

Marts 2021

FREMTIDENS FJERNVARMEFORSYNING I HOVEDSTADSOMRÅDET 2050

DELOPGAVE 1E – SEKTORKOBLING

ELKOBLING



INDHOLDFORTEGNELSE

1.	Introduktion sektorkobling	1
2.	Resumé / konklusioner	2
3.	Svingende elproduktion	4
3.1	Temperaturforhold	6
3.2	Behov for volumen for varmelagre	8
3.3	Optimering af varmeproduktionen	9
3.4	Korttidssydelse for at understøtte elsystemet	13
4.	Forsyningssikkerhed på varmesiden	14
5.	Kan varmelagre understøtte elsiden – mulig lagerkapacitet?	16
6.	Udvikling af PtX og behovet for varmelagre	21
7.	Strategiske og økonomiske udfordringer ved stor el-afhængighed	24
8.	Konsekvenser ved begrænset understøttelse af elmarkedet	26

Udarbejdet af **JNF**
 Kontrolleret af **AD, SMT**
 Godkendt af **JNF, THC**

1. INTRODUKTION SEKTORKOBLING

Danmark har altid været foregangsland på bæredygtige løsninger der samtidigt sikrer forbrugerne en forsyning med lave varmepriser. Med varmeforsyningslovens indførelse i allerede i 1979, blev der fokus på, at forbrugerne ikke skulle betale overpriser for varmen, og der blev givet mulighed for at kunderne kunne klage over overnormale priser. Samtidig blev det vedtaget, at der skulle regnes samfundsøkonomi, hvor miljøforhold og økonomi var centrale faktorer ved forsyning med ny energi. Sammen med de sociale forhold udgør disse faktorer netop grundpillerne i begrebet bæredygtighed som defineret ved Brundtland tilbage i 1987.

Den samfundsøkonomiske tilgang med helhedsløsninger har tilmed medført, at man i varmeplanlægningen har kunnet identificere mange fordelagtige sektorkoblinger, særligt mellem fjernvarmen og en række andre sektorer, herunder:

- Elsektoren
- Fjernkølesektoren
- Affaldssektoren
- Gassektoren
- Byggeriet
- Industrien
- Vandsektoren
- Spildevandssektoren og
- Transportsektoren

Af disse er koblingen mellem fjernvarme og el den vigtigste for integration af fluktuerende vedvarende energi og overskudsvarme i fremtiden. I denne delopgave vil vi derfor tage udgangspunkt i denne kobling, men også have øje for betydningen af de øvrige, hvor det er relevant.

Selv om det ikke på daværende tidspunkt blev kaldt for "sektorkobling" så var det den kobling, der blev aktiveret ved lov, nemlig Elforsyningsloven, som i 1976 gav Ministeren bemyndigelse til at bestemme udformning, brændselsvalg og beliggenhed af kommende elkapacitet. Bestemmelsen blev første gang brugt mht. udformning, da Ministeren godkendte Studstrupværket blok 3 og 4 samtidig i delplanen for kraftvarme til Aarhus. Næste større begivenhed var godkendelsen af Avedøreværket på en ny kraftværksplads som led i kraftvarmeaftalen i Storkøbenhavn, som dannede grundlag for det Storkøbenhavnske Fjernvarmesystem. Sidenhen har der været påbud om at etablere decentrale gasfyrede kraftvarmeværker i forskellige etaper som alternativ til et større traditionelt gasfyret kondensværk. Lyngby Kraftvarmeværk er et af disse værker, som formentlig vil få en rolle i fremtidens energisystem. Andre af de gasfyrede kraftvarmeværker, herunder et stort antal små mindre rentable gasmotorer (LKV-anlæg) hos større kunder, skrotes løbende i takt med konverteringen til fjernvarme.

Siden det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem blev sat i drift, har det naturligvis været et krav, at driften af kraftvarmeanlæg løbende blev optimeret i forhold til elsystemet (dvs. en kobling mellem el- og varmesektoren); anlægget står stille eller kører med begrænset produktion, når elpriserne er for lave til at betale for brændselsforbruget til elproduktion, hvorimod de kører fulldast når, elpriserne er høje. Dette er et økonomisk og miljømæssigt sundt princip uanset hvilket brændsel som anlægget er baseret på – affald, biomasse eller fossile brændsler. Gennem 1990'erne og videre op i 0'erne er der etableret mere end 350 større og mindre kraftvarmeværker i Danmark. Alle optimerer på samme vis ved at producere ved høje elpriser. Dette er muligt eftersom der er varmeakkumulatorer tilknyttet anlæggene.

De store konventionelle værker, som har mulighed for at producere el i kondensdrift ved hjælp af havvandskøling, har mulighed for at udnytte varmeakkumulatoren endnu mere optimalt i elreguleringen ved at afkoble varmeudtaget og lynhurtigt generere ekstra elkapacitet med lavtryksturbinen.

I de senere år har alle modtryksværker, der ikke kan regulere kedlen ned hurtigt nok, etableret turbine-bypass, så værket kan nedregulere hurtigt. Det svarer i princippet til, at der var koblet en

kedel ind parallelt med turbinen, men på denne måde spares omvejen omkring turbine og generator.

Princippet ved at optimere økonomi og miljø betyder også, at DK har en planlægningstradition som løbende tilskynder til at finde de langsigtede laveste omkostninger for samfundet. Med den stigende mængde vindenergi som vi ser i energisystemet i dag, er der ekstra fokus på at udnytte "spildprodukter" mellem sektorerne – igen for at reducere omkostningerne.

Fjernvarmen i Storkøbenhavn er forbundet med mange af de ovenfor nævnte sektorer på følgende måde:

- Bygninger kan aftage jævn lavtemperaturvarme
- Områder (eks. campusser, industri) med kølebehov kan bidrage både som storforbruger og effektiv producent, eksempelvis med overskudsvarme fra kombineret varme og køl
- Gas, som i 2040 ventes at være VE-gas, har en vigtig rolle til spidslast og reservekedler og kraftvarmeværker
- Affald – ved produktion af affaldsbaseret varme og ved optimering ved helt eller delvist at bypasse dampturbinen, når elpriserne er lave
- Fjernkøling – ved samproduktion mellem varme og køling og ved at tilbyde kunder med kølebehov en totalløsning
- Vandsektoren – ved at udnytte grundvandsressourcer til enten lagring eller til produktion af varme og til at hente varme ved at nedkøle drikkevand
- Industri – ved at overtage overskudsvarme fra industrier og levering af procesvarme
- Spildevand – ved at udnytte spildevand til produktion af varme
- Datacentre – ved at aftage overskudsvarme fra datacentrene
- Transport – overskydende varmeproduktion fra produktion af brændsel til transportsektoren (PtX, mv.), ligesom man i den overordnede planlægning har en stærk kobling mellem kollektiv transport, fjernvarme og fjernkøling
- Overskydende varmeproduktion fra carbon capture
- Transport – ved stor belastning af elnettet for el til eksempelvis elbiler, reducerer varmepumper lasten og varmen leveres fra varmelagre
- El – fjernvarmens varmepumper, elkedler og kraftvarmeværker understøtter elsystemet med regulerkraft-ydelser og aftager overskudsel og overskudsvarme fra transformere

Fælles for alle ovenstående eksempler er, at el indgår på den ene eller den anden måde. Enten i form af direkte input til en varmepumpe / elkedel eller ved samproduktion mellem varme og el.

2. RESUMÉ / KONKLUSIONER

Sektorkobling er ikke nyt. De centrale kraftvarmeværkers kobling til elmarkedet og den løbende optimering af værkernes produktion afhængig af elprisen, har alle dage været den vigtigste sektorkobling.

Fra analyserne er der følgende konklusioner, ud fra følgende hovedpunkter:

Hvordan håndteres problemerne med svingende elproduktion?

- Mens kraftvarmeværkerne producerer ved høje elpriser, producerer varmepumper ved lave elpriser. I en fremtid med stigende elproduktion fra vedvarende energi, kan der forventes mange timer med lave elpriser. Derfor er fleksible varmepumper vigtige. Fleksibiliteten består i, at varmepumperne leverer til varmelager og derfor kan afbrydes.
- Varmepumper skal være fleksible for at understøtte elsystemet – dvs. holde forbrug tilbage ved høje elpriser og forbruge ved lave elpriser (høj andel vedvarende energi i energisystemet). Ved at optimere i fællesskab, virker varmepumperne på elsystemet som et gigantisk

virtuelt batteri, der bare er mange gange billigere end kemiske batterier og med en kapacitet der ikke foreløbigt er muligt fra kemiske batterier.

- Der er behov for en meget stor elkedelkapacitet i varmesystemerne. Elkedlerne skal dels understøtte elsystemet og dels producere spidslastvarme når der er overskydende vedvarende elproduktion.

Hvordan sikres forsyningssikkerheden på varmesiden?

- Modellering af elpriser indikerer, at den stigende mængde vedvarende energi medfører større udsving i priserne. Dvs. at der stadig vil være mange timer med høje elpriser i fremtidens energisystem. Det kunne indikere, at de centrale anlæg fortsat har en fremtid, idet det vil være forbundet med høje omkostninger at producere ved varmepumper ved høje elpriser. Spørgsmålet er dog, hvilke varmekilder der vil være til rådighed for varmepumperne. Gode højtemperaturvarmekilder giver en høj effektivitet fra varmepumperne og et begrænset elforbrug.

Hvordan kan varmelagre eventuelt udnyttes til at understøtte elsiden og hvor store skal disse være for at understøtte det samlede system?

- Skal varmepumper / elkedler dække behovet ved længere tids fravær af vedvarende energi, er der behov for store varmelagre. Der er beregnet et behov på 6-700.000 m³ varmelagre pr. døgn der skal dækkes. Dvs. skal elkedler og varmepumper dække 4-5 døgn forbrug, er behovet på ca. 2,5 – 3,5 mio. m³ varmelagre. Dette under forudsætning af grundlastdrift med affaldsbaserede anlæg og biomassebaserede anlæg med carbon capture.
- Varmepumper bør planlægges for at levere køling i sommerperioden og varme i vinterperioden for at maksimere de årlige timer i drift og dermed reducere produktionsomkostningerne.
- Elektrolysen forventes at producere afhængig af andelen af vindkraftproduktion. Varmen der skal nyttiggøres, giver derfor ikke anledning til større varmelagre end anført ovenfor.
- Flere store varmelagre skal placeres i udkanten af København. Det vil formentlig betyde, at transmissionsledningerne skal opgraderes for at opnå en tilstrækkelig hydraulisk kapacitet.

Hvilken indflydelse får udviklingen i PtX?

- I PtX delopgaven er der opstillet et beregningseksempel, hvor der elproduktion fra 4.500 MW vindmøller trækkes i land ved Avedøre. En del af elproduktionen dækker det konventionelle elforbrug og en andel anvendes til produktion af PtX og flybrændstof. Varmen fra processerne nyttiggøres i det Københavnske fjernvarmesystem.
- Bliver spildvarmen fra PtX og carbon capture nyttiggjort, jf. eksemplet i punkter ovenfor, vil den sammen med affaldsbaseret varme dække 60-70% af varmebehovet i København.
- Varmen fra PtX og carbon capture vil fortrænge øvrige anlæg i det Københavnske fjernvarmesystem. Temperaturerne fra anlæggene forventes at være høje og vil kunne fungere som gode varmekilder for eventuelle varmepumper. Hvorvidt varmepumper er nødvendige, afhænger af hvor meget det kan lade sig gøre at reducere den nødvendige fremløbstemperatur i fjernvarmesystemerne. Dette indikerer, at der vil være begrænset plads til kraftvarmeproduktion i fremtiden.

Vil der være strategiske og økonomiske udfordringer ved en for stor el afhængighed fx set i forhold til at el-prisen forventes at blive høj i nogle tidsrum i fremtiden for "ikke afbrydelig elforbrug"?

- I perioder med høje elpriser, hvor det ikke er muligt at trække varme fra varmelagre, kan varmeproduktionen i stedet baseres på enten biogasbaserede kedler eller som kraftvarme fra store gasturbiner der primært anvender biogas.

Hvilke konsekvenser kan det have, hvis varmeproduktionen kun i mindre omfang kan understøtte elmarkedet, ved høje elpriser?

- De samfundsøkonomiske omkostninger vil stige og det vil være vanskeligere at opnå målet om udfasning af fossile brændsler, hvis der ikke er incitament til at holde de centrale anlæg i drift.

3. SVINGENDE ELPRODUKTION

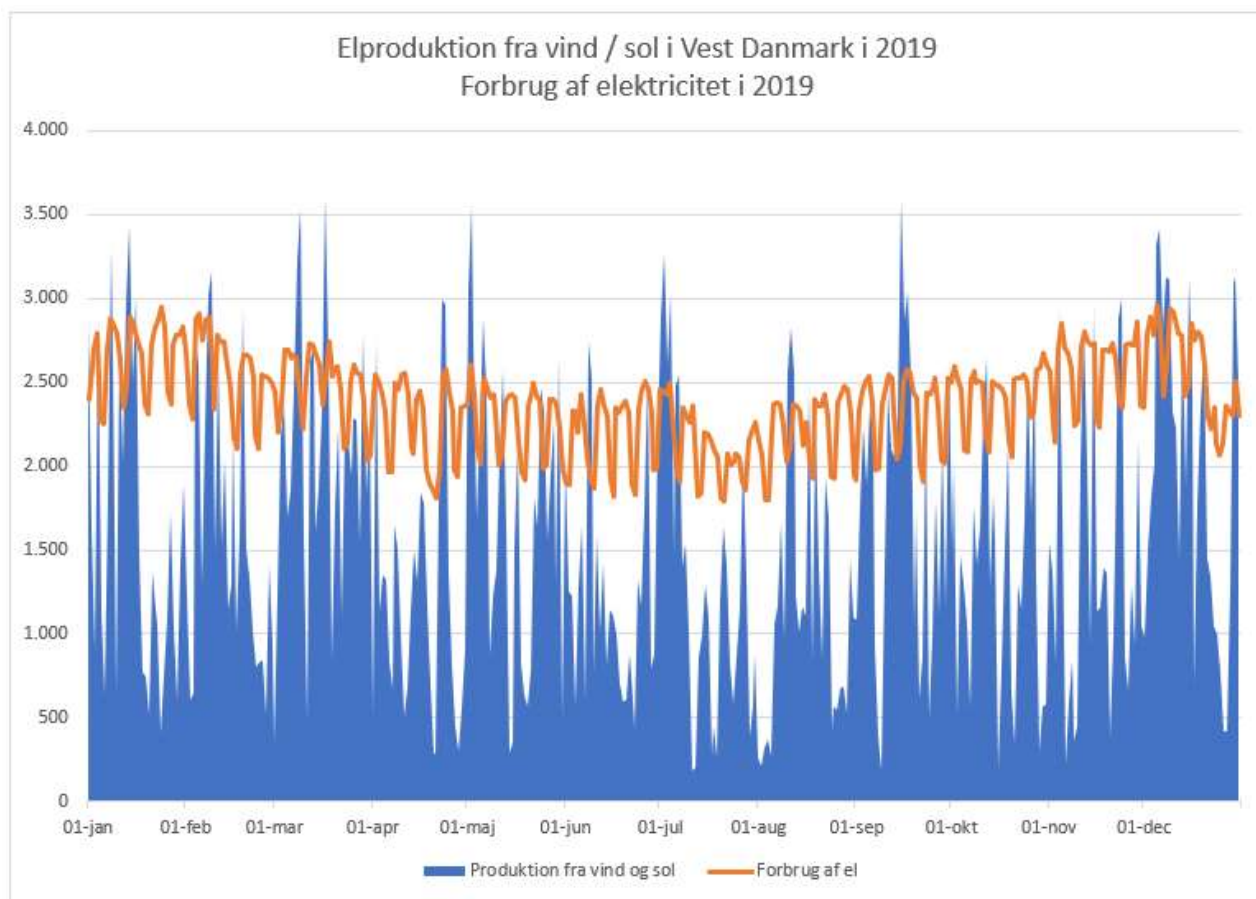
En af de helt store udfordringer i DK er, hvorledes vi optimerer brugen af vedvarende energiresourcer. Vind- og solenergi er fluktuerende. Dvs. for at producere en stor andel fra eksempelvis vind, skal der opstilles mange vindmøller for at dække behovet, når der er et højt elforbrug. Er elforbruget omvendt lavt, kan der være en stor overproduktion af vedvarende energi, hvilket presser priserne nedad. Når der på den ene side er store fluktuationer af produktion af vedvarende energi og der på den anden side er store fluktuationer i forbruget, giver det forventeligt større udsving i elpriserne. Det synliggør også den store udfordring for elsystemet med skiftevis overproduktion og underproduktion af vedvarende energi og dermed behovet for egnede lagermuligheder af overskudsenergien.

Udfordringerne er illustreret i nedenstående figur, der viser produktion og forbrug af el i Vestdanmark i 2019, som har været et år uden de helt store udfordringer med vejrliget. I starten af januar 2016 havde vi en periode på ca. 10 dage med højtryk over Nordeuropa med meget lave temperaturer og vindstille. Det betød, at norske vandlagre blev brugt til direkte elvarme i Norge, og vi oplevede meget høje og stigende elpriser i hele Nordpool elmarkedsområdet (samme priser i Oslo og København og derfor ingen hjælp fra vandkraften).

Til trods for den meget store andel vind og sol i det danske energisystem, er der perioder hvor der er begrænset vindenergi og hvor solindstrålingen er begrænset. I disse perioder skal behovet for el dækkes ved enten alternativ elproduktion (eksempelvis fra biomasse kraftvarmeværker) eller alternativt ved egnede lagermuligheder.

Det ses også, at selv ved en evt. fordobling af kapaciteten for vedvarende energi (blå areal bliver dobbelt så højt som vist i figuren), vil der stadig være store perioder, hvor der ikke er tilstrækkelig produktion fra vedvarende energi. Omvendt vil der så være endnu flere perioder, hvor mængden af vedvarende energi overstiger forbruget.

Figuren viser også vigtigheden af fleksibilitet i elsystemet. Dvs. man skal ikke bare elektrificere for enhver pris. Er det ikke muligt at afbryde for elforbruget i perioder, hvor elprisen er høj og der er begrænset vedvarende energi i elsystemet, vil omkostningerne for at nå målet om 70 % reduktion blive betydeligt dyrere end nødvendigt. Erstatte alle gasfyr i Danmark eksempelvis med individuelle ufleksible varmepumper, der ikke kan afbrydes mere end et par timer, kan det betyde, at de alle er nødt til at være i drift på samme tidspunkt, hvor elsystemet er under pres. Antages at det nuværende gasforbrug til husholdninger er på ca. 5.000 GWh per år, med ækvivalente fuldlasttimer på 1.800 timer og, at alle områder konverterer til individuelle varmepumper, vil der være et spidslastvarmebehov på ca. 2.800 MW. Antages COP for en varmepumpe en kold vinterdag at være på 1,5 som gennemsnit mellem luft- og jordvarmepumper, vil det betyde et ekstra elkapacitetsbehov på ca. 1.800 MW, hvis varmepumperne ikke kan afbrydes. Dette vil, sammen med eventuel produktion fra elkedler på centrale værker, stille store krav til elnettet, og ydermere til selve elproduktionskapaciteten, hvis den maksimale effekt er nødvendig på tidspunkter med begrænset el i elsystemet; eksempelvis i en meget kold periode med begrænset vind.



Figur 3-1: Elproduktion fra vind og sol i Vestdanmark i 2019. Forbrug af elektricitet i 2019

I dag findes der ikke i Danmark gode muligheder for at lagre vedvarende elektricitet i perioder på dage eller uger.

Den el, der spildes fordi en vindmølle bevidst er nedreguleret, eller eksporteres til meget lave priser kan umiddelbart nyttiggøres til varme med en elkedel og lagres som varme til senere brug. Elkedlen kan udnytte ledig kapacitet i nettet, så elaftaget begrænser de nødvendige investeringer i nettet (dog afhængig af hvor i elnettet kedlen er tilkoblet).

Den el, der anvendes i varmepumper i fjernvarmesektoren, er også fleksibel, og kan afbrydes i perioder, hvor der ikke er el fra vedvarende energi eller, hvor der måtte være kapacitetsproblemer i elnettet. Den producerede el fra vedvarende energi konverteres til varme, når elpriserne er lave, og gemmes i varmelagre. Varmepumperne vil også i en vis udstrækning kunne levere regulerkraftydelser.

I perioder, hvor elpriserne er høje, kan varmelagrene, gaskedler og kraftvarmeværker aflaste varmepumperne.

Set fra elsystemets side er dette system med varmelagre, elkedler og varmepumper ikke forskelligt fra at op- og aflade et elektrokemisk batteri, og "batteriet" bliver endnu stærkere, når systemet suppleres med gasfyrte kraftvarme og gaskedler.

Opnår varmepumper mange timer i drift i fremtiden, vil de fortrænge varmeproduktion fra eksisterende kraftvarmeanlæg og vil dermed forringe økonomien for dem.

En del af varmepumperne der skal producere til det Københavnske fjernvarmesystem bør planlægges som kombinerede varme- og fjernkøleproduktionsanlæg. Dette øger driftstimetallet for varmepumperne og forbedrer dermed økonomien.

Fjernvarme- og energisektoren generelt kan opnå en meget høj grad af CO₂ neutralitet, mens det er mere vanskeligt at opnå CO₂ neutralitet for dele af transportsektoren og herunder flyindustrien. Derfor giver det god mening at anvende "overskydende strøm" til at producere brint og herfra producere egnede brændsler ved power-to-x (PtX). Processen kræver betydelige mængder strøm. For at producere brændslerne skal brint omdannes ved forskellige kemiske processer, hvilket bl.a. kræver CO₂, der bl.a. kan hentes ved at carbon capture (and storage), dvs. med CCS-anlæg på affaldsbaserede anlæg samt biomasseanlæg. Både CCS og PtX processerne producerer varme der skal bortledes. Derfor kan det give god mening at placere disse anlæg optimalt i forhold til de store fjernvarmenet. Det skal nævnes, at mængden af spildvarme der skal bortledes, afhænger af de enkelte processer.

Disse anlæg vil ligesom varmepumperne have den gode egenskab, at de kan nyttiggøre meget el, når der er VE-el til rådighed ved lave priser, men nedregulere, når priserne er høje, og der er underskud af VE-el.

Mængderne af el, der skal anvendes til produktion af brint, er betydelige og er ikke inkluderet i ovenstående figur. For at illustrere behovet for brint i Europa kan der tages udgangspunkt i vindindustriens forecast på hvor meget vindenergi der kan opstilles i de Europæiske lande og Nordsøen. Der er skønnet en samlet kapacitet på ca. 450 GW¹. Antages fuldlasttimerne for vindenergi at være på 3.500 timer og er effektiviteten for elektrolyse ca. 70 %, kan der årligt produceres ca. 1.100 TWh brint. Energiforbruget i den europæiske industrisektor er på ca. 3.000 TWh per år². Dvs. selv med en fuld udbygning med vind i Europa, kan der kun produceres ca. 30 % af den energi der er nødvendig til industrisektoren. Derfor bør den begrænsede mængde brint der kan fremstilles, anvendes fornuftigt i energisystemet.

3.1 Temperaturforhold

Varmesektoren skal elektrificeres således, at den er i stand til at anvende den producerede mængde vedvarende energi, når den bliver produceret. Fjernvarmeselskaber i Danmark er i stor udstrækning i gang med at supplere den eksisterende varmeproduktion fra biomasse og fossile brændsler med produktion fra varmepumper.

En væsentlig forudsætning for et skift til varmepumper er, at fremløbstemperaturerne i fjernvarmesystemerne er tilstrækkelig lave til at varmepumper kan producere kosteffektivt. Varmepumpeteknologien i dag kræver, at temperaturerne ligger under ca. 70-75°C som maksimal temperatur, hvis man skal nøjes med en to-trins-varmepumpe. Ved højere temperaturer skal bruges ekstra trin, som fordyrer anlægget betydeligt. For hovedparten af fjernvarmeselskaberne uden for de store byer, hvor alle kunderne kan forsynes med moderat lave temperaturer, vil temperaturerne i fjernvarmen kun være begrænsende i få timer om året. Her kan det lade sig gøre at hæve temperaturen yderligere ved at booste temperaturen fra andre teknologier såsom kedler.

I det Københavnske fjernvarmesystem har mange kunder krav til høje temperaturer, og flere distributionsnet har behov for temperaturer op mod 100 °C de koldeste dage. Transmissionssystemet skal honorere disse temperaturer, ligesom der er perioder, hvor det er fordelagtigt at hæve temperaturen op mod den maksimale grænse for at overføre kapacitet og undgå spidslastproduktion. CTR's og VEKS's transmissionsnet samt Vestforbrændings hedtvandsnet (fra turbinerne til Bagsværdshunten og Lundebergshunten samt 3 vekslerstationer), drives indtil videre med temperaturer på op til ca. 120 °C. Baggrunden for, at temperaturen kan overstige 110 °C er, at det i det givne lasttilfælde er optimalt for at overføre den billigste kapacitet og for at tilgodese enkelte kunder med krav om høj temperatur. Alle net drives ud fra ønsket om optimal fremløbstemperatur, som ikke altid er den laveste.

Der er dog gode muligheder for at alle transmissionsnet kan nedklassificeres til varmtvandsnet ved maksimalt 110 °C, hvilket kan medføre visse besparelser, herunder forlænge levetiden af præisolerede rør. Det har imidlertid ikke så stor betydning for sektorintegrationen mellem el og varme. Elkedler kan altid levere høj temperatur.

¹ Wind Europe: "Our Energy, Our future", "How off-shore wind can help Europe go carbon-neutral", November 2019

² Eurostat, European Union 2018, 28 countries, Final Energy Consumption

Varmepumper med 70 °C fremløbstemperatur kan levere til sekundærnettene, og tilmed nyde godt af, at der er en højere temperatur i transmissionsnettene.

I Gladsaxe kan en varmepumpe levere koldere vand ind ved Bagsværdshunten i stedet for, at fremløbstemperaturen shuntes ned til højst 110 °C.

I Taarnby kan varmepumperne på fjernkølecentralen levere 70 -75 °C til nettet, som opblandes med varmere vand fra CTR's vekslerstation (SYW), således, at lufthavnen får tilstrækkelig høj temperatur.

Alle selskaber arbejder på at motivere kunderne til at effektivisere varmeanlæggene, så returtemperaturen og kravet til fremløbstemperatur sænkes. Det vil bane vejen for, at der kan indføres mere effektiv varme fra varmepumper hvor der er lave temperaturer, hvilket vil gøre det muligt også at sænke de maksimale fremløbstemperaturer, og det vil øge muligheden for at hæve overføringskapaciteten ved at fastholde den høje fremløbstemperatur, når det er optimalt.

Der kan tænkes mange tiltag for at sænke temperaturerne og øge kapaciteten i de store systemer, herunder eksempelvis:

- Renovere og drive bygningernes varmeanlæg så returtemperaturen sænkes
- Efterisolere, hvor det er optimalt, så varmeanlægget kan nøjes med lavere temperaturer
- Effektivisere bygningernes varme- og ventilationsanlæg, så de kan operere ved lavere temperaturer
- Reducere antallet af varmevekslere i systemerne, så der eksempelvis kun er én veksler mellem produktion og radiator. Der tabes typisk op til 5 °C over en veksler
- Opgradere visse rørstrækninger med større dimensioner, eksempelvis et tredje rør
- Etablere booster pumpestationer
- Etablere varmelagre strategiske steder i distributionsnettene

En nærmere gennemgang af ovenstående ligger uden for den denne arbejdsgruppes arbejde. De enkelte tiltags omkostninger bliver vurderet i arbejdsgruppen "Lavtemperatur og intelligent styring".

Skal målet om CO₂ neutralitet opnås mest omkostningseffektivt er det nødvendigt med en holistisk tilgang til udfordringerne i hele forsyningskæden fra produktion til bygningsskærm og at være åben overfor alle tiltag. Den omkostningsefficiente løsning vil formentlig være en kombination af flere af de ovenstående tiltag. Det væsentlige er, at undgå suboptimering inden for hvert af tiltagene. Således skal alle midler ikke lægges i ét af tiltagene men fordeles optimalt.

Skal varmepumper indpasses er det ligeledes væsentligt at bemærke, at der skal være tilgang til høj kvalitets varmekilder. Varmekilden skal således både have så høj en temperatur som muligt, når der er et varmebehov, men varmekilden skal også være til stede i tilstrækkelige mængder. Ofte ses, at luft anvendes som kilde til en varmepumpe. Her er kilden til stede i store mængder, men til gengæld er temperaturen lav i vinterperioden, når der er et stort varmebehov. Det kan betyde, at det ikke er muligt at producere på en luftbaseret varmepumpe, når der er allerstørst behov for varmen. Desuden kan luft/vand varmepumper være en udfordring i de store byer, dels pga. pladsmæssige krav og dels pga. støjforholdene fra luft-/vandvarmepumper.

Én af varmekilderne med absolut størst økonomisk potentiale, er at samproducere køling og varme. Herved opnås der en omsætning både på varme- og på kølesiden. Der er en åbenlys energieffektiv samproduktion, hvor begge sider af varmepumpen udnyttes, men det vigtigste er, at varmepumpen kan levere kølekapacitet og dermed erstatte dyr kølekapacitet i traditionelle køleanlæg i bygningerne.

I Danmark er det ofte muligt at sæsonlagre overskydende varme og køling – eksempelvis i grundvandslagre (ATES, *Aquifer Thermal Energy Storage*) eller i damvarmelagre (PTES; *Pit Thermal Energy Storage*).

Ved ATES frikøles bygningerne i sommerperioden og varmen fra bygningerne ledes til lager. Denne varme udnyttes i vinterperioden gennem varmepumper, der samtidig producerer køling. Kølingen gemmes til sommerperioden, hvor den kan udnyttes som frikøling i bygningerne.

Ofte giver det også rigtigt god mening fra et økonomisk perspektiv at anvende forskellige varmekilder til samme varmepumpe. En varmepumpe er en teknologi med høje investeringsomkostninger, og det skal derfor tilstræbes at den opnår så mange årlige driftstimer som muligt for at reducere de faste specifikke investeringsomkostninger (i kr./MWh). I sommerperioden kan der produceres varme fra køling som nævnt ovenfor, men i efteråret hvor der er et begrænset kølebehov, vil varmepumpen have overskydende kapacitet, således at den kan anvende øvrige varmekilder. Et eksempel kunne være spildevand, overskydende industrivarme eller ved at udnytte de høje temperaturer i efteråret fra havet eller søer.

Et rigtigt godt eksempel på ovenstående er varmepumpeanlægget etableret i Tårnby. I sommerperioden produceres køling og den overskydende varme leveres til fjernvarmesystemet. Når grundvandskølingen er etableret, vil der kun produceres lidt varme om sommeren, da grundvandet er grundlast i kølingen og til gengæld er der god mulighed for, at varmepumpen kan producere maksimalt i de koldste måneder. I efterår og vinter produceres varme fra spildevand, idet kølingen "spildes i spildevandet". I perioder, hvor varmen ikke har værdi om sommeren, kan kølingen i første fase undtagelsesvis bortledes til spildevandet, hvilket giver en forhøjet effektivitet for både varmepumpen og spildevandsrensplanlægningen. I den endelige udbygning inddrages grundvand (ATES) i systemet. Systemet er således et rigtigt godt eksempel på kobling mellem 4 sektorer (fjernvarme, el, fjernkøling, spildevand og grundvand).

Et at de potentielt effektive tiltag til at sænke temperaturerne i fjernvarmesystemerne er, at reducere antallet af varmevekslere mellem systemerne. Varmevekslere giver typisk et temperaturtab på op til 5 °C eller endog højere i højere i nogle tilfælde. Mange af vekslerne er indført af historiske grunde. I starten var der således 4 vekslere mellem Amager forbrænding, AMV1+2 og en radiator i Københavns Lufthavne. I dag er der kun to vekslere mellem Bio4 og den samme radiator.

I Vestforbrændings område har det længe været et princip at nøjes med én veksler, hvorfor der er etableret shunte og tryksektioneringsanlæg i stedet for vekslere, hvor det har været muligt.

Det er desuden muligt umiddelbart at opnå et lavere temperaturtab, såfremt der er plads i de eksisterende varmevekslere, til at montere yderligere plader i varmeveksleren. Dette kræver dog også, at der er tilstrækkelig plads i centralen.

3.2 Behov for volumen for varmelagre

I det Københavnske fjernvarmesystem er der behov for både kort- og langtidsvarmelagre. Korttidslagrene (tanklagre) fungerer i dag på døgnbasis, og tendensen for damvarmelagre, som først blev udviklet til at klare sæsonvariationer er, at de også skal tage korte fluktuationer. Således er det hensigten med de nyeste damvarmelagre, der bliver planlagt, at de skal kunne op- og aflades 25-50 gange om året svarende til vindens typiske fluktuationer.

PTES (damvarmelager) har primært været anvendt i forbindelse med solvarme i DK, men har langt bredere anvendelsesmuligheder. Eksempelvis kan overskydende affaldsvarme fra sommerperioden lagres til efterårsperioden, hvor der atter er behov for både varmtvands- og komfortvarme. Endvidere kan PTES lagre tage varme produceret fra varmepumper i perioder, hvor der er store mængder vedvarende energi i energisystemet og elpriserne derfor er lave.

I vinterperioden kan der være kortere eller længere perioder uden nævneværdig vind i DK. I sjældne tilfælde, kan der være perioder på op til 1-2 uger med begrænset vindenergi. Pga. af den begrænsede vind, vil elpriserne i disse perioder være høje. Spørgsmålet er, hvorledes varmen på længere sigt skal produceres i disse perioder:

- Varmepumper og elkedler vil yderligere presse et i forvejen hårdt presset elsystem
- Biomasseanlæg kan producere varme, men spørgsmålet er, om biomasse på længere sigt stadig vil være betragtet som CO₂ neutral
- Der vil formentlig være en begrænset mængde biogas til at producere varme

- PtX vil formentlig kunne balancere elsystemet ved at supplere med grønne gasser, men det stiller krav til lagring og til produktion fra offshore vindmøller, der skal kunne producere tilstrækkelig mængde el til fremstilling af brint til lager.

Skal varmepumper være i stand til at producere til lager, vil det stille store krav til kapaciteten fra varmepumper og varmelagre.

Anvendelse af brint til at balancere varmesystemet er en langt dyrere løsning end at have fleksible varmepumper. Hvor en varmepumpe anvender ca. 0,3 enheder el til at producere 1 enhed varme, vil det være nødvendigt med ca. 1,6 enheder el til først at producere brint i en elektrolyseenhed til at producere grønne gasser og efterfølgende producere varme. Der anvendes således 4-5 gange mere el ved at anvende brint til at balancere varmesystemet.

Når varme bliver produceret fra varmepumper i samspil med elmarkedet og store varmelagre, har det, som nævnt tidligere samme indflydelse på elsystemet, som store elektrokemiske batterier. Ved lave elpriser produceres der varme og ved høje elpriser holdes varmeproduktionen (og dermed forbrug af el) tilbage. Man kan dermed sige, at systemet fungerer som et stort virtuelt batteri.

Beregningseksempel på varmelagre

Det antages at varmelagre i fremtiden skal kunne forsyne en del af den tid hvor elsystemet er under pres og elpriserne derfor er høje. Dette kan ske i kortere eller længere perioder. Historisk er det sket få gange, at det både har været vindstille og overskyet i op til ca. 1 uge i vinterperioden.

Antages det, at der i vinterperioden er et behov i det Københavnske varmesystem på 2.200 MW varme som gennemsnit på døgnbasis, men at grundlasten dækkes ved affaldsvarme og biomassekraftvarme på ca. 1.000 MW, vil lagerbehovet være ganske betydeligt.

Med følgende forudsætninger estimeres behovet for lagervolumen pr. døgn:

- Lagerbehov for varmepumpevarme for et døgn svarende til $24 \times 1.200 \text{ MW} = 28.800 \text{ MWh}$
- ΔT i fjernvarmesystemet er på ca. 40°C

Lagervolumnet er med udgangspunkt i ovenstående forudsætninger vurderet til ca. 650.000 m^3 per døgn, hvilket vil svare til omtrent 2-3 store damvarmelagre med den nuværende kendte teknologi. Hvor meget lagerkapacitet der er optimalt at etablere ligger uden for denne opgave, men antages det, at der skal være volumen svarende til 4-5 dages forbrug, øges det nødvendige volumen til 2,5 – 3,5 mio. m^3 . Til sammenligning er Høje Tåstruplageret ca. 70.000 m^3 .

Store varmelagre kan selvsagt ikke placeres i det centrale København, men vil være i udkantskommunerne med adgang til transmissionsledninger. Skal den betydelige varmekapacitet distribueres til det centrale København, vil den hydrauliske kapacitet i de eksisterende transmissionsledninger være en begrænsning.

3.3 Optimering af varmeproduktionen

Varmesiden understøtter løbende elsiden ved at optimere varmeproduktionen i forhold til elpriserne. Markedsprisen (day-ahead prisen) for el blev indført for de centrale anlæg pr. 2001 og for de største decentrale værker i 2005. Før markedsprisens indførelse blev de centrale værkes omkostninger dækket og for de decentrale værker, blev produktionen optimeret i forhold til faste elpriser i de 3 tarifperioder (lavlast, højlast og spidslast)³. Spidslastperioden var typisk i morgentimerne og ved sen eftermiddag. Højlastperioden var midt på dagen og lavlastperioden var typisk om natten og i weekenden. Eftersom produktion af el til elsystemet var forudsigelig, var tarifperioderne primært bestemt af efterspørgslen efter el.

Med den stigende mængde vindenergi, og dermed fluktuerende el i elsystemet fra vind og sol, gav det ikke længere mening med de faste tarifperioder. I stedet indførtes timebaseret markedspris for

³ For de decentrale anlæg

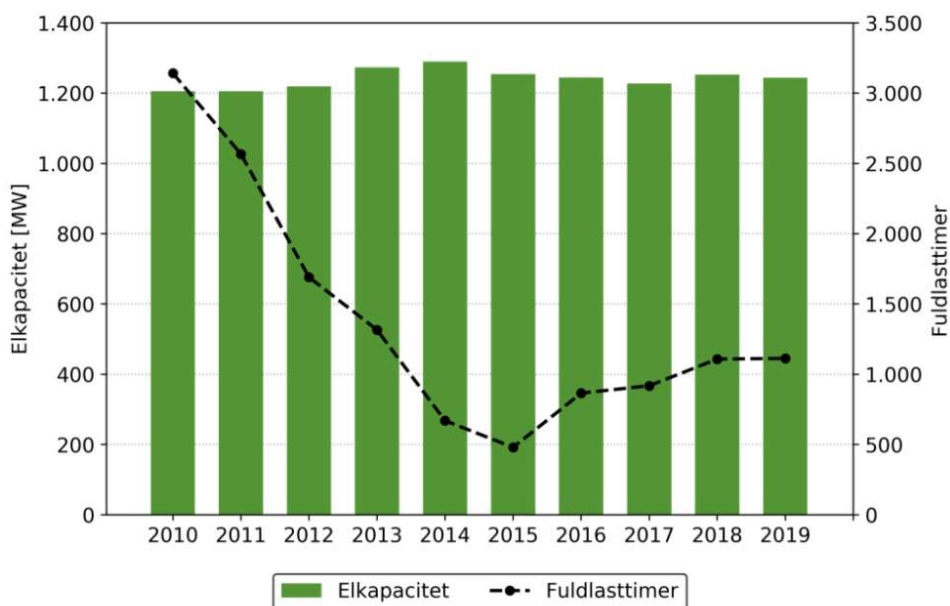
el; i starten for de centrale værker og også fra de største decentrale kraftvarmeværker. Senere blev det et krav, at også de mindre decentrale værker optimerede efter elpriserne.

Ved denne udvikling blev det sikret, at kraftvarmeværkerne primært producerede el, når elpriserne var høje, og der derfor var behov for el i elsystemet. Den timebaserede markedspris for el er således en meget væsentlig indikator for elsystemets aktuelle tilstand og den viser, hvorvidt der er mangel på el i systemet, eller der er et overskud af el i systemet.

Koblingen mellem varme- og el siden for de centrale og decentrale kraftvarmeværker er en af de mest betydelige sektorkoblinger og har historisk ført til massive brændselsbesparelser. I fremtiden vil vi i store perioder se "overskydende" el pga. stigende produktion fra vedvarende energiproduktionsanlæg.

Derfor vil den primære sektorkobling mellem varme og el være muligheden for at producere varme når der er meget el til rådighed.

Den stigende mængde vindenergi i elsystemet har presset elpriserne. Som eksempel herpå kan nævnes markedet for el fra de decentrale kraftvarmeværker, der blev designet for ca. 5.000 fuldlastdriftstimer. Efterhånden som elpriserne er faldet, har kraftvarmeværkerne opnået færre og færre timer i drift. Driftstimetallet har været nede på ca. 500 timer, men ligger nu på ca. 1.000 timer årligt, hvilket bl.a. skyldes de meget lave gaspriser, der forbedrer konkurrencedygtigheden for anlæggene. Ved de lave elpriser er det ikke rentabelt at producere el, eftersom indtægten ved salg af el ikke er i stand til at betale for brændsel allokeret til el siden. Derfor er en del af varmen produceret på kedelanlæg, der tidligere udelukkende var i drift som spidslast eller reservelast.



Figur 3-2: Historisk udvikling i antal driftstimer for decentrale anlæg. Kilde: Grøn Energi

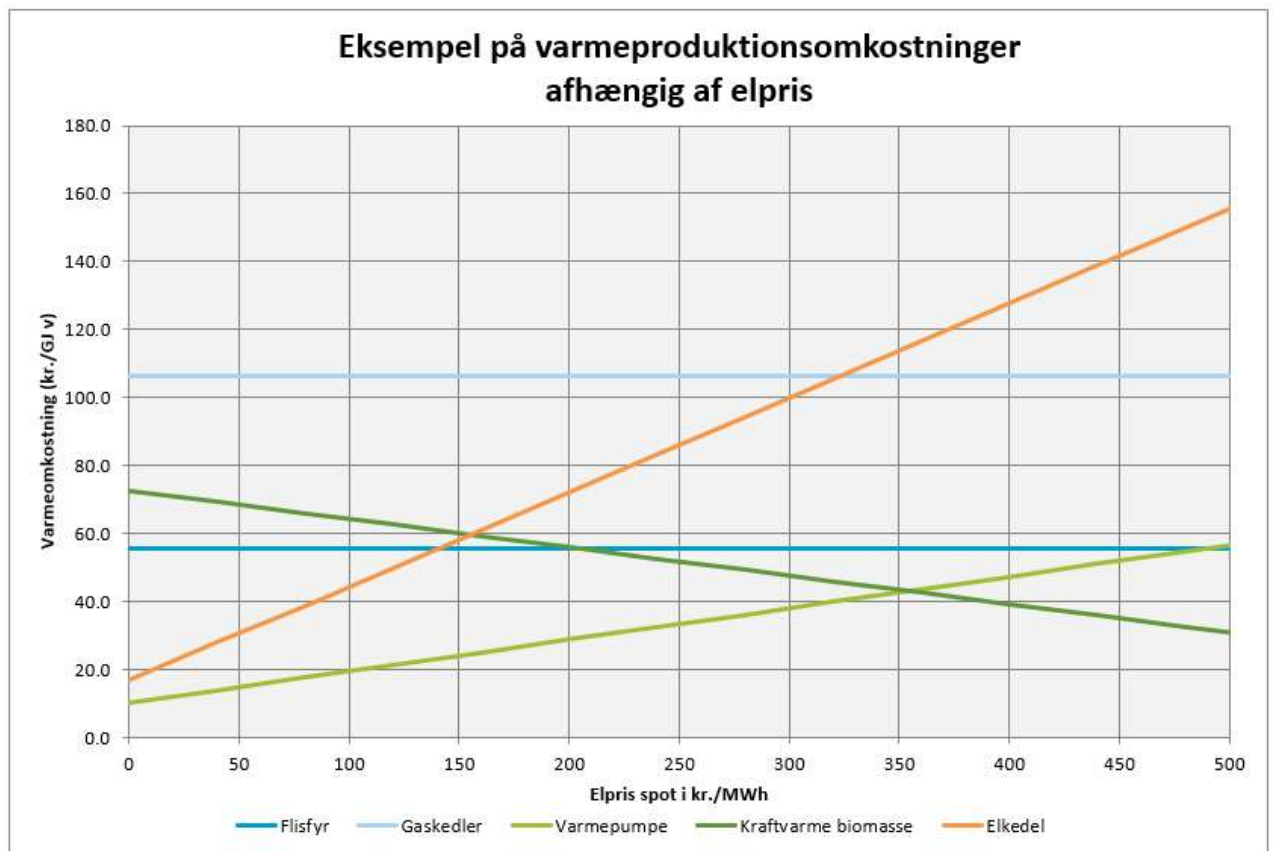
På tilsvarende vis som kraftvarmeværkerne kun skal være i drift, når al vindenergi er udnyttet, skal varmepumperne kun være i drift, når der er et "overskud" af vedvarende energi i elsystemet; dvs. når elpriserne ikke er så høje, at de dyreste kraftværker går i drift. Modsat kraftvarmeværkerne, skal varmepumperne være i drift, når prisen for el ikke er høj. Tilsvarende skal en elkedel kun være i drift, når elpriserne er så lave, at det indikerer, at der spildes vindenergi. En varmeproducent, der således har adgang til at producere ud fra både kraftvarme, elkedler og varmepumper, har mulighed for at producere kost-effektiv varme både ved lave, moderate og høje elpriser og lagre varmen.

Når kraftvarmeværker, elkedler og varmepumper optimerer produktionen, understøtter anlæggene løbende elmarkedet og dermed den grønne omstilling. En forudsætning er, at anlæggene har adgang til varmelagre.

Det Københavnske fjernvarmesystem

Siden systemet blev sat i drift i 1985, er varmesystemet løbende blevet optimeret i forhold til varmeprisen. Da kraftvarmeværkerne blev koblet til elmarkedet, blev produktionsenhedernes omkostninger bestemt af de øjeblikkelige elpriser, brændselspriser, eventuelle CO₂ priser, driftsomkostninger mv.

I de Københavnske fjernvarmesystemer sker dette via Varmelast.dk, der er et samarbejde mellem VEKS, CTR og HOFOR. Varmen planlægges løbende på timebasis for det kommende døgn med udgangspunkt i selskabernes produktionsomkostninger. Dermed sikres, at det altid er produktionsenhederne med de laveste omkostninger i de enkelte timer der bliver prioriteret.



Figur 3-3. Varmeproduktionsomkostninger som funktion af elpris. Kilde: egne beregninger.

I Figur 3-3 ovenfor er vist 5 forskellige teknologier; flisfyr, gaskedler, varmepumper, elkedler og biomassebaseret kraftvarme. Der er generelt antaget en biomassepris på 50 kr. per GJ og for biomassebaseret kraftvarme er der antaget en elvirkningsgrad på 30 %, en totalvirkningsgrad på 95 % og der er ikke regnet med pristillæg på elsidens. Varmepumper og elkedler er antaget tilsluttet på A niveau med en gennemsnitlig distributionstarif (nettarif) på 50 kr./MWh el⁴. Der er regnet med en COP på 3 for varmepumpen⁵. Omkring elafgifter er det antaget, at de pr. 01. januar 2021 er reduceret til 4 kr. per MWh for el til varmeproduktion.

Med de anførte forudsætninger har varmepumper lavere produktionsomkostninger end biomassebaseret kraftvarme ved en elpris under ca. 360 kr./MWh. For elkedler bliver produktionsomkostningerne lavere for elkedler end for kraftvarme ved en elpris under ca. 150 kr. per MWh.

⁴ Tariffer og netabonnement - få et overblik her på siden (radiuselnet.dk)

⁵ I vinterperioden kan COP være lavere, da denne afhænger af varmekildens temperatur

COP for varmepumpen er afhængig af temperaturen for varmekilden samt kravet til fremløbstemperatur fra varmepumpen. Derfor vil COP være lavere i vinterperioden. Er COP eksempelvis 2, falder skiftet mellem biomassebaseret kraftvarme og varmepumpe fra 360 kr./MWh til ca. 270 kr./MWh.

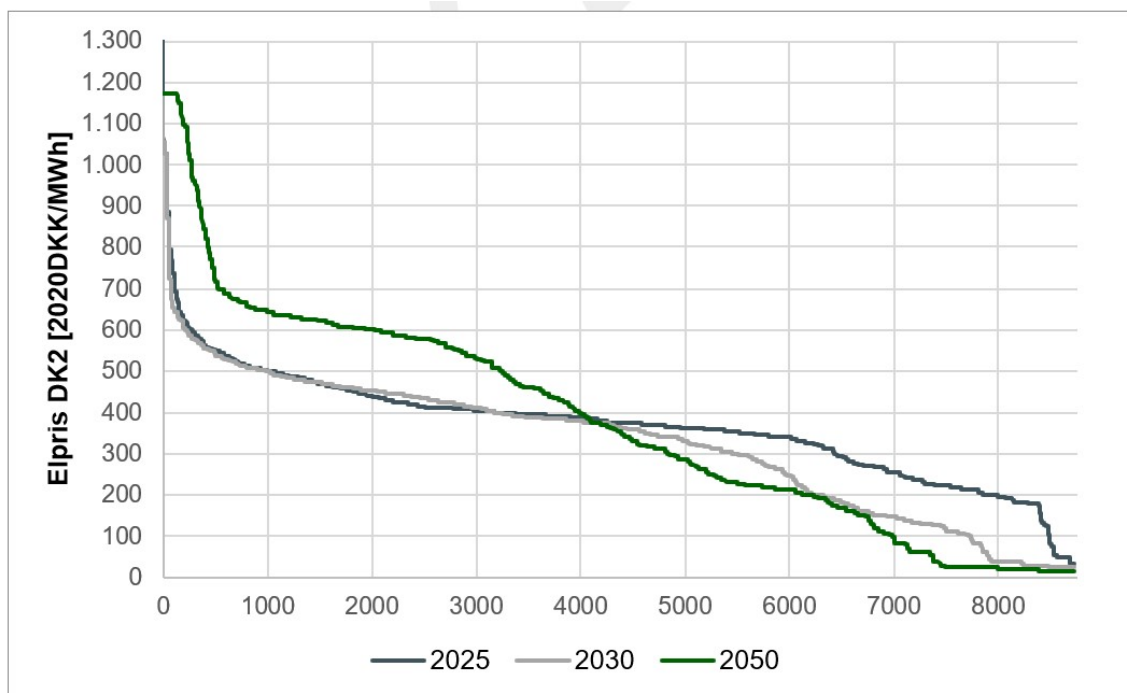
Det ses, at ved de lave elpriser, hvor varmepumper skal være i drift, er der begrænset incitament til at holde de centrale kraftvarmeanlæg i drift. Dette kan på sigt reducere det økonomiske incitamentet til at fortsætte driften på de centrale kraftvarmeanlæg.

Idet omkostningerne for gasfyr og flisfyr stort set er 100 % uafhængig af elprisen, er kurverne for disse teknologier vist som vandrette linjer. Den lyseblå er gasfyr og den mørkeblå er fliskedel.

Idet produktionsomkostningerne for kraftvarmeteknologier er faldene ved stigende elpriser er denne kurve faldende mod højre. Den mørkegrønne linje viser dette i diagrammet. Det forholder sig omvendt ved varmepumper og elkedler. Jo lavere elpriser, des lavere er produktionsomkostningerne. Derfor er omkostningerne stigende fra venstre mod højre og den lysegrønne linje repræsenterer varmepumper.

I diagrammet kan det aflæses, hvornår forskellige produktionsenheder skal være i drift. Eksempelvis ses, at produktionsomkostningerne for hhv. kraftvarme, varmepumper og fliskedel stort set er ens ved elprisen 200 kr./MWh.

På den følgende Figur 3-3 ses prognosen for elprisens fordeling i hhv. år 2025, år 2030 og år 2050 baseret på forudsætningerne fra FFH50.



Figur 3-4: Fordeling af elpriser i hhv. år 2025, år 2030 og år 2050. Kilde: FFH50

Den højeste pris elpris i 2050 ligger på ca. 1170 kr. per MWh. Figuren bekræfter, at med meget vedvarende energi i elsystemet, vil der være en større fluktuation af elpriserne. Den indikerer, at i ca. 50 % af årets timer, vil elprisen ligge over ca. 400 kr. per MWh. Produceres varme med en varmepumpe med COP på 3, vil produktionsomkostningen ligge på ca. $400 / 3 \sim 130$ kr. per MWh. Dette er dog uden at tage hensyn til tariffer og afgiftsforhold. Tarifferne er primært afhængige af spændingsniveauet som varmepumpen er tilkoblet. Energiafgiften for varme fra varmepumper er per januar 2021 reduceret ganske betydeligt. En produktionsomkostning på ca. 130 kr. per MWh,

vil omtrentligt svare til de omtrentlige produktionsomkostninger fra et biomassebaseret kraftvarmeanlæg. Se også figur 3.3, hvor omkostningerne fra varmepumper og biomassekedler skærer ved ca. 40 kr./GJ svarende til ca. 144 kr. per MWh.

Eftersom elpriserne er sorteret i figuren, kan det ikke afgøres, hvor mange af timerne med de høje elpriser der ligger hhv. i sommer- og i vinterperioden.

Tallene i figuren indikerer dog, at der stadig vil være et ret betydeligt antal driftstimer fra andre varmeproduktionsanlæg end varmepumper.

Det er ikke kun i Danmark, hvor man har indset, at fjernvarmen kan understøtte elmarkedet. I Hot/Cool nr. 4 i 2020 er der en interessant artikel om hvorledes fjernvarmesystemet understøtter elsystemet i Oslo bl.a. ved at frigøre kapacitet i elnettet under den stigende elektrificering⁶.

3.4 Korttidsydelser for at understøtte elsystemet

Efterspørgsel og produktion af el skal løbende være i balance. Ved en over- eller underproduktion af el vil frekvensen afvige fra de 50 Hz. Med stigende fluktuationer i elproduktion og med en efterspørgsel, der ligeledes er fluktuerende, er der et stigende behov for at kunne styre frekvensen på meget kort sigt. Energinet efterspørger ydelser til formål at stabilisere frekvensen.

I nedenstående tabel er anført nogle af de ydelser som Energinet efterspørger:

Benævnelse	Forklaring
Fast Frequency Reserve (Primær reserve)	FFR anvendes i Østdanmark
Frekvensstabilisering (primær reserve)	Anvendes i Øst- og Vestdanmark
Frekvensgenopretning (sekundær)	Anvendes i Vestdanmark
Balanceudligning (tertiær reserve)	Manuel reserve anvendes i Øst- og Vestdanmark

Tabel 3-1: Frekvensydelser som Energinet efterspørger

Ud over frekvensydelserne som nævnt i Tabel 3-1, anvendes regulerkraftmarkedet til at opretholde balancen (og dermed frekvensen) i det samlede elsystem. Ydelserne handles på det fællesnordiske regulerkraftmarked. På markedet kan aktørerne give bud på op- og nedregulering i driftstimen.

Det er ikke alle anlægstyper, der kan reagere på meget kort sigt. Elektrokemiske batterier er egnet til netop at styre frekvensen på kort sigt ned til millisekunder, mens de er mindre egnet til at lagre store mængder energi på grund af en lav energitæthed.

Fjernvarmeselskaberne i København har i forvejen varmelagre installeret. Derfor er elkedler relevante til at styre frekvensen, da de ligeledes kan op- og nedregulere på meget kort tid⁷. Elkedler er billige i anskaffelse (sammenlignet med eksempelvis en varmepumpe), men produktionsomkostningerne er 3-4 gange højere. Fjernvarmeselskaberne kan med elkedler stå klar til at understøtte elmarkedet og Energinet betaler selskaberne for at stå klar.

Nylige analyser tyder på, at varmepumper med tilknyttet varmelager også kan levere ydelserne meget konkurrencedygtigt, da automatikken er etableret, og da de kan yde stor kapacitet sammenlignet med forskellige elforbrugende apparater.

Vindmøller bliver i Danmark i stigende grad stoppet når det blæser kraftigt⁸. Danmark har til tider vanskeligt ved at anvende alt den indenlandske produktion af el og derfor er der et behov for at eksportere til Tyskland. Imidlertid er det tyske marked ofte overbelastet på samme tidspunkt og

⁶ "District heating is the power grids best friend". Hot/Cool no. 4 2020.

⁷ Opregulering under forudsætning af, at de allerede er i drift

⁸ Artikel Energiwatch d. 05. januar 2021 "Danske vindmøller slukkes som aldrig før"

derfor beder den tyske systemoperatør Tennet om at få stoppet dansk elproduktion fra vind og betaler de danske elproducenter for ydelsen. Dette øger de samfundsøkonomiske omkostninger og udfordringen er stigende efterhånden som der kommer mere vind i det danske elnet.



Kilde: Energiwatch d. 05. januar 2021

Enheden på y-aksen er i mio. MWh. Det ses af figuren, at problemet er kraftigt stigende. Ca. halvdelen af nedreguleringen i 2020 var baseret på at stoppe vindmøller. Udfordringerne kunne imødegås ved at etablere flere strategisk placerede elkedler i det danske energisystem med adgang til fjernvarmesystemerne inkl. en udbygning med varmelagre. København har både en eksisterende varmeinfrastruktur samt betydelig kapacitet fra varmelagre. Det anbefales derfor at undersøge, hvorvidt der kan etableres én eller flere elkedler i København ved de eksisterende kraftværker, der i forvejen har en kraftig elinfrastruktur egnet til at distribuere en stor el- og varmeeffekt. Der er formentlig behov for i størrelsesordenen 500 til 1000 MW kapacitet⁹, men dette bør analyseres nærmere. Barrierer kan være distributionsbetalingen og evt. tilslutningen af elkedlerne.

4. FORSYNINGSSIKKERHED PÅ VARMESIDEN

I det følgende gennemgås funktionen af spidslast og reservelast i varmesystemerne, og der ses på hvorledes reservelasten kan dækkes på længere sigt.

Forsyningssikkerheden har altid været i fokus på varmesiden. Ofte har de samme kedler som har været anvendt til spidslastproduktion i vinterperioden desuden været anvendt til reservelast i tilfælde af, at primære anlæg falder ud. Spids- og reservelastproduktion har tidligere primært været baseret på olie som brændsel men er nu stort set udelukkende baseret på naturgas. Der er en række fordele ved netop at anvende naturgas som brændsel i kedlerne - eksempelvis:

- Der er tale om en meget simpel produktionsteknologi med en meget høj forsyningssikkerhed både på brændselssiden og på kedelsiden
- Meget velkendt teknologi der er simple at drifte
- Etableringsomkostningerne for kedlerne er begrænsede
- Begrænsede krav til pladsforhold for kedlerne

⁹ Grov vurdering baseret på tal fra artikel i Energiwatch d. 05. januar 2021

Eftersom der er tale om produktionsanlæg der skal kunne sættes i drift inden for meget kort tid, og herefter være meget pålidelige, er meget væsentligt for at der kan opretholdes en stabil varmeforsyning. Desuden er teknologien yderst velkendt for driftspersonalet.

Når der er tale om anlæg der leverer spids- og reservelasttydelser, vil anlæggene i sagens natur kun have begrænsende fuldlasttimer i drift. Derfor er etableringsomkostningerne vigtige. Jo højere etableringsomkostninger, des højere bliver de specifikke faste etableringsomkostninger (kr./MWh).

Store varmelagre kan reducere behovet for spidslastproduktion, men kan ikke reducere behovet for reservelast.

Det kan overvejes at anvende bygningernes konstruktion som varmelager; dvs. i perioder med rigelig grundlast, kan bygninger opvarmes til højere temperatur end nødvendigt. Ved behov for spidslast, kan varmen til bygningen afbrydes i en kortere periode og den lagrede energi kan holde varmen hos forbrugerne. Imidlertid kan denne løsning ikke erstatte spidslastproduktion. Den tabte energi fra bygningerne skal indhentes igen, løsningen kan således udelukkende anvendes till at optimere produktionen. Endvidere må fokus være at holde et godt komfortniveau for forbrugerne; hverken for høje eller for lave temperaturer.

Andre teknologier der kunne overvejes til spids- og reservelastproduktion kunne være:

- Kedler med anden forsyning end naturgas – eksempelvis elkedler eller kedler forsynet med biogas, bioolie eller brint
- Varmepumper (se dog senere i afsnittet)

Elkedler er ofte under overvejelse i forbindelse med spids- og reservelastproduktion. Er man i stand til at planlægge produktion fra elkedler, således at de er i drift når der er rigeligt vindkraft i elsystemet, giver det god mening. Imidlertid kan elkedler til spidslast uden mulighed for alternative brændsler medføre, at elsystemet bryder sammen i perioder med begrænset vind eller sol; eksempelvis på en kold vindstille vinterdag. Erstatte spidslastproduktion generelt med el, vil behovet for elkapacitet stige betydeligt, hvilket vil stille store krav til elsystemet og til behovet for produktion af el i perioder, hvor der ikke er vedvarende energikilder til rådighed. Her vil elsystemet i forvejen blive udfordret af mange varmepumper der er i drift. Skal elkedler producere reservelast, vil det formentlig være begrænset, hvor mange øvrige elkedler der er i drift for at producere reserve. Sker udfaldet af grundlasten imidlertid i den koldeste vinterperiode, kan elsystemet i forvejen være under betydeligt pres.

Anvendelse af ledningsgas er faldende og produktionen af bionaturgas er stigende. Derfor forventer Energistyrelsen, at VE-andelen i ledningsgassen i 2030 vil udgøre ca. 30 %¹⁰. Dette er imidlertid på energibasis. Det er usikkert, om der vil være tilstrækkeligt biogas til at dække både grundlast og spidslast.

En god kvalitet bioolie / biodiesel der opfylder bæredygtighedskriterier efter reglerne i bekendtgørelse 1619 af 15. december 2016 "Bekendtgørelse om bæredygtighed af biobrændsler" vil være velegnet til spidslastproduktion. Imidlertid skal man være opmærksomme på, at nogle bioolie kan give driftsmæssige udfordringer, specielt hvis bioolien skal lagres i længere perioder.

Generelt skal der til grundlast ikke anvendes brint i varmesystemet. På grund af de store tab i konverteringen til brint og videre til eksempelvis grøn naturgas, vil denne proces kræve 5-7 gange mere el end i en varmepumpe. Imidlertid kan det give god mening at anvende brint i begrænset omfang til produktion af spidslastvarme, hvor brinten (eller den grønne naturgas produceret ved PtX) konkurrerer med afgiftsbelagt naturgas. Det stiller imidlertid store krav til lagringen af brint / grøn naturgas.

¹⁰ Energistyrelsens Basisfremskrivning 2020

Biomassekedler forsynede med træpiller vil teknisk set være egnede til spids- og reservelast. Imidlertid er etableringsomkostningerne væsentligt højere end for naturgaskedler¹¹. Samtidig vil rådigheden være lavere end for naturgaskedler.

Varmepumper vil teknisk set kunne levere spids- og reservelast. Imidlertid er etableringsomkostningerne væsentligt højere end både naturgaskedler og kedler for biomasse. Derfor skal varmepumper primært anvendes som mellemlast i det Københavnske fjernvarmesystem efter prioritering af de affaldsbaserede anlæg. Prioriteringen af varmepumper i forhold til andre teknologier er dog afhængig af priserne for el.

Erstatningen af den fossile spids- og reservelastproduktion vil ikke blive løst med én teknologi, men vil være et samspil mellem flere teknologier. I perioder med rigelige mængder af vedvarende energi, vil spidslast blive produceret med elkedler, i perioder med begrænset vedvarende energi i elsystemet kan spidslastvarmen produceres ud fra enten bioolie og på sigt måske grøn gas fra biogas / PtX. Behovet for spidslastproduktion bliver reduceret med øget lagerkapacitet for varme. Varmelagre skal oplades i perioder med rigelige mængder vedvarende energi. Dette stiller dog krav til produktionskapaciteten for varmepumper, der vil være i fuldlastdrift det meste af året. Alternativet er elkedler, men dette stiller større krav til elnettet end varmepumper pga. den lavere effektivitet. Reservelast vil oftest kunne produceres med elkedler, men det kan i perioder være forbundet med meget høje omkostninger, når der er begrænset vedvarende el til rådighed. Alternativer vil være biogas / grøn gas samt bioolie.

5. KAN VARMELAGRE UNDERSTØTTE ELSIDEN – MULIG LAGERKAPACITET?

Elektrificeringen af varmesektoren betyder, at varmepumper og elkedler får adgang til vedvarende energi fra sol og vindenergi. Produktionen af energien er imidlertid svingende afhængig af vindforholdene og den aktuelle solindstråling. Bliver der produceret varme på tidspunkter, hvor der er begrænset vind og begrænset solindstråling, skal det marginale elbehov i stedet produceres ud fra typisk fossile brændsler og typisk i udlandet ved vandkraft eller ved kondensproduktion. På andre tidspunkter er der rigeligt med vedvarende energi i systemet, og det er derfor vigtigt, at der produceres varme via elforbrugende varmeproduktionsenheder, så energien ikke går til spilde. Anvendelse af varmelagre medfører, at elforbruget til produktion af varme kan flyttes til tidspunkter, hvor der er overskud af el. Forbruget af el til varmeproduktion medvirker således til at stabilisere elprisen, hvilket bl.a. medfører, at effektive elproduktionsanlæg har mulighed for at understøtte elproduktionen, med begrænsning af de økonomiske tab ved drift af anlæggene.

I det følgende gennemgås et eksempel på hvorledes det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem med varmepumper, elkedler og store varmelagre har mulighed for at understøtte elsystemet, ved at agere som virtuelt batteri.

I rapporten *“Vurdering af den marginale samfundsøkonomiske fjernvarmepris i det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem”*, som Rambøll udarbejdede for Vestforbrænding i 2018, blev der undersøgt to udviklingsforløb:

- Et hvor der ikke bliver investeret i flere varmepumper, elkedler og varmelagre *“Stilstands-scenariet”*
- Ét hvor der bliver udbygget med disse anlæg til erstatning for AMV3 og AVV1 der antages udfaset frem mod 2030 *“Grundscenariet”*

Vi har antaget, at varmepumper udvikles som rene varmepumper og kombinerede køle- / varmepumper, med hver sit udviklingsforløb. Med de nuværende samfundsøkonomiske forudsætninger med lave gas- og varmepriser påregner vi, at varmepumper hvor kølesiden også udnyttes, har et større udviklingspotentiale end rene varmepumper, hvor kølingen spildes.

¹¹ Technology Data. Generation of Electricity and District heating. ENS April 2020.

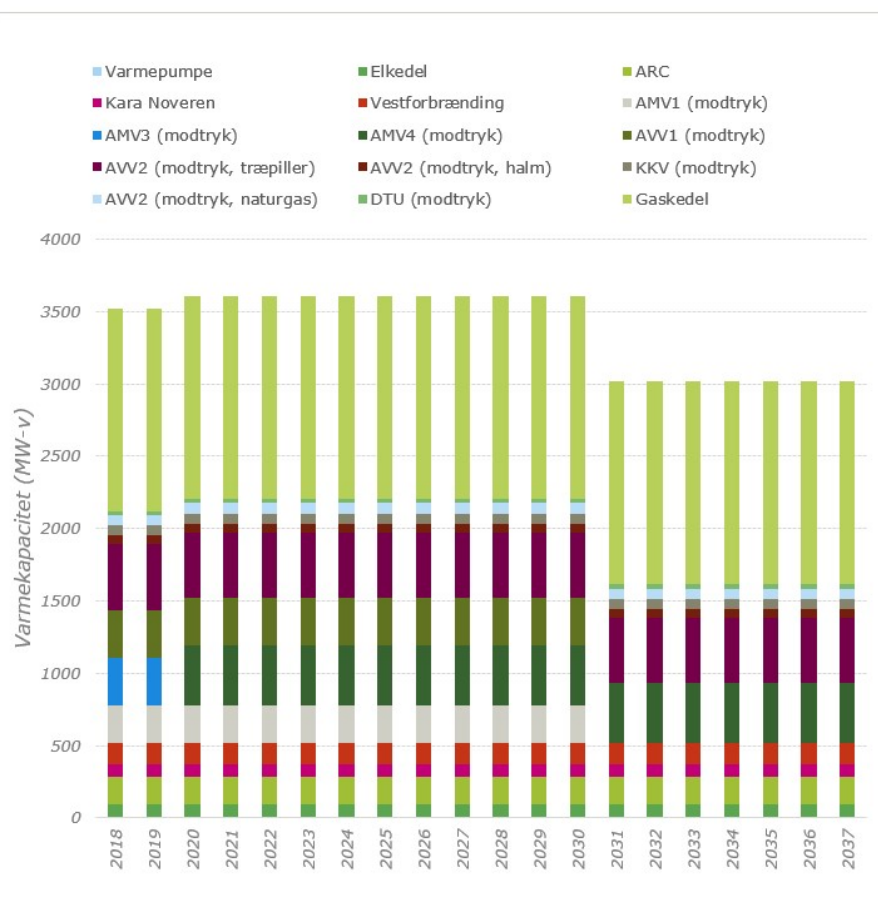
I stilstandsscenariet er der en fastholdt kapacitet for varmepumper på 10 MW varme i Hovedstadsområdet, 80 MW varme fra elkedler og et varmelagervolumen på 72.000 m³ i årene fra 2018 til 2037.

I grundscenariet er der en stigende varmepumpekapacitet fra 10 MW i 2018 til 250 MW i år 2037, en stigende elkedelkapacitet fra 80 MW i 2018 til 600 MW i år 2037 og et stigende lagervolumen fra 75.000 m³ i 2018 til 1.975.000 m³ i år 2037.

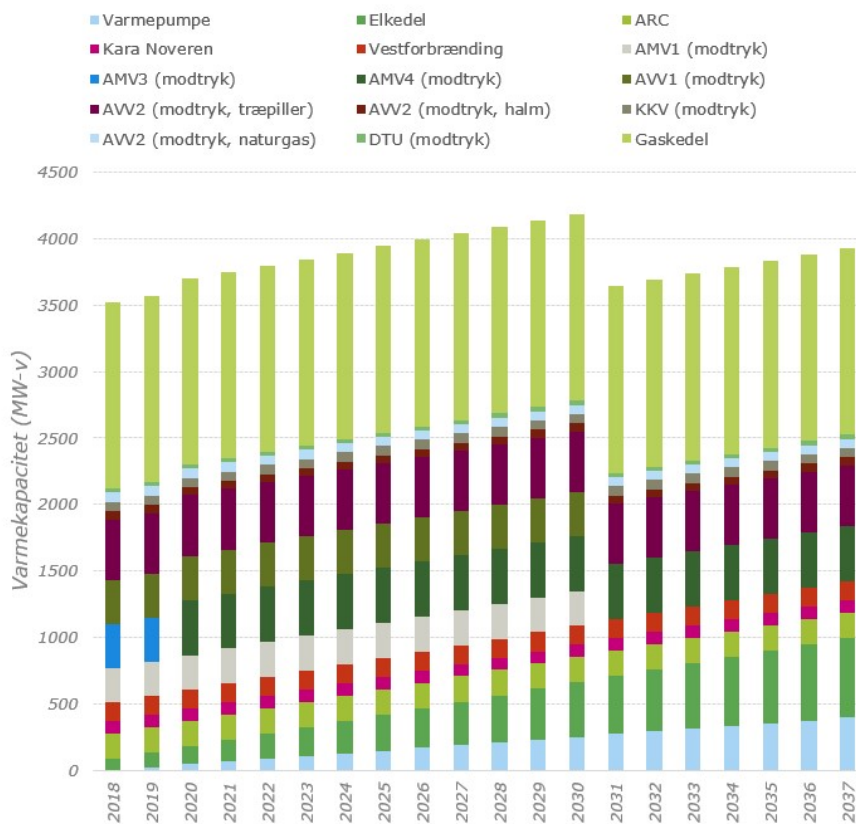
Den marginale fjernvarmepris er prisen på den produktion, som møder et øget varmeforbrug ved en udvidelse af forsyningsområdet. Denne pris er nødvendig at kende, når man i projektforslag eksempelvis sammenligner fjernvarme imod individuel naturgasopvarmning eller varmepumper. Vi fokuserede dog ikke på de marginale samfundsøkonomiske priser fundet, men på hvordan fjernvarmesystemet i Storkøbenhavn kan hjælpe til med, at integrere større mængder VE i elsystemet ved, at udbygge med varmepumper, elkedler og varmelagre. Herigennem øges fleksibiliteten i fjernvarmesystemet.

Det skal bemærkes, at lastfordelingen er baseret på de nuværende selskabsøkonomiske rammebetingelser og en elpris, som formentlig ikke afspejler de prisfluktuationer, der vil være i 2035. Vi har forudsat, at varmepumper både drives som køle- / varmepumper og rene varmepumper med en sædvanlig varmekilde, som hav-, sø- eller spildevand. Elforbruget om sommeren er hovedsageligt fra køle- / varmepumper, der samproducerer varme og køling. Med ændrede forudsætninger, eksempelvis en reduktion i distributionsafgiften, vil rene varmepumper formentlig opnå endnu flere driftstimer – også i sommerperioden.

I de følgende figurer vises forudsætningerne omkring varmekapaciteterne for anlæggene i Hovedstadsområdet:

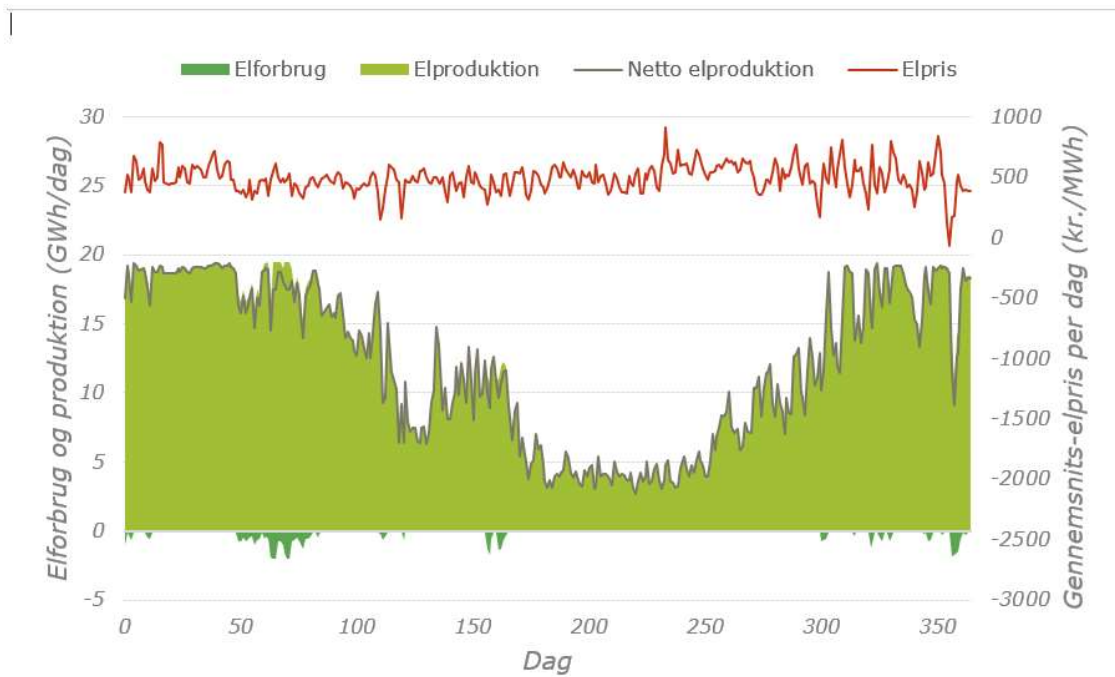


Figur 5-1: Kapacitet for varmeproduktionsenheder i stilstandsscenariet

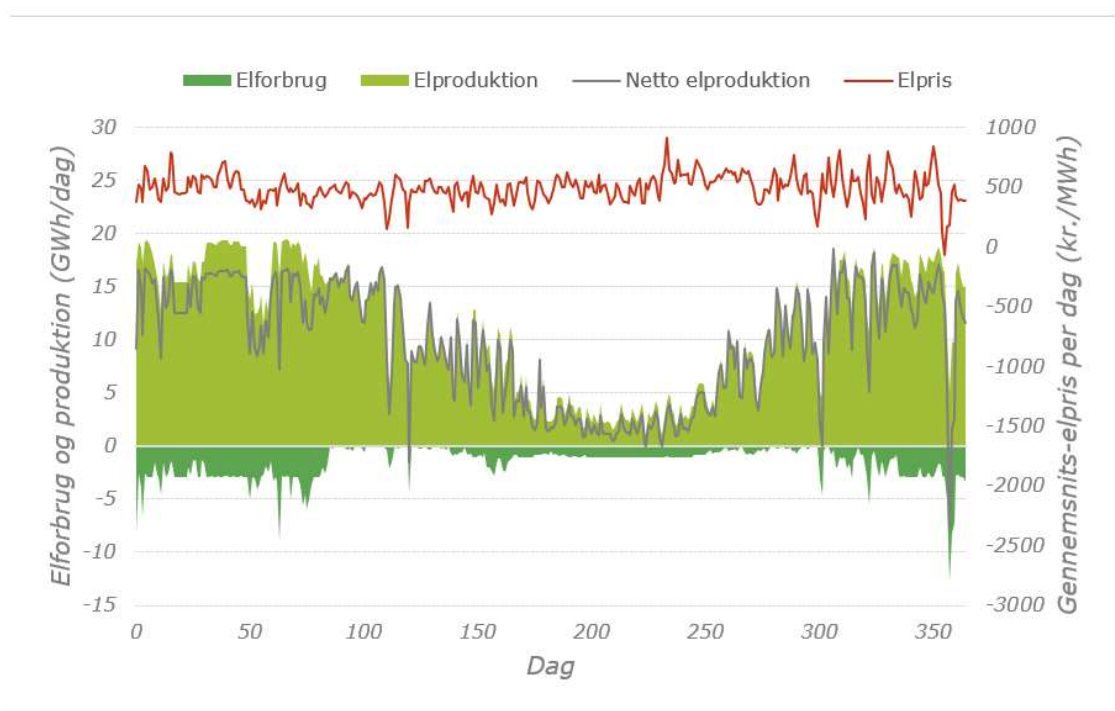


Figur 5-2: Kapacitet for varmeproduktionsenheder i grundscenariet

Den store udbygning med varmepumper og elkedler i grundscenariet i forhold til i stilstandsscenarioet medfører, at det samlede Storkøbenhavnske fjernvarmesystem i større udstrækning, er i stand til at reagere på elprisen. På Figur 5-3 og Figur 5-4 nedenfor ses elprisresponsen fra begge scenarier i 2035 på dagsniveau, som nettoelproduktion imod elprisen. Elproduktionen er fra kraftvarmeverkerne og elforbruget er fra varmepumper og elkedler. Det er tydeligt, at fjernvarmesystemet i grundscenariet er mere fleksibelt end i stilstandsscenarioet.



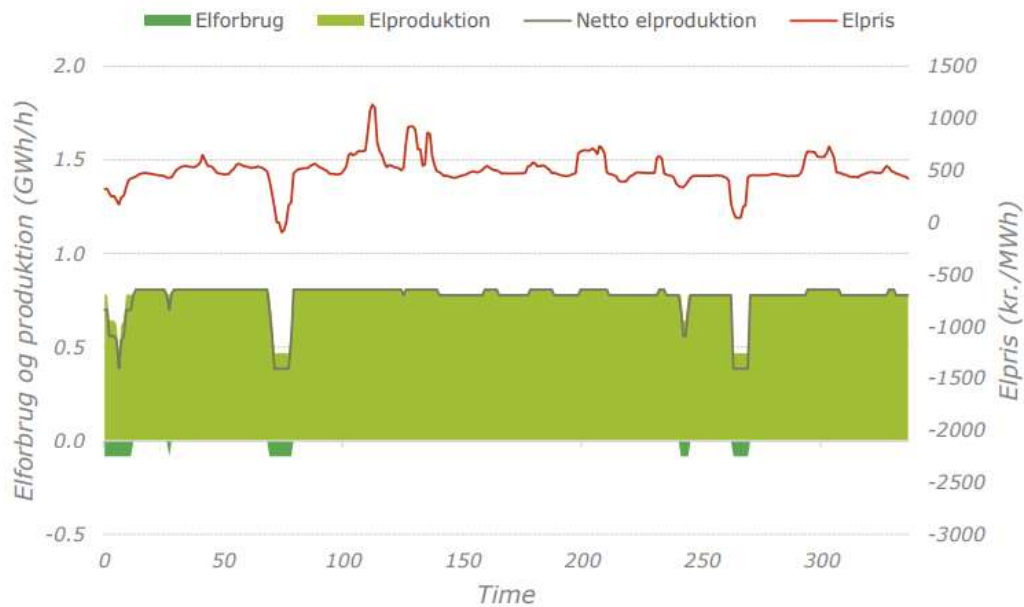
Figur 5-3: Elprisrespons i stilstandsscenariet år 2035 på dagsniveau



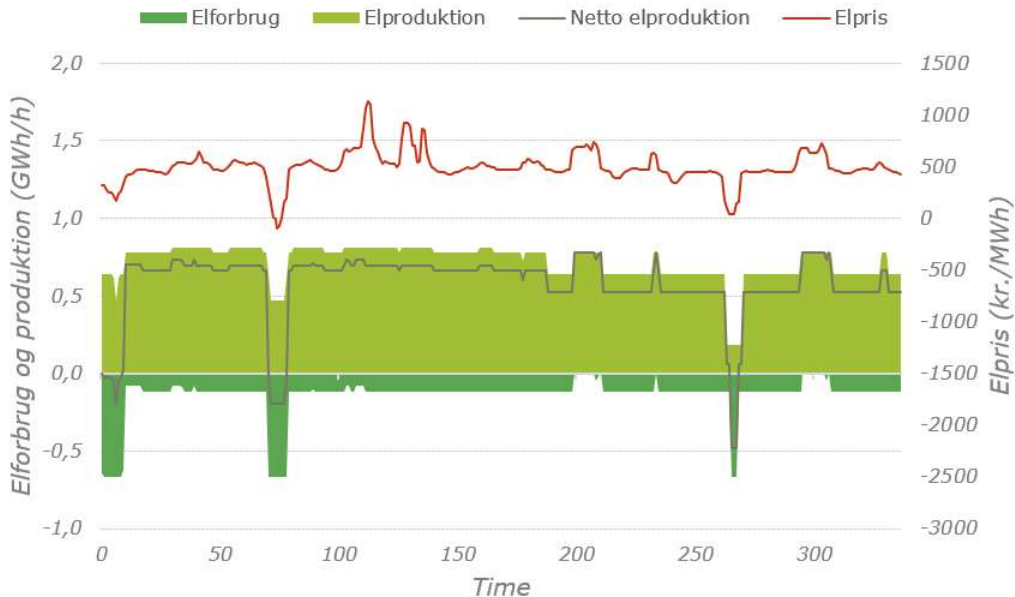
Figur 5-4: Elprisrespons i grundscenariet i år 2035 på dagsniveau

Figurerne af elprisresponsen i grundscenariet giver et godt billede af, hvordan det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem kan reagere som virtuelt batteri – bare bedre og billigere. Det kræver blot, at udviklingen med flere varmepumper og elkedler fortsættes i takt med, at endnu flere solceller og vindmøller bliver opstillet.

For yderligere, at vise forskellen i elprisresponsen imellem de to scenarier er denne vist for begge scenarier i de første 14 dage af 2035 på Figur 5-5 og Figur 5-6.



Figur 5-5: Elprisrespons i stilstandsscenariet på timeniveau de første 14 dage af 2035



Figur 5-6: Elprisrespons i grundscenariet på timeniveau de første 14 dage af 2035

Det ses, at varmepumperne er kontinuerligt i drift og at elkedlerne omgående reagerer når der er en stor andel vedvarende energi i elsystemet og elprisen dykker. Det ses af Figur 5-6 ovenfor, at ved et dyk i elpriserne, sættes den fulde elkedelkapacitet i drift svarende til ca. 600 MW.

Ovenstående viser således med stor tydelighed, at varmepumper, elkedler og varmelagre løbende understøtter elsystemet.

Produktion fra elkedler skal typisk understøtte elsystemet for kortere perioder – måske nogle timer. Ingen andre anlæg i systemet er i stand til at reagere med samme hastighed. Derfor skal det også bemærkes, at elkedelkapacitet på eksempelvis 600 MW formentlig vil give betydelige udfordringer at indpasse i varmesystemet. Derfor foreslås det, at lastfordelingen af denne kapacitet ligger som en separat enhed under Varmelast.dk, hvor der efterhånden opbygges en viden om elmarkedet og muligheden for at levere systemydelser.

6. UDVIKLING AF PTX OG BEHOVET FOR VARMELAGRE

Produktion af elektrofuels ved PtX medfører overskydende varmeproduktion. Bliver varmen ikke udnyttet, forøges omkostningerne fra PtX processerne.

Kilderne til overskudsvarmeproduktion fås dels fra konverteringen til brint ved elektrolyse og desuden ved de efterfølgende konverteringer til forskellige brændsler. Endvidere er der overskydende varme fra de øvrige nødvendige komponenter i processerne - eksempelvis CO₂, der anvendes til produktion af grøn gas ud fra brint og CO₂.

Vi har vurderet varmeproduktion fra PtX med nedenstående forudsætninger og har overordnet set på, hvorledes denne mængde varme kan inkluderes i det Københavnske fjernvarmesystem.

Et eventuelt yderligere behov for varmelagre er afhængigt af hvorledes processerne optimeres. Vil der være tale om en konstant produktion eller vil processerne løbende blive optimeret ud fra elprisen?

- Er der tale om grøn brint, vil brinten blive produceret ved elektrolyse, når der er vindkraft til rådighed
- Det er påregnet, at der etableres et brintnetværk og at der vil være et lager tilknyttet
- Varme fra CO₂ produktion ved carbon capture kan i princippet produceres løbende. Man må imidlertid antage, at produktionen vil ske ud fra markedsmæssige principper, hvor markedsprisen for CO₂ dikterer, hvornår det er optimalt at producere. Det er forudsat, at CO₂ lagres og vil være til rådighed til at producere grønne brændsler
- Som følge af ovenstående, er det antaget at metaniseringsprocesserne vil produceres løbende. Der regnes derfor med en gennemsnitlig varmeeffekt fra processerne.

Under PtX er der opstillet 3 scenarier – hhv. *”øvre grænse”* for PtX i København, *”medium”* og *”høj medium”*. Tages udgangspunkt i medium scenariet, er der følgende forudsætninger:

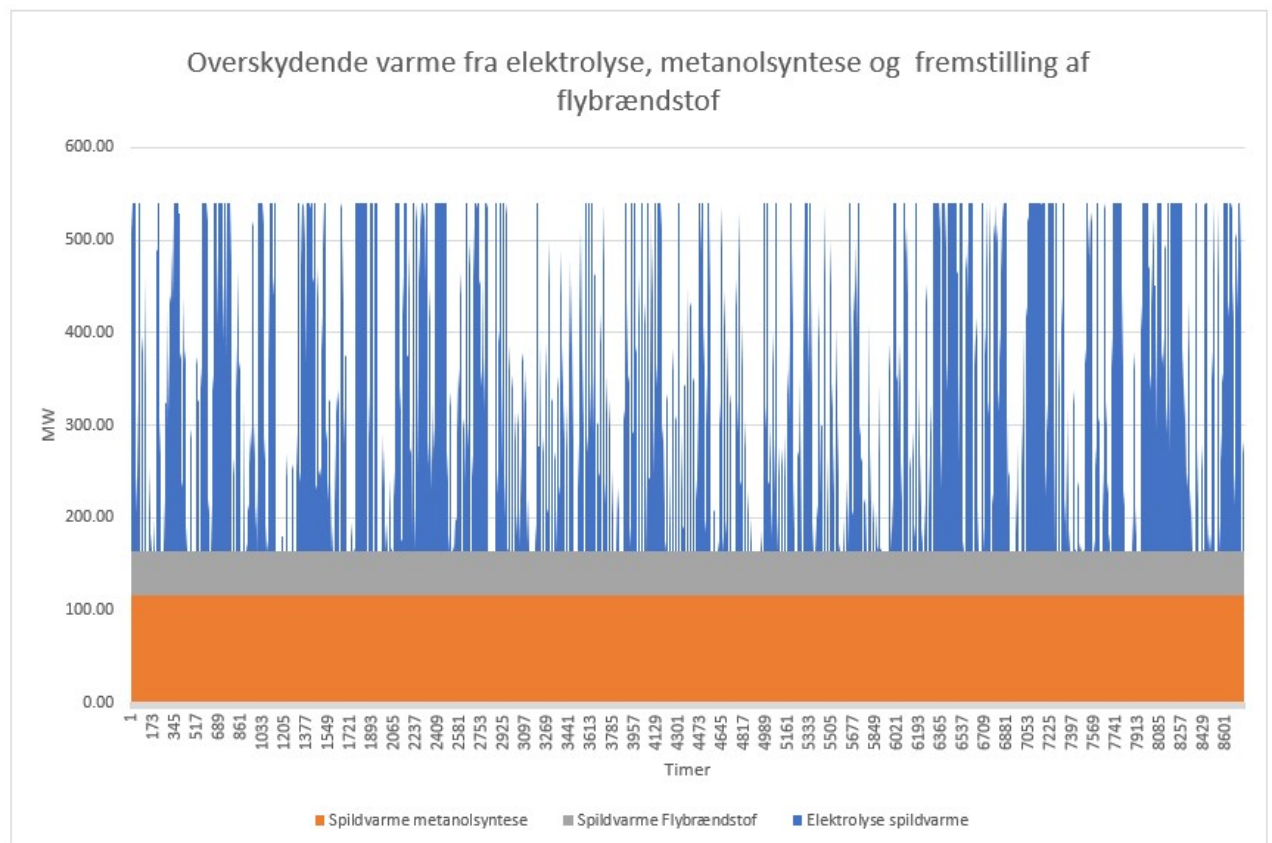
Proces	Data	Varmeprofil
Elektrolyse		
Elproduktion fra vind og sol	19 TWh per år	
Elforbrug til elektrolyse	10 TWh per år	
Spildvarme fra elektrolyse	1,5 TWh per år	Som vinden blæser
Temperatur (baseret på PEM)	75 – 80 °C	
Metanolsyntese		
Metanolproduktion	802 kton per år	
Spildvarme	1,0 TWh per år	Jævnt fordelt
Temperatur	80 % varmere end fjernvarme, 20 % koldere end fjernvarme	
Flybrændstof		

Årlig produktion	351 kton per år	
Spildvarme	0,4 TWh per år	Jævn fordelt

Den samlede elproduktion fra vind svarer til el fra ca. 4.500 MW vindmøller hvor der er regnet med, at den producerede el trækkes i land i Avedøre, hvor det er muligt at udnytte varmen.

Produktionen af flybrændstof svarer omtrent til 25-50 % af lufthavnens totale forbrug.

I nedenstående illustration vises produktionen af varme fra ovenstående processer ekskl. varme-produktionen fra carbon capture.



Figur 6-1: Overskydende varme fra hhv. metanolsyntese, elektrolyse og fremstilling af flybrændstof

Af Figur 6-1 ses det, at der i vinterperioden er ca. 1 uge mellem de store høje kapaciteter fra vind. Netop i disse perioder skal varmepumper og elkedler helst ikke være i drift. I stedet skal der produceres fra lagret varme samt varme fra kraftvarmeanlæg.

Til at producere de ovenstående brændsler, skal der anvendes ca. 1,1 mio. ton CO₂ per år. Til sammenligning forventes det, at der kan udtrækkes ca. 0,4 mio. ton per år fra VF og at merproduktionen af varme er i størrelsesordenen 20 %. Det betyder, at overskudsvarmen fra et forbrug på 1,2 mio. tons årligt, bliver i størrelsesordenen 100 MW.

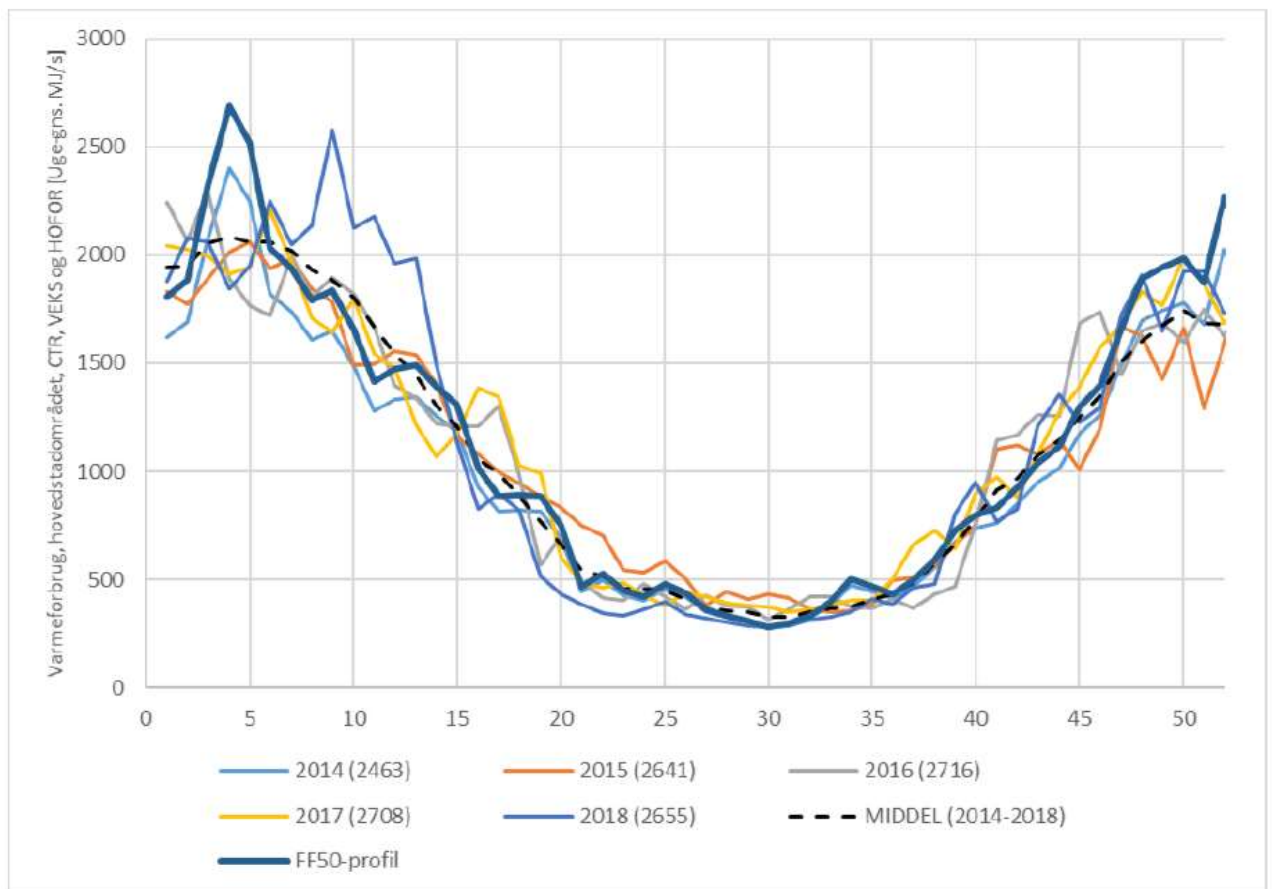
I tillæg til ovenstående, vil der være overskydende varme fra carbon capture. Med udgangspunkt i vurderinger af varmeproduktionen fra carbon capture på Vestforbrænding, vurderes det, at produktionen ligeledes vil være i størrelsesorden af 100 MW baseret på de omtrentlige data fra et carbon capture anlæg på VF.

Generelt er antaget, at en evt. varmepumpe til at udnytte varmen vil have en meget høj COP. Derfor er den yderligere varmeproduktion fra en varmepumpe begrænset og ikke indregnet i ovenstående vurdering af varmeproduktionen.

Samlet set, indikeres det fra ovenstående, at der vil være en grundlast til det Københavnske fjernvarmesystem på i størrelsesorden 150-200 MW og en fluktuerende varmeproduktion på maksimalt ca. 500 MW.

Varmeproduktionen fra affald skønnes at ligge i størrelsesorden på 400 til 500 MW. Dermed ligger grundlasten på i størrelsesordenen 500 til 700 MW og i tillæg hertil en fluktuerende varmeproduktion på ca. 500 MW. Gennemsnittet af den fluktuerende varmeproduktion ligger på ca. 250 MW.

Tilsvarende ses i følgende kurve forbrugsprognosen for det Københavnske fjernvarmesystem med forudsætninger stillet af FFH50 gruppen.



Figur 6-2: Varmeforbrug 2014 til 2018. Kilde: FFH50 "FFH50 Forudsætningsnotat – Varmeforbrug"

Den ovenstående sorte kurve viser middel behov for årene 2014 til 2018. FFH50 påregner, at der sker et svagt fald i varmekonsumet frem mod 2050.

Lægges en grundlastproduktion ind på ca. 600 MW og en fluktuerende produktion på ca. 500 MW (gennemsnit ca. 250 MW), vurderes det, at varme fra affald samt PtX og carbon capture processer kan dække i størrelsesorden 50 til 60 % af varmebehovet. Det betyder samtidigt, at såfremt der yderligere skal store varmepumper ind i systemet, vil der optimalt set kun være plads til 500 til 600 MW store varmepumper og i tillæg hertil store elkedler, men det vil betyde, at der kun vil være begrænset plads til øvrige anlæg i det Københavnske system – herunder AMV og AVV.

Ovenstående betyder også, at såfremt der skal produceres yderligere flybrændsel, vil der ikke være tilstrækkeligt plads i det Københavnske fjernvarmesystem til at udnytte varmen herfra.

Store varmepumper vil naturligvis også producere, i perioder med meget vedvarende energi i el-systemet og elpriserne er lave. Dermed vil den fluktuerende varmeproduktion stige til maksimalt ca. 1000 MW og med et samlet gennemsnit (elektrolyse, carbon capture og store varmepumper) på ca. 500 MW.

Den store grundlastproduktion betyder, at det bliver mere vanskeligt at få økonomi i de store varmepumper pga. begrænset driftstid. For at holde varmeomkostninger nede, skal varmepumperne derfor udnyttes til at producere både varme og fjernkøling.

At der bliver produceret en stor mængde varme fra PtX og carbon capture betyder ikke isoleret set, at de varmelagre skal have en større kapacitet end allerede indikeret i afsnit 3.2, men alene at øvrige anlæg i Hovedstadsområdet bliver fortrængt.

En stor andel varme fra PtX processer der fylder hovedparten af fjernvarmesystemet i København, indikerer, at i fremtiden være mindre behov for kraftvarmeproduktion fra centrale værker.

Det anses ikke for sandsynligt at udnytte den betragtelige mængde overskydende varme i sommerperioden i varmesystemet, eftersom det vil kræve enorme varmelagre.

7. STRATEGISKE OG ØKONOMISKE UDFORDRINGER VED STOR EL-AFHÆNGIGHED

Rollen for de store kraftvarmeværker er under forandring. Hvor den primært tidligere var at levere el til det danske elsystem og varme til fjernvarmesystemerne bliver rollerne nu i stigende grad overtaget af el fra vindmøller og solceller samt varmelevering fra store varmepumper. Det betyder, at de eksisterende kraftvarmeværker i stigende omfang vil være de sekundære produktionsenheder til levering af el og varme. Skiftet fra primære til sekundære produktionsenheder sker løbende ud fra markedsmæssige forhold; dvs. varmepumper skal alene producere varme for så vidt, de kan producere til lavere omkostninger end varme leveret fra kraftvarmeværkerne. Varmekunderne skal fortsat være i fokus. Udfordringen for kraftvarmeværkerne er, at med mange varmepumper og elkedler i drift, reduceres antallet af driftstimer for de centrale kraftvarmeanlæg, hvilket igen reducerer det økonomiske incitament for at holde værkerne i drift.

Forbruget af el kan opdeles i afbrydeligt og ikke-afbrydeligt forbrug. En stor del af elforbruget i de danske husholdninger er i udgangspunktet ikke afbrydeligt. Med de rette incitamenter og signaler til forbrugerne kan en del af forbruget konverteres til afbrydeligt forbrug. De rette signaler kunne eksempelvis være høje timepriser når elsystemet er under pres hvilket indikerer, at der skal anvendes så lidt el som muligt. Indretning af afgifter og tariffer bør understøtte elmarkedet. Det er dog væsentligt at priserne inkl. afgifter, og herunder en forventet udvikling; eksempelvis det næste døgn, er tydeligt for forbrugerne. Nyt forbrug – eksempelvis når der skal flere varmepumper ind i varmesystemerne til erstatning for fossil produktion, skal altid tilstræbes at være afbrydeligt for at reducere omkostningerne for den grønne omstilling. Derfor bør varmepumper som udgangspunkt altid tilsluttes fjernvarmesystemerne og der skal være et varmelager til rådighed. Hvorvidt fjernvarme eller individuelle varmepumper er mest fordelagtigt, analyseres i forbindelse med et projektforslag der udarbejdes efter varmeforsyningsloven.

Fjernvarmesystemerne skal fortsat bidrage til fleksibiliteten i produktionen afhængig priserne for brændsel. Elsystemet kan i perioder være højt belastet, bl.a. som følge af, at der er mange ufleksible varmepumper i fremtiden, der ikke har mulighed for at stoppe produktionen. I disse perioder skal varmen produceres ud fra alternativer til el, som diskuteret i tidligere afsnit.

Netop muligheden for at aftage varme fra flere forskellige kilder er en af de helt store fordele ved fjernvarmen i forhold til individuelle teknologier. Den professionelle drift af systemet, og herunder produktionsenhederne, medfører, at enhederne løbende undergår professionelt vedligehold og kun holdes i drift, når det ud fra en økonomisk betragtning giver mening i forhold til produktion fra

alternative produktionsenheder. Der skal således udelukkende aftages el, når det ud fra en overordnet økonomisk betragtning, giver fordele for samfund og fjernvarmebrugere.

Lagrene tilsluttet de centrale fjernvarmesystemer giver mulighed for, at varmepumper og elkedler løbende kan understøtte elsystemet ved levering af forskellige ydelser. Spørgsmålet er, om elafhængigheden kan blive for stor. Det har altid været kutyme at de danske fjernvarmeselskaber har haft mulighed for at producere ud fra forskellige teknologier og brændsler. Det giver en maksimal fleksibilitet i produktionen. Det er nødvendigt at opretholde fleksibiliteten. Fjernvarmen skal understøtte elmarkedet, hvilket giver fordele for både fjernvarmeselskabet og for elsystemet, men det skal løbende være muligt, at producere med begrænset anvendelse af el når den vedvarende energi i elsystemet er begrænset. Her skal der anvendes alternative brændsler; herunder bl.a. grøn gas. En stigende elektrificering medfører at centrale værker opnår færre driftstimer og dermed er i risiko for lukning. Dette vil true forsyningssikkerheden og kan medføre højere priser for varmekunderne. Der kan stadig være længere perioder med begrænset vind og sol hvor der ikke skal produceres fra varmepumper og elkedler. Er de biomassebaserede kraftvarmeværker ikke tilgængelige øges varmeproduktionsomkostningerne.

Der skal udbygges massivt med vindkraft i Danmark; dels for at øge andelen af den vedvarende energi i energisystemet, men i fremtiden også for at producere tilstrækkeligt mængder grønne brændsler for industrisektorer der har krav om høje procestemperaturer og derfor har vanskeligt ved at nå målet om CO₂ neutralitet. De grønne brændsler skal produceres ved PtX, og der skal anvendes betydelige mængder elektricitet. Det medfører en stigende efterspørgsel efter el hvor også omlægning til varmepumper på eksisterende anlæg, samt generelt flere varmepumper, elbiler mv. bidrager til den øgede efterspørgsel. Dette vil have betydning for elprisen, medmindre udbygningen med vedvarende energi følger udviklingen af efterspørgslen.

I det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem kan vi øge brugen af el markant og samtidig mindske el-afhængigheden på følgende måder:

- Store elkedler kan i en vis udstrækning bruges som spids- og reservelast og dermed erstatte olie og gaskedler. For at undgå at blive afhængig, bør man eksempelvis kun medregne en vis andel af den maksimale kapacitet, eksempelvis 75%, svarende til, at en elkedel kun ønskes i drift i 18 ud af 24 timer den koldeste dag
- Store elkedler bør ikke skabe et behov for nye investeringer i elnettet, da de i princippet altid kan afbrydes, hvis elnettets kapacitet er nået. Den fleksibilitet kan opnås ved at pulje mange elkedler spredt i hele systemet eller ved at sørge for, at der er et varmelager i samspil med elkedlen, eksempelvis som på Lyngby Kraftvarmeværk.
- Såfremt elpriser er tilstrækkeligt lave, vil store varmepumper have behov for el hele døgnet for at kunne producere maksimalt, men varmepumperne vil som følge af lastfordelingen automatisk afkoble ved høje elpriser, hvorved varmelagre, kraftvarmekapacitet og kedler overtager produktionen. Varmepumperne vil dermed være maksimalt fleksible samtidig med, at de får en økonomisk optimal lang benyttelsestid, eksempelvis 5-7.000 timer
- I 2040 tilstræbes det, at den fossile naturgas er udfaset, hvorfor al gassen fra gasnettet reelt vil komme fra biogas eller VE-gas. VE-gassen vil blive dyr sammenlignet med i dag, men det er ikke afgørende for økonomien, da gassen benyttes som backup for vindenergien og der ved normal drift kun bruges små energimængder til reserve- og spidslast.
- Ved at fastholde en vis andel kraftvarmekapacitet, eksempelvis med carbon capture, som backup for varmepumperne på både varme- og elsidens, vil man opnå en synergi i lastfordelingen mellem kraftvarmeværket, varmepumper og elkedler, som vil tilpasse sig elmarkedet. I vindstille "tørår", hvor der er mangel på vandkraft, vil der eksempelvis blive hårdt brug for alle kraftvarmeværker og afbrydelige elforbrugere, mens de gasfyrede kraftvarmeværker vil være standby i "vindrige våd-år"

8. KONSEKVENSER VED BEGRÆNSET UNDERSTØTTELSE AF ELMARKEDET

I denne del af opgaven diskuteres det, hvilke konsekvenser det kan have, såfremt varmeproduktionen kun i mindre omfang kan understøtte elmarkedet ved høje elpriser.

Som nævnt tidligere, skal aftag og produktion af el ske fleksibelt. Når elpriserne er høje, hvilket indikerer begrænset vedvarende energi i elsystemet, skal varmepumperne støtte elsystemet ved at holde driften tilbage. I stedet skal der samproduceres el og varme på de biomassebaserede kraftvarmeværker for at understøtte elmarkedet. Dette giver både selskabs- og samfundsøkonomisk god mening, og sikrer, at omkostningerne for at opnå målet om CO₂ neutralitet sker til de laveste omkostninger.

Holdes varmepumper i drift til trods for høje elpriser, vil det sætte elsystemet under yderligere pres og det kan betyde, at den yderligere el der skal anvendes for at holde varmepumperne i drift, vil være baseret på dyr fossil elproduktion, muligvis endda fra kondensanlæg i udlandet.

En stor produktion af varme fra carbon capture og PtX processer¹² samt store varmepumper betyder, at der vil være begrænsede driftstimer for de centrale kraftvarmeanlæg, hvilket vil presse økonomien for anlæggene, idet de primært vil være i drift til at understøtte elsystemet når der er begrænset vedvarende energi fra sol og vind i elsystemet. Vedligeholdelsesomkostningerne for at holde anlæggene driftsklare vil stadig være betydelige.

Medfører forringelsen af økonomien, at centrale kraftvarmeanlæg er nødt til at lukke, medfører det betydelige samfundsøkonomiske tab for både varmekunder og elkunder og det kan betyde, at det bliver vanskeligere at nå målet om udfasning af fossile brændsler. Det er derfor i samfundets interesse, at der løbende er et økonomisk incitament til at holde de centrale værker driftsklare. Energinet er ansvarlige for løbende at opretholde elbalancen.

Når der ikke er el fra vind eller sol, skal der stadig produceres el til at dække det konventionelle elbehov. Her kan man forestille sig, at elproduktionen er baseret på brint eller opgraderet biogas til store gasturbiner, hvor gassen hentes fra lagre. Anvendes brint vil det imidlertid betyde, at langt flere vindmøller skal opstilles for at dække behovet for brint. Antages det, at der skal produceres 1 MW el til elsystemet, vil det kræve 2,2 MW fra brint (elvirkningsgrad ca. 45 % for combined cycle) og ca. 3,4 MW fra vind (antaget virkningsgrad på 65 % for elektrolyse). Dette vil derfor være voldsomt fordyrende for den grønne omstilling og det er tvivlsomt om der kan findes tilstrækkelige lokationer for den ekstra vindkapacitet til at dække dette brintbehov. I fald der er tilstrækkelig mængde biogas til rådighed, vil dette være et bedre alternativ.

Varmekunderne skal i givet fald producere varmen enten fra gasturbinen eller alternativt fra eksempelvis biogas, der er et dyrere brændsel.

Opretholdes den eksisterende produktion ikke og etableres der ikke ny produktion, vil elsystemet bryde sammen, idet der ikke vil være elkapacitet til at dække det konventionelle elbehov når der er begrænset energi fra sol og vind, med mindre, at der importeres el fra udlandet. Spørgsmålet er imidlertid om der vil være tilgængelig el fra udlandet idet vores nabolande er i gang med tilsvarende omstilling af elsystemet.

¹² Se også delopgave omkring PtX