at mobilisere anlægget. Figur 7 viser fjernvarmesektorens eksisterende regulerbare elproduktionskapacitet pr. anlægstype.

CO₂-fangstanlæg og effektstøtte

Nogle af biomasse- og affaldsanlæggene vil i fremtiden få påbygget CO₂-fangstanlæg. Det forventes, at de fleste CO₂-fangstanlæg vil anvende damp fra samme kraftvarmeanlæg, hvilket medfører at mindre dampmængde tilføres dampturbinen. Dette vil reducere anlæggets elproduktionskapacitet.

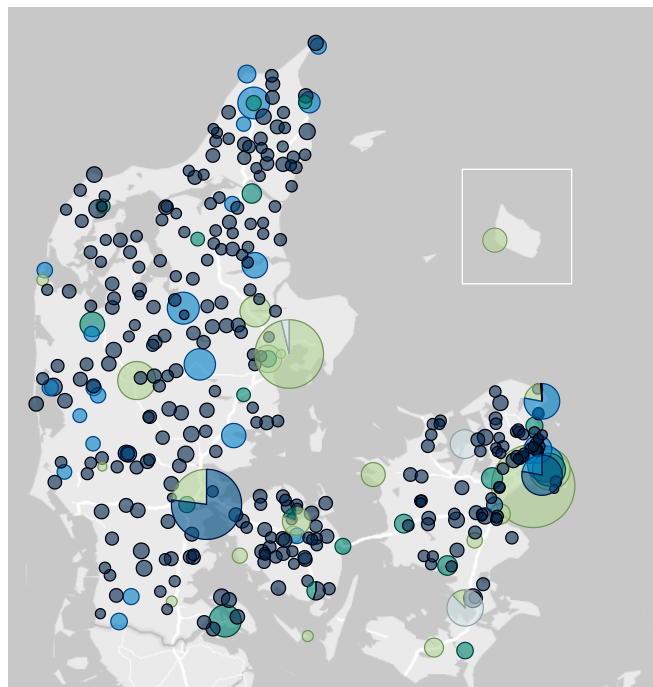
Det varierer fra anlæg til anlæg, i hvilken grad elproduktionskapaciteten forventes at blive reduceret under drift af et CO₂-fangstanlæg. Dog vil anlæggene formodentlig have mulighed for midlertidigt at slukke eller bypasse CO₂-fangstanlægget i tilfælde af effektmangel i elsystemet. CO₂-fangst reducerer således ikke et anlægs evne til at understøtte effekttilstrækkelighed.

Bunden varmeproduktion i kraftvarmeanlæg

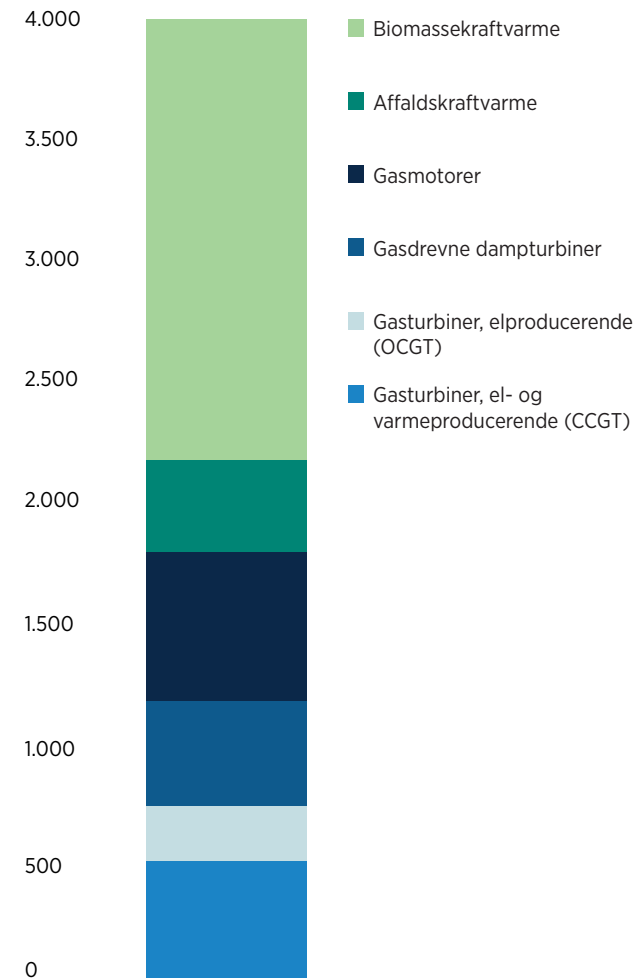
Added Values konkluderer, at mange af de termiske værker i denne analyse har bunden varmeproduktion til elproduktionen. Dette gælder de fleste CCGT-anlæg, gasmotoranlæggene og mange af de decentrale kraftvarmeværker. De fleste gasmotoranlæg vil dog kunne ombygges til at kunne producere fuld elkapacitet samtidig med, at der kun produceres en delmængde (ca. 50%) af fuld fjernvarmekapacitet, såfremt der opstår behov herfor. CCGT-anlæg kan også ombygges, så fjernvarmeprodukti-

onen kan afkobles fra elproduktionen og de i realiteten dermed kan køre som OCGT-anlæg. Herudover er de affaldsdyrede værker udstyret med sommerkølere, som muliggør fortsat drift ved høj last om sommeren.

Anlæg, der hverken kan afkoble varmeproduktionen eller bortkøle varmen, er således bedst egnede til at yde længerevarende effektstøtte i vinterhalvåret, hvor behovet for effektstøtte i fremtiden dog også forventes at være størst ifølge bl.a. Energinet og Klimarådet.⁴



Figur 6: Kort over eksisterende regulerbar elproduktionskapacitet fra termiske værker
Kilde: Dansk Fjernvarme, baseret på Energiproducenttællingen 2022



Figur 7: Eksisterende regulerbar elproduktionskapacitet fra termiske værker (MW)
Kilde: Dansk Fjernvarme, baseret på Energiproducenttællingen 2022

³ Der findes kun et par enkelte gasdrevne dampturbiner i Danmark, hvorfor de betragtes som specialanlæg, der ikke indgår i analysen af anlægsomkostninger, selvom de er relevante til levering af effektstøtte.

⁴ Energinet peger på, at risikoen for effektmangel i Danmark er særligt fremherskende i vinterhalvåret, fra november til marts, særligt i løbet af dagtimerne og koncentreret omkring morgen- og aftenkogespidserne. Klimarådet vurderer ligeledes, at risikoen for elafbrud er størst i vindfattede perioder om vinteren, hvor elproduktionen fra solceller generelt er lavere end resten af året, og hvor elforbruget er højt.

Vurdering af omkostninger

Anlæggenes omkostninger kan opdeles på tre hovedkategorier: reinvesteringsomkostninger, faste driftsomkostninger og variable driftsomkostninger, jf. Tabel 1. Reinvesteringsomkostningerne er udtryk for investeringer i levetidsforlængelse af anlæg (benævnt "major overhaul").

De faste driftsomkostninger er udtryk for et anlægs faste årlige omkostningerne ved at holde anlægget driftsklart, mens de variable driftsomkostninger er udtryk for omkostninger til brændsel, afgifter, kvoter, evt. indtægter fra varme og affald ved kraftvarmedrift og øvrige driftsomkostninger.

Gasturbiner og -motorer

Sammenlignes reinvesteringsomkostningerne for de eksisterende gasturbiner og -motorer med prisen for investering i et nyt gasturbineanlæg (nyinstalleret OCGT), som typisk koster mere end 6.000.000 kr. pr. MW elproduktionskapacitet, er det betydeligt billigere at udnytte eksisterende anlæg.

De faste driftsomkostninger vil formentlig være lidt højere for et eksisterende gasturbineanlæg end for et nyinstalleret, men disse omkostninger er i forvejen ret lave og ofte ubetydelige for eksisterende anlæg. For eksisterende gasmotoranlæg vil de faste driftsomkostninger formentlig være lidt lavere end for et nyt gasturbineanlæg.

Endelig vil de variable driftsomkostninger for de eksisterende kraftvarmegasturbiner og -motorer ved kraftvarmedrift i gennemsnit være lavere end for et nyt gasturbineanlæg. Alt i alt udgør de eksisterende gasturbiner og -motorer dermed et attraktivt alternativ til nyanlæg.

Affalds- og biomassefyrede kraftvarmeanlæg

De affalds- og biomassefyrede anlæg adskiller sig væsentligt fra de gasfyrede anlæg ved at have en helt anden omkostningsfordeling: Høje faste årlige driftsomkostninger, men til gengæld meget lavere omkostninger til major overhaul.

De faste årlige driftsomkostninger inkluderer dog også en værdifuld og stor fjernvarmekapacitet, idet de affalds- og biomassefyrede anlæg typisk producerer flere MWh varme pr. MWh el end de øvrige anlægstyper. For de affaldsfyrede anlæg inkluderer de faste driftsomkostninger også værdien af bortskaffelse af affald.

Endelig vil de variable driftsomkostninger for et eksisterende affalds- og biomassefyret anlæg ved kraftvarmedrift i gennemsnit være væsentligt lavere end for et nyt OCGT-anlæg.

Alt i alt udgør de eksisterende affalds- og biomassefyrede kraftvarmeanlæg således også et attraktivt alternativ til investering i nye anlæg.

Anlæg	Reinvesteringsomkostninger (kr./MW el)	Estimeret antal driftstimer mellem major overhuls	Faste driftsomkostninger (kr./MW el/år)	Variable driftsomkostninger (kr./MWh el)
Benchmark: Nyinstalleret OCGT	6.000.000	50.000	50.000 – 80.000	Ren elproduktion: 1.400 – 1.700
Gasturbiner, el- og varmeproducerende (CCGT)	0 – 1.500.000	50.000	100.000 – 200.000	KV-produktion: 700 – 1.100 Ren elproduktion: 1.500 – 1.800
Gasturbiner, elproducerende (OCGT)	0 – 1.500.000	50.000	50.000 – 100.000	Ren elproduktion: 1.500 – 1.800
Gasmotorer	0 – 750.000	40.000 – 80.000	25.000 – 75.000	KV-produktion: 1.000 – 1.500 Ren elproduktion: 1.200 – 1.800
Affaldskraftvarme	0 – 150.000	100.000	1.500.000 – 2.500.000	KV-produktion: 250 – 450 Ren elproduktion: 600 – 800
Biomassekraftvarme	0 – 150.000	100.000	750.000 – 1.000.000	KV-produktion: 650 – 850 Ren elproduktion: 1.150 – 1.550

Tabel 1: Omkostninger på tværs af anlægstyper

Note: Reinvesteringsomkostninger er udtryk for investeringer i levetidsforlængelse af eksisterende anlæg, benævnt "major overhaul" (for "benchmark: Nyinstalleret OCGT" angiver Tabel 1 dog prisen for investering i et nyt OCGT-anlæg). De faste driftsomkostninger er udtryk for et anlægs faste årlige omkostninger ved at holde anlægget driftsklart. De variable driftsomkostninger er baseret på forventede markeds- og rammebetingelser i 2030 (i faste 2023-priser). De variable driftsomkostninger i kraftvarmedrift er opgjort på baggrund af en antaget varmepriis på 150-250 kr. pr. MWh varme.

Kilde: Added Values (2024)

Sammenligning af alternativer

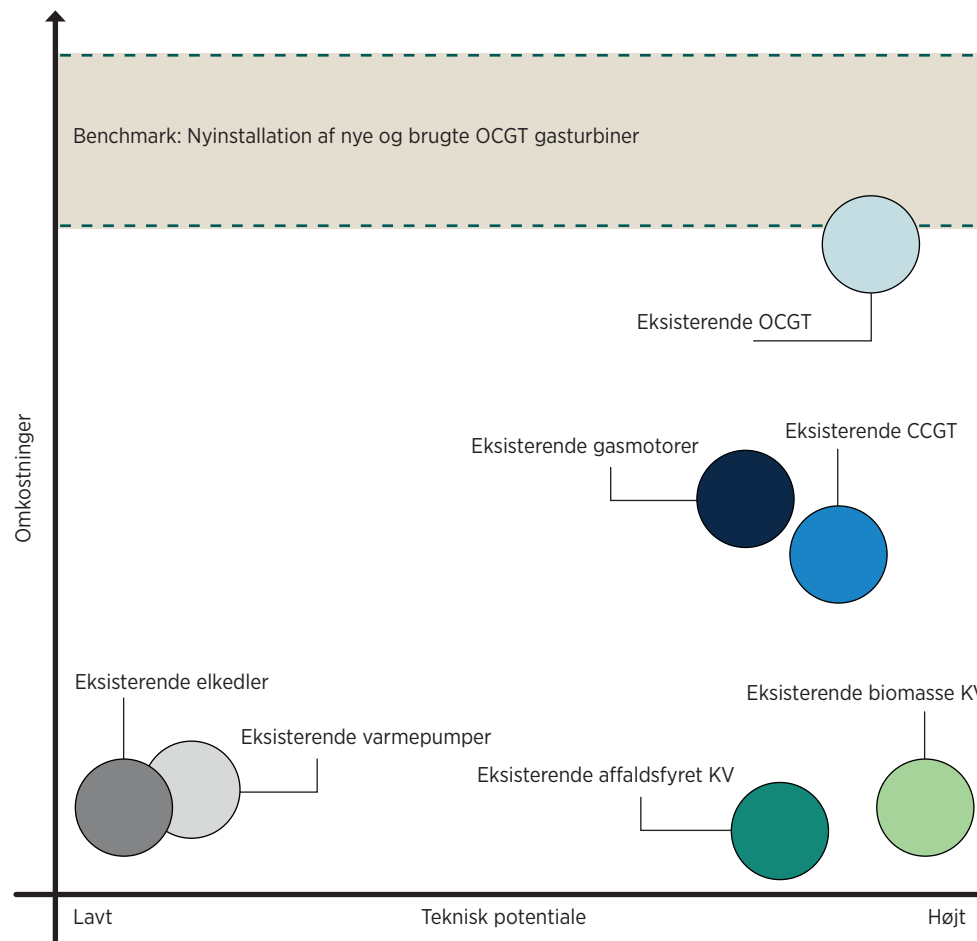
For at kunne foretage en mere direkte sammenligning af det tekniske potentiale og omkostninger på tværs af anlæg har Added Values indplaceret de forskellige anlægstyper i et diagram som illustreret i Figur 8. Det tekniske potentiale er opgjort på baggrund af mængden af elproduktionskapacitet, evnen til at producere el over længere tid, evnen til at producere el uden tvungen fjernvarme og kompleksiteten i forbindelse med mobilisering.

Placeringen på omkostningsaksen er opgjort på baggrund af en kombination af reinvesteringsomkostninger og faste og variable driftsomkostninger. Illustrationen viser, at de eksisterende termiske anlæg både er teknisk og økonomisk fordelagtige i forhold til investering i ny elproduktionskapacitet.

CO₂-fangstanlægs betydning for konkurrenceevnen

Selvom CO₂-fangst ikke reducerer et anlægs evne til at understøtte effekttilstrækkelighed, vil den ekstra effektstøtte, som anlægget kan bidrage med ved midlertidigt at slukke/omgå CO₂-fangstanlægget, alt andet lige være forbundet med en højere marginalpris. Det skyldes, at der vil være en tabt fortjeneste og/eller bøde i forbindelse med, at anlægget sætter CO₂-fangstanlægget midlertidigt ud af drift.

Marginalprisen for el via CO₂-fangst-afslatning er meget usikker, idet den afhænger både af fremtidige rammevilkår, certifikatværdi på den biogene CO₂, lagringsomkostninger på CO₂ og fremtidig CO₂-kvotepris (fossil andel). Under en række forskellige antagelser er marginalprisen estimeret til at ligge i intervallet 1.500 – 2.500 kr./MWh.



Figur 8: Sammenligning af de forskellige alternativer, der kan anvendes til realisering af elkapacitet til effektstøtte
Kilde: Added Values (2024)

Hvad koster det at stå driftsklar?

Figur 9 afspejler, hvad det årligt koster pr. MW el at have et anlæg stående til rådighed for elsystemet, dvs. de faste årlige omkostninger, som er uafhængige af hvor mange MWh, der produceres.

De faste årlige omkostninger er især relevante at have for øje, såfremt et anlæg skal anvendes som strategisk reserve. I denne form for kapacitetsmekanisme deltager anlægget ikke samtidig på elmarkederne, men idriftsættes udelukkende i tilfælde af risiko for effektmangel.

Da en strategisk reserve har meget få årlige driftstimer, er de faste årlige omkostninger afgørende for et anlægs omkostnings-effektivitet i en sådan mekanisme. De anlægstyper, der indgår i denne analyse er af vidt forskellig karakter, hvilket også afspejles i forskellige omkostningsprofiler. Affaldsenergianlæg og biomassefyrede værker er typisk store og beregnet til at være i drift mange timer om året, mens gasmotorer typisk er mindre anlæg på 1-5 MW effekt og som ofte har langt færre driftstimer i løbet af et år.

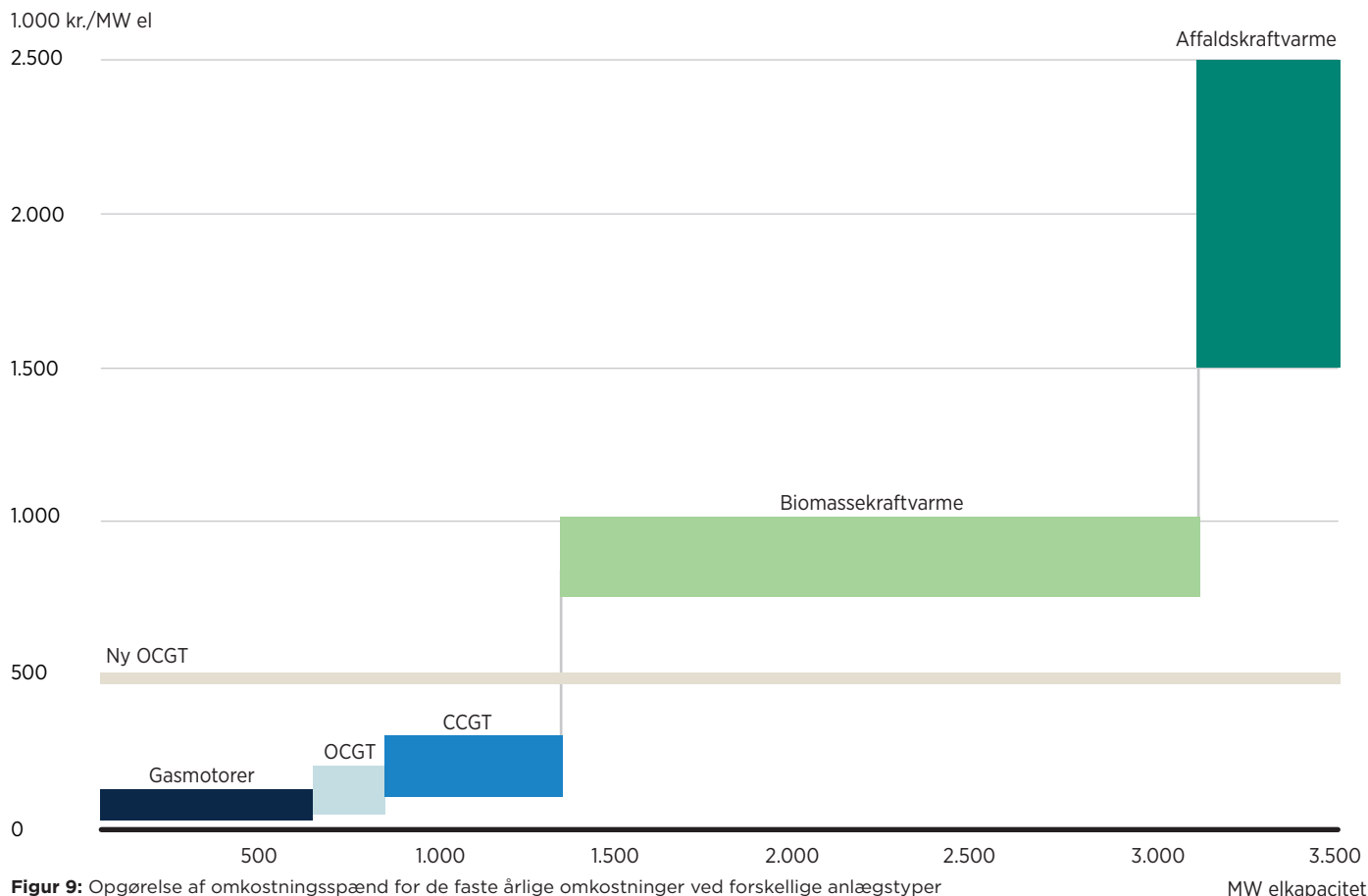
På Figur 9 har vi opgjort et omkostningsspænd for de faste årlige omkostninger ved de forskellige anlægstyper. Mens affalds- og biomassefyrede værker typisk har store faste årlige omkostninger og lave marginale produktionsomkostninger, har de gasdrevne anlæg typisk lavere faste omkostninger men højere marginale produktionsomkostninger.

Som det fremgår af figuren, er de faste årlige omkostninger ved at levetidsforlænge og holde de eksisterende gasdrevne anlæg driftsklare markant lavere end ved at installere nye gasdrevne turbiner.

I denne sammenligning tages der udgangspunkt i en situation, hvor anlæggene ikke har mulighed for at producere varme sideløbende med, at de indgår som strategisk reserve. Derfor tilfalder alle faste årlige omkostninger elsiden. Det er også muligt at designe en strategisk reserve, hvor det tillades, at de kraftvarmeanlæg, der indgår i reserven fortsat har mulighed for at producere varme til fjernvarmenettet. Hvor stor en del af anlæggets

elkapacitet, der reserveres som strategisk reserve, vil i så fald afhænge af de anlægsspecifikke produktionsforhold, da det skal kunne garanteres, at den reservede kapacitet er til rådighed i effektmangelsituationer. En nærmere analyse af anlægsøko-

nomien i dette scenarie forudsætter en omkostningsallokering mellem el og varme og kræver en mere detaljeret analyse, hvor de konkrete produktionsforhold på de enkelte anlæg tages i betragtning.



Figur 9: Opgørelse af omkostningsspænd for de faste årlige omkostninger ved forskellige anlægstyper
Note: Figuren viser anlæggenes samlede faste årlige omkostninger pr. MW el, dvs. uden allokering mellem el- og varmesiden.
Kilde: Dansk Fjernvarmes beregninger baseret på Added Values' omkostningsestimater (2024)

Hvad er de marginale produktionsomkostninger?

De marginale produktionsomkostninger er afgørende for, hvornår det kan svare sig for det enkelte anlæg at deltage i elmarkederne, da de vil være definerende for, hvilken elpris anlægget vil byde ind med.

Som det fremgår af Figur 10 har især affaldsenergianlæggene, men også biomasseanlæggene, lave marginale produktionsomkostninger. Omvendt fremgår det også, at de gasdrevne anlæg har højere marginale produktionsomkostninger. Dette skyldes især, at CO₂-kvoter og afgifter presser produktionsomkostningerne op for de anlæg, der anvender ledningsgas som brændsel. Som resultat heraf ses, at de gasdrevne anlæg i stigende grad kun anvendes til spids- og reservelast.

I opgørelsen medregnes en varmepris på 150-250 kr./MWh varme, der produceres på kraftvarmeanlæggene, samt en pris på affaldsforbrænding på 400 kr./ton. Herved tages der i opgørelsen af de marginale produktionsomkostninger højde for værdien af samproduktion af el og varme på et kraftvarmeanlæg.

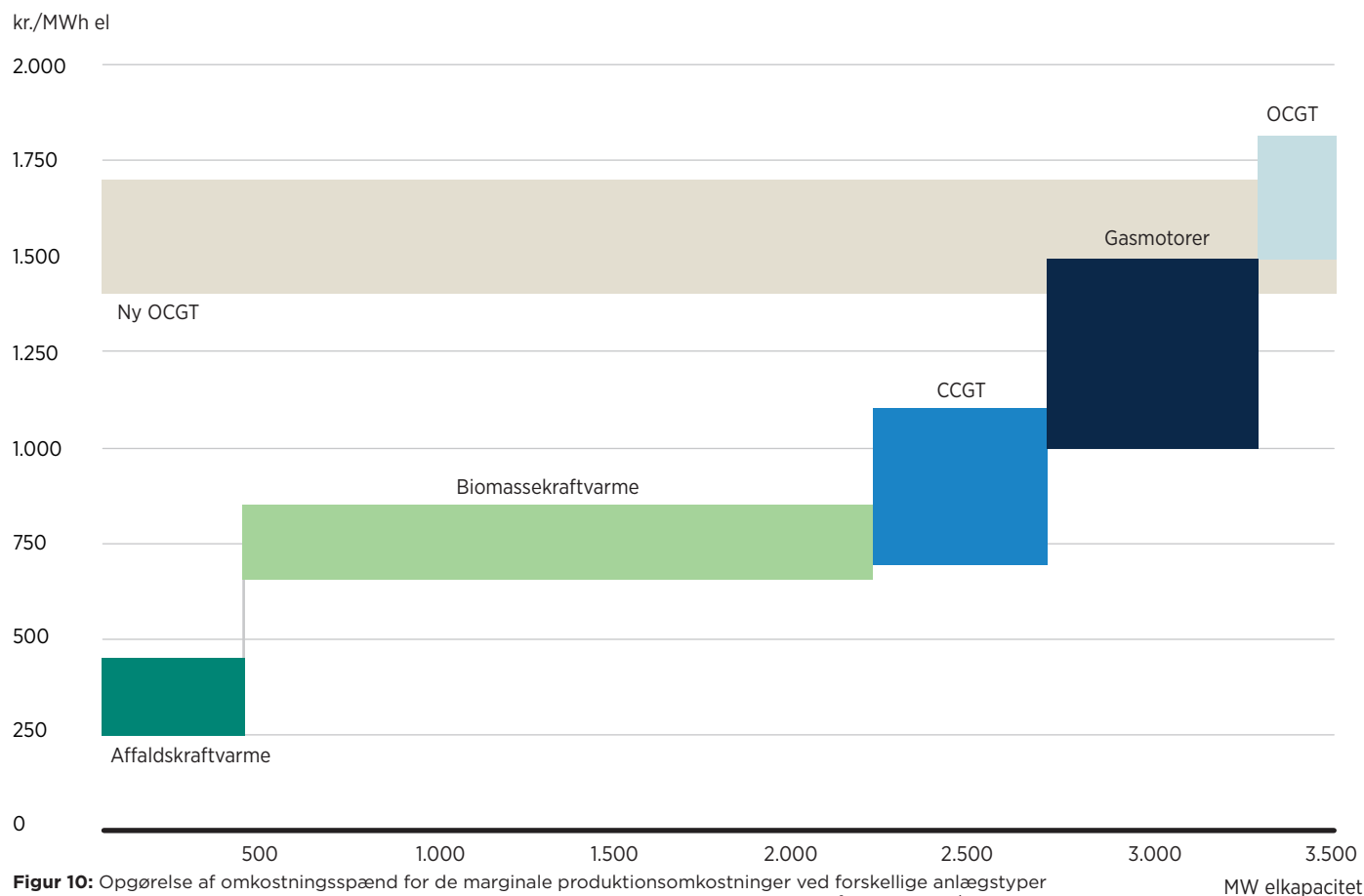
Som det fremgår af Figur 10, er de marginale produktionsomkostninger lavere ved levetidsforlængelse af eksisterende kraftvarmeværker end ved nyinstallation af OCGT. Levetidsforlængelse af eksisterende OCGT vil typisk medføre lidt højere produktionsomkostninger end en helt ny turbine, hvilket dog samlet set opvejes af de lavere faste omkostninger, som det ses af opgørelsen af samlede produktionsomkostninger pr. MWh el på Figur 11.

Sorte afgifter på grønne brændsler presser anlægsøkonomien på de gasdrevne værker

Biogassen er godt i gang med at erstatte naturgassen i det danske gasledningsnet. I 2022 var ca. 34 pct. af gassen udgjort af biogas og denne andel forventes at stige i de kommende år. Dansk Fjernvarme konstaterer, at det ifølge Klimafremskrivningen 2024 forventes, at vi allerede i 2029 vil have 100 pct. grøn biogas. Dette betyder, at vi på sigt i et 100 pct. grønt energisystem kan anvende gasdrevne anlæg til at levere effektstøtte.

Gasforbrugerne betaler imidlertid stadig afgifter og CO₂-kvoter svarende til hvis gassen var 100 pct. naturgas. Det presser anlægsøkonomien på de gasdrevne anlæg, hvoraf en stor andel

står til at lukke i de kommende år. En oplagt måde at forbedre effekttilstrækkeligheden på vil således være at tilpasse CO₂-afgifterne til de CO₂-udledninger, de faktisk medfører.



Figur 10: Opgørelse af omkostningsspænd for de marginale produktionsomkostninger ved forskellige anlægstyper
Note: Figuren viser anlæggenes marginale elproduktionsomkostninger med en varmepris på 150-250 kr./MWh varme og en pris på affaldsforbrænding på 400 kr./ton, dvs. der tages højde for værdien af samproduktion på et kraftvarmeanlæg.
Kilde: Dansk Fjernvarmes beregninger baseret på Added Values' omkostningsestimater (2024)

Hvad koster det i alt at producere 1 MWh el?

På de foregående sider sammenlignes anlægstypernes faste og variable omkostninger. Mens de marginale produktionsomkostninger er definerende for, hvornår et anlæg vil deltage på elmarkederne, kan de faste årlige omkostninger have stor betydning for, hvorvidt en anlægstype evt. vil være egnet som strategisk reserve.

I et kapacitetsmarked, hvor aktørerne samtidig kan deltage i elmarkederne, vil såvel de faste som de marginale omkostninger være relevante at tage i betragtning. Generelt må det forventes, at anlæg med lave produktionsomkostninger og høj sikkerhed for at stå til rådighed, vil have de bedste muligheder for at byde ind på et kapacitetsmarked. Som det også fremgår af figuren, estimeres de samlede årlige omkostninger per MWh at være lavere ved levetidsforlængelse af alle de undersøgte anlægstyper, når der sammenlignes med nyinvestering i rent elproducerende gasturbiner.

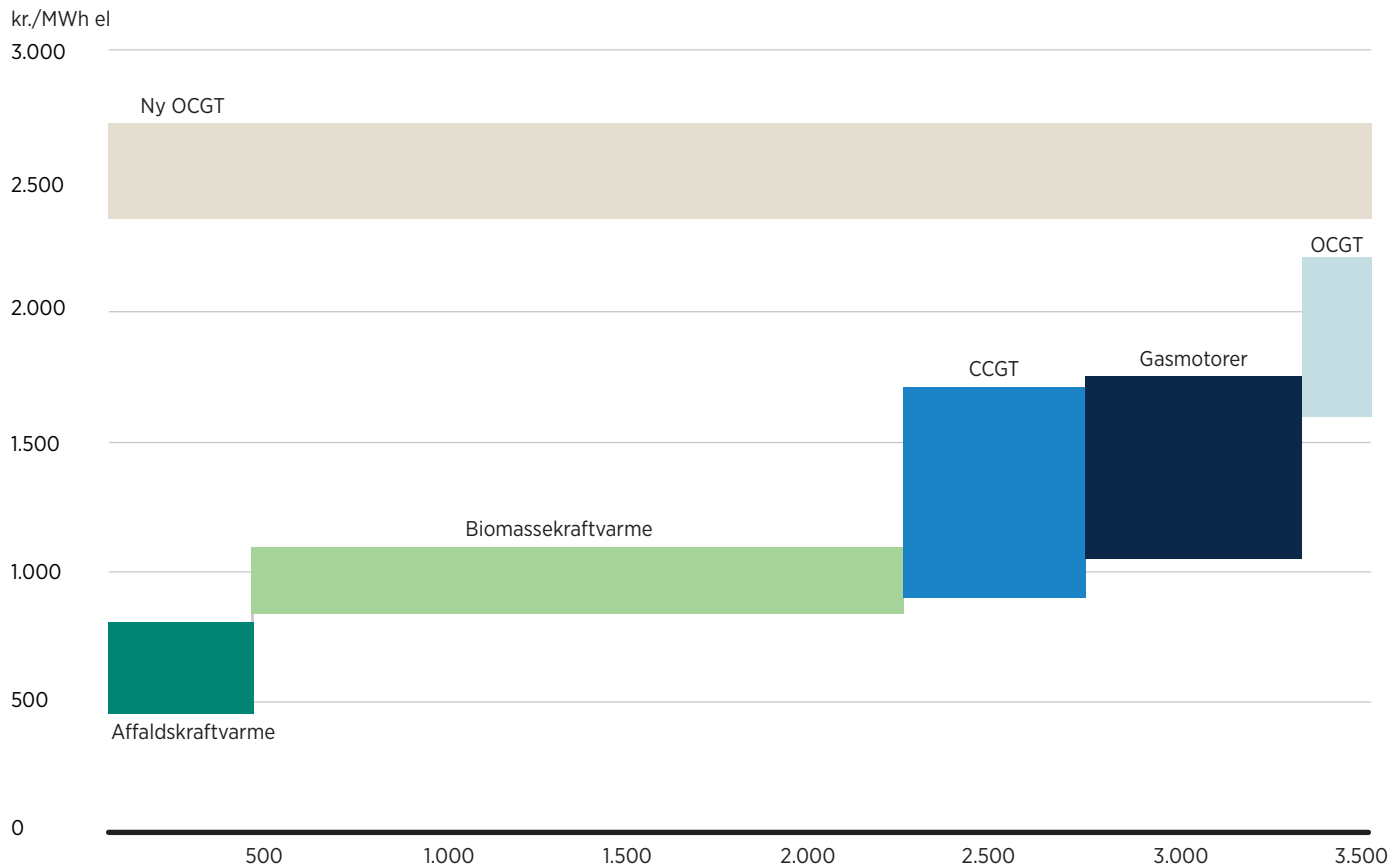
For at opgøre de samlede produktionsomkostninger pr. MWh er det nødvendigt at estimere hvor mange timer anlæggene forventes at være i drift om året. I Figur 11 har vi forudsat, at affaldsenergianlæggene er i drift 7.000 fuldlasttimer om året, biomasseanlæggene 4.000 fuldlasttimer og de gasdrevne 500 fuldlasttimer om året.

Fordeling af omkostninger mellem el og varme

I beregningen medtages en varmepris på 150-250 kr./MWh varme produceret. I de faste årlige omkostninger er der imidlertid ikke foretaget en fordeling af omkostninger på el og varme. En væsentlig del af de faste omkostninger er dog forbundet med at opretholde varmekapaciteten. Når der ikke foretages en allokering af de faste omkostninger på el og varme, tages der således ikke hensyn til, at de faste omkostninger for OCGT-anlæggene udelukkende omfatter elkapacitet, mens de for kraftvarmeværkerne også omfatter en varmekapacitet, der svarer til mellem 100 og 400 pct. af elkapaciteten. Varmekapaciteten har en stor værdi, både samfundsøkonomisk og for de enkelte selskaber, som dermed ikke afspejles i ovenstående. En omkostningsallokering

mellem el, varme og evt. affald vil medføre, at de enkelte kraftvarmeværkers faste omkostninger per MW eleffekt reduceres med 20-90 pct. Omkostningsallokeringen vil imidlertid afhænge af de konkrete forhold for det enkelte anlæg, hvorfor det ikke er

muligt at anvende en overordnet metode for alle anlægstyper og få et retvisende sammenligningsgrundlag. Metode og forudsætninger anvendt til opgørelsen er nærmere beskrevet i bilag A.



Figur 11: Opgørelse af omkostningsspænd for de faste årlige omkostninger ved forskellige anlægstyper

Note: Figuren viser anlæggenes samlede produktionsomkostninger med en varmepris på 150-250 kr./MWh varme og en pris på affaldsforbrænding på 400 kr./ton. De faste årlige omkostninger er opgjort pr. MW el, dvs. uden allokering mellem el- og varmesiden.

Kilde: Dansk Fjernvarmes beregninger baseret på Added Values' omkostningsestimater (2024)

Konklusion og anbefalinger

Analysen viser, at det er økonomisk fordelagtigt at bevare de eksisterende kraftvarmeanlæg og anvende disse til understøttelse af effekttilstrækkelighed sammenlignet med nyinvesteringer i rent elproducerende gasturbiner.

En stor del af de eksisterende kraftvarmeanlæg er dog luknings-truede. Værkerne lukker ned, når deres levetid ophører, eller deres varmekontrakter udløber, idet der ikke er økonomi i at forlænge deres levetid eller investere i nye værker. Udfasningen af de eksisterende kraftvarmeverker vil imidlertid forværre problemet med effekttilstrækkelighed.

Derfor er der behov for en hurtig politisk stillingtagen til behovet for regulerbar elproduktion og bevarelsen af de eksisterende kraftvarmeanlæg. En kapacitetsmekanisme kan sikre aflønning af kapacitet, som står til rådighed for elmarkedet med henblik på at sikre effekttilstrækkelighed. Implementeringen af kapacitetsmekanismer forudsætter en længerevarende ansøgningsproces i EU-regi. Dog kan en konkret udmelding om snarest mulig implementering af kapacitetsmekanismer i Danmark formentlig bidrage til at modvirke skrotningsplanerne på kort sigt.

Kapacitetsmekanismer dækker over en række forskellige virkemidler, og den specifikke udformning af mekanismen kan have stor betydning for, hvilke anlægstyper, der kan deltage. Derfor forudsætter implementeringen af kapacitetsmekanismer grundige overvejelser om designet heraf, så det sikres, at vi udnytter vores omkostningseffektive eksisterende kapacitet bedst muligt.

Den eksisterende kraftvarmekapacitet består af både gasdrevne, biomasse- og affaldsfyrede værker. Biogassen er imidlertid godt i gang med at erstatte naturgassen i det danske gasledningsnet, og derfor kan de gasdrevne anlæg på sigt også levere effektstøtte i et 100 pct. grønt energisystem.

1 Hurtig politisk stillingtagen til behovet for regulerbar elproduktion

De eksisterende kraftvarmeanlæg er velegnede og samfundsøkonomisk attraktive til understøtning af effekttilstrækkeligheden i forhold til investering i nye anlæg. Dansk Fjernvarme dokumenterer i nærværende analyse, at det er væsentligt billigere at bevare de eksisterende kraftvarmeanlæg end at bygge nye. Dog forventes en stor del af de eksisterende kraftvarmeanlæg under de nuværende rammebetingelser skrottet i de kommende år, og for flere anlæg er beslutningerne nært forestående. Dansk Fjernvarme anbefaler derfor en snarlig stillingtagen til, om disse anlæg bør bevares.

2 Udmelding om snarest mulig implementering af kapacitetsmekanismer i Danmark

Implementering af en kapacitetsmekanisme forudsætter en forudgående ansøgningsproces i EU-regi med lang sagsbehandlings-tid. Dansk Fjernvarme anbefaler derfor, at der snarest muligt igangsættes en undersøgelse af, hvilke typer af mekanismer, der skal tages i anvendelse til bevarelse af regulerbar elproduktion. Dansk Fjernvarme forventer at bidrage til denne undersøgelse. En troværdig og konkret udmelding om, at kapacitetsmekanismer forventes at blive indført kan i sig selv bidrage til at modvirke skrotningsplanerne på kort sigt.

3 Indføre virkemidler, der afværger nært forestående, uigenkaldelige skrotninger af elproducerende anlæg

Der er en risiko for, at kapacitetsmekanismer først kan blive introduceret i Danmark om en årrække, efter mange af de eksisterende anlæg er uigenkaldeligt lukket. Derfor er det en selvstændig anbefaling fra Dansk Fjernvarme, at man allerede nu politisk tager stilling til, at der skal findes løsninger, der kan sikre det økonomiske grundlag for fortsat drift af de eksisterende kraftvarmeanlæg. Dansk Fjernvarme anbefaler at fremskynde en økonomisk ordning, som er målrettet levetidsforlængelse af eksisterende anlæg med henblik på at understøtte forsyningssikkerheden.

Referencer

Added Values (2024).

Analyse af konkurrenceevne for eksisterende termiske anlæg til understøttelse af effektilstrækkelighed.

Energinet (2023).

Redegørelse for Elforsyningsikkerhed 2023.

Energistyrelsen (12. oktober 2023).

Analyseforudsætninger til Energinet. Hentet fra <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

ENTSO-E (2023).

European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition.

Green Power Denmark (2024).

Grøn elbalance i fremtiden.

Joskow, P. L. (2007).

Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. I D. Heim (Red.), The New Energy Paradigm (s. 76-121). Oxford: Oxford Academic.

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2024).

Klimastatus og -fremskrivning 2024.

Klimarådet (2023).

Sikker elforsyning med sol og vind.

Klimat- och näringslivsdepartementet (2024).

Promemoria - En kapacitetsmekanism för elmarknaden.

Svenska Kraftnät (2023).

Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden.

Bilag A: Metode og forudsætninger

Opgørelse af faste årlige omkostninger

De faste årlige omkostninger i kr./MWh el opgøres som en kombination af årlige afskrivnings- og finansieringsomkostninger samt den del af drift og vedligehold, der er uafhængig af antallet af driftstimer. Det er fx faste udgifter til bygninger og mandskab, serviceaftaler, forsikringer, kapacitetsbetalinger, mv.

For opgørelse af de årlige omkostninger til anlægsinvesteringen anvendes Added Values' vurdering af omkostninger til henholdsvis levetidsforlængelse af eksisterende anlæg og nyinstallation af rent elproducerende gasturbiner. Herefter beregnes den årlige omkostning som en annuitetsydelse baseret på anlæggets forventede levetid (25 år for biomasse- og gasfyrede værker, 15 år for affaldsenergianlæg) samt en rente på 5 pct. om året, svarende til Finansministeriets samfundsøkonomiske diskonteringsrente tillagt en risikopræmie på 1,5 pct-point.

Som beskrevet i analysen, tages værdien af et anlægs eventuelle varmekapacitet ikke i betragtning i opgørelsen af faste årlige omkostninger.

Opgørelse af marginale produktionsomkostninger

Dette svarer til de variable omkostninger under drift (kr./MWh el), og er afhængige af markeds- og rammebetingelser, herunder især brændselspriser. Markedspriser, afgifter og CO₂-kvotepriser er baseret på de forventede priser og rammevilkår i 2030. Til opgørelsen af det forventede omkostningsspænd indregnes en varmepris på 150-250 kr./MWh varme produceret sammen med el.

Opgørelse af samlede omkostninger

Til opgørelsen af de samlede produktionsomkostninger pr. MWh el antages en driftsprofil for hver anlægstype. Det forudsættes, at affaldsenergianlæggene er i drift 7.000 fuldlasttimer om året, biomasseanlæggene 4.000 fuldlasttimer og de gasdrevne 500 fuldlasttimer om året.

Yderligere oplysninger

For yderligere detaljer omkring opgørelse af omkostningerne henvises til baggrundsrapporten udarbejdet af Added Values.