



Energistyrelsen



Drejebog

Fossilfri spidslast i fjernvarmesystemet

Forord

Denne publikation omhandler omstillingen til fossilfri spidslast og reservelast i fjernvarmesektoren. Publikationen er udformet som en drejebog, som kan øge vidensgrundlaget i små og mellemstore fjernvarmeselskaber og styrke indsatsen hen imod fossilfri spids- og reservelast. Den eksisterende spidslastkapacitet i det danske fjernvarmesystem består overvejende af gas- og oliekedler og udleder omkring 0,6 millioner ton CO₂ årligt. Drejebogens formål er således at bidrage til at reducere denne udledning ved at yde rådgivning til, hvordan fjernvarmeselskaberne kan udfase brugen af olie og gas i deres spids- og reservelast ved at supplere med eller konvertere til fossilfrie alternativer.

I Danmark er der lige under 400 fjernvarmeselskaber, og ingen af dem er ens. De varierer i alt fra brændselsvalg, produktionskapacitet, forbrugsmønstre og vedligeholdelsesstrategi til rørføring og meget mere. Alle disse elementer kan være med til at påvirke, hvad der er mest optimalt for det enkelte selskab. Derved henvender drejebogen sig til en bred målgruppe med forskellige behov, og målet er derfor at give læseren bred viden om tekniske, økonomiske og regulatoriske forhold, der er vigtige i planlægningen for spids- og reservelast forud for igangsættelsen af et konkret projekt.

Drejebogen er udarbejdet for Energistyrelsen af Grøn Energi i samarbejde med fjernvarmebranchen. Drejebogen udspringer af Klimaaftale af 22. juni 2020 og dennes midler til understøttende tiltag vedrørende grøn fjernvarme.

Resumé

Drejebogen beskæftiger sig hovedsageligt med spidslastvarmeproduktion i fjernvarmesystemet. I korte drag opfattes spidslast her som den del af varmeproduktionen, der anvendes efter grund- og mellemlast, men før aktivering af reservelast og nødlast. I denne drejebog ses følgende løsninger som relevante fossilfrie alternativer til olie- og gasbaseret spids- og reservelast:

- Biogaskedler
- Biooliekedler
- Biomassekedler
- Elkedler
- Varmepumper

Desuden beskrives varmelagre, da disse kan bidrage til at optimere produktionen og dermed bidrage til en lavere varmepris og CO₂-emission.

Drejebogens [Kapitel 1](#) opstiller detaljerede definitioner for samtlige produktionskategorier og gennemgår desuden spidslastens historiske, nuværende og fremtidige rolle i fjernvarmesystemer og i energisystemet generelt. Det forklares bl.a., at spidslast historisk er blevet forsynet hovedsageligt af olie- og naturgaskedler. I de senere år har biomasse, elkedler, varmpumper og gas vundet mere indpas. Naturgaskedlerne anvendes fortsat i spidslasten, men oliekedler fungerer i dag kun som reservelast. Reservelastanlæg er sjældent i drift, og deres CO₂-udledning er derfor også yderst begrænset. Da de sjældent anvendes, kan det derfor være urentabelt at udskifte de eksisterende omkring 3,5 GW oliekedler, der er i Danmark. Derimod vurderes der at være en CO₂-gevinst i at omstille eller supplere naturgaskedlerne med fossilfrie alternativer.

Ved en teknisk gennemgang og sammenligning af de nævnte løsninger finder drejebogens [Kapitel 2](#) frem til at samtlige løsninger, på nær biomassekedler, uden problemer kan op- og nedreguleres hurtigt og effektivt, og dermed kan fungere godt som spidslast uden støtte fra akkumuleringstanke. Ved brug af biomassekedler er det nødvendigt med akkumulering. Varmeakkumulering kan i sig selv bidrage til, at de billigste anlæg kan udnyttes bedre, og f.eks. elkedler kan anvendes til systemydelse uafhængigt af varmebehovet.

Ved en økonomisk gennemgang og sammenligning af teknologierne finder kapitlet dog, at løsningerne har forskellige produktionsomkostninger, og at disse afhænger af, hvor mange ækvivalente (ækv.) fuldlasttimer den installerede effekt dækker. Overordnet viser kapitlet, at med ækv. fuldlasttimer på op til 2.000 årligt har elkedler og naturgaskedler de laveste produktionsomkostninger, og at deres produktionsomkostninger er meget lig hinanden. Er der derimod mere end 2.000 ækv. fuldlasttimer, er varmepumpen den mest rentable løsning grundet de lave driftsomkostninger, der opvejer de højere investeringsomkostninger.

Rentabiliteten ved anvendelse af de forskellige teknologiske løsninger varierer dog meget fra projekt til projekt. Den afhænger af infrastrukturelle forhold, såsom hvor stærkt elnettet er i området, og hvilke spændingstilslutningsmuligheder der forefindes, samt om anlæggene har en sådan størrelse, at de eventuelt er kvoteomfattede. Desuden afhænger rentabiliteten af specifikke forhold i de pågældende varmesystemer, såsom varmebehov, eksisterende produktionsenheder, rørføring, forbrugsmønstre m.m. Derfor undersøger drejebogen sammenhængene mellem disse forhold i varmesystemet og belyser, hvordan varmesystemer kan designs på nye måder. Grundtanken er således, at de nye teknologier vil kunne forbedre systemerne og ikke blot erstatte en gaskedel 1:1.

I tråd med dette beskriver og analyserer [Kapitel 3](#) nogle af de mest centrale tekniske forhold, man skal være opmærksom på ved planlægning af et spidslastprojekt, både hvad angår valg af teknologi, dimensionering og placering af enheder i nettet.

Grundlæggende kan fjernvarmeområdet's årlige lastfordelingskurve anvendes til at estimere en fordeling og dimensionering af produktionskapaciteten i grund-, mellem- og spidslastkapacitet. Dog afhænger dimensionering af kapacitet til spids- og reservelast også af det enkelte fjernvarmeværks tilgang til grad af forsyningssikkerhed. Dimensioneres spidslastkapacitet efter et normalår eller et varmt år, må det forventes, at reservelast skal aktiveres ved ekstra kolde vinterdage. Forsyningssikkerheden i varmeleveringen kan blandt andet understøttes af tiltag såsom anvendelse af forskellige teknologier og brændsler, fordeling af produktionskapacitet på flere enheder og optimalt placeret reservelastkapacitet.

Ved at opstille forskellige scenarier med samme effekt, produktion og varmebehov belyser [Kapitel 4](#) økonomien i at etablere VE-baseret spidslast i kombination med enten biomasse-, varmepumpe- eller både biomasse- og varmepumpebaseret grund- og mellemlast. Det ses af beregningerne, at CO₂-udledningen er lavest i de scenarier, hvor biomasse, varmepumpe og elkedel bruges. Kapitlet viser endvidere, at elkedler med fordel kan suppleres med varmelager, da de hermed kan udnytte lave elpriser og få flere driftstimer. Derudover viser kapitlet, at tariffen til elnetselskaberne har en væsentlig betydning for driftsomkostningerne til elkedler og varmepumper. Især for elkedler er det vigtigt, at muligheden for tilslutning på højt spændingsniveau undersøges, da tarifferne dermed bliver lavere.

Dokumentation, inspiration og implementeringsproces

Når fjernvarmeselskaber reducerer deres CO₂-udledning, f.eks. ved at omstille til fossilfri spidslast, har det en markedsføringsværdi for selskabet. Der er særlige regler for, hvad man må markedsføre sig på i denne henseende, og [Kapitel 5](#) gennemgår forskellige definitioner, som bruges i fjernvarmebranchen. Desuden beskrives oprindelsesgarantier, som er et værktøj, fjernvarmeselskaber og -kunder kan anvende til at dokumentere, at fjernvarmen er baseret på vedvarende energi. Oprindelsesgarantier kan dog ikke indregnes i varmeprisen, da de ikke betragtes som en nødvendig omkostning. De skal i stedet regnes som sideordnet aktivitet. Forsyningstilsynet forventer at udgive en vejledende udtalelse om oprettelse af sideordnede aktiviteter. I forlængelse heraf forventer Energistyrelsen at udgive en vejledning til oprettelse af sideordnede aktiviteter, for forskellige typer af fjernvarmeselskaber, specifikt for oprindelsesgarantiordningen.

I [Kapitel 6](#) gennemgås de mest betydende procestrin for et projekts udførelse.

Drejebogens opbygning

For at give et kort overblik over kapitlerne og deres indhold.

Kapitel 1: Indledning. Introduktion af drejebogen og kort beskrivelse af den nuværende sammensætning i fjernvarmebranchen, og påvirkning af og krav til det overordnede system, gasnet, elnet osv.

Kapitel 2: Teknologier. Gennemgang af teknologier, som betragtes relevante for spidslast, og opsummering generelt af tekniske og økonomiske forhold.

Kapitel 3: Dimensionering af spids- og reservelast. Faktorer, der kan påvirke dimensioneringen af spidslast, samt risici, som fjernvarmeværker skal være bevidste om. Oversigt over en række simple værktøjer målrettet mindre værker til at dimensionere deres varmebehov ud fra en generisk behovsprofil. De økonomiske forhold fra [Kapitel 2](#) bliver genbesøgt og tilpasset den generiske behovsprofil, så det fremgår, hvordan værdierne ændrer sig i forhold til tid og mængde.

Kapitel 4: Spids- og reservelast i et systemperspektiv. EnergyPRO-beregninger for konvertering til fossilfri spidslast, og hvilke alternativer der ser mest lovende ud i forskellige anlægssammensætninger.

Kapitel 5: Dokumentation og salg af fossilfri fjernvarme. Definitionerne for fossilfri varmforsyning og markedsføring af fjernvarme samt regler for oprindelsesgarantier.

Kapitel 6: Implementeringsproces. De procesmæssige forhold i forbindelse med myndighedsgodkendelse og finansiering, som værkerne skal igennem, når de vil gennemføre et anlægsprojekt.

Afgrænsning

Der er ikke taget højde for belastning af elnettet, ej heller biogasforsyningen. Påvirkninger heraf er ikke indregnet, hverken ift. manglende produktionskapacitet eller økonomiske udsving.

Der bliver ikke fokuseret på fjernvarmeudvidelser, konverteringer osv.

Da en stor del af drejebogen omhandler emner, som er meget individuelle for de forskellige værker er der taget udgangspunkt i erfaringer fra Grøn Energi og Dansk Fjernvarmes Projektselskab (DFP).

Der hvor der ikke fremgår referencer til eksterne kilder, vil informationen være baseret på Grøn Energis og DFP's erfaringer.

De beregningstekniske forudsætninger fra [Kapitel 4](#) bruges i hele drejebogen, medmindre andet fremgår af teksten.

Alle driftsøkonomiske tal kommer fra Energistyrelsens teknologikataloger, medmindre andet fremgår af teksten.

Nomenklatur

FO	Faste omkostninger
VO	Variable omkostninger
ENS	Energistyrelsen
EPT	Energiproducenttælling
AI	Artificial intelligence
Trykforøger	Lokal pumpestation, der kan hæve eller sænke trykket lokalt
mVs	Meter vandsøjle
PTES	Pit Thermal Energy Storage
RCM	Reliability-centered maintenance
CTS	Central Tilstandskontrol og Styring
Ækv. Fuldlasttimer	Ækvivalente fuldlasttimer

Indhold

Forord	2
Resumé	3
Drejbogens opbygning	5
Afgrænsning	5
Nomenklatur	6
Indhold	7
1. Indledning	9
1.1 Definition af spidslast	10
1.2 Anlægssammensætning i dag	10
1.3 Hvorfor gøre spids- og reservelasten fossilfri?	12
1.4 Hvad udfordrer en grøn omstilling af spids- og reservelasten?	12
2. Teknologier	13
2.1 Brændsler	14
2.1.1 Kvoter	14
2.1.2 El	15
2.1.3 Eltilslutning	17
2.1.4 Nettariffer	19
2.2 Varmepumper	21
2.3 Biogas	24
2.4 Biomasse	27
2.5 Elkedel	30
2.6 Bioolie	33
2.7 Akkumuleringstank (varmelager)	36
2.8 Digitalisering i spidslast	38
2.9 Opsamling - teknologier	40
3. Dimensionering af spids- og reservelast	43
3.1 Overordnede dimensioneringsforhold	44
3.2 Opdeling af energi i lastgrupper	44
3.2.1 Dimensionering efter koldt, varmt eller normalår	49
3.2.2 Teknologi - begrænsninger	51
3.3 Økonomi	52
3.4 Betydningen af tryk, placering og temperatur	54

3.5 Forsyningssikkerhed	58
3.6 Dimensionering af Reserverlast	60
3.7 Delkonklusion	60
4. Spids- og reserverlast i et systemperspektiv	62
4.1 Scenarier for fossilfri varmeforsyning	63
4.2 Konsekvens af fossilfri spidslast	64
4.3 Effekt af lager og elkedler	68
5. Dokumentation og salg af fossilfri fjernvarme	71
5.1 Definitioner af energitype i fjernvarme	72
5.2 Er der efterspørgsel efter grøn fjernvarme?	72
5.3 Hvad er reglerne for markedsføring af grøn fjernvarme?	72
5.4 Hvordan fungerer oprindelsesgarantier?	73
5.5 Hvordan fungerer Fjernvarmedeklarationen og miljødeklarationen?	73
6. Implementeringsproces	75
6.1 Valg af spids- og reserverlastanlæg	76
6.2 Finansiering af spids- og reserverlastanlæg	76
6.3 Myndighedsgodkendelse	77
6.4 Udbud og valg af leverandør af spids- og reserverlastanlægget	78
6.5 Valg af energileverandør og valg af energiprodukt	80
6.6 Tilslutning og idriftsættelse af anlæg	80
7. Litteraturliste	82
8. Bilag	83
8.1 Beregning af optimal fremløbstemperatur og differenstryk fra varmecentral	84
8.2 Betydning af koteforskelle og trykforøgerstationer	88
8.3 Temperaturdimensioneringerne af spidslast	91
8.4 Temperatursænkning i fjernvarmenettet	95
8.5 Cases og inspiration	97
8.5.1 Ølgod	97
8.5.2 Sdr. Felding Varmeværk	98
8.6 Digitaliseringscases	101
8.7 District heating Flexumers in Copenhagen	105
8.8 Grundfos iGRID	107
8.9 Elnetselskaber i Danmark	108
8.10 Akkumulering over et år ved at producere efter middelbehovet i hver uge	109

1. Indledning

For at tydeliggøre, hvad drejebogen handler om, præsenterer dette kapitel først en definition af, hvad der her forstås ved begreberne spidslast, grundlast, mellemlast, reservelast og nødlast. Derefter følger et par delafsnit, som forklarer, hvordan anlægssammensætningen er i dag, og hvorfor der fokuseres på at konvertere til og supplere med fossilfrie løsninger. Til sidst opstilles en række faktorer, som udfordrer den grønne omstilling af spids- og reservelasten.

1.1 Definition af spidslast

I forhold til lastopdeling kan et fjernvarmesystem opdeles i fem overordnede kategorier.

Grundlast defineres som den minimumseffekt, der er behov for hele året, og oftest dækker dette også varmeforsyningsens graddage uafhængigt forbrug (GUF).

Mellemlast defineres som behovet over grundlasten uden for fyringssæsonen. Fyringssæsonen starter, når døgntemperaturen tre dage i træk er under 12 °C. I daglig tale vil man i et normalt år definere dette som behovet fra 15. september til 15. maj.

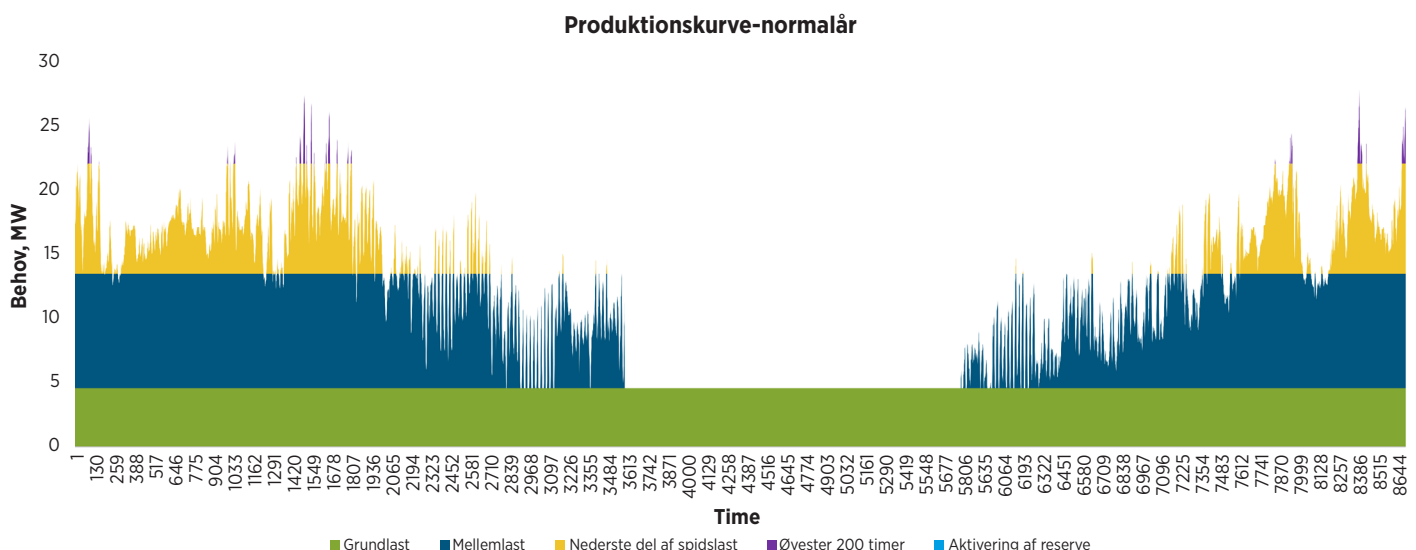
Lovgivningsmæssigt er grundlast og mellemlast under samme betegnelse, men i forhold til dimensionering bruges oftest ovenstående definition.

Spidslast dækker den resterende del af behovet, dvs. efter mellemlast og resten af behovet.

Reservelast defineres individuelt for de forskellige værker, men de fleste bruger som minimum N-1, som dækker over, at en enhed skal kunne falde bort, uden at det påvirker muligheden for at levere varme.

Nødlast bruges i tilfælde, hvor der er kritisk forsyning, som ikke kan tåle afbrydelse eller kun kan tåle kortvarig afbrydelse. Det er ikke alle forsyninger, der gør brug af nødlastanlæg. Nødlastanlægget kan dække over en produktionsenhed, men det kan også være et støtteanlæg, som hjælper med at starte et hovedanlæg. Et eksempel kan være en dieselgenerator, som kan sikre egetforbruget på et biomasseanlæg, så man kan fortsætte produktionen i forbindelse med en strømafbrydelse.

Nedenfor ses en produktionskurve baseret på et traditionelt fjernvarmesystem med en årlig varmeproduktion på 100.000 MWh.

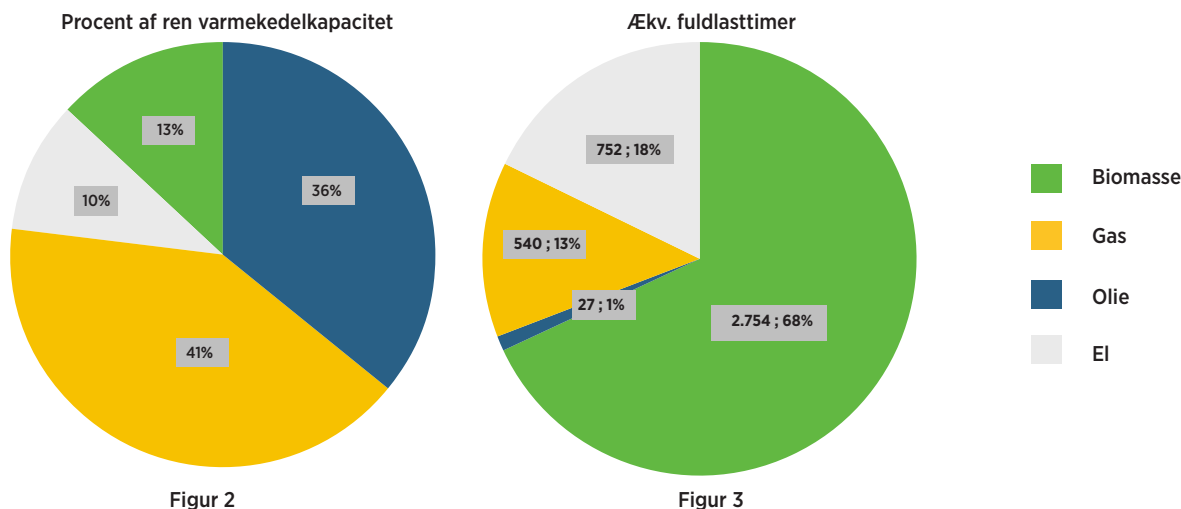


Figur 1: Eksempel på Fjernvarmesystem baseret på en årlig produktion på 100.000 MWh.

1.2 Anlægssammensætning i dag

Historisk har spidslast været baseret på naturgas eller alternativt olie i tilfælde, hvor der ikke har været mulighed for naturgas. Forbruget af naturgas har indtil nu varieret både med naturgasprisen og med varmebehovet. Olieforbruget er faldet drastisk siden introduktionen af naturgas, og forbruget af olie sker kun ekstraordinært f.eks. ved nedbrud af øvrige anlæg. Nogle få forsyninger har dækket deres samlede behov med biomasse. I nyere tid er der kommet en del elkedler til, hvoraf mange anvendes aktivt til salg af systemydelser i elmarkedet. Hvor elkedler implementeres, reduceres naturgasforbruget væsentligt, da de to teknologier konkurrerer direkte på brændselsprisen. Det er forventningen, at der vil være flere timer med billig el til rådighed end med billig gas, dels pga. gaskrisen, men også pga. den stadigt stigende produktion af VE-el baseret på vind og sol. Således fører en omstilling væk fra gassen til grønnere og forventelig billigere spidslastproduktion.

Fordelingen af den samlede varmekedekapacitet i fjernvarmesystemet er som følger: Ca. 36% af den installerede kapacitet er olie, hvor 31% er bioolie. Gas dækker ca. 41%, hvoraf under 0,1% er biogas. 10% dækkes af elkedler, og 13% dækkes af biomasse. **Se Figur 2.**



Figur 2: Procentvis fordeling af installeret MW (EPT 2020).

Figur 3: De ækvivalente fuldstimer for biomassekedler, elkedler, gaskedler og oliekedler baseret på indberettet varmekapacitet og årlig MWh varmeproduktion.

En stor del af biomassen fungerer som grund- og mellemlast, hvilket kan ses, hvis man kigger på antallet af ækv. fuldstimer, hvor biomasse i gennemsnit leverer ca. 2.754 MWh pr. installeret MW. I **Tabel 1** kan man se, at elkedler og naturgaskedler generelt producerer mere pr. MW installeret end oliekedler, hvilket indikerer, at oliekedlen oftest er sidste mulighed og oftest bruges som reservelast. Elkedler og naturgaskedler er tættere på hinanden i fuldstimer, da teknologiernes varmeomkostninger er lig hinanden. Normale variationer i el- og gaspris kan flytte produktionen imellem teknologierne, hvor begge er til rådighed. Drejbogen dykker mere ned i dette i [Kapitel 3](#).

Der er i dag installeret olie- og naturgaskedler med en kapacitet på ca. 7.500 MW i det danske fjernvarmesystem. Disse står foran en konvertering til andre brændstoffer eller skal suppleres med ny fossilfri produktionskapacitet for at reducere forbruget af fossile brændstoffer i varmeproduktionen.

Derudover er der selve CO₂-aftrykket. Den samlede olie til kedelproduktion udleder ca. 25.000 ton CO₂. Til sammenligning udleder naturgas til kedelproduktion ca. 446.000 ton CO₂. Hvis man benytter Energinets miljødeklaration fra 2020, udleder elkedlerne ca. 94.000 ton CO₂. Den samlede kedelproduktion i Danmark udledte i 2020 altså ca. 0,6 millioner ton CO₂. Ved at udfase eller reducere brugen af naturgas til fordel for elkedler, varmepumper og varmeakkumulering, som belyst i drejbogen, er der derfor potentiale for at bidrage yderligere til CO₂-reduktioner i Danmark.

Den største investering på ton CO₂ kan blandt andet ses i **Tabel 1**.

I tabellen ses det, at oliekedler har lav CO₂-udledning per MW installeret. Dette skyldes, at oliekedler sjældent er i drift, da de kun udgør reservelast bl.a. pga. høje varmeomkostninger. Dette indikerer, at CO₂-reduktionen ved at konvertere den eksisterende oliekapacitet vil være minimal.

	MW	GWh	Ækv. Fuldstimer	Ton CO ₂	Ton CO ₂ /MW
Biomasse	1.294	3.565	2.754	-	-
Olie	3.519	94	27	25.029	7,11
Gas	4.059	2.191	540	445.738	109,80
El	1.023	769	752	93.844	91,76
Sum	9.895	6.618	669	564.611	57,06

Tabel 1: Fordeling af energi og CO₂ på de fire kedletyper, baseret på EPT fra 2020.

1.3 Hvorfor gøre spids- og reservelasten fossilfri?

Det er en politisk målsætning i 2030 at have reduceret drivhusgasudledningen med 70%. Det er derfor vigtigt, at alle sektorer, herunder fjernvarmen og varmegærdkerne, arbejder hen imod minimering af det fossile forbrug. Jf. klimaafhtalen fra juni 2022¹ er det desuden en politisk ambition, at der i 2035 ikke længere skal bruges gas til rumopvarmning i Danmark. Det handler både om at reducere udledningen af drivhusgasser i sektoren og om at reducere afhængigheden af russisk gas. Ved en omstilling til vedvarende kilder i spids- og reservelast vil fjernvarmen dermed blive mere bæredygtig, samtidig med at forsyningssikkerheden stiger.

1.4 Hvad udfordrer en grøn omstilling af spids- og reservelasten?

Med henvisning til § 1 i varmeforsyningsloven skal den mest samfundsøkonomiske løsning fremmes. Dette krav gjorde det i en årrække svært at implementere fossilfrie varmeproduktionsenheder, da det typisk var mere samfundsøkonomisk rentabelt at vælge naturgas. Med den nye projektbekendtgørelse er det blevet muligt for kommunalbestyrelsen i godkendelsesprocessen at se bort fra fossile alternativer for at fremme de grønne løsninger. For reservelastkapacitet er der dog tale om anlæg med få driftstimer, nogle år ingen driftstimer. Dette gør konvertering til nye grønne reserveenheder meget dyrt, da der er tale om en investering uden nogen betydelig produktion. Samtidig vil konvertering af reservelastkedler ikke bidrage væsentligt til opfyldelse af målsætningen om CO₂-reduktion.

Konverteres al spids- og reservelast til elkedler, bliver varmeforsyningssikkerheden afhængig af elforsyningssikkerheden. I et sådant scenarie vil fjernvarmens CO₂-belastning afspejle elmarkedet og medvirke til mere drift på elmarkedets spids- og reservelastanlæg.

Det er således en udfordring at omstille spids- og reservelasten ved egentlig konvertering af anlæg samtidig med opretholdelse af forsyningssikkerheden. Det vil f.eks. være relevant i nogle tilfælde at supplere med elkedler frem for at konvertere til elkedler for dermed at udnytte flere brændselskilder og sikre forsyningssikkerheden.

¹ <https://www.regeringen.dk/media/11470/klimaafhtale-om-groen-stroem-og-varme.pdf>

² Ved varme fra vedvarende energikilder forstås efter varmeforsyningslovens § 1 a, nr. 3, energi fra vedvarende ikke-fossile kilder i form af vindkraft, solenergi og geotermisk energi, omgivelserenergi, tidevands- og bølgeenergi, lossepladsgas, gas fra spildevandsanlæg og biogas. Definitionen af vedvarende energi er implementeret fra direktivet for vedvarende energi (VED).

2. Teknologier

I dette kapitel beskrives de forskellige teknologier og brændsler, der falder inden for rammen i forhold til grøn spidslast. Grundlastanlæg såsom geotermi, biogent affald, halm og overskudsvarme er ikke medtaget i beskrivelsen.

Biomasseanlæg i forbindelse med flis og træpiller samt varmepumper er inkluderet i beskrivelsen grundet deres udbredte brug som mellemlast og det forhold, at de påvirker valget og kravene til spidslast. Beskrivelsen af teknologierne er vinklet med fokus på de små til mellemstore værker som beskrevet i drejebogens indledning.

Generelle elementer i forhold til projektfasen fremgår af **Kapitel 6**. Under teknologierne vil det fremgå, hvis der er generelle forhold, der skal tages højde for.

Indledningsvis i kapitlet beskrives kvoter generelt i forhold til valg af teknologier, herunder hvilken betydning det kan have for valg af teknologi.

Derefter beskrives elektricitet som brændselskilde, herunder mulighederne i tarifsystemet, systemydelse og tilslutningsniveau.

Derefter i en række delafsnit beskrives forskellige tekniske anlæg, herunder deres tekniske fordele og ulemper, hvilket summeres op i hvert delafsnit med en tabel, hvor tekniske og økonomiske nøgletal fremgår.

Til sidst i afsnittet opsummeres teknologierne op mod hinanden, hvor man kan se de forskellige anlægs driftsøkonomi med og uden investeringsomkostninger.

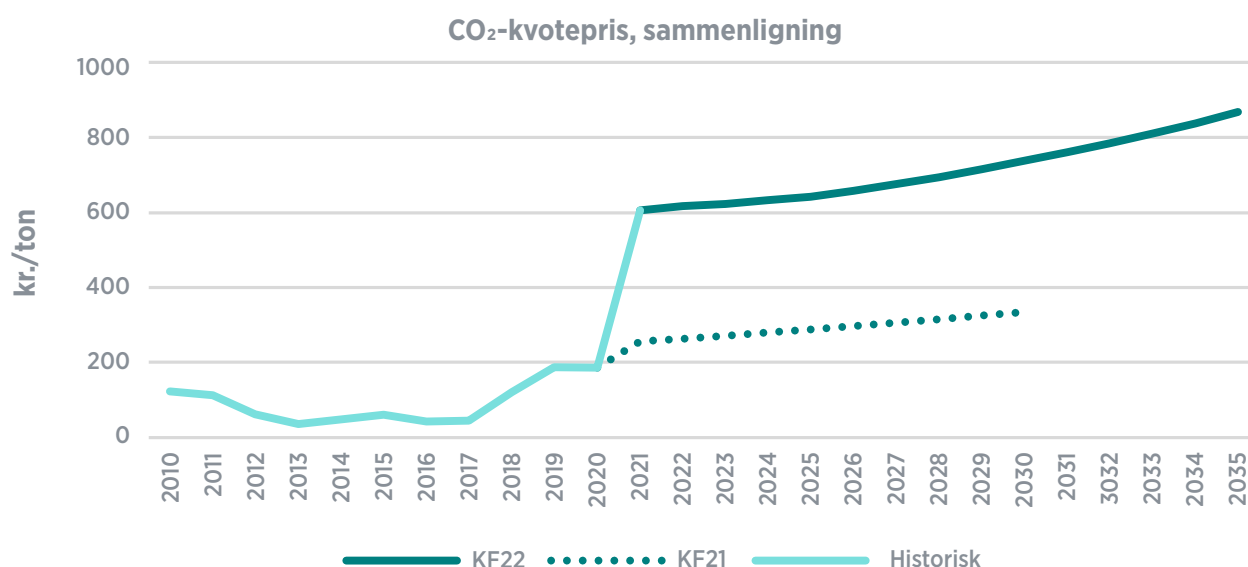
2.1 Brændsler

Brændslerne i dette kapitel omfatter biogas, bioolie, el og biomasse (flis og træpiller). Alle de forskellige brændsler, på nær el, har forholdsvis stabile priser på døgnniveau, når der ses bort fra geopolitiske situationer. Derfor indeholder kapitlet en udvidet beskrivelse af, hvad man bør være opmærksom på ved brugen af el i forhold til tilslutningsforhold, elmarked og nettariffer. Med hensyn til fossile brændsler har kvoter betydning, og derfor er disse kort beskrevet i det efterfølgende.

2.1.1 Kvoter

Drejebogen vil ikke gå i dybden med kvotesystemets opbygning, men derimod kort ridse op, hvad konsekvenserne er for valg af spidslastanlæg.

I dag er energiproducerende anlæg over 20 MW indfyret (målt pr. produktionsenhed) omfattet af kvotesystemet. Dog er anlæg, som i energisektoren regnes som nuludledende, undtaget. Dette omfatter blandt andet biomasse, biogas og bioolie. Elforbrug er også fritaget, da der er betalt kvoter af produktionen. Kvotekomkostningerne handles pr. ton CO₂ udledt og handles i et åbent marked, dermed fluktuerer kvoteprisen en del hen over året. I **Figur 4** kan de historiske priser ses og Energistyrelsens fremskrivning fra 2021.³



Figur 4: CO₂-kvotepriserne historisk og fremskrevet.

For naturgas og olie betyder kvoteprisen en del, og vælges der en af disse to brændsler, bør værkerne vurdere, om den samlede spidslast og reservelast pr. matrikel kan reduceres til under 20 MW. I reservelast har det ikke betydning, om den er kvoteomfattet, da der som udgangspunkt ikke forventes driftstimer, men da der tælles samlet effekt pr. matrikel, lægges reservelasten og spidslasten sammen. Det betyder, at værkerne i deres vurdering omkring reservelast skal afgøre, om spidslasten skal være delt ud på en eller flere enheder, som vist i eksemplet i **Tabel 2**. Her kan man se, at man ved at dele spidslasten ud på to enheder frem for kun én kan reducere den samlede effekt til under 20 MW, samtidig med at N-1 overholdes. Det sikrer, at anlægget ikke er kvoteomfattet.

	Model A	Model B
Spidslast behov	13	13
Kedel 1	13	6,5
Kedel 2	13	6,5
Kedel 3	0	6,5
Total indfyret	26	19,5

Tabel 2: Model A: Et spidslastanlæg med en reservelastkedel. Model B: 2 spidslastkedler med en reservelastkedel. Begge modeller overholder N-1. Der er ikke taget højde for faktisk kedelstørrelse.

³ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/3b_kf22_forudsætningsnotat_-_co2_kvotepri.pdf

Kvoteomkostningerne har altså betydning for værkernes beslutning inden for spids- og reservelast. Eksempelvis vil en kvote på 200 kr./ton CO₂ svare til ca. 41 kr./MWh for naturgas og 53 kr./MWh for olie. Dette kan være udslagsgivende for, om et værk skal bruge naturgas, olie eller et tredje brændsel. Det kan læses i den økonomiske opsummering i slutningen af kapitlet.

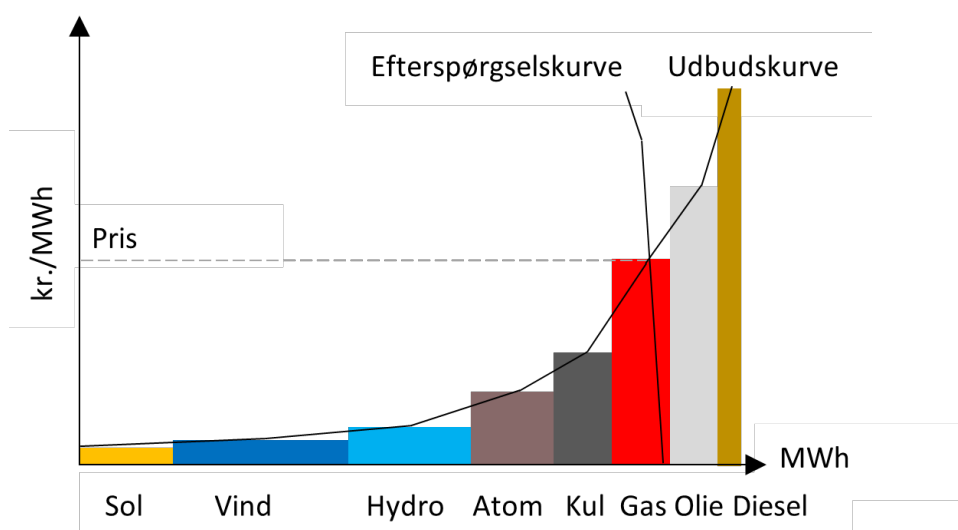
2.1.2 El

I Danmark produceres elektriciteten på termiske kraftværker og på VE-anlæg (vindmølle- og solcelleparker samt private solceller), men gennem import kommer der også elektricitet produceret ved vandkraft og atomkraft i det danske elsystem.

Handlen med elektricitet sker på et engrosmarked og et detailmarked, hvor førstnævnte er mest interessant for denne drejebog. Prisen på elektricitet styres af udbud og efterspørgsel og adskiller sig herved ikke fra andre markeder. Hvor produkter på andre markeder kan lagres, er det svært at lagre elektricitet, hvorfor det skal bruges, når det er produceret, så der er balance i nettet. Størstedelen af det danske forbrug af el handles på det såkaldte *day-ahead marked*.

På *day-ahead markedet* handles der her med den elektricitet, der produceres og forbruges, dagen efter at handlen er gennemført. Handlerne foregår ved, at købere og sælgere inden kl. 12.00 byder ind med, hvor stor en mængde el de vil købe eller sælge til en specifik pris for hver individuel time den efterfølgende dag. Elproducenter har incitament til at afgive et bud, der repræsenterer, hvad det koster at producere én ekstra MWh elektricitet, også kaldet marginalomkostninger.

Marginalomkostningerne på VE-anlæg er meget lave, mens de er højere på fossile brændsler. Elprisen fastsættes, hvor udbudskurven (marginalomkostningerne) møder efterspørgselskurven, som illustreret på figuren nedenfor.



Figur 5: Grafen viser, hvordan elprisen afhænger af udbudte teknologier og det efterspurgt strømforbrug.

I timer, hvor vinden blæser, og solen skinner, vil udbudskurven skubbes til højre og prisen på elektricitet derfor være meget lav. Det er også muligt at byde ind med blokbud i day-ahead markedet, hvor buddet meldes ind med mængde og pris for sammenhængende timer. Blokbud er relevant for anlæg, hvor det er uinteressant at producere i få timer ad gangen f.eks. grundet høje startomkostninger.

For en elkedel vil det formodentligt være mest interessant at byde ind på timebasis i stedet for blokbud. Buddene i day-ahead matches med andre bud på tværs af det meste af Europa, da elmarkederne i Europa er forbundet.

Det volatile marked og den varierende elpris er noget, man kan udnytte, hvis man kombinerer elforbrug med lagring, for eksempel elkedler kombineret med en akkumuleringstank, som beskrevet senere i kapitlet.

Det er ikke muligt at skelne mellem, hvorvidt den brugte elektricitet er produceret på fossile brændsler eller vedvarende energi i Danmark, eller om den er importeret fra et naboland. Derfor er elektriciteten i sig selv ikke nødvendigvis et grønt produkt, læs om dokumenterbart fossilfri strøm i [Kapitel 5](#).

Day-ahead markedet er ikke det eneste sted, hvor der handles med el. El handles desuden på *intraday markedet*, *markedet for systemydelser* og *det finansielle marked*. Det sidstnævnte bliver ikke nærmere beskrevet i nærværende drejbog.

Intraday handles fra lukning af day-ahead markedet frem til en time før driftstimen. På dette marked handles der i balance, hvis der for eksempel produceres mindre el på et givet anlæg end først forventet.

Inden for den enkelte driftstime sørger den systemansvarlige virksomhed, Energinet, for at der er konstant balance mellem det, der forbruges og produceres. For at sikre balancen i systemet indkøber Energinet systemydelser, som kan aktiveres automatisk eller manuelt. Langt størstedelen af Energinets systemydelser består af reserver og regulerkraft. Dertil kommer et mindre behov for systembærende egenskaber og øvrige systemydelser som for eksempel dødt net.

2.1.2.1 Systemydelser

Energinet har til opgave at sikre frekvensen i elnettet, men modsat de andre lande har vi to forskellige systemer i Danmark.

EU er opdelt ned gennem Storebælt, når det kommer til frekvensen. Så frekvensen i Jylland er den samme som i Portugal, men ikke den samme som på Sjælland. Derfor varierer systemydelserne en smule, alt efter om man taler DK1 (Vestdanmark) eller DK2 (Østdanmark), og for en mere dybtgående gennemgang af emnet henvises der til Energinets INTRODUKTION TIL SYSTEMYDELSER.⁴

Tekniske krav

Overordnet kan kravene til de forskellige ydelser ses i nedenstående **Figur 6**.

Det er generelt en god ide, at så mange krav som muligt kan overholdes, hvis der investeres i elproducerende eller el-forbrugende enheder, så man har størst fleksibilitet. Det er dog vigtigt at være bevidst om, at man konkurrerer på et marked med mange andre aktører. Det er forventeligt et marked, der vil vokse på grund af stigende volatil produktion fra øget vindproduktion og konvertering af fossile enheder til elforbrugende enheder. Det må derfor forventes, at der vil ske en øget konkurrence mellem aktørerne, som kan ændre markedet drastisk.

Overvejelser om tilslutningsformen skal også holdes op mod potentialet på markedet kontra eventuelle besparelser i investeringsomkostningerne.

Se Afsnit 2.1.3 Eltilslutning for mere information om tilslutningsforhold. Derudover skal selskaberne være klar over, at deres elforbrugende enhed også skal kunne køre som spidslast samtidigt. I så fald, skal man undersøge, om det er nødvendigt at overdimensionere enheden, så den kan regulere både op og ned, og/eller undersøge, om der skal investeres i yderligere akkumulering for at kunne rumme den fluktuerende produktion.

	FFC FCR			aFRR		mFRR
Funktion	Frekvensstabilisering			Frekvensgenopretning		Balanceudligning
Produkt	Responstid	Leveringstid	Styresignal	DK1	DK2	
FFR	0,7-1,3 sek*	5-30 sek	Frekvens		+	
FCR	30 sek	5-30 sek**	Frekvens	+		
FCR-D	5-30 sek**	15 min	Frekvens		+	
FCR-N	2,5 min	15 min	Frekvens		+	
aFRR	15 min	(1 time)	Online signal	+	+	
mFRR	15 min	(1 time)	Manuelt signal	+	+	

* Der er tre kombinationer af aktiveringstid (49,7 Hz/1,3 sek, 49,6 Hz/1,0 sek, 49,5 Hz/0,7 sek)

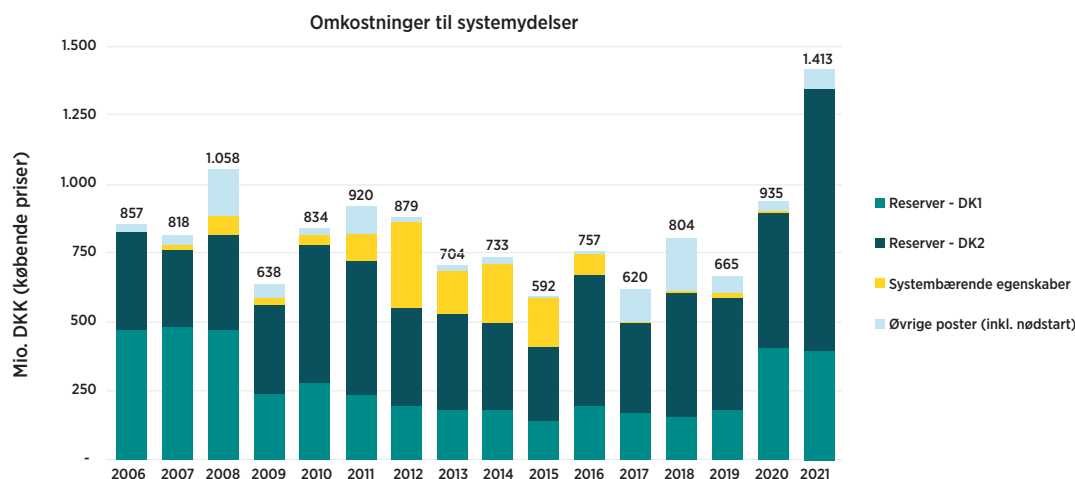
** 50% inden for 5 sek og resterende 50% inden for yderligere 25 sek



Figur 6: Oversigt over typer af systemydelser og deres karakteristika.

Økonomien

I nedenstående **Figur 7** ses Energinets omkostninger hen over årene. Der er sket et væsentligt hop i 2021, og Energinets forventninger til 2022 er 1,5 milliarder og 1,8 milliarder i 2025. Det vil sige, at det er en pulje, der er stigende, men mængden af MW, der ønskes i deres prognoser, er rimelig stabil hen over årene.⁵



Figur 7: Energinets oversigt over omkostninger til håndtering systemydelser.

Elkedler har i DK1 været i drift i mange timer grundet en afart af den almindelige regulerkraft, nemlig specialregulering, grundet flaskehalse i det tyske net. I 2021 blev ca. 20% af den samlede specialregulering dækket af elkedler svarende til knap 700 MWh.

Kigger vi på nedenstående tabel fra Energinets oversigt over priser på reserver, kan det ses, at elkedler i 2021 blev betalt 50 kr./MWh i gns. og i enkelte måneder op til 135 kr./MWh, hvilket kan bidrage positivt til økonomien. Dog skal man være bevidst om, at man kan akkumulere energien i perioden, og at der stadig skal regnes med spotomkostningerne, og at evt. produktion fra elkedlerne, i den pågældende time, ikke kan indgå i opregulering.

Dermed skal værkerne være bevidste om, at kapaciteten i drift, grundet spidslast, ikke kan levere opregulering, medmindre man udnytter akkumulering og har mulighed for at slukke elkedlen i driftsperioden.

Leveret af danske aktører	Hele 2020	jan-21	feb-21	mar-21	apr-21	maj-21	jun-21	jul-21	aug-21	sep-21	okt-21	nov-21	dec-21	Hele 2021
GWh nedregulering, total	3048	333	253	318	445	141	66	150	112	174	621	71	70	3425
Termisk anlæg (% af total)	35	46	46	42	48	37	20	47	27	40	43	35	51	43
Elkedler (% af total)	17	18	23	24	19	35	20	11	16	18	15	21	28	20
Vindmøller (% af total)	48	36	31	34	33	28	60	42	57	42	42	44	21	37
Gns pris (kr./MWh), total	177	157	98	117	125	88	111	150	118	53	108	71	326	90
Termisk anlæg (kr./MWh)	-145	-128	-68	-76	-94	-41	-37	-108	-47	88	-33	6	145	-30
Elkedler (kr./MWh)	-160	-135	-73	-92	-104	-72	-91	-159	-90	-42	-66	-30	126	-50
Vindmøller (kr./MWh)	-206	-199	-162	-186	-182	-170	-147	-195	-160	-191	-201	-191	-188	-185

Tabel 3: Oversigt over Specialregulering i 2021.⁶

Grundet usikkerheder går drejebogen ikke mere i dybden med mulighederne for systemydelser, men der er en del muligheder, som forsyningsselskaberne skal være klar over, at de kan gøre brug af.

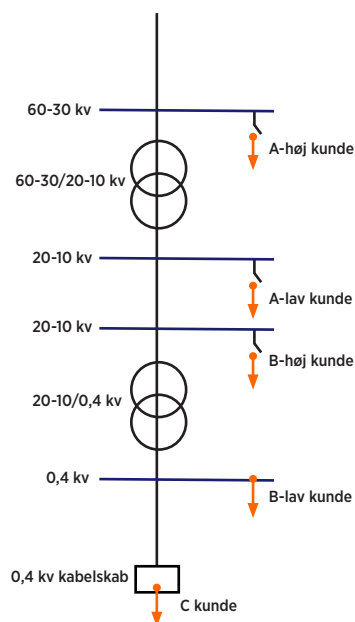
2.1.3 Eltilslutning

For at få tilsluttet en varmepumpe eller en elkedel skal der betales et tilslutningsbidrag på den installerede effekt til det lokale netselskab. Tilslutningsbidraget er en engangsbetaling, der betales for et leveringsomfang pr. ny tilslutning til det eksisterende kollektive net. Tilslutningsbidraget finansierer udbygning af det eksisterende kollektive net til det tilsluttede kapacitetsbehov.

Tilslutningsbidragets størrelse afhænger af, hvor i det kollektive elnet forbrugsanlægget skal tilsluttes. Formålet er, at tilslutningsbidraget afspejler gennemsnitsomkostningerne til kapacitetsforøgelsen, der er på de nedenstående tilslutningsniveauer.

⁵ <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2022/03/11/Energinets-udgifter-til-at-balancere-elssystemet-voksende-markant-i-2021>

⁶ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/indkob-og-udbud/Pris-paa-reserver>



A-høj: Her tilsluttes forbrugsanlægget på 60/50 kV niveau i en 60/50 kV station. (stor kapacitet)

A-lav: Her tilsluttes forbrugsanlægget på 10 kV niveau i en 60 kV station. (mellem kapacitet)

B-høj: Her tilsluttes forbrugsanlægget på 10 kV niveau i en 10 kV station. (lav kapacitet)

Figur 8: Oversigt over tilslutningspunkter i elnettet.

Fælles for tilslutningspunkterne A-høj, A-lav og B-høj er, at kunden selv etablerer elnettet fra stationen frem til forbrugsanlægget inklusive tilhørende anlæg. Typisk vil dette bestå af kabelanlæg, transformere, styring og beskyttelse. Måling etableres normalt i afgangsfeltet.

De gældende tilslutningsbidrag, de generelle tilslutningsbestemmelser og tariffer kan hentes på netselskabernes hjemmeside.

2.1.3.1 De tre tilslutningsformer

Ud over det førnævnte tilslutningsbidrag vil tilslutningsomkostningerne afhænge af, om der ønskes fuld effektrettighed, til forbrugsanlægget, eller om der ønskes en nettilslutning med begrænset netadgang. Det er muligt at kombinere de to nævnte løsninger, så en del af tilslutningen får fuld effektrettighed og resten tilsluttes med begrænset netadgang.

En tilslutning med fuld rettighed betyder, at de ovennævnte tilslutningsbidrag skal anvendes.

Hvis kunden kan acceptere en reduceret forsyningssikkerhed, kan forbrugsanlægget blive tilsluttet med begrænset netadgang. Konkret betyder det, at tilslutningsbetalingen er reduceret ift. betalingen ved tilslutning på de almindelige vilkår. Kunden betaler de faktiske omkostninger, der er forbundet med tilslutningen.

Princippet i ordningen for nettilslutning med begrænset netadgang er, at netselskabet i perioder med høj belastning af det lokale elnet har mulighed for automatisk eller manuel udkobling/nedregulering af det givne forbrugsanlæg. For netselskaberne er dette et fleksibilitetsprodukt til bedre udnyttelse af distributionsnettets kapacitet.

Nettilslutningen vil omfatte en begrænsning i netadgangen, der enten kan være aktuel allerede ved nettilslutning eller vil blive aktuel i fremtiden. Netselskabet kan typisk give et estimat for, hvor mange timer forbrugsanlægget kan blive udkoblet/nedreguleret.

Dette estimat vil være baseret på historiske belastningsdata og forventet udvikling i elforbruget. Uforudsete tilslutninger af nye store kunder, udvidelse af effektaftag hos eksisterende forbrugere eller ombygning af elnettet kan imidlertid betyde, at begrænsningen af forbrugsanlægget øges ud over det forudsete.

Begrænsningen kan i nogle tilfælde også blive permanent. Sådanne ændringer varsles af netselskabet på forhånd, mens havari i elnettet og deraf følgende midlertidige ombygninger eller omlægninger i elnettet ikke kan varsles.

For yderligere oplysninger henvises til Green Power Danmarks hjemmeside.⁷

Vær opmærksom på, at tilslutning med begrænset netadgang kun tilbydes kunder tilsluttet på 10 kV elnettet og opefter.

2.1.3.2 Udetid

Udetid eller begrænsning forekommer ved følgende forhold:

- Effektaftag hos eksisterende kunder øges.
- Der er driftsforstyrrelse/havari i elnettet med unormale koblingstilstande i elnettet til følge.
- Revision/vedligehold af elnettets komponenter.

60/50 kV transformere tages ud til revision med faste intervaller af ca. en uges varighed. Derudover er der også revision af 60/50 kV og 10 kV afbrydere på 60/50 kV stationer samt tilhørende beskyttelsesudstyr.

2.1.3.3 Planfase

For at netselskabet kan vurdere det optimale tilslutningsniveau, er følgende informationer nødvendige:

- Hvor stor en effekt ønskes tilsluttet?
- Ønskes en tilslutning med fuld effektrettighed eller med begrænset netadgang?
- Kort eller tegning over placering af forbrugsanlægget.

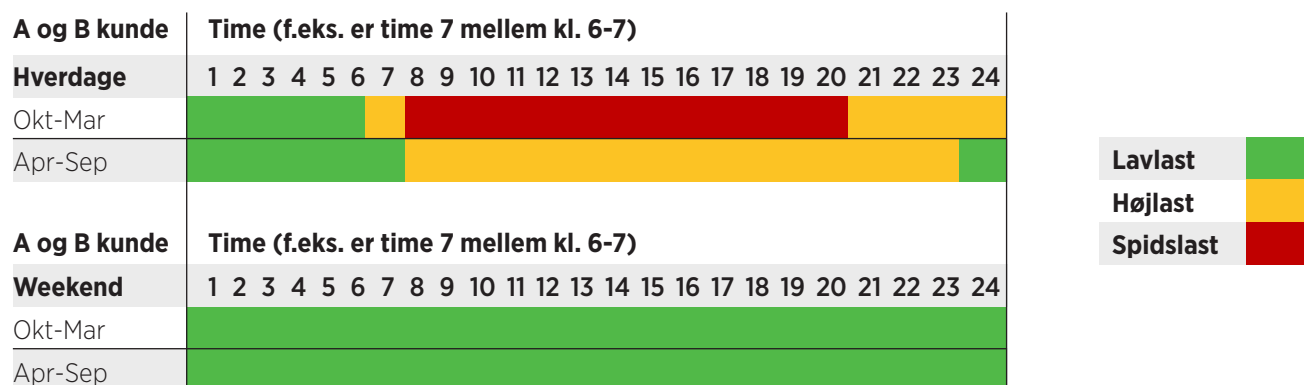
Når ovennævnte forhold er fastlagt, udarbejder netselskabet en nettilslutningsaftale, der underskrives af parterne.

Leveringstiderne på en tilslutning afhænger dels af tilslutningsniveauet, da der ofte er længere leveringstider på 60/50 kV anlægsdele end på 10 kV anlægsdele, dels af hvor travlt netselskabets anlægsafdeling har. For tiden ses leveringstider på mellem 18-24 mdr. på 60/50 kV komponenter og op til 12 mdr. på 10 kV anlægsdele.

2.1.4 Nettariffer

Nettariffer er opdelt i prisgrupper, alt efter hvornår strømmen aftappes, og hvorfra i nettet strømmen aftappes.

Af de to prisgrupper er hovedgruppen baseret på tilslutningsniveau. Tarifferne er generelt højere, jo lavere spænding der tilsluttes ved. Efter at tilslutningsniveauet er defineret, er tariffen delt op efter, hvilke timer forbruget aftages i. Der afregnes efter tre perioder, som er defineret som lavlast, højlast og spidslast. Perioderne, de dækker over, fremgår i **Figur 9**, og i **Figur 10** kan ses et eksempel på tarif og elafgifterne på distributionsniveau.



Figur 9: Tidsopdelte lastperioder for nettarif.

⁷ www.danskeenergi.dk/vejledning/nettilslutning/aftaler-vedroerende-tilslutning-til-elnettet

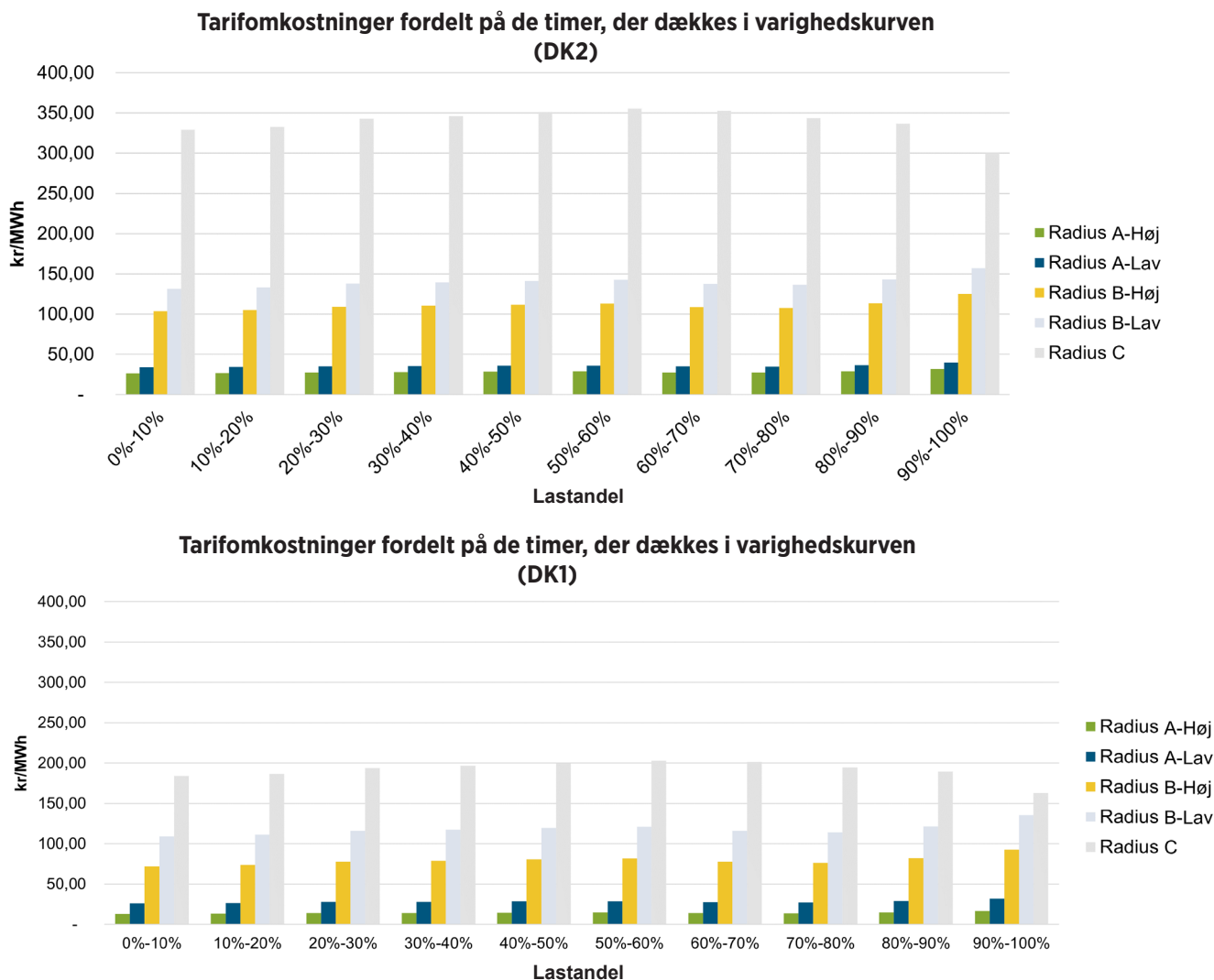
Tarifferne er gældende fra den 1. april 2022

C		Aktuelle priser (Nettarif)	Lavlast	Højlast	Spidslast
	B-lav	Transport af el (Nettarif)	2,13	3,98	5,88
B-høj	Elafgift*	90,30	90,30	90,30	
A-lav	Pris/kWh ekskl. moms	92,43	92,43	96,18	
	Pris/kWh inkl. moms	115,54	117,85	120,23	
A-høj	A-lav anvendes, hvor aftagepunktet er på 10 kV siden af hovedstation				
AO		Abonnement kr./md.	Ekskl. moms	inkl. moms	
Midlertidig tilslutning	Netabonnement uden moms	223,00	278,75		
	Netabonnement egenproduktion	297,00	371,25		
	Netabonnement producenter	223,00	278,75		
	*Elopvarmede boliger og virksomhed har mulighed for at få reduceret deres elafgift (over 4.000 kWh for boliger) eller at opnå godtgørelse.				

Ud fra **Figur 9** har det en betydning, hvornår der produceres (hvis der er tale om prisdifferentieret tarif), og under hvilket tilslutningsforhold der produceres el. Perioden kan påvirkes gennem en kombination af akkumulering og elforbrugende enheder. Det kan blandt andet ses i **Figur 10**, hvor der sker et stort hop fra C og B tarif til A-lav tarif. Forskellen mellem A-lav og A-høj er ikke så stor, og her vil det have en stor betydning, hvordan investeringsomkostningerne er.

Fra B-høj til A-lav falder tarifomkostningerne med 45 til 105 kr./MWh alt efter elhandler. Det er derfor relevant for de enkelte selskaber at undersøge flere tilslutningsmuligheder, før der falder endelig beslutning om, hvilken teknologi der skal bruges, da det kan medvirke til dyre og færre driftstimer.

Figur 10: Uddrag af tarifstrukturen for Radius.



Figur 11: Tarifomkostninger.

2.2 Varmepumper

2.2.1 Indledning

Ændringer i rammevilkårene på afgiftsområdet har de seneste 5-8 år betydet, at der er blevet etableret mange eldrevne varmepumper i fjernvarmen.

Disse er med til at understøtte omstillingen fra fossil varmeproduktion til fossilfri VE-baseret ved at udnytte den grønne strøm fra elnettet. Anvendelse af eldrevne varmepumper er derfor en ren VE-teknologi.

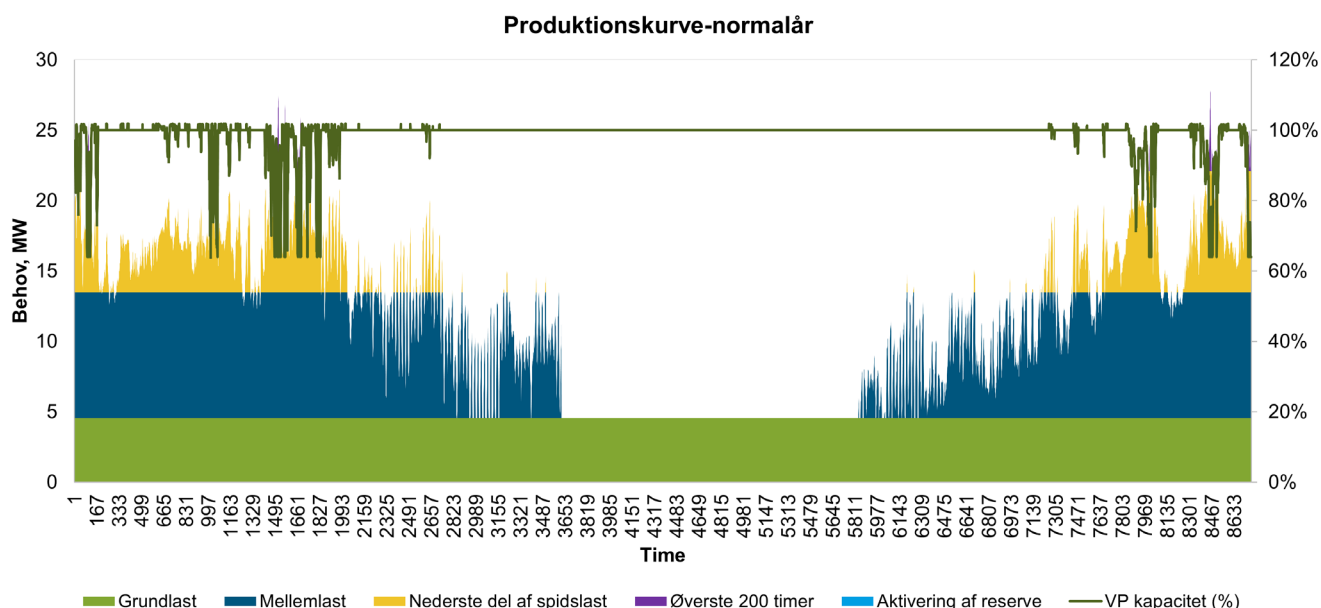
I dette afsnit beskrives kort de overordnede betragtninger vedrørende eldrevne varmepumper anvendt som grund- og mellemlast og deres betydning som spids- og reservelasten, idet der allerede findes litteratur, som mere detaljeret beskriver varmepumpeteknologien.

For yderligere information omkring varmepumper henvises derfor til Energistyrelsens hjemmeside: Rejsehold for store varmepumper Energistyrelsen (ens.dk), hvor drejebogen til store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet med tilhørende Inspirationskatalog om varmepumper kan hentes.⁸ For eldrevne varmepumper er hovedreglen, at de bedst fungerer som grundlasten og derfor skal være den primære varmeproducerende enhed med mange driftstimer, hvorved der opnås lavest mulige driftsomkostninger.

Varmepumpen kan med fordel kobles på en akkumuleringstank, så der kan lagres varme, når elpriserne er gunstige, eller når varmebehovet ikke kræver den fulde effekt. Dette medvirker til, at den høje investering, som foretages ved at etablere en varmepumpe til varmeproduktion, bliver rentabel. Det betyder ikke, at en varmepumpe etableret som grundlasten ikke kan bidrage til at øge spidslastkapaciteten i varmesystemet. Specielt om efteråret/tidlig vinter, hvor der er behov for spidslast, vil en varmepumpe, installeret som grundlasten, på visse tidspunkter skabe synergi mellem elprismarkedet og en tilgængelig ledig lagerkapacitet.

For at kunne levere den ønskede varmeydelse, eksempelvis ved en udetemperatur på -15 °C, hvor luftens energiindhold er begrænset, vil det være nødvendigt at dimensionere den med en kapacitet alene til dette formål, hvorved den i resten af året vil have en overkapacitet. Det vil betyde, at anlægsinvesteringen bliver for høj, og med et begrænset antal driftstimer vil en varmepumpe anvendt som spids-/reservelasten således ikke være rentabel.

I **Figur 12** er der vist effektkapaciteten i forhold til varmeproduktionen, hvor man kan se, at den nyttiggjorte kapacitet for en luft til vand-varmepumpe falder til 64%⁹ om vinteren.



Figur 12: Luft til vand-varmepumpens kapacitet i % holdt op imod timerne, hvor behovet er til stede.

⁸ <https://ens.dk/ansvarsomraader/varme/rejsehold-store-varmepumper>

⁹ Baseret på målinger udført af DFP.

2.2.2 Teknik

Eldrevne varmepumper gør det muligt at udnytte energien fra forskellige energikilder.

Alt efter hvilken varmekilde og teknologi vil etablering af en varmepumpe være mere pladskrævende end andre teknologier.

Varmepumper leverer normalt varme med nettemperatur på 65-75°C og vil afhængigt af varmekilde og valgt teknologi have betydning for størrelsen af anlægskostningerne og hermed også driftsomkostningerne.

Nedenfor er nogle anbefalinger, som man bør medtage i sine overvejelser, hvis man påtænker eller har etableret en varmepumpe, hvor varmekilden til energien hentes fra udeluften.

- Effektmæssigt skal varmepumpen udlægges med større varmekapacitet (effektbehov) for at kunne levere tilstrækkelig med varme ved lave udetemperaturer.
- Varmepumpens starttid afhænger af dens størrelse (varmeeffekt) og det anvendte kølemiddel og kan betyde, at den i en spids-/reservelastsituation først kan levere sin fulde varmekapacitet efter mange minutter (ofte 15-30), hvilket kan være u hensigtsmæssigt.
- En luft/vand-varmepumpes effektivitet (COP) er lavest om vinteren, hvor temperaturen er lavest, hvilket betyder, at energiforbruget til varmeproduktionen øges.
- Behovet for spidslast vil normalt kun være til stede i meget få af årets koldeste timer, hvorfor det bør vurderes, om den ekstra kapacitet, som varmepumpen udlægges for, også er rentabel.
- Spids-/reservelast produceres i perioder med lave udetemperaturer og normalt også ved høje elpriser, som samlet betyder høje varmepriser.
- Muligheden for at anvende varmepumpen i samspil med andre produktionsanlæg.

2.2.3 Drift og vedligehold

Valg af varmepumpetype og varmekilde vil, sammen med det årlige antal mulige driftstimer, kølemiddeltype og kompressorteknologi, have betydning for størrelsen af drifts- og vedligeholdelsesudgiften.

I Energistyrelsens drejbog til store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet fremgår det, hvor stor en andel af de samlede driftsudgifter der kan forventes at skulle afsættes til dette.

2.2.4 Økonomi

En varmepumpe etableret som ren spids-/reservelastenhed vil investerings- og driftsmæssigt være dyr, når der ses på den begrænsede driftstid, den får.

I **Figur 12** ses produktion og investering opdelt på antallet af MWh, der bliver leveret pr. MW, hvoraf økonomien for hvert enkelt interval opgøres for sig. Det fremgår, at jo højere oppe i systemet en varmepumpe er placeret, desto større andel af omkostningerne går til at dække investeringen.

2.2.5 Systemintegration

En varmepumpe etableres normalt som en selvstændig produktionsenhed designet til at producere grund-/mellemlast uafhængigt af øvrige varmeproduktionsanlæg. Men den kan også indgå i kombination med andre anlægstyper ved at levere varme med en lavere temperatur end nettemperaturen for at blive suppleret med varme med højere temperatur produceret på andre enheder.

Det er en driftsform, som gør, at varmepumpen bliver mere effektiv, idet en lavere temperatur er med til at øge dens effektivitet, men det kræver samtidig, at der er andre anlæg, som den kan arbejde sammen med.

En varmepumpe anvendt til spidslast har begrænset anvendelighed, men den kunne bruges til at øge temperaturdifferensen mellem top og bund i en lagertank eller køle på returvand fra eksempelvis solvarme. Herved kan den bidrage til at optimere andre varmeproduktionsenheder.

Det anbefales, inden det besluttet at investere i en varmepumpe, at undersøge muligheden for at udnytte den til ekstra driftsformer i forhold til øvrige produktionsanlæg og lagerkapacitet. Specielt bør der ses på rentabiliteten.

2.2.6 Myndighedsbehandling

I forbindelse med etablering af et varmepumpeanlæg skal der udarbejdes et projektforslag efter Projektbekendtgørelsen og en VVM-screening. Dette er nærmere beskrevet i drejebogens [Kapitel 6](#).

Lokalplansforhold og eventuelt kommuneplan skal undersøges. Her vil varmekilden også kunne have indflydelse, specielt hvis varmepumpen etableres med udeluft som varmekilde.

Der skal ansøges om byggetilladelse, afhængigt af om varmepumpen placeres i eksisterende bygninger eller en ny bygning, og hvis varmekilden er udeluft, skal der eventuelt søges om energioptagere.

Ved ammoniak anlæg skal man være opmærksom på, at der er regler for, hvor stor en mængde ammoniak de må indeholde, inden der skal søges den i daglig tale benævnte "kolonne 2 tilladelse" iht. Miljøministeriets "Risikobekendtgørelse".

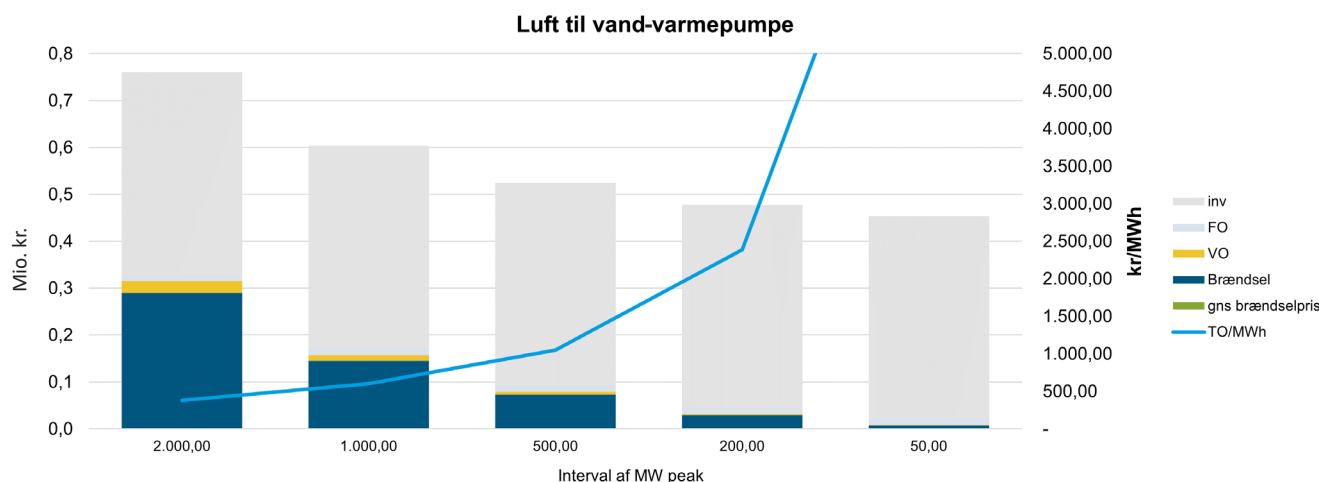
2.2.7 Etablering

Ud over at et varmepumpeanlæg er mere investeringstungt sammenlignet med tilsvarende spids- og reservelastanlæg, vil etablering og design af et varmepumpeanlæg, som et rent spids-/reservelastanlæg i høj grad afhænge af, hvilken varmekilde og drivmiddel der vælges til varmepumpen, idet varmepumpens effekt og pladsmæssige arealoptag afhænger heraf.

Udover de mere anlægsspecifikke forhold vil samspillet med værkets øvrige produktionsanlæg også skulle medtages i planlægningen. Varmepumpens sammenkobling med disse samt tilslutning til elnettet, og hvorledes det skal reguleres i SRO-anlægget, skal tænkes ind i det samlede system.

Et varmepumpeanlægs "brændsel" er el fra elnettet, hvorfor det inden etablering anbefales at tage kontakt til det lokale elnetselskab for at finde en model, som for tilslutning af varmepumpen til elnettet, som passer ind og om der vil være begrænsninger i forhold til dette.

2.2.8 Luft til vand varmepumpe oversigt



Figur 13: Luft til vand-varmepumpe økonomi (Bemærk at de totale omkostninger per MWh overstiger skalaen ved under 200 MWh/MW).

Beskrivelse	Værdi	Enhed
Opstartstid koldstart	0,5-1	timer
Opstart varm	6-10	minutter
Acceleration i drift	30-60	Sek.
Kendt range i kapacitet	1-15	MW
Reguleringsevne	10%	Pr. minut
Minimumsbelastning af fuldlast	25	%
Investeringsomkostning	5-8	Mio kr./MW
Brændselstype	EI	
Årsvirkningsgrad	260-330 (afhængig af varmekilde)	%
Varmekilde	Luft, overskudsvarme, røggas, spildevand, grund- og havvand	
Variable omkostninger	10-20	kr./MWhv
Faste omkostninger	15-20.000	kr./MWhv
Forventet opførelsesperiode*)	I eksit. bygning 12-18	Måneder
	Nybyggeri 12-24	
Arealdisponering inkl. veksler, rør, pumper m.m.	< 1 MW -100 3-10 MW -50 > 10 MW -30	m ² /MWv
Levetid	20-25	år
Funktionsmuligheder	Spidslast, spotmarked, regulérkraft, akkumulering	

Tabel 4: Økonomiske og tekniske data for en luft/vand-varmepumpe.

*) Erfaringstal fra udførte projekter og er ekskl. projektforslag, myndighedsbehandling og nettilslutning.

2.2.9 Havvandsvarmepumpe oversigt

Beskrivelse	Værdi	Enhed
Opstartstid koldstart	0,5-1	timer
Opstart varm	6-10	minutter
Acceleration i drift	30-60	Sek.
Kendt range i kapacitet	20-50	MW
Reguleringerne	10%	Pr. minut
Minimumsbelastning af fuldlast	25	%
Investeringsomkostning	4	Mio kr./MW
Brændselstype	EI	
Årsvirkningsgrad	370 (afhængig af varmekilde)	%
Varmekilde	Luft, overskudsvarme, røggas, spildevand, grund- og havvand	
Variable omkostninger	10	Kr./MWhv
Faste omkostninger	30.000	Kr./MWhv
Forventet opførelsesperiode *)	Nybyggeri 12-24	Måneder
Arealdisponering inkl. veksler, rør, pumper m.m.	30	m ² /MWv
Levetid	20-25	år
Funktionsmuligheder	Spidslast, spotmarked, regulérkraft, akkumulering	

Tabel 5: Økonomiske og tekniske data for en havvandsvarmepumpe.

*) Erfaringstal fra udførte projekter og er ekskl. projektforslag, myndighedsbehandling og nettilslutning.

2.3 Biogas

2.3.1 Indledning

Biogas er en vedvarende energikilde, som kan erstatte fossile brændsler såsom gasolie og naturgas. Biogas fremstilles på forskellige typer af biomasse som husdyrgødning, halm, spildevand, madaffald m.m.

Biogas består overvejende af metan og CO₂ og kan, når det opgraderes til naturgaskvalitet, distribueres i gasnettet og anvendes som brændsel i en eksisterende eller ny gaskedel.

Anvendelse af biogas i gaskedelanlæg stiller ikke de store krav til kedel eller brænder, idet hovedparten af den biogas, der produceres og transporteres i gasnettet, er opgraderet biogas fra biogasanlæggene.

Andelen af biogas i gasnettet udgør i dag ca. 25%¹⁰ og vil stige, i takt med at der opføres flere biogasanlæg i forbindelse med udfasningen af naturgassen.

Biogas er underlagt en række bæredygtighedskrav, og som anlægsejer er man ansvarlig for at indberette oplysninger til Energistyrelsen om den anvendte biogas' bæredygtighed.

De til enhver tid gældende regler og vejledninger for denne indberetning kan findes på Energistyrelsens hjemmeside.¹¹

2.3.2 Teknik

Gaskedler, som benyttes til afbrænding af biogas, er en velkendt teknologi. De fås i mange størrelser, fra nogle få kW til 20 MW eller større.

Mange fjernvarmeværker har en naturgasfyret kedel stående, som allerede anvendes til spids-/reservelast.

I enkelte tilfælde er det muligt at få biogassen leveret direkte fra forgasningsanlægget, hvis det ligger i nærheden af kedelanlægget. Det vil dog betyde, at der skal etableres en separat biogasledning, men det vil samtidig give en økonomisk fordel i forhold til de nuværende afgiftsstrukturer.

Biogas handles gennem det nationale gasnet og afregnes efter energiafgiften for naturgas, hvorimod der gennem direkte forsyning er lavere CO₂- og energiafgift end for naturgas. Direkte ledningsføring vil ikke blive behandlet yderligere i drejebogen, og i de efterfølgende afsnit er der regnet med opgraderet biogas i det eksisterende gasnet.

Dermed er biogaskedler i drejebogen defineret som anlæg, der køber biogas med oprindelsesgarantier og er koblet på ledningsgasnettet.

Anvendelse af biogas i en ny eller eksisterende kedel som spids-/reservelastkedel er en fleksibel løsning med en høj effekt. Biogaskedler udmærker sig ved en høj virkningsgrad på 95-105% (kondenserende drift) og kan levere varme med temperaturer på 95-98°C i en spids-/reservelastsituation.

Biogas som brændsel er miljømæssigt en grøn løsning, men der vil kunne forekomme lugtemission fra anlægget, når der afbrændes "ren" biogas.

Afbrænding af "ren" biogas (ikke opgraderet) giver øget udledning af svovldioxid (SO₂), som kræver, at der er ekstra rensning af røggassen i forbindelse med bortledning af kondensat på kedler med kondenserende drift.

Spids-/reservelast på en biogaskedel kan akkumuleres, men da prisen på gas normalt ikke svinger betydeligt over de enkelte uger, samtidig med at investeringsomkostningerne er lave, er der ikke behov for at lagre energien i akkumulerings-tanke, da dette ville være forbundet med et øget varmetab.

2.3.3 Drift og vedligehold

Gaskedler har lave drifts- og vedligeholdelsesudgifter og vil som udgangspunkt have behov for brændereftersyn, skorstenseftersyn, tæthed og inspektion af kedlen.

Vedligeholdelse og levetid af kedlen afhænger af vandkvaliteten. Ved høj vandkvalitet er der set levetider på over 25 år.

2.3.4 Økonomi

Konvertering af kedel og brænder til opgraderet biogas er omkostningsfrit, idet gassen, som i dag distribueres i gasnettet, er opgraderet biogas.

Kedelanlæg til afbrænding af "ren" biogas direkte fra producenten kræver, at anlægget tilpasses, og det er forbundet med en omkostning.

¹⁰ <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2022/01/07/Ny-rekord-for-biogas-i-gassystemet-i-2021>

¹¹ <https://ens.dk/ansvarsomraader/bioenergi/baeredygtighedskrav-til-biomasse>

Etableringsomkostningerne vil, når der benyttes bestående kedelanlæg, således være minimale sammenlignet med andre anlægstyper til spids-/reservelast.

Økonomien ved biogasdrift afhænger af prisen på biogas, antallet af timer, kedlen er i drift, og investeringsomkostningerne til omstilling til denne driftsform.

I **Figur 14** og **15** er forholdet mellem faste omkostninger, variable omkostninger, investerings- og brændselsomkostninger ved forskellige antal driftstimer for en biogas- og naturgaskedel på 1 MW illustreret.

2.3.5 Systemintegration

En biogaskedel skal kunne indgå som spids-/reservelasten i samspil med værkets øvrige produktionsanlæg.

Driftsmæssigt vil valg af en modulerende brænder betyde, at kedlen kan reguleres i forhold til varmebehovet, hvilket giver mulighed for at tilpasse kedlens effekt til det aktuelle behov.

Styring af kedlen vil foregå i bestående SRO-anlæg.

2.3.6 Myndighedsbehandling

Etablering af et biogaskedelanlæg medfører, at der skal udarbejdes projektforslag og en VVM-screening.

Lokalplansforhold og eventuelt kommuneplan skal undersøges.

Der skal ansøges om byggetilladelse, afhængigt af om kedlen placeres i eksisterende bygninger eller en ny bygning.

2.3.7 Etablering

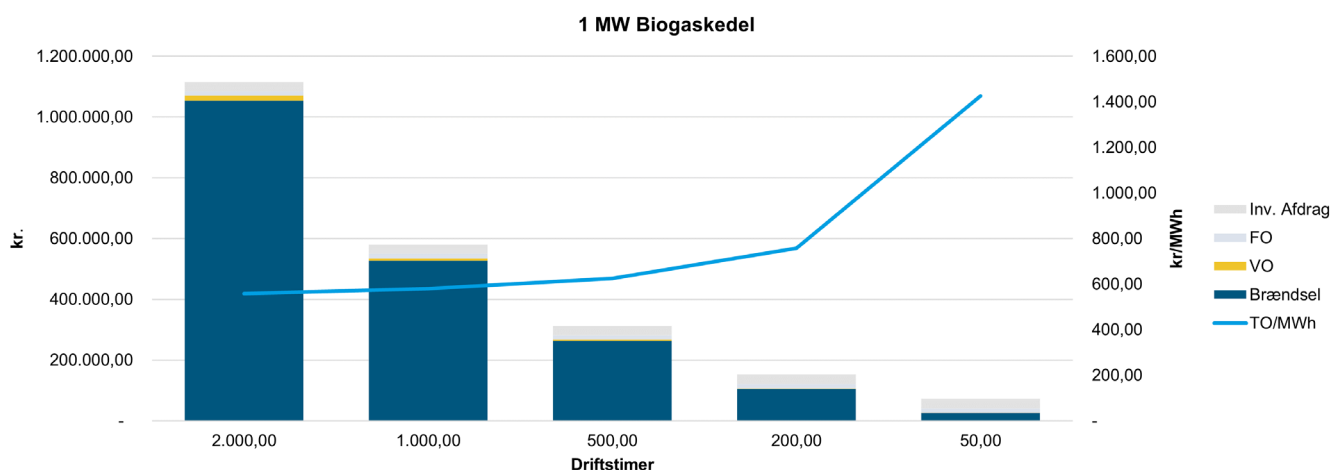
Omstilling af bestående kedel til spids-/reservelast med biogasdrift kræver, at der på denne monteres en ny brænder egnet til formålet, og at der foretages eventuel ombygning af gasrampe til biogas. Disse ændringer vil normalt ikke betyde, at der er behov for ekstra plads.

Skal der i stedet etableres en ny biogaskedel som spids-/reservelasten, skal der skabes plads enten i form af enten et disponibelt areal eller en udvidelse af bestående bygningsmasse.

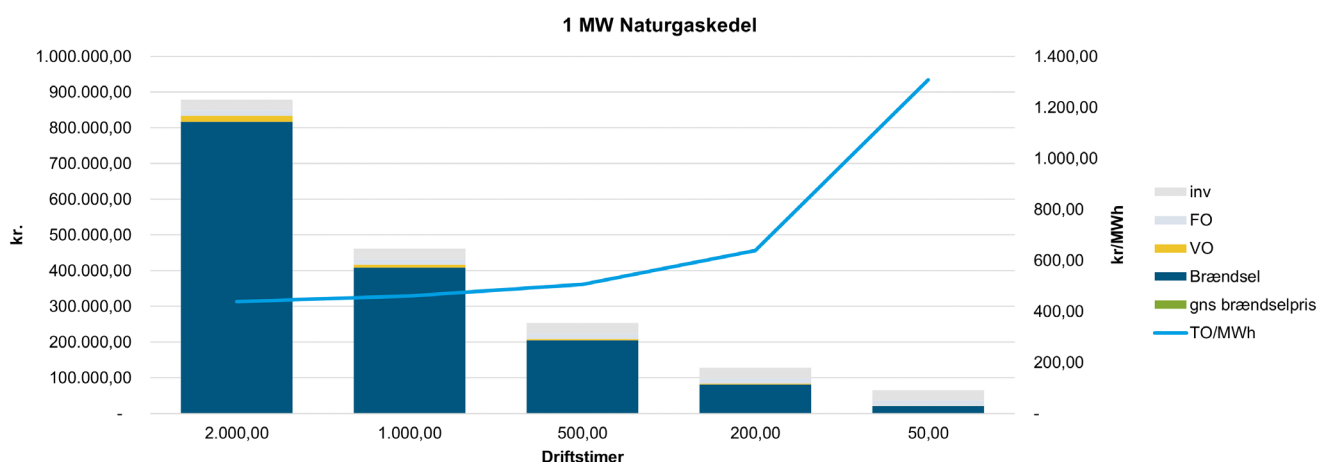
Kedelanlægget består af en kedel, gasbrænder og skorsten samt gasrampe, der skal være tilsluttet gasnettet, fjernvarmen og opkoblet til værkets SRO-anlæg.

Forefindes der ikke gasforsyning, skal der laves en forbindelse til gasnettet.

Ved direkte opkobling til et bioforgasningsanlæg stilles der større krav til kedlen og dens rensning, da brændværdien af ren naturgas er lavere, og ren biogas har et højt vand- og svovlindhold.



Figur 14: Økonomien ved biogaskedel.



Figur 15: Økonomien ved naturgaskedel.

Beskrivelse	Værdi	Enhed
Acceleration fra nul til fuldlast	5/25 (varmstart/koldstart)	minutter
Minimumslast	15	% af maxlast
Kendt range i kapacitet	0,1 - 20	MW
Investeringsomkostning nyt anlæg	450.000-500.000	Kr./MW
Konvertering af eksisterende kedel til biogas med ny brænder*)	5-7 MW: 450-550.000 10-13 MW: 700-850.000 16-20 MW: 900-1.200.000	Pr. brænderkonvertering
Brændselstype	Ren biogas eller opgraderet biogas	
Brændværdi "ren" biogas (øvre)	6-8	kWh/Nm ³
Brændværdi opgraderet (øvre)	11	kWh/Nm ³
Virkningsgrad	95-105	%
Variable omkostninger	7,5-10	Kr./MWh
Faste omkostninger	15-25.000	Kr./år
Forventet opførelsesperiode*)	I eksisterende bygning 6 Nybyggeri 12-18	Måneder
Arealdisponering inkl. veksler, rør, pumper m.m.	5 m ² pr. MW installeret effekt Rumhøjde=5-8 m afh. af kedelstørrelse	
Levetid	>25	år
Funktionsmuligheder	Spids-/reservelast (grundlast)	

Tabel 6: Økonomiske og tekniske data for en biogaskedel.

*) Oplyst af brænderleverandør og dækker brænder, rampe, montering.

**) Erfaringsstal fra udførte projekter og er ekskl. projektforslag og myndighedsbehandling.

2.4 Biomasse

2.4.1 Indledning

Biomasse som brændsel bruges som grundlast, men kan også anvendes i en spids-/reservelastenhed (primært i kedler, som er bygget til at afbrænde tør biomasse).

Biomasse har gennem de seneste 30 år vundet stor indpas i fjernvarmebranchen. Den bruges primært som grundlastenhed, idet biomasse historisk har givet stabile og lave varmeproduktionspriser sammenlignet med alternativerne. Der er også den ulempe, at biomassekedelanlæg har længere opstarts- og nedlukningstider sammenlignet med fossile og elbaserede alternativer.

Opstartstiden er meget afhængigt af det enkelte anlægs opbygning, hvor både kedelstørrelse og biomassefugtigheder har betydning. En kedel designet kun til træpiller eller tør træflis har rampetider på op mod 45 min. fra 0-100% varmeydelse (effekt), hvorimod en fliskedel, som afbrænder fugtig træflis, har en rampetid på et par timer.

Biomassekedler har ofte en minimumslast, som ligger på ca. 20-25% af den nominelle varmeydelse.

Kedler for træpiller, og tør træflis har typisk virkningsgrader på ca. 92%, mens afbrænding af vådt træflis kan komme op på ca. 104% ved røggaskondensering.

Efterhånden som en større del af fjernvarmebranchen er på vej til at blive elektrificeret med bl.a. svingende energipriser, som påvirker driften, har biomasse også fundet vej som anvendelse til spids- og reservelastanlæg i kombination med udvidet grundlast på varmepumper.

Biomasse er underlagt en række bæredygtighedskrav, og som anlægsejer er man ansvarlig for at indberette oplysninger til Energistyrelsen om den anvendte biomasses bæredygtighed. De til enhver tid gældende regler og vejledninger for denne indberetning kan findes på Energistirelsens hjemmeside.¹²

2.4.2 Teknik

Etablering og placering af en biomassekedel bør ske, hvor det er nemt at tilslutte den til det eksisterende fjernvarmesystem. Optimalt set er det i nærheden af en varmeakkumuleringskøle, så kedlen kan driftes med stabil og kontinuerlig drift uden unødige start/stop.

Biomassekedler fås i mange størrelser til fjernvarme fra ca. 0,9 MW og til meget store anlæg.

Biomassekedlerne kan levere varme med temperaturer på op til 90-95 °C, men de har en stor udfordring, idet de er langsomme (træge) i op- og nedregulering af varmeydelsen, hvorfor en akkumuleringskøle i kombination hermed kan anbefales.

Biomasse anvendt som brændsel er med til at producere varme, og ved afbrænding kommer der restprodukter som kondensat ved kondenserende drift (vådt træflis), røggas og aske.

Nye biomassekedler til tør træbiomasse skal overholde grænseværdierne for emissioner, som fremgår af ”**Bekendtgørelse om miljøkrav for mellemstore fyringsanlæg, bilag 2**”, hvilket betyder, at det er nødvendigt at etablere partikelfiltrering enten i form af enten posefilter eller elektrofiltre, når anlægget er større end 1 MW (indfyret effekt).

2.4.3 Drift og vedligehold

Biomassekedler kræver, at der er driftspersonale til rådighed i forbindelse med opstart og nedlukning af anlægget samt til løbende drift og vedligehold. Typisk drift og vedligehold vil være rengøring, rensning af røgrør, periodiske rundringer, smøring af bevægelige dele, udskiftning af lejer, snegle, risteklodser mv.

Omfanget af vedligehold afhænger af det specifikke anlæg.

2.4.4 Økonomi

Biomassekedler har relativt høje investeringsomkostninger sammenlignet med tilsvarende fossile alternativer og elkedler, men har som udgangspunkt lavere produktionspriser. (Den nærværende energikrise har dog medført prisstigninger på biomasse, om end ikke lige så store, som man har set på de andre energikilder).

Derudover har de høje faste omkostninger.

Elforbruget til biomassekedler ligger normalt i intervallet 10-15 kWh el/MWh varme.

I **Figur 16** og **17** er forholdet mellem faste omkostninger, variable omkostninger, investerings- og brændselsomkostninger ved forskellige antal driftstimer for en flis- og træpillekedel på 1 MW illustreret.

2.4.5 Systemintegration

Da biomassekedler kan levere både grund-, spids- og reservelast (hvis det kan accepteres med langsom opstartstid), er det naturligt, at de driftsmæssigt implementeres med varmeværkets øvrige produktionsanlæg for herved at skabe synergi og samtidig opnå samspil med værkets eksisterende SRO- og SCADA-anlæg.

¹² <https://ens.dk/ansvarsomraader/bioenergi/baeredygtighedskrav-til-biomasse>

Anlægget tilsluttes i systemet, så det kan levere ud til nettet gennem eksisterende forsyningsveje.

2.4.5 Myndighedsbehandling

I forbindelse med etablering af biomassekedler skal der udarbejdes et projektforslag og en VVM-screening. Lokalplansforhold og eventuelt kommuneplan skal undersøges. Som udgangspunkt skal der ansøges om byggetilladelse, da der skal etableres brændselslager, teknikbygning og skorsten.

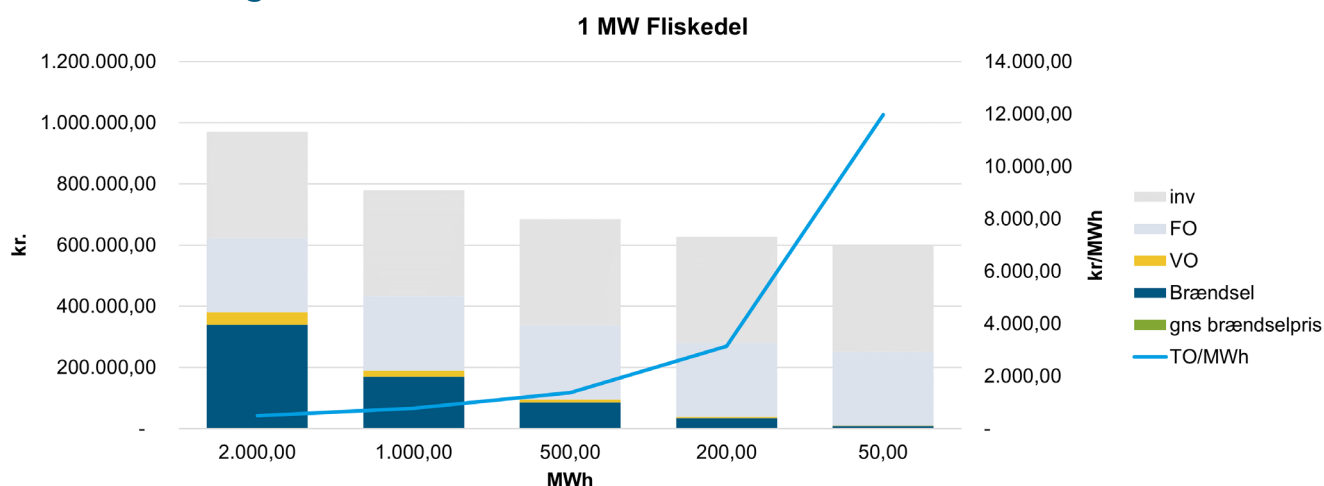
Ud over byggetilladelse skal anlægget også miljøanmeldes.

2.4.7 Etablering

Selve brændselssystemet har betydning for det nødvendige areal til etablering af et nyt anlæg. Nogle anlæg opføres med eksempelvis opretstående træpillesiloer, mens andre har støbt betonbrændselsgrube/-lager.

Biomassekedler stiller også krav til pladsforhold for lastbiltransport til og fra anlægget, som bør indgå i overvejelserne, specielt i forbindelse med levering og aflæsning af brændsel.

2.4.8 Træflisoversigt



Figur 16: Investerings- og driftsøkonomi for en flis kedel.

Beskrivelse	Værdi	Enhed
Acceleration i drift 25-100%	10	%/minut
Kendt range i kapacitet	0,9 og opefter	MW
Opstartstid - kold	0,5-2	timer
Opstartstid - varm	0,5-8	timer
Investeringsomkostning	4.000.000 – 6.000.000	Kr./MW
Minimumslast	20-40	% af makslast
Brændselstype	Tør/våd biomasse	
Virkningsgrad *)	95-104	%
Variable omkostninger **)	25-50	Kr./MWhv
Faste omkostninger **)	200-250.000	Kr./år
Forventet opførelsesperiode ***)	12-18	Måneder
Arealdisponering	100-200 (små anlæg kræver mest plads)	m ² /MW
Levetid	20-25	år
Funktionsmuligheder	Modulerende drift samt fast varmeydelse	

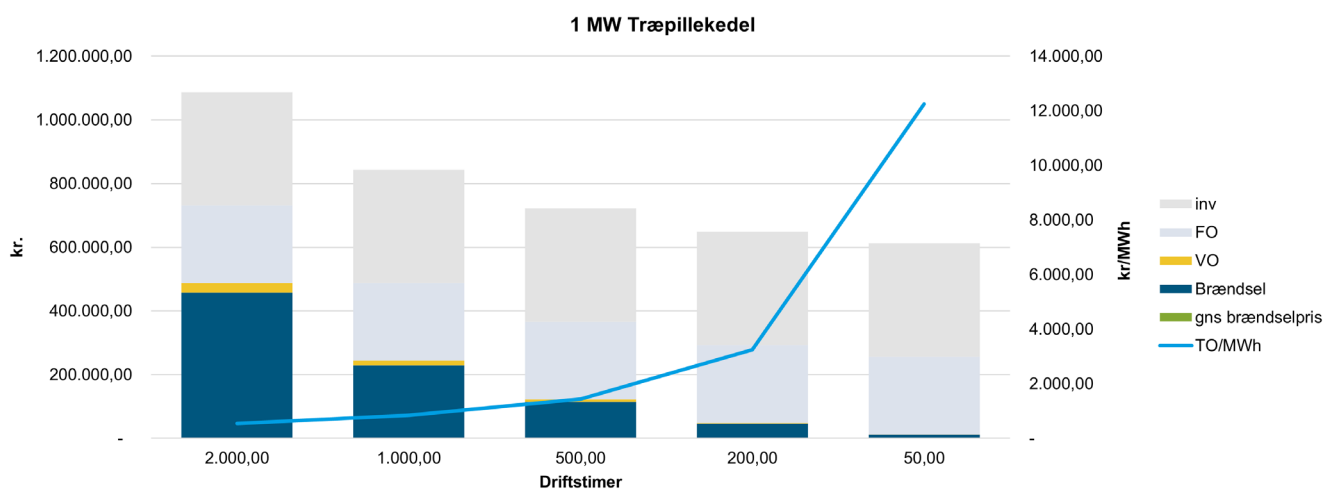
Tabel 7: Økonomiske og tekniske data for en biomassekedel med flis som brændsel.

*) Afhængigt af om, der er røggaskondensering (våd flis).

**) Erfaringsværdier fra anlæg i drift.

***) Erfaringsstal fra udførte projekter og er ekskl. projektforslag og myndighedsbehandling.

2.4.10 Træpilleoversigt



Figur 17: Investerings- og driftsøkonomi for en træpillekedel.

Beskrivelse	Værdi	Enhed
Acceleration i drift 25-100%	10	%/minut
Kendt range i kapacitet	0,9 og opefter	MW
Opstartstid - kold	30	minutter
Opstartstid - varm	20	minutter
Investeringsomkostning	4.000.000 – 6.000.000	Kr./MW
Minimumslast	40	% af makslast
Brændselstype	Træpiller og tør træflis	
Virkningsgrad	101	%
Variable omkostninger *)	25-50	Kr./MWhv
Faste omkostninger *)	200-250.000	Kr./år
Forventet opførelsesperiode **)	12-18	Måneder
Arealdisponering	100-200 (små anlæg kræver mest plads)	m ² /MW
Levetid	20-25	år
Funktionsmuligheder	Modulerende drift samt fast varmeydelse	

Tabel 8: Økonomiske og tekniske data for en biomassekedel med træpiller som brændsel.

*) Erfaringsværdier fra anlæg i drift.

**) Erfaringsstal fra udførte projekter og er ekskl. projektforslag og myndighedsbehandling.

2.5 Elkedel

2.5.1 Indledning

En elkedel egner sig primært som spids-/reservelasten. Elkedler er en velkendt og afprøvet teknologi, som hurtigt kan startes/stoppes og på kort tid reguleres til fuld effekt og helt ned til omkring 5% belastning.

En elkedel har en høj virkningsgrad, som ligger tæt på 100%.

Elkedler udmærker sig ved at levere varme med en temperatur på 95-98 °C.

Det er en fleksibel løsning, hvor pladskraverne til en elkedel ikke er store. Elkedler stiller krav til valg af nettilslutning og det/de elmarkeder, den aktiveres i.

En elkedel bidrager til at balancere elsystemet, når elproduktionen overstiger behovet i nettet.

Elkedler kan ud over at fungere som spids-/reservelastenhed også give mulighed for at kunne producere varme (grund-/mellemlast) til lave elpriser. De er ofte negative, når elmarkedet har behov for at skabe et hurtigt elforbrug til at nedregulere eller balancere kapaciteten i nettet - eksempelvis når elproduktionen fra vindmøller og solceller overstiger behovet i nettet.

2.5.2 Teknik

Elkedler fås i størrelsen fra 0,1 MW til det helt store på 25-50 MW eller endnu større.

De leveres som plug-and-play anlæg og kræver derfor "kun" en net- og fjernvarmetilslutning samt opkobling til SRO-anlægget for at være driftsklar.

Mindre elkedelanlæg etableres normalt som lavspændingskedler, der i princippet fungerer som en stor gennemstrømningsvandvarmer (elpatron) tilsluttet spændingsniveau på 400V eller 600V.

Større anlæg etableres som højspændingselkedler tilsluttet spændingsniveauer på 10-20 kV.

Højspændingselkedlerne fungerer med elektroder, som er placeret i en ledende saltvandsopløsning. Når der sættes spænding til disse, vil vandet blive opvarmet via saltets ledningsevne, og energien herfra overføres til fjernvarmesystemet.

Lastregulering af højspændingskedler sker ved, at en fiberkappe sænkes ned omkring elektroderne.

Etablering af en elkedel er mindre pladskrævende end andre typer af spids-/reservelastenheder. Da en elkedel står lodret, stilles der krav til, at der er tilstrækkelig med loftshøjde, hvorimod der ikke kræves stort gulvareal.

Placering af elkedlen bør ske, hvor det er nemt at tilslutte den til eksisterende elnet, og hvor varmen nemt kan akkumuleres i fjernvarmesystemet eller i en akkumuleringsstank.

Elkedlen er en miljømæssigt grøn løsning, der ikke indeholder kemikalier, som kræver speciel håndtering. Den giver ingen affaldsprodukter og støjer samt lugter ikke.

2.5.3 Drift og vedligehold

Elkedler og tilhørende koblingsanlæg har lave driftsudgifter.

Typisk vedligehold vil være sliddele som for eksempel elektroder.

2.5.4 Økonomi

Elkedler har relativt lave investeringsomkostninger, men har også en forholdsvis høj gennemsnitsproduktionsomkostning. Med elkedler kan det være relevant at samarbejde med det lokale elnetselskab om, hvilken form for nettilslutning der tjener elkedlen bedst i forhold til de forskellige tarifstrukturer. [Se Afsnit 2.1.4 Eltilslutning.](#)

Økonomien i en elkedel afhænger af, hvorledes den tilsluttes til elnettet, herunder om den etableres som afbrydelig enhed i elsystemet, idet tilslutningsomkostninger uden afbrydelighed normalt overstiger investeringen i selve elkedlen.

Der er geografisk stor forskel på prisen for, hvad de enkelte netselskaber tager for tilslutning på samme spændingsniveau.

Økonomien vil derfor påvirkes heraf, afhængigt af hvor i landet elkedlen placeres. Elforbruget til elkedler til varmeproduktion er afgiftsbelagt, og elvarmeafgiften har i dag en størrelse, som gør, at den udgør en relativt lille omkostning i det samlede økonomiske billede. Det er vigtigt for elkedlens driftsudgifter, at driften i forhold til elmarkedet tilrettelægges således, at de variable omkostninger i forhold til markedsprisen på el, nettariffer og afgifter løbende vurderes og tilpasses dette.

Ud over at skulle levere spids-/reservelast vil en elkedel også kunne balancere elmarkedet og herved give flere driftstimer, som kan bidrage til elkedlens samlede økonomi, idet den årlige driftstid, og dermed indtjeningen, kan optimeres og bidrage til driftsøkonomien.

Grundet muligheden for indtjening på markedet for systemydelser og elkedlens evne til at regulere hurtigere end andre tilsvarende typer anlæg kan det oftest være en fordel at indtænke akkumulering sammen med sin elkedel. Se mere om akkumulering i [Afsnit 2.7 Akkumuleringstank](#).

Som nævnt under drift og vedligeholdelse er der begrænsede driftsudgifter for en elkedel. I **Figur 18** er forholdet mellem faste omkostninger, variable omkostninger, investerings- og brændselsomkostninger for en elkedel på 1 MW illustreret.

2.5.5 Tilslutning til elnettet

Tilslutning af elkedlen til elnettet, omkostninger og betingelser skal aftales med det lokale netselskab.

Det er vigtigt at få styr på aftalen med netselskabet tidligt i processen, herunder effektbehov, tilslutningspunkt, spændingsniveau og rådighed, idet distributionstariffen afhænger af aftalen.

Dansk Energi (Nu Green Power Denmark) har i "Vejledning om nettilslutning", maj 2014, oplistet standard tilslutningsbetingelser for elkedler.

Nettilslutning kan ske på to måder – med fuld eller begrænset adgang. For elkedler vil det næsten altid være en økonomisk fordel at indgå aftale om "begrænset netadgang" (afbrydelighed), idet denne tilslutningsform betyder, at der kan spares på tilslutningsomkostningerne.

Det indebærer dog den risiko, at elkedlen ikke kan betragtes som en 100% spids-/reservelastenhed, hvorfor det bør tages med i overvejelserne om forsyningssikkerheden.

Ved tilslutning med begrænset netadgang er det en fordel også at have et varmelager, som kan udnyttes af elkedlen, når elprisen er lav. Elkedlen bidrager her med indtjening i regulerkraftmarkedet, og kedlen vil kun skulle producere varme, når der er behov for spids-/reservelast i de situationer, hvor lagerkapaciteten ikke er tilstrækkelig.

2.5.6 Systemintegration

Drift af elkedler sker normalt som systemydelser (kapacitetsregulering) til elsystemet, men der findes også anlæg, hvor elkedlen indgår som spidslastkapacitet til produktion af varme. Her driftes den baseret på behovet.

Det kan være særligt interessant at anvende elkedler til sidstnævnte, såfremt risikoen for, at spidslastkapaciteten, der skal udnyttes, er lille, hvor høje elpriser har mindre betydning. Hvis elkedlen er afbrydelig i forhold til elleverancen, kan den dog være tvivlsom som varmespidslastkapacitet. Dette skal dog ses i sammenhæng med lagerkapacitet og andre spidslastanlæg.

2.5.7 Myndighedsbehandling

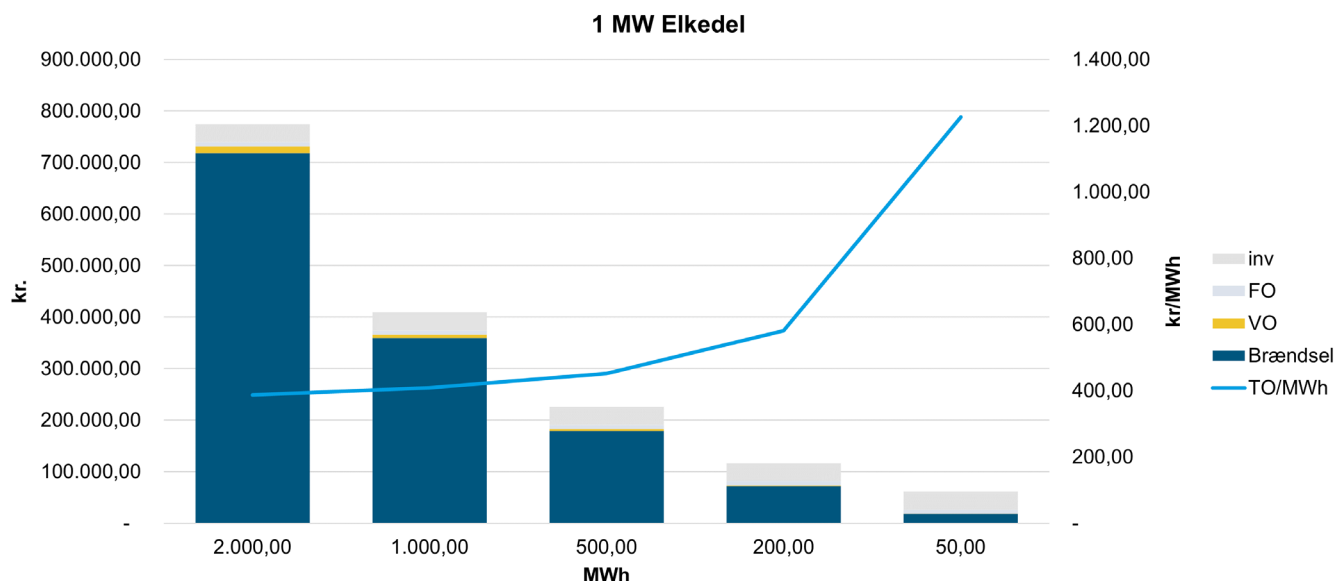
I forbindelse med etablering af elkedler skal der udarbejdes et projektforslag og foretages en VVM-screening.

Lokalplansforhold og eventuelt kommuneplan skal undersøges. Ligesom med tilsvarende typer anlæg skal der også ansøges om byggetilladelse, afhængigt af om elkedlen placeres i eksisterende bygninger eller en nybygning.

2.5.8 Etablering

Valg og etablering af en elkedel som spids-/reservelast afhænger af flere forhold, herunder elprisen i de forskellige elmarkeder. Elmarkederne er med til at gøre det vanskeligt at afgøre og beregne rentabiliteten i en elkedel, idet den marginale elpris ofte er under nul og således afgør, hvor mange driftstimer der kan stilles i udsigt til denne pris.

2.5.9 Elkedel oversigt



Figur 18: Elkedel økonomi.

Beskrivelse	Værdi	Enhed
Acceleration fra nul til fuldlast	5	minutter
Acceleration i drift 0-100%	30-60	Sek.
Kendt range i kapacitet	0,1 - 50	MW
Investeringsomkostning	500.000-1.100.000	Kr./MW
Brændselstype	El	
Virkningsgrad	99	%
Variable omkostninger	2,0	Kr./MWhv
Faste omkostninger	6.000	Kr./MWv
Forventet opførelsesperiode *)	I eksisterende bygning 6-12 Nybyggeri 12-18	Måneder
Arealdisponering inkl. veksler, rør, pumper m.m.	< 6 MW -10-20 m ² - højde=3-3,5 m >6 MW -50-100m ² - højde 5-6,5 m	
Levetid	20	år
Funktionsmuligheder	Spidslast, spotmarked, reguler kraft, akkumulering	

Tabel 9: Økonomiske og tekniske data for elkedel.

*) Erfaringsdata fra udførte projekter og er ekskl. projektforslag, myndighedsbehandling og nettilslutning.

2.6 Bioolie

2.6.1 Indledning

Bioolie er et vedvarende brændsel, som i energisektoren regnes som nul-udledende. Afbrændes bioolie i et kedelanlæg med egnet brænder til formålet, kan det erstatte fossile brændsler som gasolie og naturgas.

Konventionel bioolie fremstilles på brændbare animalske eller vegetabiliske restprodukter fra industriprocesser.

Herudover findes der også en bioolietype, benævnt HVO, "hydrotreated vegetable oil", som i daglig tale omtales som "biodiesel" og primært benyttes i transportsektoren. Der findes også bioolie fremstillet på flydende biomasse, som endnu er i sin vorden og derfor ikke omtales yderligere.

De to førstnævnte typer kan anvendes som VE-brændsel i en kedel forsynet med en egnet brænder.

En detaljeret beskrivelse af bioolie som spids- og reservelast kan læses i i separat drejebog på Dansk Fjernvarmes hjemmeside.¹³

¹³ [Bioolie som middel til CO2 neutral spids- og reservelast \(danskfjernvarme.dk\)](#)

2.6.2 Teknik

Mange værker har i dag en oliekedel, som anvendes til spids-/reservelast, og den kan derfor forholdsvis nemt konverteres til bioolie. Konventionel bioolie stiller krav til, at tankene til opbevaring og olierørene frem til brænderen er opvarmede.

Anvendelse af bioolie som spids-/reservelast i bestående kedelanlæg stiller normalt ikke krav til kedlen, men vil afhængigt af brændertypen betyde, at denne skal skiftes til en, som kan brænde det pågældende produkt.

Nye kedler er måske allerede forsynet med en kombibrænder, som giver brændselsfleksibilitet og hermed også mulighed for at anvende brændsler og som naturgas/biogas.

Ældre kedler, som primært har været benyttet til tung fuelolie, er nemmest at konvertere til bioolie, da de har en brænder-type, der er bygget til formålet, som kan holde bioolien varm.

Bioolie kan opbevares i eksisterende olietank, men det kræver så, at der indlægges varme, og at tanken isoleres for at kunne holde olien varm. Biooliekedler udmærker sig ved at kunne levere højtemperaturvarme på 95-98°C, hvilket kan være nyttigt i en spids-/reservelastsituation.

Bioolie er en miljømæssigt grøn løsning.

Emissionerne fra afbrænding af konventionel bioolie medfører udledning af NO_x, SO₂ og partikler. I større omfang end ved fossil letolie.

Bioolie egner sig ikke til akkumulering over længere tid.

2.6.3 Drift og vedligehold

Fyring med bioolie er mere pasningskrævende end ved andre fossile brændsler som olie og naturgas og kræver derfor mere tid af driftspersonalet til rengøring og tilsyn.

2.6.4 Økonomi

Bioolie er billigere end tilsvarende fossile brændsler, og den traditionelle bioolie er afgiftsfritaget modsat HVO-bioolie. Bioolie som brændsel kan bedst betale sig, når det kan anvendes i en bestående kedel.

Afbrænding af bioolie i en kedel har, sammenlignet med fossile brændsler, en højere drifts- og vedligeholdelsesudgift, som primært udgøres af udgifter til at holde olien i tanken varm samt udgifter til øget pasning og rengøring af olierørene frem til kedlen.

Økonomien i en biooliekedel afhænger af prisen på bioolie og antallet af driftstimer, den benyttes som spids-/reservelastenhed.

I **Figur 19** og **20** er forholdet mellem faste omkostninger, variable omkostninger, investerings- og brændselsomkostninger ved forskellige antal driftstimer for en bioolie- og gasoliekedel på 1 MW illustreret.

2.6.5 Systemintegration

En biooliekedel vil indgå som spids-/reservelastenhed i samspil med værkets øvrige produktionsanlæg. Etableres den med modulerende brænder, vil den kunne reguleres i forhold til varmebehovet.

2.6.6 Myndighedsbehandling

I forbindelse med etablering af biooliekedel skal det udarbejdes et projektforslag foretages en VVM-screening. Lokalplansforhold og eventuelt kommuneplan skal undersøges.

Der skal ansøges om byggetilladelse, afhængigt af om kedlen placeres i eksisterende bygninger eller en nybygning. Anlægget skal miljøgodkendes af de lokale myndigheder.

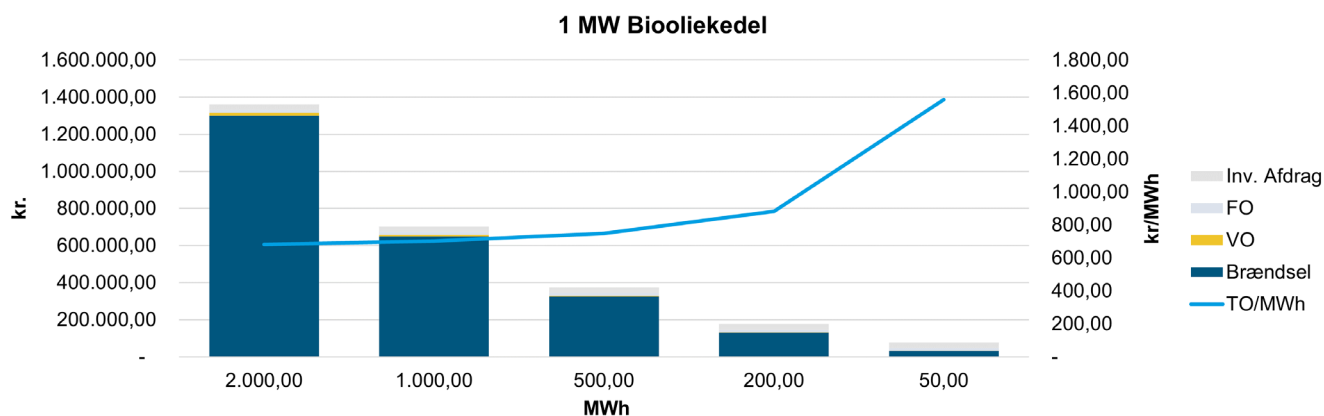
2.6.7 Etablering

Etablering af en biooliekedel som spids-/reservelast afhænger af flere forhold.

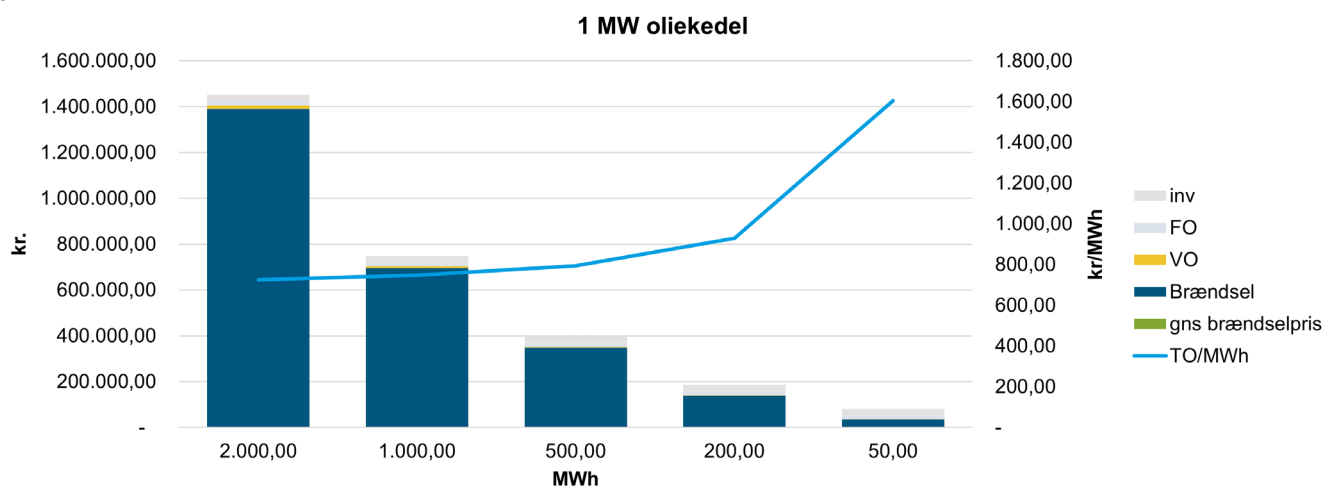
Der kan blive behov for at etablere et nyt tankanlæg inkl. adgangsforhold for påfyldning af bioolie fra tankvogn, det kræver ekstra plads ved værket.

Tank til bioolie i tankanlæg skal holdes varm, herunder også røranlæg, som skal eltraceres for at olien kan holdes varm frem til kedlen.

2.6.8 Biooliekedel oversigt



Figur 19: Økonomi biooliekedel.



Figur 20: Økonomien for en gasoliekedel.

Beskrivelse	Værdi	Enhed
Acceleration fra nul til fuldlast	5/25 (varmstart/koldstart)	minutter
Minimumslast	15	% af makslast
Kendt range i kapacitet	0,1 - 20	MW
Investeringsomkostning nyt anlæg	450.000-500.000	Kr./MW
Konvertering af eksisterende kedel til biogas med ny brænder*)	5-7 MW: 450-550.000 10-13 MW: 700-850.000 16-20 MW: 900-1.200.000	Pr. brænderkonvertering
Brændselstype	Bioolie	
Virkningsgrad	90-98	%
Brændværdi (nedre)	-9,0	MWh/m ³
Variable omkostninger	10-15	Kr./MWh
Faste omkostninger	15.000	Kr./år
Forventet opførelsesperiode**)	I eksist. bygning 6 Nybyggeri 12-18	Måneder
Arealdisponering inkl. rør, pumper m.m.	5 m ² pr. MW installeret effekt Rumhøjde=5-8 m afh. af kedelstørrelse	

Tabel 10: Økonomiske og tekniske data for en biooliekedel.

*) Oplyst af brænderleverandør og dækker brænder, rampe, montering.

**) Erfaringsstal fra udførte projekter og er ekskl. projektforslag og myndighedsbehandling.

2.7 Akkumuleringstank (varmelager)

2.7.1 Indledning

En akkumuleringstank er en fleksibel og gennemprøvet teknologi, som anvendes til at lagre varme fra anlæg, der producerer varme til senere brug.

Tanken benyttes primært til at udjævne spidsbelastninger i varmebehovet eller produktionen, og den egner sig derfor som en korttidslagring til brug i spids-/reservelastsituationer.

Akkumuleringstanke benyttes sammen med andre varmeproducerende enheder som KV- og VE-anlæg med fossilfrit brændsel som solvarme, biomasse og varmepumper.

Akkumuleringstanke benyttes til at lagre "billigt" produceret VE-varme fra eksempelvis solvarmeanlæg, varmepumper eller elkedel (drevet af billig el i dag- og nattetimerne) samt fra biomasseanlæg, som bedst driftes kontinuerligt uden for mange start/stop. Ud over dette benyttes de også til at lagre motorvarme fra naturgasdrevne KV-anlæg.

Akkumuleringstankens kapacitet afhænger af størrelsen, temperaturen på varmen og varmetabet. En akkumuleringstank kræver en rørforbindelse til værkets øvrige produktionsanlæg, og den skal derfor helst placeres i nærheden af disse.

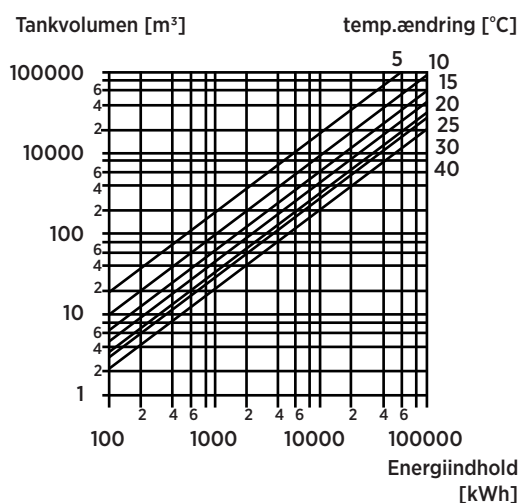
Med en akkumuleringstank kan man balancere en varierende varmeproduktion fra VE-anlæg som solvarmeanlæg og eldrevne produktionsanlæg.

Der kan være en økonomisk gevinst ved at drifte disse anlæg ved lave elpriser, når elmarkedet har behov for at skabe et hurtigt forbrug for at nedregulere eller balancere kapaciteten i nettet. En akkumuleringstank vil kunne lagre varme produceret til lave elpriser til senere brug.

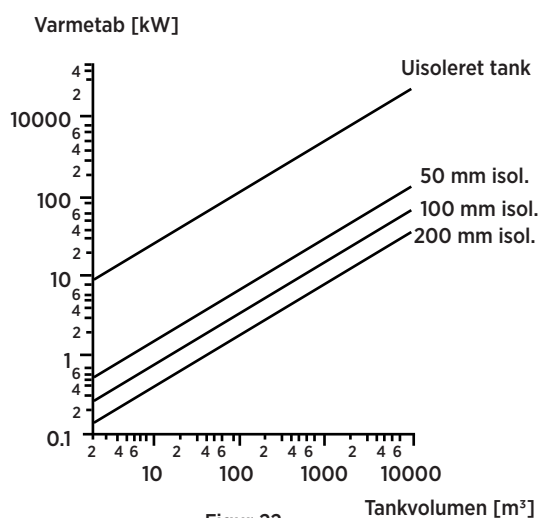
2.7.2 Teknik

En akkumuleringstank opføres normalt som en lodretstående svejst isoleret ståltank opført på stedet. Størrelsen på akkumuleringstanken afhænger af, hvor stor energimængde der skal lagres, temperaturforholdene i denne og lagringsbehovet i forhold til de tilsluttede produktionsanlæg.

Af **Figur 21** kan en overslagsmæssig størrelse af akkumuleringstanken bestemmes sammen med et omtrentligt varmetab til omgivelserne, som kan beregnes i **Figur 22**.



Figur 21



Figur 22

Figur 21: Tankvolumen som funktion af lagret energimængde i forhold til temperaturforskel i tanken.

Figur 22: Varmetab i akkumuleringstank som funktion af tankvolumen angivet ved forskellige isoleringstykkelser.

Akkumuleringstanken indeholder varme med temperatur på 95-98°C i toppen. Det fordeler sig nedefter i lag, så bundtemperaturen oftest svarer til returtemperaturen fra fjernvarmenettet.

Ladning og afladning fra tanken sker i toppen af tanken, hvor varmen enten lagres eller tages ud, idet det er, her temperaturen er højest.

Pladsbehovet for en akkumuleringstank kan tilpasses inden for visse grænser, idet det er muligt at reducere diameteren ved at forøge højden og vice versa. Man skal dog være opmærksom på, at en ændring af geometrien kan have konsekvenser i forhold til lagdelingen i selve tanken, og man kan derfor risikere at få en mere blandet fremløbstemperatur fra tanken.

Herudover kan tanken også bruges til at holde et statisk tryk i systemet, hvis der er tale om en åben tank, hvilket igen stiller krav til en minimumshøjde på tanken.

Placering af akkumuleringstanken bør ske, hvor det er nemt at tilslutte den til de eksisterende fjernvarmeproduktionsanlæg, så varmen nemt kan akkumuleres.

Det er en miljømæssigt grøn løsning, som ikke påvirker miljøet. Den har ingen affaldsprodukter, og den støjer samt lugter ikke.

Akkumuleringstanke egner sig ikke til længerevarende lagring som sæsonlagring.

2.7.3 Drift og vedligehold

En akkumuleringstank har reelt ingen eller meget lave driftsudgifter.

En tryksat tank vil have udgift til drift af trykholdesystemet (nitrogenanlæg).

Ud over dette kan der afhængigt af driftsform, vandkvalitet m.m. være behov for med års mellemrum at inspicere tanken indvendigt med dykker/rover for eventuelle skader.

2.7.4 Økonomi

Investering i en akkumuleringstank giver mulighed for at lagre energi til senere brug.

Ud over at lagre varme til brug for spids- og reservelastbehov vil en akkumuleringstank også kunne bidrage til en lavere varmepris, fordi den kan lagre varme produceret på billig el i elmarkedet.

Som nævnt under drift og vedligehold er det begrænset, hvad man kan forvente af driftsudgifter ud over udvendig vedligehold af tanken og indvendig inspektion med dykker eller rover med års mellemrum. Man må derudover forvente et øget varmetab i sit system, som skal tillægges produktionsomkostningerne.

2.7.5 Systemintegration

En akkumuleringstank benyttes primært som lagerenhed til udjævning af spidslast, og den kan herudover anvendes som reservelast med begrænset kapacitet. Kapaciteten afhænger af størrelsen (kapaciteten) af lageret i den pågældende situation.

Hos nogle værker bruges akkumulering aktivt i forhold til revisionsperioder på deres grundlastenheder, således at man øger sin produktion fra grundlastenhederne op til revisionsperioden for at lade på tanken for herefter at aflade fra akkumuleringstanken, mens revisionen pågår.

I nogle tilfælde vil der kunne lagres varme til nogle få døgn afhængigt af varmebehovet i nettet.

2.7.6 Myndighedsbehandling

I forbindelse med etablering af en akkumuleringstank skal der udarbejdes et projektforslag foretaget en VVM-screening.

Lokalplansforhold og eventuelt kommuneplan skal undersøges, specielt vil der kunne være højdemæssige forhold, som kan sætte begrænsning på akkumuleringstankens størrelse.

Der skal ansøges om byggetilladelse til opførelsen.

2.7.7 Etablering

Valg og etablering af en akkumuleringstank som spids-/reservelast afhænger af flere forhold, herunder behovet for at kunne lagre varme fra bestående eller kommende produktionsanlæg samt produktionsenhedernes egnethed til lagring.

Behovet for den ekstra kapacitet i en spids-/reservelastsituation, som en akkumuleringstank kan bidrage med, vil i visse situationer også afhænge af brændselspriserne, specielt hvis tanken etableres med henblik på at kunne udnytte udsvingene i elmarkederne. Det er en faktor, der er med til at gøre det vanskeligt at afgøre og beregne rentabiliteten i en akkumuleringstank.

Rentabiliteten afgøres af, hvor mange driftstimer på billig el der er til rådighed til en pris, som gør det fordelagtigt at producere varme ud over det faktiske behov. Det skal opvejes i det samlede billede af behovet for spidsreservelast, som en akkumuleringstank kan bidrage med til forsyningssikkerheden.

Beskrivelse	Værdi	Enhed
Varmekapacitet*)	35/50	MWh pr. 1.000 m ³ volumen
Investeringsomkostning	1.000-2.500	Kr./m ³
Brændselstype	Sol, biomasse, el og KV-anlæg (N-gas)	
Virkningsgrad	98 (inkl. varmetab)	%
Variable omk.	~0	Kr./MWh
Faste omk. **)	Dykkerinspektion - 15-20.000	Kr./dyk
Forventet opførelsesperiode ***)	6-9	Måneder
Arealdisponering ****)	~200-300 m ² - højde=10-25 m	
Levetid	20	år
Funktionsmuligheder	Spids-/reservelast, lagring af el fra spotmarked, reguler kraft	

Tabel 11: Økonomiske og tekniske data for en akkumuleringstank.

*) Toptemperatur 70/95 °C og i bund 40 °C.

**) Leverandøroplusning.

***) Erfaringstal fra udførte projekter og er ekskl. projektforslag, myndighedsbehandling og nettilslutning.

****) Erfaringstal fra udførte projekter.

2.8 Digitalisering i spidslast

Digitaliseringen i fjernvarmesektoren er allerede i gang og forventes at blive endnu mere udbredt frem mod 2030. Digitaliseringsprojekterne er til gavn for både klimaet og forbrugerne, der kan se frem til bedre og billigere fjernvarme.¹⁴

Man kan udnytte digitalisering og data til at planlægge produktion, distribution og levering af varme hos forbrugerne ud fra prognoser for varmebehov (rumvarme og varmt brugsvand), vejrudsigter, produktions- og energipriser, tryk, temperatur og kapacitet i ledningsnet.

I det følgende gennemgås nogle overordnede eksempler på, hvorledes digitalisering og datadreven drift kan påvirke behovet for spidslasteffekt gennem viden/prognoser om:

- Produktion
- Distribution
- Varmebehov

Der findes i dag en række værktøjer, som kan være behjælpelige for fjernvarmeselskaberne til planlægning, styring og optimering. I hver kategori gennemgås et par teknologier i forhold til spidslastreduktion. I **Tabel 12** nævnes nogle eksempler på produkter og services, men der findes også andre på markedet.

¹⁴ Inspiration fra: <https://www.danskfjernvarme.dk/aktuelt/nyheder/arkiv/2021/210706-digitaliseringen-af-fjernvarmen-bidraget-til-klimainsatsen>

Produktion	Distribution	Varmebehov
EMD energyTRADE	Termis	Danfoss LeanHeat
Varmelagerstyring	ENFOR HeatFor og HeatTO	Neogrid PreHEAT
EnergiDanmark PBA	Kamstrup Heat Intelligence	Ento Labs

Tabel 12: Eksempler på digitaliseringsværktøjer i fjernvarmesektoren.

2.8.1 Produktion

Optimering af produktion i forhold til at reducere brugen af traditionel spidslast handler bl.a. om at udnytte akkumuleringsstanke til at flytte produktion ift. varmebehovet for på den måde at udjævne produktionen.

Dette gøres i relation til elpriser og andre brændselspriser samt ved prognoser for bl.a. vejr og gennem viden om forbrugsprofiler (eksempelvis EMD EnergyTrade, PBA EnergiDanmark). Mulighederne afhænger meget af de lokale konfigurationer og produktionsanlæg. En vigtig forudsætning er, at produktionsanlæggene kan arbejde sammen, da dette er med til at sikre frihed i valg af produktionsenhed, samt muligheder for lagring.

EMD energyTRADE

energyTRADE er en softwareløsning, som bruges til planlægning og optimering af værkets daglige drift på baggrund af prognoser og markedsdata. Se [Bilag 8.6](#) for caseeksempel.

2.8.2 Distribution

Udnyttelse af distributionsnettet i forhold til minimering af brug af spidslastanlæg handler om at regulere tryk- og temperaturforhold for at lagre varmeeffekt i nettet til senere brug samt ved indregning af den forsinkelse, der er på dette ift. placering af forbruget ift. produktionen. Dette kan gøres, hvis der er nok viden om distributionsnettet enten gennem historiske data og AI (eksempelvis ENFOR, Kamstrup) eller gennem hydrauliske simuleringer (eksempelvis Termis). Det er også muligt at udnytte distributionsnettet til lagring af energi ud fra manuelle erfaringer. Ud over den fysiske begrænsning i nettet skal man være opmærksom på, at øget temperaturleverance medfører øget tab.

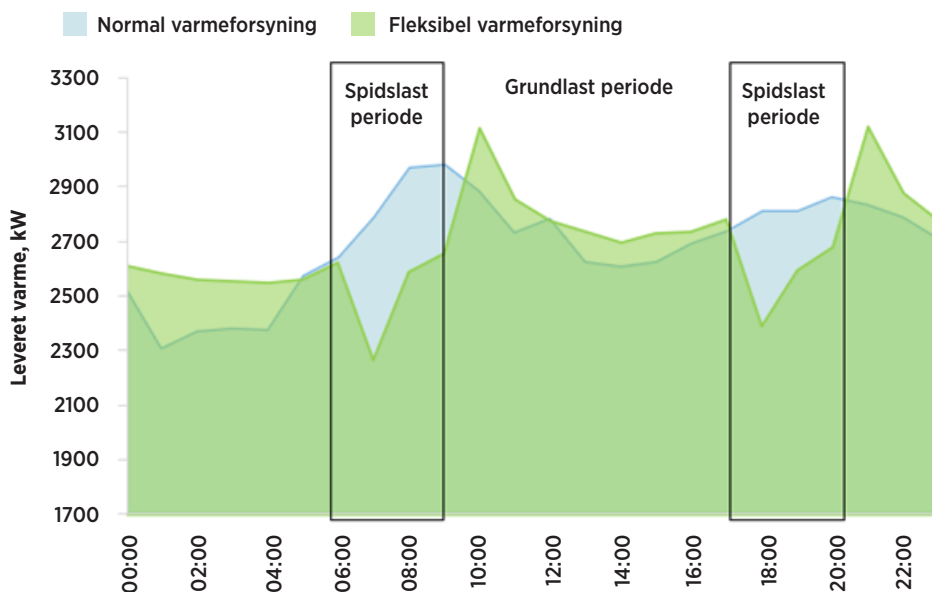
ENFOR HeatFor

HeatFor er et softwaresystem til forudsigelse af varmebehovet ved brug af maskinlæring og selvlærende algoritmer på baggrund af historiske varmebehovsdata og vejrprognoser. Se [Bilag 8.6](#) for caseeksempel.

2.8.3 Varmebehov

Digitalisering og AI kan bidrage til at reducere varmemforbruget, og ved hjælp af peak shaving-algoritmer minimeres eller flyttes spidslastbehovet. For eksempel gennemføres der undersøgelser med forskydning af natsænkning i større boligkomplekser for at prøve at udjævne morgen-peaken. Digitalisering og datadreven drift i fjernvarmesektoren kan være med til at dække behovet for varmeeffekt hos forbrugerne på en effektiv måde, så behovet for traditionel spidslasts produktionseffekt minimeres. Se eksempel i [Afsnit 3.2 Opdeling af energi i lastgrupper](#).

Derudover arbejder nogle områder med sektionering i nettet i forhold til reservelast og ved ikke kritiske kunder, hvor muligheden for afbrydelse kan ske i perioder mod en compensation. Sidstnævnte vil have størst succes ved større områder eller kunder, som enten selv kan håndtere peakbelastning, eller som ikke er afhængigt af forbruget i eksakte timer. Dette kan digitale målere være med til at afdække, og der ses flere eksempler på virksomheder, der arbejder med batteridrevet flowbegrænser, som kan bruges til at regulere dette.



Figur 23: Kan varmeproduktionen eller varmeforbruget til en bygning flyttes væk fra de tidspunkter, hvor behovet samlet set er størst, så kan behovet for traditionel spidslasteffekt minimeres, og dermed kan varmeregningen mindskes.

Danfoss LeanHeat

Danfoss Leanheat Building er en softwareløsning, som optimerer på forbrugssiden af fjernvarmen og skaber fordele langs hele fjernvarmeværdikæden. LeanHeat bruger bygningernes termiske fleksibilitet til optimering af spidsbelastning. Se [Bilag 8.7](#) for caseeksempel.

2.9 Opsamling - teknologier

2.9.1 Teknisk overblik

Under de forskellige teknologier kan man skabe sig et overblik over deres tekniske formåen. Generelt kan alle teknologier, på nær biomasseanlæg, uden problemer reguleres hurtigt og effektivt i forhold til at fungere som spidslast. Dette kan imødekømmes og yderligere forstærkes med varmeakkumulering. Bioolie skal holdes varm, og der skal være lokal tankkapacitet. Biogas, som opgraderes og føres på gasnettet er umiddelbart velegnet og kan udnyttes uden de store omstillinger. Gasnettet, indeholder dog stadig en del fossil naturgas.

Elbaserede enheder har gode indtjeningsmuligheder inden for elmarkedet og systemydelser, og der er mulighed for billig nettilslutning mod at afvige fra forsynings sikkerhedskrav. Varmepumper baseret på udeluft bliver udfordret i spidslasttimerne på grund af en ofte lav udetemperatur, som både reducerer virkningsgraden og reducerer den effekt, der kan optages gennem energioptagerne, og herved begrænser varmepumpens ydelse.

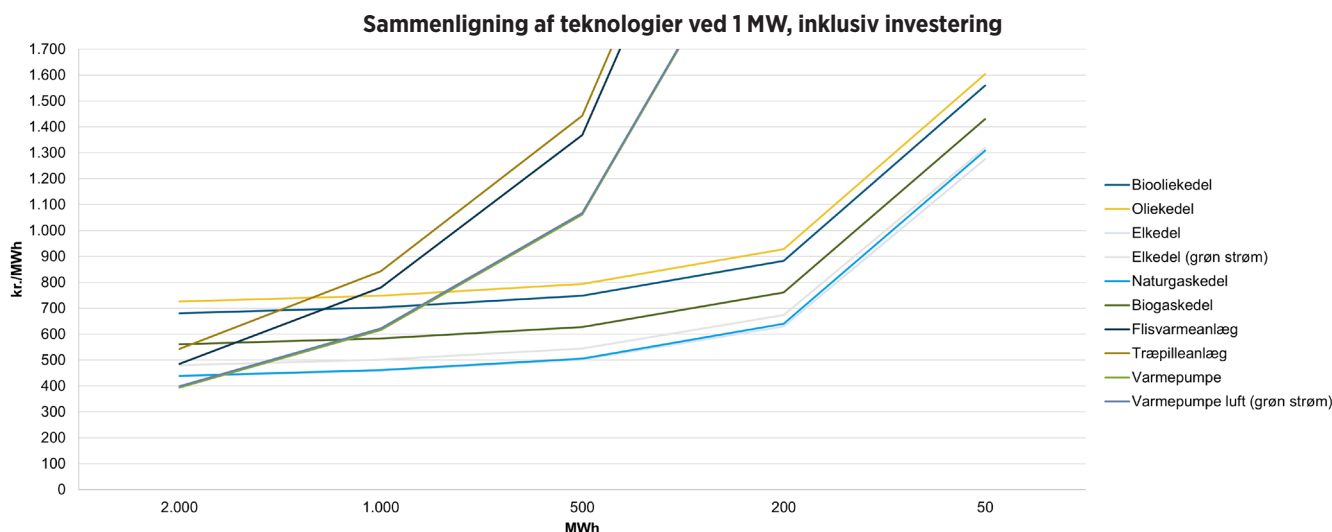
Akkumuleringstanke kan være med til at udjævne behovet over tid og gøre produktionen uafhængig af forbruget, så der kan produceres ud fra et økonomisk optimum, især for fjernvarme med meget elbaseret forbrug og produktion. Akkumuleringstanke kan også være med til at flytte det statiske holdetryk, hvilket både kan være til fordel og ulempe, og man skal derfor være opmærksom.

2.9.2 Økonomisk overblik

Som beskrevet under de forskellige teknologier varierer produktionsomkostningerne en del, alt efter hvor mange MWh der produceres pr. MW. **Figur 24** og **Tabel 13** viser dette forhold for samtlige af de berørte teknologier.

Kurverne viser økonomien under ideelle forhold. Det vil sige, at der ikke er taget højde for, på hvilke tidspunkter MWh-timerne er produceret, men der er regnet med brændselsomkostninger og virkningsgrad. Det har en stor betydning, når

vi kigger på elkedler og varmepumper, da deres brændselsomkostninger kan være ret høje i vinterperioderne grundet en højere efterspørgsel og mindre solproduktion. For luft til vand-varmepumpen er dens virkningsgrad meget afhængig af udetemperaturen. Derfor kan **Figur 32** og **Figur 30** ikke stå alene, uden at der kigges yderligere på det samlede system for de enkelte værker. Ikke desto mindre gennemgås kurverne for en generel betragtning mellem teknologierne.



Figur 24: Totalomkostning angivet i kr. pr. MWh inkl. investering i forhold til antal driftstimer.

Ny investering kr./MWh	MWh	2.000	1.000	500	200	50
Biooliekedel		681	703	748	883	1.559
Oliekedel		725	748	793	928	1.604
Elkedel		436	458	501	630	1.275
Elkedel (grøn strøm)		480	502	545	674	1.319
Naturgaskedel		439	461	506	640	1.308
Biogaskedel		561	583	628	761	1.430
Flisvarmeanlæg		485	780	1.369	3.137	11.979
Træpilleanlæg		543	843	1.443	3.243	12.242
Varmepumpe luft		393	616	1.062	2.398	9.082
Varmepumpe luft (grøn strøm)		399	622	1.067	2.404	9.087

Tabel 13: Totalomkostning angivet i kr. pr. MWh, inkl. investering, i forhold til driftstimer.

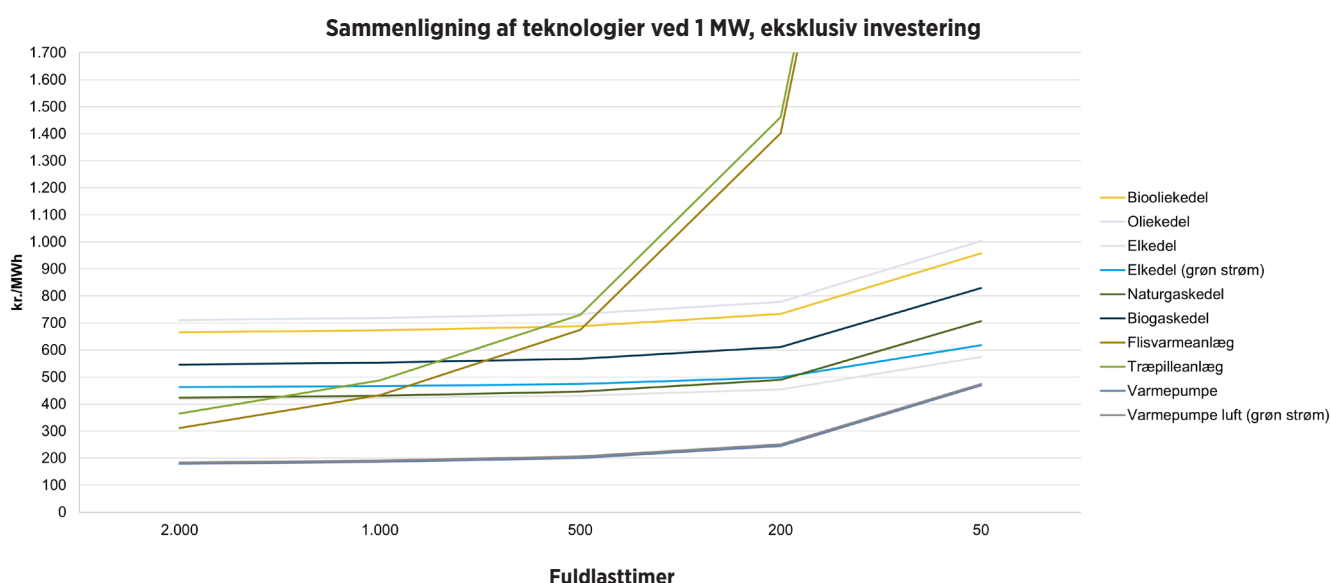
I **Figur 24** og **Tabel 13** er der lagt investeringsomkostninger ind for alle anlæggene. Kigger man på et system uden eksisterende kapacitet, ses det at der ved 2.000 MWh eller mere begynder at være økonomisk rentabilitet i at investere i varmepumper grundet de lave driftsomkostninger, som opvejer de høje investeringsomkostninger. Under 2.000 MWh er naturgas og elkedler det billigste, og regnes der fossilfri, er Elkedlen med grøn strøm billigere end biogas og bioolie stadig dyrere end naturgas. I forhold til investeringen i naturgas kontra elkedel er det vigtigt at overveje følgende fire opmærksomhedspunkter:

- Er der en indfyret effekt over 20 MW, skal der købes CO₂-kvoter for naturgas og oliekedler, hvilket øger driftsomkostningerne nok til, at elkedler er billigst.
- Hvor produktion er placeret i forhold til forbruget, og om der kan akkumuleres. Det kan have positiv betydning for elkedlen, hvis der er mulighed for produktion til lager, når elprisen er lav. Det kan også medføre, at behovet for investering kan reduceres, da akkumulering reducerer behovet for investering i ny produktionskapacitet (se [Kapitel 3](#) og [4](#)).
- Med behovet for fossilfri produktion, som det fremgår af [Kapitel 5](#), kan oprindelsesgarantier ikke indregnes i varmeprisen. Men ser man et behov for, at der skal leveres fossilfri fjernvarme, er strøm på oprindelsesgarantier billigere end bioolie og biogas på oprindelsesgarantier, som det er i dag. Dette kan ikke indregnes i varmeprisen, ej heller i samfundsøkonomien, men er omkostningen den samme for naturgas og elkedler, kan det være en betydende faktor for fremtidssikring.

- Forsyningssikkerhed er et af de elementer, beslutningstageren skal have for øje, og det kan ikke gøres op økonomisk alene. Et andet element er spredning på produktionskilder. Hvis al produktion er baseret på samme brændselskilde, ligger der en risiko, som værkerne skal forholde sig til. Drejbogen går mere i dybden med dette i [Kapitel 3](#).

I **Figur 25** og **Tabel 14** kan man se økonomien, hvor investeringsomkostningerne er fjernet, og her ses det, at varmepumper er det billigste anlæg, hvorefter biomasse er billigst frem til ca. 1.000 fuldlasttimer.

Derefter er elkedler og naturgas billigst efterfulgt af olie og biogas. Dermed er oliekedlen med ca. 700 til 1.000 kr./MWh stadig dyrere end en investering i elkedler eller naturgaskedler. Det vil derfor kunne betale sig at investere i spidslast baseret på elkedler eller naturgas eller udvide akkumuleringsmulighederne afhængigt af akkumuleringsstørrelsen, hvis der kan nyttiggøres andre brændsler end olie.



Figur 25: Totalomkostning angivet i kr. pr. MWh ekskl. investering, i forhold til fuldlasttimer.

Uden investering	MWh	2.000	1.000	500	200	50
kr./MWh						
	Biooliekedel	666	673	688	733	958
	Oliekedel	710	718	733	778	1.003
	Elkedel	419	423	431	455	574
	Elkedel (grøn strøm)	463	467	475	499	618
	Naturgaskedel	424	431	446	489	707
	Biogaskedel	546	553	568	611	829
	Flisvarmeanlæg	311	433	675	1.402	5.039
	Træpilleanlæg	365	487	731	1.462	5.117
	Varmepumpe	178	186	201	245	469
	Varmepumpe luft (grøn strøm)	184	191	206	251	474

Tabel 14: Totalomkostning angivet i kr. pr. MWh ekskl. investering i forhold til fuldlasttimer.

Hvordan information kan bruges i forhold til dimensionering, fremgår af de næste to kapitler.

3. Dimensionering af spids- og reservelast

Kapitlet beskriver selve dimensioneringen af spidslast og reservelast, hvorunder der vil redegøres for flere dimensioneringsmetoder, idet den enkelte metode afhænger af formålet med spids- og reservelastanlægget. Udgangspunktet vil ligeledes danne varmegrundlag for det følgende **Kapitel 4**.

Forskellige aspekter af fremtidens fjernvarme og disses betydning for dimensioneringen behandles. Dette dækker indledningsvist energibehovet i forhold til lastfordelingen, herunder hvordan behovet ændres på basis af udetemperatur, førende til fremtidens vægtning af temperatúrafhængige varmepumper. Der lægges desuden fokus på ændringer i lastfordeling gennem udbygget varmelagring med det formål at levere fleksibilitet til elnettet, men ligeledes optimere leveringsdygtigheden til spids- og reservelast.

I den forlængelse kigges der på udefrakommende elementer som koter, placering, fremløbstemperatur osv.

Derefter opdateres det økonomiske overblik fra **Kapitel 2** baseret på ovenstående to afsnit. Hvor det i tidligere afsnit var generelt i forhold til antallet af driftstimer, vil fordelingen nu være baseret på lastperioderne.

Efter det økonomiske grundlag, der danner basis for spidslastdimensioneringen, fokuseres der på parametre af betydning for vurderingen af varmeforsyningssikkerhedsbehovet. Denne afhænger blandt andet af forsyningssikkerhed og risikovillighed, værende et område, hvor der er stor forskel mellem værkerne og dertilhørende holdninger. Afsnittet vægter derfor en generel beskrivelse af forsyningssikkerhed og emner, der kan udfordre denne.

Til sidst i kapitlet opsummeres de væsentligste punkter.

3.1 Overordnede dimensioneringsforhold

Som tommelfingerregel kan nedenstående bruges som guideline for et overordnet dimensioneringsgrundlag.

Spidslast bør dimensioneres efter det økonomiske optimum under de gældende tekniske krav.

Reservelast bør dimensioneres ud fra en betragtning om forsyningssikkerhed. Reservelast og spidslast kan i nogle tilfælde bestå af det samme anlæg, dog er det oftest en fordel at have reservelast som et separat anlæg og i nogle tilfælde separat brændsel.

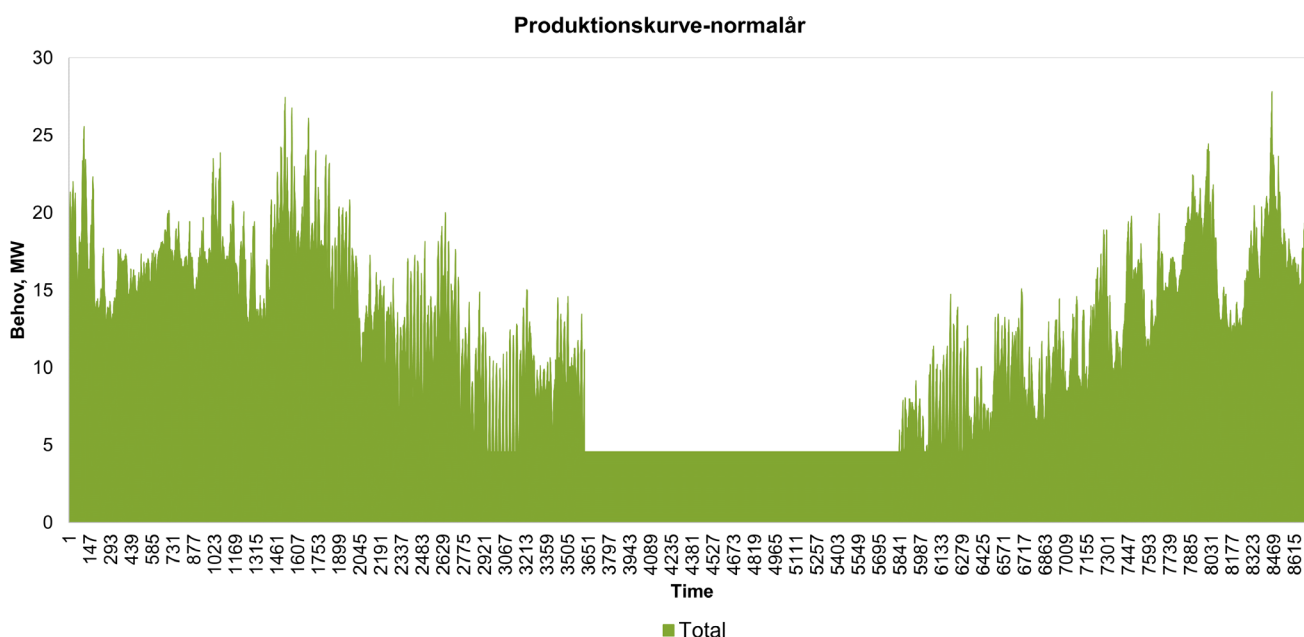
Nødlast eller nødforsyning bør kun indtænkes ved kritisk infrastruktur og til forbrugere, der ikke kan tåle at miste varmeforsyningen, hvor der er indgået en aftale med selskabet herom. Det kunne eksempelvis være hospitaler eller større industrivirksomheder.

Til dimensionering af især spidslast er der flere parametre, der skal tages højde for. Blandt andet har placering af anlægget, hydrauliske forhold, sammensætning af akkumulering samt grund- og mellemlast betydning for kravene til spidslast. Disse emner vil blive beskrevet nærmere i dette afsnit, så værkerne har mulighed for at danne sig et overblik over, hvilke forhold der bør overvejes, og som er en del af beslutningsfasen ved dimensionering. Fremgangsmetoden i dette kapitel er først at kortlægge energifordelingen og derefter at forholde sig til de tekniske forhold såsom temperatur- og trykbe-grænsning. Efter dimensionering af spidslast beskrives forsyningssikkerhed i forhold til reservelast.

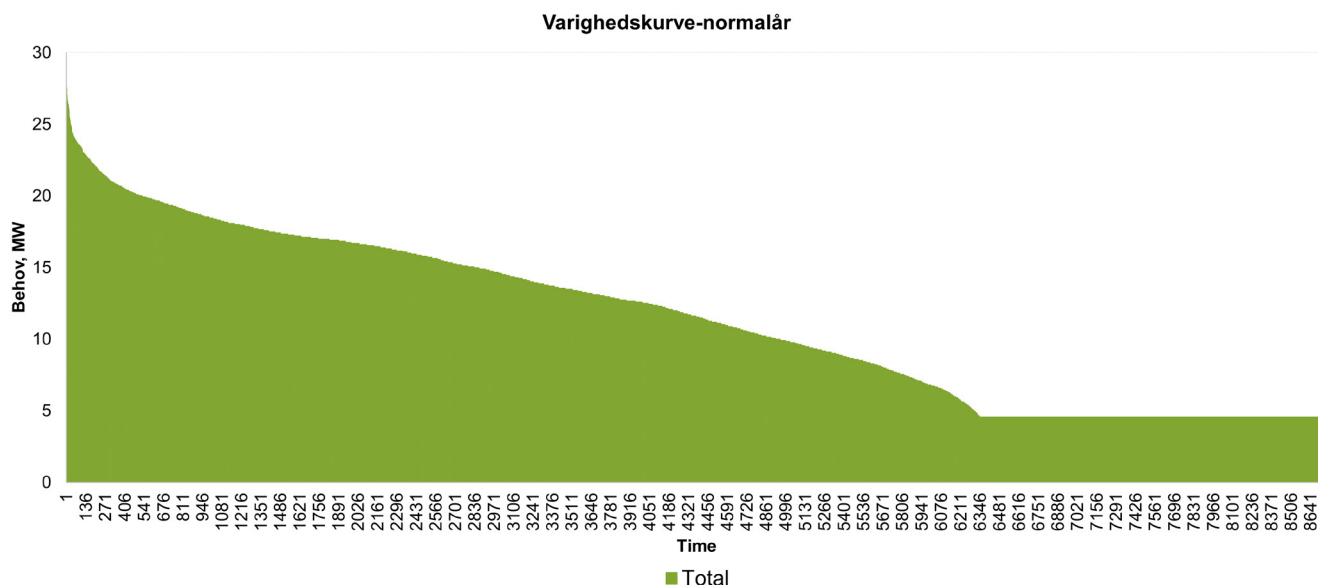
3.2 Opdeling af energi i lastgrupper

Nedenfor og i resten af **Kapitel 3** gennemgås forskellige dimensioneringsparametre og forhold, alle med udgangspunkt i et simuleret fiktivt værk på ca. 27,8 MW effektbehov og 100.000 MWh varmeproduktion. Samme forudsætninger vil gøre sig gældende i **Kapitel 4**.

Det anbefales, at dimensioneringsarbejdet tager udgangspunkt i værkets produktions- og varighedskurve, som vist i **Figur 26** og **Figur 27**.



Figur 26: Produktionskurve og varighedskurve over samme periode.



Figur 27: Produktionskurve og varighedskurve over samme periode.

Grunden til, at det anbefales at man ikke udelukkende arbejder med varighedskurver, er at en produktionskurve viser realtiden, og dermed giver et bedre overblik over den faktiske kapacitet til rådighed i den enkelte time. Det er dermed tydeligere at se, i hvilke perioder der er overkapacitet i systemet, og hvornår systemet er udsat i forhold til manglende kapacitet. Det kunne eksempelvis være overskudsvarme og solvarme, som er meget sæsonafhængige, men det kan også være en visualisering af revisionsperioder, som viser, hvornår anlæg er taget ud af drift, hvilket betyder, at der i den enkelte periode er et større behov for spids- og reservelast. Derudover giver det også bedre mulighed for at beregne muligheden for akkumulering.

Med reference til [Afsnit 1.1 Definition af spidslast](#) kan lastgrupperne i dette eksempel deles op med nedenstående MW.

Grundlast (sommer) 4,6 MW

Mellemlast (forår/efterår minus grundlast) 8,9 MW

Spidslast (resten) 15 MW

Spidslasten kan yderligere opdeles i to dele, hvor den ene del repræsenterer de 200 timer med højest effekt, og den anden del omfatter resten af spidslastperioden. Det resulterer i følgende fordeling:

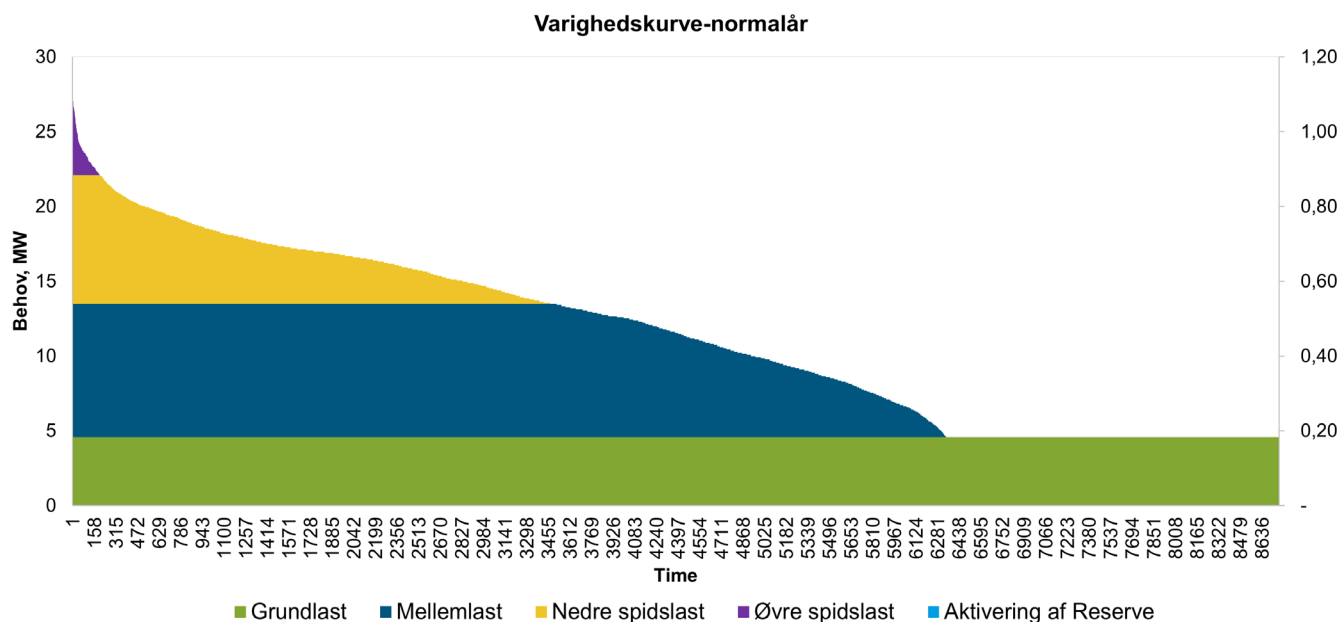
Øvre spidslast (200 timer) 8,6 MW

Nedre spidslast 5,7 MW

Først opstilles et simpelt system, hvor reservelasten er lig største enhed, der kan falde ud. Dimensionering af reservelast er yderligere beskrevet i [Afsnit 3.6 Dimensionering af Reservelast](#), men på nuværende tidspunkt regnes der med et simpelt system, hvor grund- og mellemlast dækkes af samme enhed, og spidslast dækkes af samme enhed. Dermed skal Reservelast være 15 MW.

Reservelast (N-1) 15 MW

Ud fra ovenstående information illustreres fordelingen på en varighedskurve som vist i nedenstående **Figur 28**, hvor lagopdelingen hen over året ses. Det er tydeligt, at nyttiggraden for den enkelte MWh falder drastisk, jo højere op i spidslasten man kommer.



Figur 28: Varighedskurve for et normalt år opdelt i grund-, mellem- og spidslast.

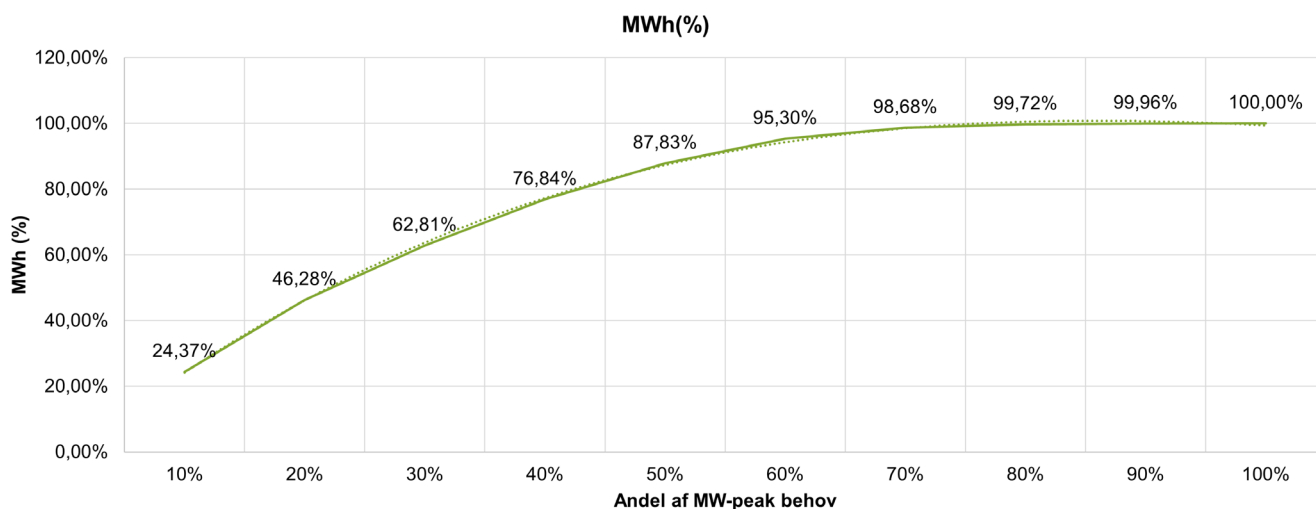
Ud fra grafen ses det, at den samlede spidslast dækker ca. 51% af effektbehovet, men udgør væsentligt færre MWh. Det kan blandt andet ses i **Tabel 15**, at spidslasten dækker ca. 13,3% af den samlede varmeproduktion, hvor den øvre del af spidslasten udgør ca. 21% af effektbehovet og udgør under 0,31% af varmeproduktionen.

Grundlast	Mellemlast	Nedre spidslast	Øvre spidslast	Reservelast	Nødlast	Total	
40.000	46.390	13.297	314	-	-	100.000	MWh
40%	46,39%	13,30%	0,31%	0%	0%	100%	% MWh
4,57	8,91	8,62	5,72	8,91	Afhængigt af behov	27,82	MW-peak
16%	32%	31%	21%	0%	N/A	100%	% MW-peak
8.760	5.204	1.543	55	0	0	3.595	Fuldlasttimer
8.760	6.341	3.467	196	0	0	8.760	Aktiveringstimer
Dimensioneret efter fordeling på tre enheder						158%	Installeret kapacitet %
14			15,00	15		44	Installeret kapacitet MW

Tabel 15: Oversigt over lastfordelingen i et normalår.

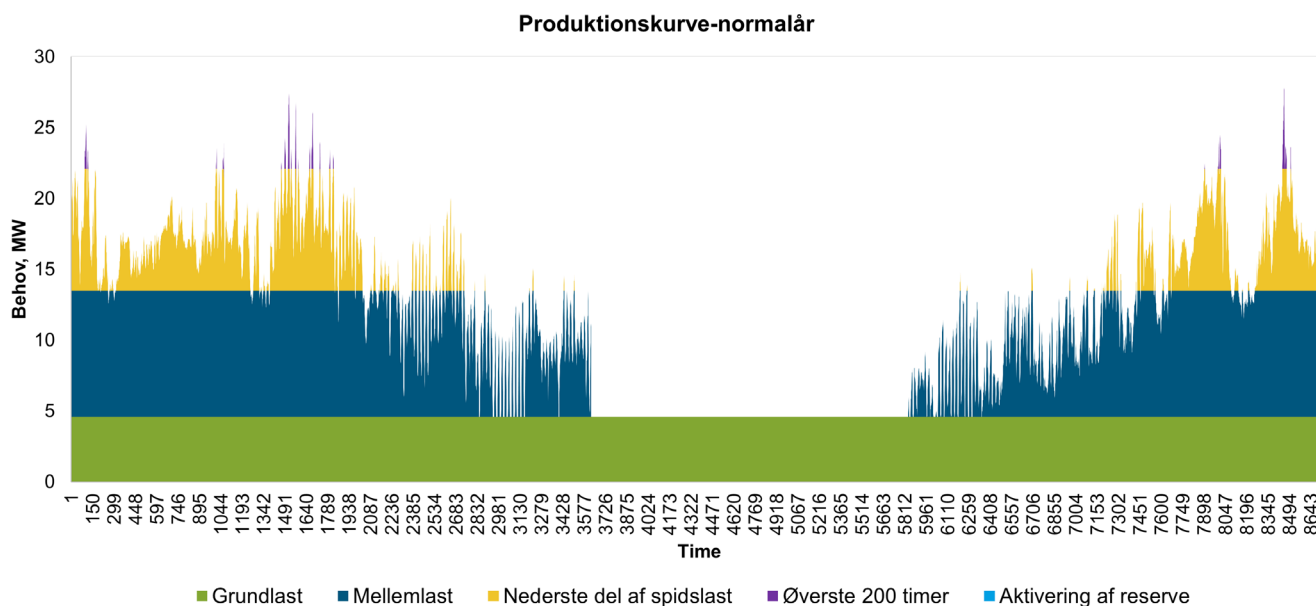
Der er altså et stort potentiale i at reducere spidslasten, især hvis man kigger ind i en ny investering. Det er også her, hvor akkumulering som beskrevet i [Kapitel 2](#) kommer til sin ret, da denne kan være med til at reducere spidserne.

Forskellen kan gøres endnu tydeligere, hvis den procentvise dækningsgrad af energien sammenholdes med den installerede effekt i procent. Som vist i **Figur 32** ses det, at 60% af det samlede effektbehov dækker ca. 95% af varmeproduktionen, og alt over ca. 65% bidrager med under 1% af varmeproduktionen.



Figur 29: Forholdet mellem installeret effekt og dækning af varmeproduktionen (normalt år).

Bruger vi informationen fra **Tabel 15** og nedenstående produktionskurve, **Figur 29**, kan vi se, at der er potentiale for at hæve produktionen for mellemlasten og den nedre spidslast i timerne op til den øvre spidslast for at reducere peakbehovet som beskrevet i [Afsnit 2.7 Akkumuleringstank](#) og [2.8.2 Distribution](#).

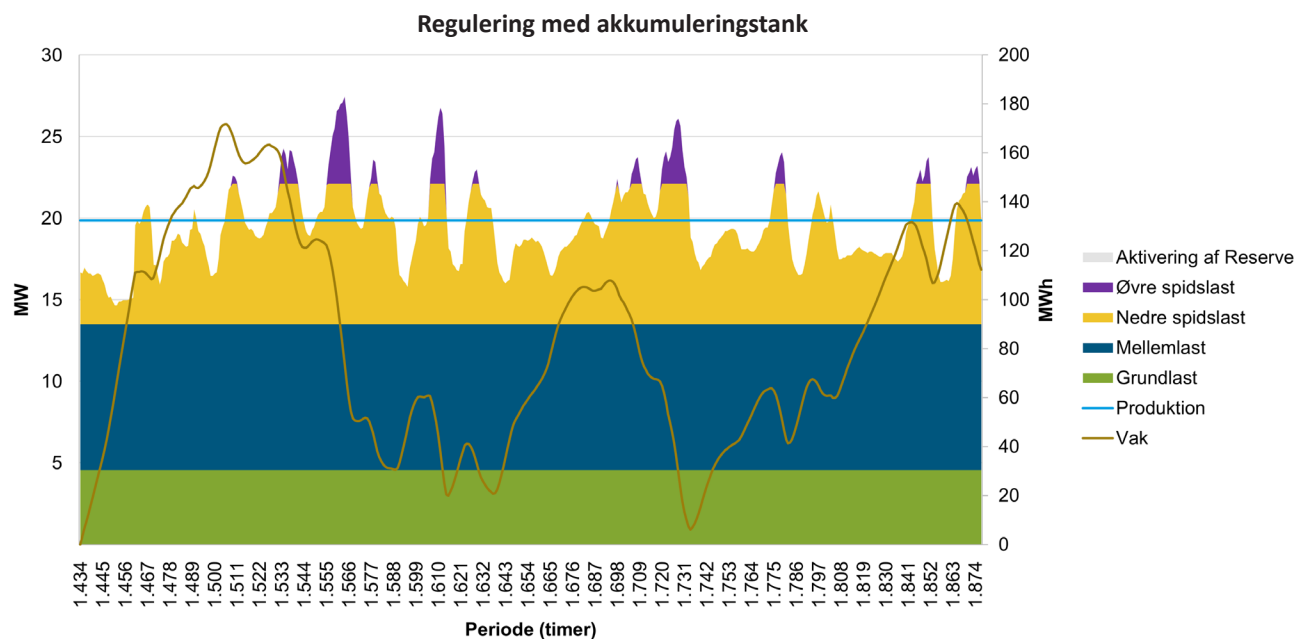


Figur 30: Produktionskurve for et normalt år med lastinddeling.

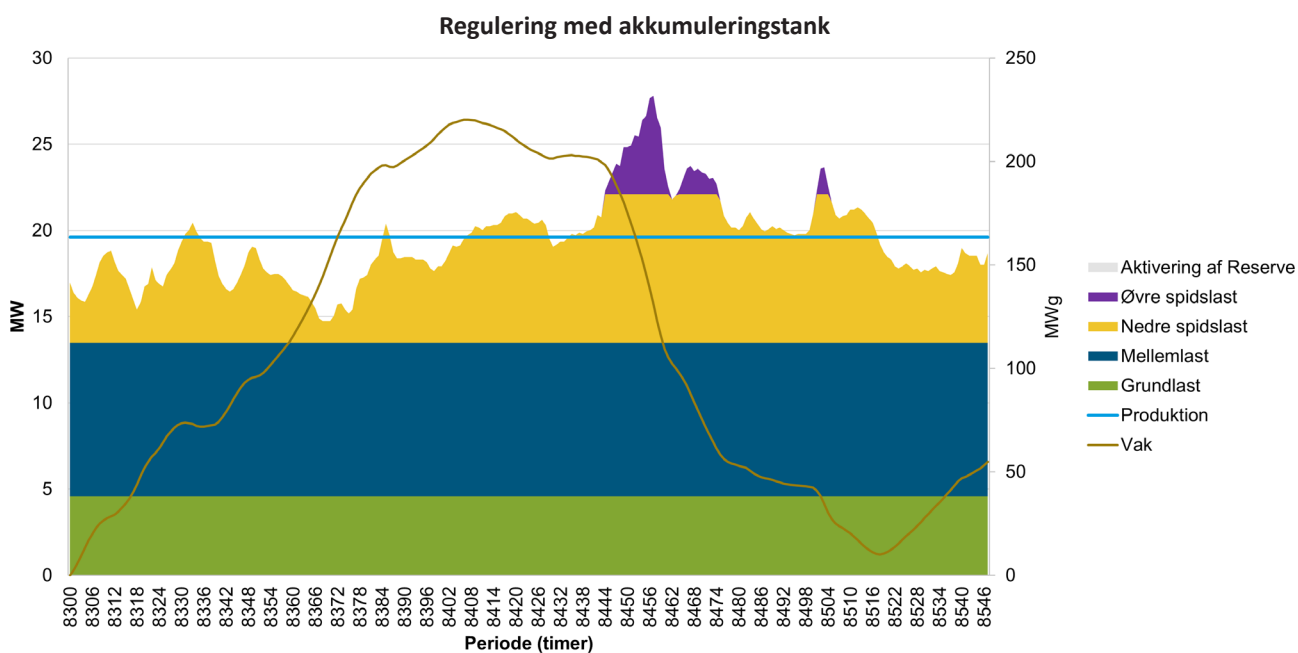
For at undersøge mulighederne for akkumulering ses i **Figur 31** og **Figur 32** to ugeprofiler med den højeste værdi og mængde af MWh i den øvre spidslast. Det ses, at ved en konstant produktion på ca. 20 MW og en akkumuleringstank med en kapacitet på ca. 220 MWh kan man rumme samtlige spidsler.

Der er kun regnet på korte perioder, så med udgangspunkt i disse figurer bør man ikke vurdere, at den samlede effekt i systemet kan sættes ned til 20 MW, da man ville være nødt til at regne på det samlede system.

Det ses, at der er et potentiale for at reducere den øvre spidslast, og som det kan ses i **Figur 29**, er der stadig mange timer, hvor spidslasten er over 20 MW, hvilket vil medføre behov for en større akkumuleringstank og længere perioder, hvor energien skal lades, hvilket vil kræve en form for PTES-lagring, som ikke er omfattet i denne drejebog.



Figur 31: Ved konstant varmeproduktion på ca. 19,85 MW (Indikeret af den blå linje) kan spidserne jævnes ud med akkumulering.



Figur 32: Perioden med den højeste peak kan reguleres, hvis der i perioden produceres med 19,6 MW.

Ud fra ovenstående ses, at det er muligt at nedskalere produktionskapaciteten, hvis der indregnes akkumulering. Dog er det ikke uden risiko, og man skal som værk vurdere, om man tør indregne, at akkumulering er til stede og ladet ved brug af reservelast.

I eksemplet er der kun regnet med den del, der går til den øvre spidslast, som en forsigtighed. Potentielt kan den være større, såvel mindre, alt efter varmebehovsprofilen, hvilket fremgår af **Tabel 15**, hvor dimensionering kan nedsættes til en samlet installeret kapacitet på 38 MW i stedet for 44 MW. I **Bilag 9.7.2** kan der ses et eksempel, hvor der er regnet med akkumulering over hele året, baseret på en simpel model, hvor det gennemsnitlige MW-behov er styrende for produktionen.

Grundlast	Mellemlast	Nedre spidslast	Øvre spidslast	Reservelast	Nødlast	Total	
40.000	46.390	13.297	314	-	-	100.000	MWh
40%	46,39%	13,30%	0,31%	0%	0%	100%	% MWh
4,57	8,91	8,62	5,72	-	Afhængig af behov	27,82	MW-peak
16%	32%	31%	21%	0%	N/A	100%	% MW-peak
8.760	5.204	1.543	55	0	0	3.595	Fuldlasttimer
8.760	6.341	3.467	196	0	0	8.760	Aktiveringstimer
Dimensioneret efter fordeling på tre enheder						158%	Installeret kapacitet %
14			15,00	15		44	Installeret kapacitet MW
Dimensioneret efter peakshaving og fuld reserve						135%	Installeret kapacitet %
14		9		15		38	Installeret kapacitet MW

Tabel 16: Lastfordeling med to typer af dimensionering af spids- og reservelast, hhv. en med ren produktion og en med indregnet akkumulering.

Så hvis muligheden for akkumulering er til stede, vil spidslastkapacitet potentielt kunne reduceres, og hvis man for eksempel reducerer det til den nedre spidslast, vil der kunne spares en investering på 6 MW.

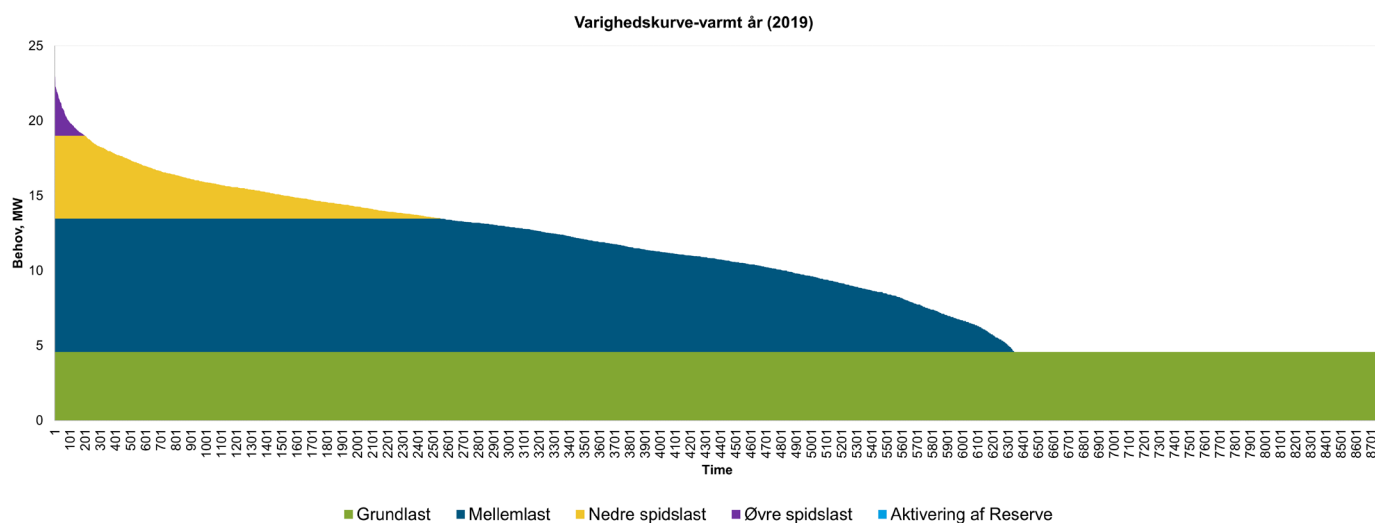
I Tabel 16 kan dimensioneringen ses med og uden peakshaving.

Bemærk, at der ikke er beregnet økonomisk, teknisk optimum endnu, [se Afsnit 3.3 Økonomi](#).

3.2.1 Dimensionering efter koldt, varmt eller normalår

De fleste værker dimensionerer efter et normalår, som dækker over 3.112 graddage, men havde man dimensioneret efter et varmt eller koldt år, hvordan vil dimensioneringen så se ud? I dette afsnit tages der udgangspunkt i 2019, der var et varmt år med 2.544 graddage, og 2010, der var et koldt år med 3.490 graddage.

Figur 33 og Tabel 17 viser hhv. varighedskurve og oversigt over lastfordeling for et varmt år. Her ses det, at den samlede spidslast er reduceret med 26%, og anlægget leverer nu det halve antal MWh af den samlede produktion, end det gjorde før. Anlægget vil dermed kunne dimensioneres mindre med samme kriterier som for normalåret. Det vil resultere i en samlet kapacitet på henholdsvis 38 og 34 MW.

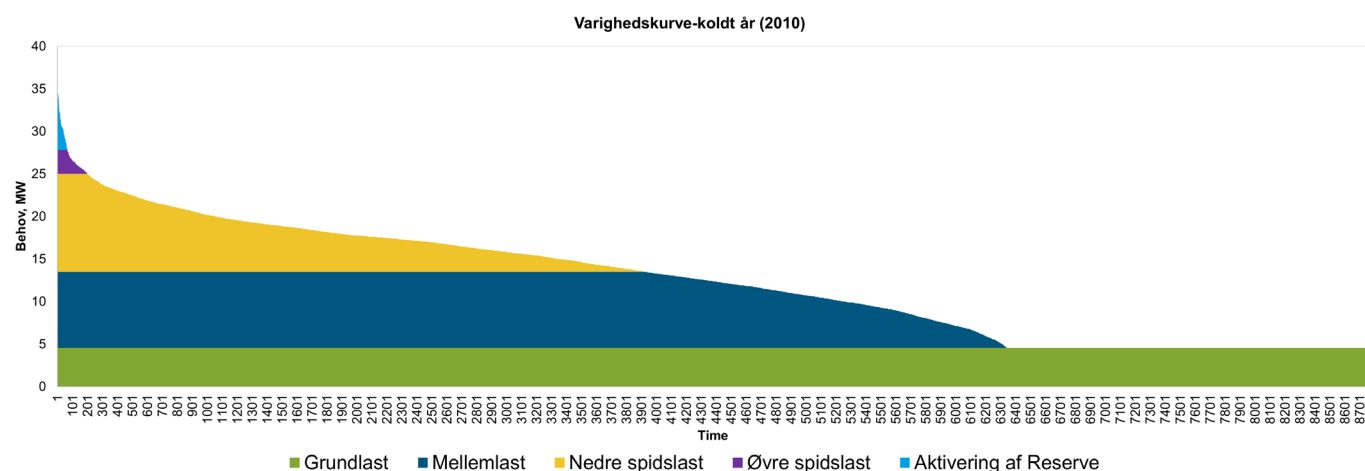


Figur 33: Varighedskurve varmt år.

Grundlast	Mellemlast	Nedre spidslast	Øvre spidslast	Reservelast	Nødlast	Total	
40.000	44.294	5.905	314	-	-	90.341	MWh
40%	49,03%	6,43%	0,31%	0%	0%	100%	% MWh
4,57	8,91	5,52	4,20	-	Afhængigt af behov	23,20	MW-peak
16%	38%	24%	18%	0%	N/A	100%	% MW-peak
8.760	4.969	1.051	57	0	0	3.894	Fuldstimer
8.760	7.805	2.549	198	0	0	8.760	Aktiveringstimer
Dimensioneret efter fordeling på tre enheder						164%	Installeret kapacitet %
14		10		14		38	Installeret kapacitet MW
Dimensioneret efter peakshaving og fuld reserve						144%	Installeret kapacitet %
14		6		14		34	Installeret kapacitet MW

Tabel 17: Oversigt over lastfordelingen i et varmt år (2019).

Med udgangspunkt i et koldt år som 2010 foretages der samme beregninger, og resultatet ses i **Figur 34**. **Tabel 18** viser, at reservelasten bliver aktiveret. Det samlede effektbehov er lige over 36,15 MW, og havde systemet været dimensioneret efter det varme år, ville reservelasten blive aktiveret, og i tilfælde af at tanken ikke var ladet tilstrækkeligt, ville der være et underskud på 2,15 MW i installeret kapacitet. Mellem 7-25% af varmebehovet skulle dermed dækkes af reservelasten. Det kan også ses ved at lade reservelast aktivt deltage i kolde år, så dimensionering fra normalåret kan opfylde behovet, hvor mellem 2-11% af varmeproduktionen skal komme fra reservelasten.



Figur 34: Varighedskurve koldt år.

Grundlast	Mellemlast	Nedre spidslast	Øvre spidslast	Reservelast	Nødlast	Total	
39.999	48.247	19.125	334	194	-	107.899	MWh
37%	45%	6,43%	0,37%	0,12%	0%	100%	% MWh
5	9	12	3	8	Afhængig af behov	36	MW-peak
13%	25%	32%	8%	23%	N/A	100%	% MW-peak
8.760	5.413	1.657	119	23	0	2.985	Fuldstimer
8.760	7.085	3.930	199	66	0	8.760	Aktiveringstimer
Dimensioneret efter fordeling på tre enheder						122%	Installeret kapacitet %
14		15		15		44	Installeret kapacitet MW
Dimensioneret efter peakshaving og fuld reserve						112%	Installeret kapacitet %
14		12		15		41	Installeret kapacitet MW

Tabel 18: Oversigt over lastfordelingen i et koldt år (2010).

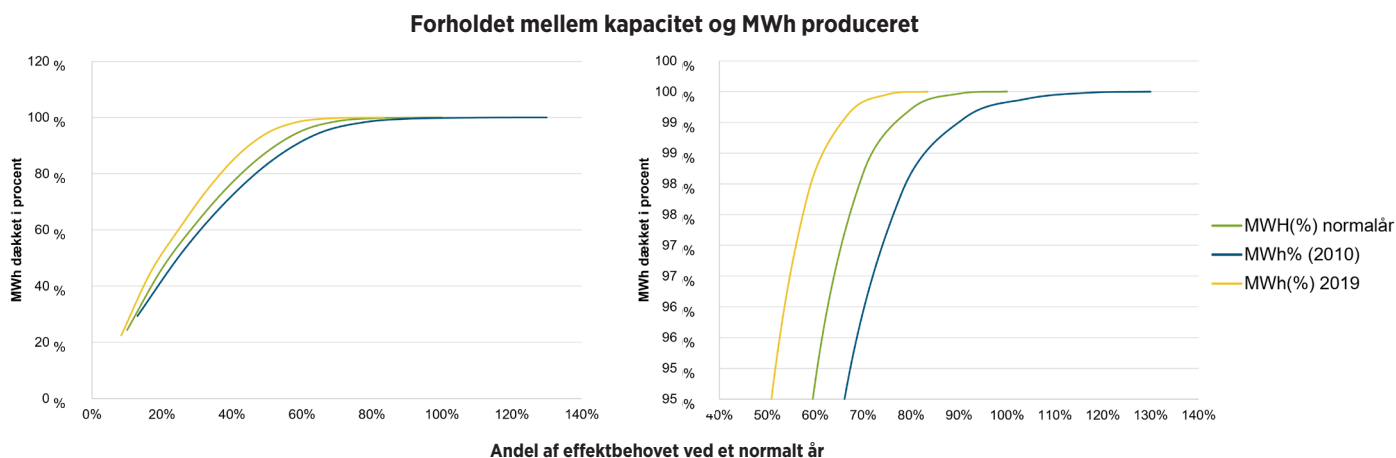
Med udgangspunkt i de to år er det relevant at vurdere, om reservelast dimensioneres efter et normalår eller et koldt år, og det er endvidere vigtigt at vurdere, om reservelast må være aktiv i kolde år. Dermed vil man nemmere kunne dimensionere spidslast efter et varmt år eller et normalt år. Denne beslutning ligger hos selskaberne i forhold til deres risikovillighed.

I forhold til spidslast om vinteren skal man have for øje, at et anlæg miljømæssigt kan skifte karakter, hvis de har for mange driftstimer. Samtidig er risikoen for at mangle varme baseret på graddagene lav. Det har historisk set været varmere de sidste 10 år end det, der defineres som normalåret, vist i **Tabel 19**, hvor graddage fra DMI er opgjort. Så i betragtning af, at spidslast dimensioneres efter økonomien og reservelast efter forsyningssikkerhedsbehovet, vil det være relevant at overveje at dimensionere efter et middelår, f.eks. baseret på de sidste 10 år. Ud fra et forsigtighedsprincip vil normalåret i de fleste tilfælde være tilstrækkeligt i forhold til spidslast.

År	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Landbohøjskole	2.734	2.926	2.889	2.466	2.643	2.712	2.706	2.653	2.544	2.430	2.820

Tabel 19: Graddage fra DMI de sidste 10 år med reference til målingen ved Landbohøjskolen, som er referencepunkt for normalåret.

I nedenstående **Figur 35** vises dækningsgraden i forhold til effektkapaciteten i referenceåret. Af figuren ses det, at ved 100% (27,8 MW) af effektbehovet dækkes over 99,75% af varmeproduktionen i det kolde år (2010), men for at nå de 100% af varmeproduktionen er der behov for 130% (36,15 MW). Det varme år har dækket sin varmeproduktion allerede ved ca. 83% (23,2 MW), og ud fra det kan det konkluderes, at der er et relativt stort spænd mellem effektbehovet. Men selve mængden af produceret varme flader hurtigt ud, og gevinsten ved at udskifte et anlæg med et andet er minimal.



Figur 35: Oversigt over dækningsgraden mellem de tre referenceår.

3.2.2 Teknologi begrænsninger

Efter opdelingen af varmesystemet er det relevant at forholde sig til de teknologier, som er tilgængelige, og de teknologier, der allerede eksisterer i systemet. Det har for eksempel en stor betydning, om der er luft til vand-varmepumper i systemet, både hvis de har en temperaturbegrænsning, som sætter krav til spidslastens placering, og i forhold til effektreduktion, der sker om vinteren, som beskrevet i [Kapitel 2](#). Eksempelvis vil en varmepumpe, der er dimensioneret efter 0 °C til 15 MW, potentielt kun kunne levere 9,6 MW, når temperaturen på udeluften er på sit laveste. Dermed vil en 15 MW varmepumpe ikke kunne dække grund- og mellemlast i en kold periode i ovenstående eksempel.

Andre teknologier såsom biomasse har lange revisionsperioder, som betyder, at de ikke vil være tilgængelige i perioder på en til tre uger alt efter størrelsen og driften af anlægget. Dette kan som regel håndteres med spidslastanlægget og evt. i kombination med akkumulering af overskydende varmeproduktion fra grund- og mellemlast i perioden op til den planlagte revision.

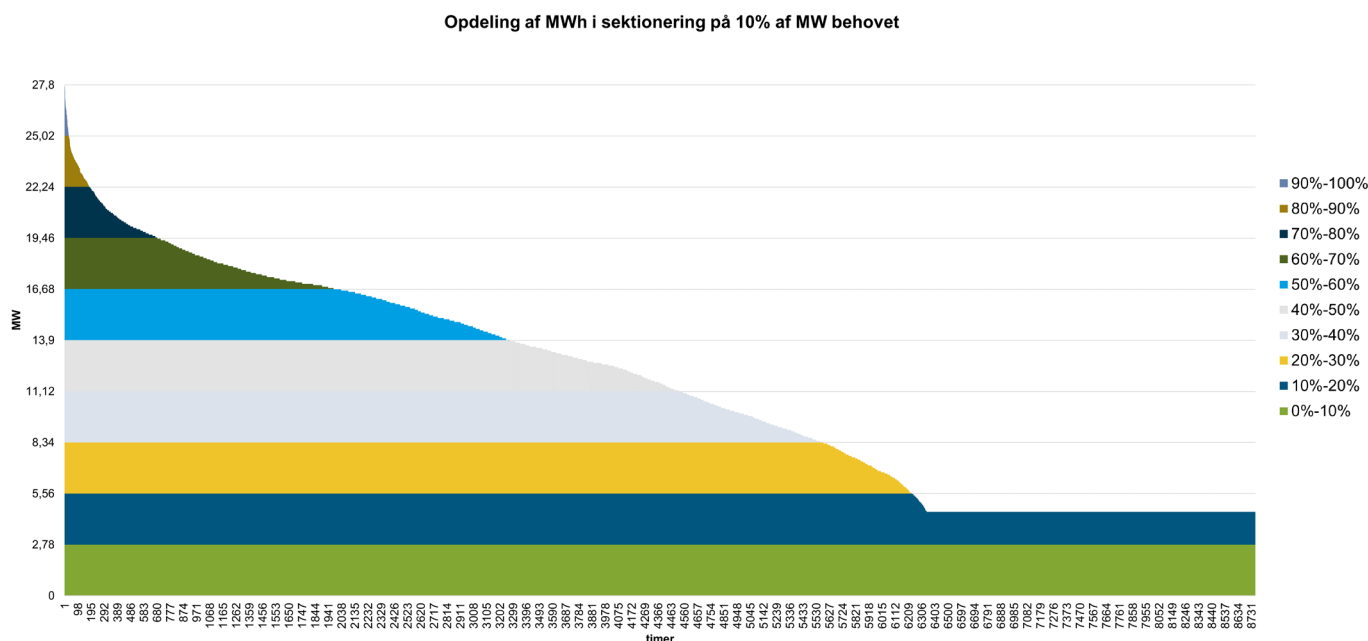
Dertil kommer brugen af akkumulering, eller manglende akkumulering, da muligheden for akkumulering kan være med til at udjævne fluktuerende produktionsmønstre og dermed forbedre driften af andre produktionsanlæg og reducere kravet til hurtigregulerende spidslast. Det er også interessant at kigge på elkedler, som har muligheder for at tilpasse produktionen til elmarkedet, hvorimod anlæg baseret på biomasse, biogas og bioolie er mere jævne i deres produktion og forventelig også mere jævne i deres pris, hvilket dermed reducerer muligheden for optimering. I [Kapitel 4](#) gennemgås forskellige scenarier med forskellige sammensætninger af anlæg, som kan give inspiration til valg af teknologier.

3.3 Økonomi

Med udgangspunkt i den økonomiske opsamling i [Kapitel 2](#) genbesøges **Figur 24** og **Figur 25** som viser totaløkonomien holdt op imod fuldlasttimer.

For at anskueliggøre effekten af brændselsprisvariation, påvirkning af udetemperatur osv. opgøres økonomien i sektioner af 10% af effektbehovet, og dermed splittes varighedskurven op som vist i **Figur 36** og **Tabel 20**.

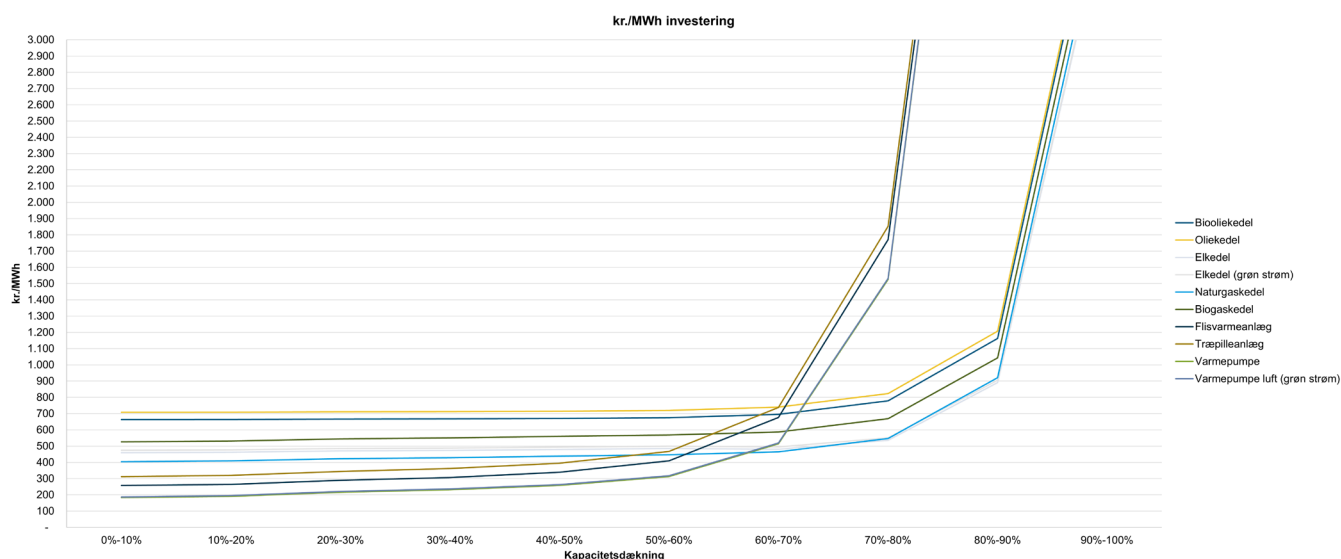
Resultatet af dette kan ses i **Figur 37** og **Tabel 21** for omkostninger inkl. investering og **Figur 38** og **Tabel 22** for omkostninger uden investeringer.



Figur 36: Varighedskurve med sektionering på 10% af MW-peakværdien.

MW(%)	MW akkumuleret	MW sektion	MWh akkumuleret	MWh sektion
10%	2,78	2,78	24.367	24.367
20%	5,56	2,78	46.276	21.909
30%	8,34	2,78	62.807	16.531
40%	11,13	2,78	76.836	14.029
50%	13,91	2,78	87.834	10.998
60%	16,69	2,78	95.304	7.470
70%	19,47	2,78	98.680	3.376
80%	22,25	2,78	99.716	1.037
90%	25,03	2,78	99.965	249
100%	27,82	2,78	100.000	35

Tabel 20: Opdeling af varighedskurven i sektion af 10% af den samlede effekt. Det er tydeligt at se de reducerede MWh pr. sektion, i takt med at vi nærmer os 100% dækning af effektbehovet.



Figur 37: Totalomkostninger pr. sektion af varighedskurven inkl. investeringer.

Ny investering kr./MWh	Dækker øverste procent	0%-10%	10%-20%	20%-30%	30%-40%	40%-50%	50%-60%	60%-70%	70%-80%	80%-90%	90%-100%
Biooliekedel		663	664	666	667	669	675	695	779	1.162	4.236
Oliekedel		708	709	710	712	714	720	740	824	1.207	4.281
Elkedel		459	462	470	473	479	485	480	535	891	3.832
Elkedel (grøn strøm)		474	477	485	488	493	500	495	550	905	3.847
Naturgaskedel		404	409	422	429	438	446	464	547	921	3.957
Biogaskedel		526	531	544	551	560	568	586	669	1.043	4.079
Flisvarmeanlæg		257	265	289	307	339	410	676	1.771	6.788	47.015
Træpilleanlæg		312	320	344	362	395	467	738	1.853	6.959	47.900
Varmepumpe		183	191	216	232	259	313	514	1.526	6.811	47.688
Varmepumpe luft (grøn strøm)		187	195	220	236	263	318	519	1.531	6.817	47.694

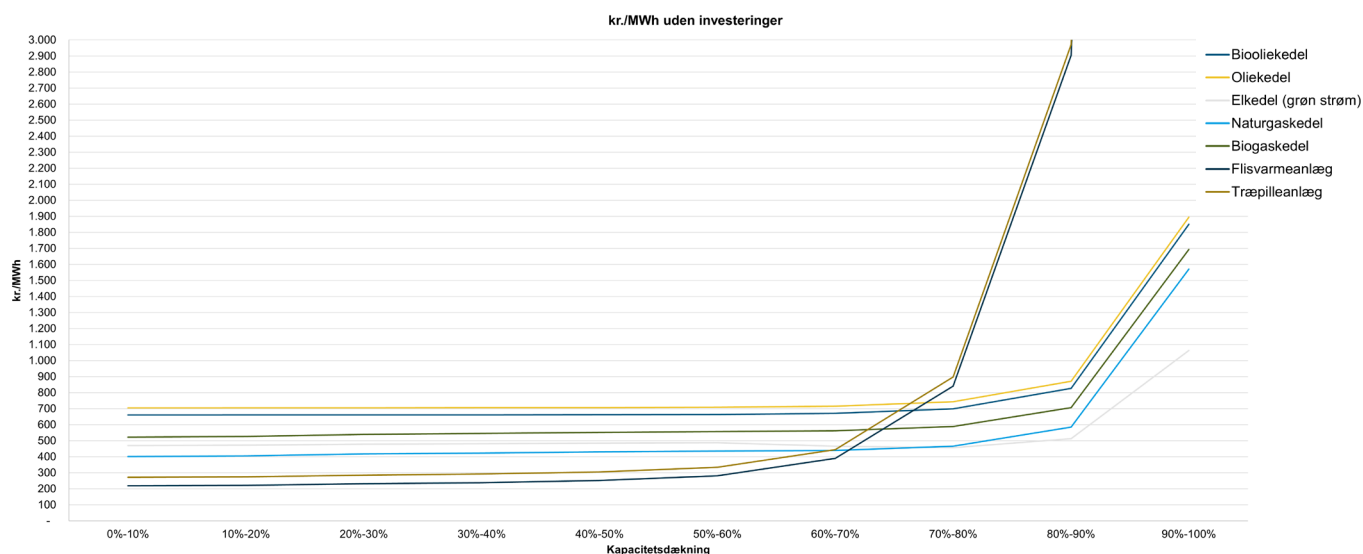
Tabel 21: Totalomkostninger pr. sektion af varighedskurven inkl. investeringer.

Som det ses i **Figur 37** og **Tabel 21**, er flis kedler og varmepumper de to billigste anlæg og konkurrencedygtige op til ca. 50-60% af kapaciteten, hvor varmepumpen, som er billigere end flis kedlen er konkurrencedygtig op til 70% af kapaciteten. Derfra er naturgas og el kedler mere økonomisk. Indregnes omkostningerne, der er forbundet med at bruge biogas eller bioolie, er det klart billigere at bruge el kedler med pristillæg for grøn strøm. El med og uden grøn strøm vil dog være billigst, hvis den samlede spidslast er placeret på samme matrikel, da der vil skulle indregnes kvoter for naturgassen.

Med udgangspunkt i, at der skal foretages en ny investering for at dække spidslasten, afhænger valget af, hvor meget grund- og mellemlast der er i systemet, samt hvor mange brændselskilder og enheder der ønskes spredning på, men rent økonomisk er varmepumper i kombination med el kedler det billigste.

Tager man informationen fra eksisterende anlæg (**Figur 38** og **Tabel 21**) og kombinerer det med investering i nye anlæg, er man som værk også nødt til at kigge på grundlastenhederne, da investering i eksempelvis en varmepumpe er billigere end at fortsætte driften af et flisværk. Dog skal det siges, at biomasseanlæg generelt har høje faste omkostninger, og om disse er lige så repræsentative, når man kommer højere op i lastfordelingen, kan diskuteres.

I **Kapitel 4** undersøges driftsøkonomien i forhold til konkrete anlægssammensætninger, men allerede nu ses det, at der findes flere relevante parametre, end hvor mange MWh anlægget producerer.



Figur 38: Totalomkostninger pr. sektion af varighedskurven ekskl. Investeringer.

Uden investering kr./MWh	Dækker øverste procent	0%-10%	10%-20%	20%-30%	30%-40%	40%-50%	50%-60%	60%-70%	70%-80%	80%-90%	90%-100%
Biooliekedel		660	660	661	661	662	664	670	698	826	1.850
Oliekedel		705	705	705	706	707	709	715	743	871	1.894
Elkedel		455	458	464	466	470	472	451	441	498	1.048
Elkedel (grøn strøm)		470	472	479	481	485	487	466	456	513	1.063
Naturgaskedel		401	405	417	423	430	435	440	466	585	1.571
Biogaskedel		523	527	539	545	552	557	561	588	706	1.693
Flisvarmeanlæg		218	221	231	238	251	280	390	840	2.904	19.449
Træpilleanlæg		271	274	284	292	305	334	444	897	2.971	19.600
Varmepumpe		140	143	153	157	163	169	175	213	421	2.020
Varmepumpe luft (grøn strøm)		145	147	157	161	167	174	180	218	427	2.026

Tabel 22: Totalomkostninger pr. sektion af varighedskurven ekskl. Investeringer.

3.4 Betydningen af tryk, placering og temperatur

I dette afsnit belyses den tekniske betydning af placering af spidslast, reservelast og nøddlast i fjernvarmesystemet, herunder temperaturer og tryk, samt hvordan koter, trykstationer og placering af anlæg i forhold til hinanden kan have betydning for de tekniske krav. Afsnittet vil indeholde en del forsimplede værktøjer, som er målrettet de små varmeværker, der som regel ikke har adgang til hydrauliske simuleringsværktøjer. For de værker, der ønsker at læse konkrete eksempler, fremgår disse i bilag som benævnt i de forskellige afsnit.

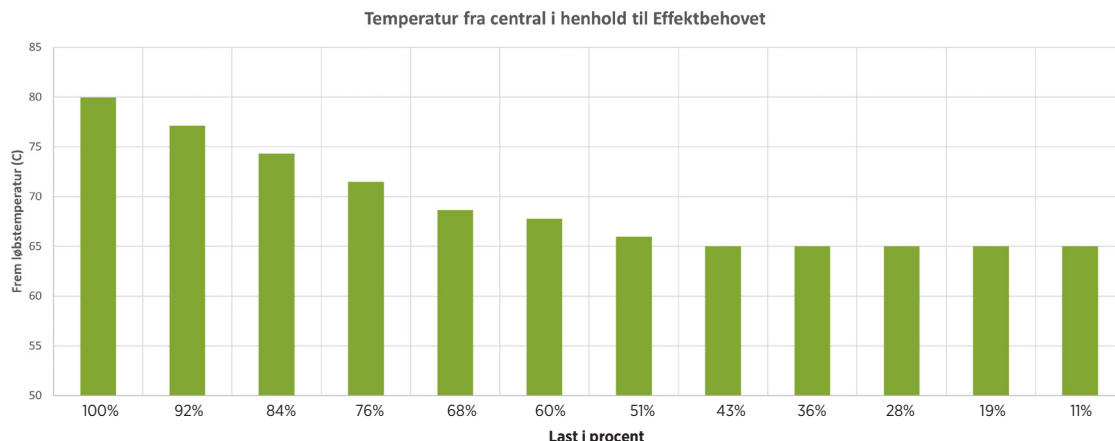
3.4.1 Beregning af optimal fremløbstemperatur og differenstryk fra varmecentral

De fleste værker har kendskab til det ledningsnet og det øgede tryktab, der genereres, når flowet i nettet stiger. Denne information opsamles enten gennem målinger i fjernvarmenettet eller gennem trykmålingerne fra centralen. Trykmålinger på centralen kan bruges til at skabe dimensioneringsgivende grundlag for fremløbstemperaturen fra anlæggene, hvilket kan have en direkte eller indirekte betydning for den samlede økonomi i produktionen. I **Bilag 9.1** gennemgås et eksempel på en forsimplet metode til at beregne temperatur og trykcurver for systemet, men det gælder kun for systemer med ét forsyningspunkt.

Viden om temperatur og trykbegrænsninger gør det muligt at dimensionere sin spidslast ud fra det faktiske temperaturbehov i perioden, men samtidig er det også muligt at optimere fremløbstemperaturen under drift. Dog vil metoden ikke kunne opveje en prognose eller en AI-baseret temperaturstyringsmodel som beskrevet i [2.8 Digitalisering i spidslast](#).

Baseret på eksemplet i **Bilag 9.1** ses det, at ved at få kortlagt temperaturkravene ud fra lasten og trykbegrænsningerne er det muligt at definere temperaturen i forhold til effektbehovet.

I **Figur 39** kan det ses, at minimumstemperaturen kan dække op til 50% af behovet, hvorefter temperaturkravet stiger gradvist. Det er derfor vigtigt, at værker er bekendt med dækningsgraden af deres spidslast og leverancen fra deres grundlastanlæg, da der dermed opstår mulighed for at optimere last- og temperaturfordelingen mellem de forskellige produktionsenheder.



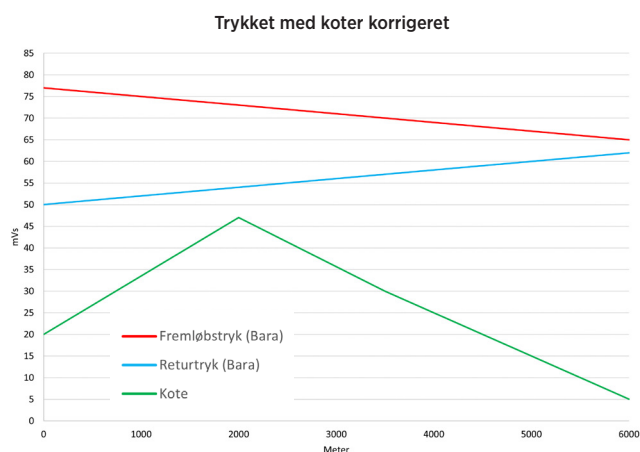
Figur 39: Minimumsfremløbstemperatur i relation til effektbehovet i procent.

3.4.1.1 Betydning af koteforskelle og trykforøgerstationer

Koteforskelle kan have stor betydning for fremløbstemperaturen og trykstyringen i et fjernvarmenet. Ligger en forbruger i en højere kote end varmecentralen, vil man kunne se et højere returtryk og et lavere fremløbstryk, end hvis forbrugeren lå i samme kote som centralen. Er det derimod omvendt, hvor forbrugeren ligger i en lavere kote end centralen, for eksempel hvis varmecentralen ligger i kote 20, og forbrugeren ligger i kote 5, er der en difference på 15 mVs i frem- og returtryk. Dette medfører, at fremløbstrykket hos forbrugeren lokalt vil være 15 mVs højere end ved varmecentralen, når der ses bort fra nettab. Det har ikke indflydelse på differenstrykket i de enkelte punkter, men kan have betydning for maksimaltrykket fra centralen samt det statiske tryk.

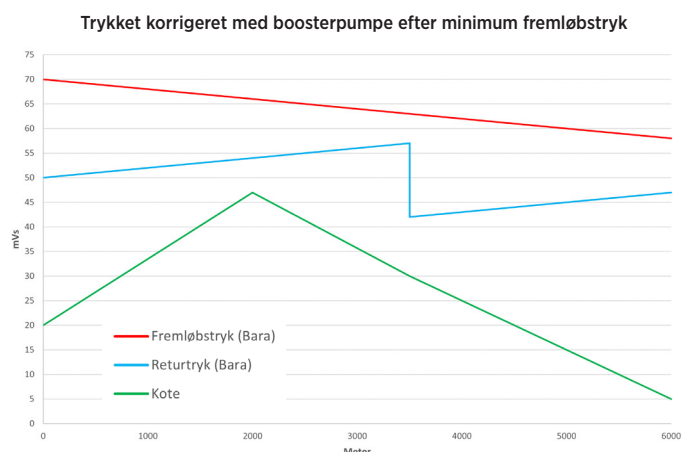
I **Bilag 9.2** gennemgås et eksempel på konsekvensen af dette. En mulighed for at imødegå trykproblemer på grund af koter kan for eksempel være installation af en trykforøger. **Figur 40** og **Figur 41** illustrerer, baseret på eksemplet i bilaget, hvordan trykket til et samlet system kan sænkes fra 60 mVs til 50 mVs. Eksemplet viser, hvordan trykket til et samlet system kan sænkes fra 60 mVs til 50 mVs ved hjælp af en lokal trykforøger i fjernvarmenettet.

Det giver naturligvis en øget investeringsomkostning, men strømforbruget kan reduceres, da det kun er en delmængde af flowet, der går gennem trykforøgeren. Mens trykændringen i centralen og ved trykforøgeren er én til én. Ved en stor nok trykreduktion på varmecentralen kan fremløbstemperaturen fra varmecentralen potentielt reduceres.



Figur 40

Figur 40: Tryktab med koter korigeret for maks. og min. grænseværdier.



Figur 41

Figur 41: Trykforløb med trykforøger dimensioneret efter mindste fremløbstryk fra varmecentralen.

3.4.2 Temperatursænkning i fjernvarmenettet

Nettab i fjernvarmesystemet opfattes oftest som en konstant, men det hænger sammen med frem- og returtemperaturen i fjernvarmenettet. Det betyder også, at tabet påvirkes positivt ved temperaturoptimering.

I **Bilag 9.4** gennemgås en generisk regnemetode for at finde gevinsten ved reduktion af fremløbstemperaturen, men i nedenstående er kun de væsentligste konklusioner beskrevet.

Da nettab beregnes ved at multiplicere forhold såsom tid, temperaturændring og produktionsomkostninger, har alle forhold en lineær afhængighed overfor hinanden. Det vil sige, at hvis man reducerer fremløbstemperaturen med 10% i 20% af tiden, har det den samme effekt som at reducere fremløbstemperaturen med 20% i 10% af tiden.

I nedenstående **Tabel 23** kan forholdet mellem tiden, hvor temperaturen reduceres, og produktionsprisen ved en temperaturreduktion på 1 grad ses. Det er tydeligt at se, at når man taler om få timer, som den ekstreme spidslast, eller de øverste 200 timer, så er gevinsten ved temperatursænkning begrænset, i forhold til hvis der kan foretages reduktioner i den lave spidslast eller mellemlast. Derfor bør værkerne ikke være bange for at hæve fremløbstemperaturen i en kort periode, hvis det medvirker til, at systemet ikke bliver overbelastet. I forhold til fokus på temperaturreduktion bør fokus ligge på nedre spidslast, mellemlast og grundlast, da dette giver den største gevinst.

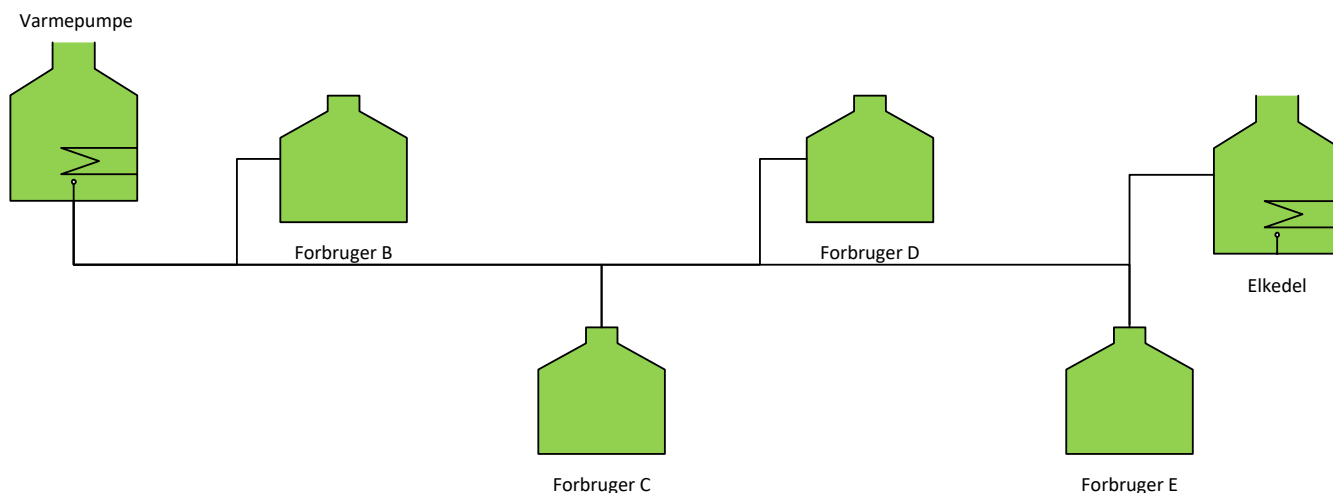
Periode/timer	150 kr./MWh	250 kr./MWh	350 kr./MWh	450 kr./MWh	550 kr./MWh
1	2 kr.	3 kr.	4 kr.	5 kr.	6 kr.
10	17 kr.	28 kr.	39 kr.	51 kr.	62 kr.
200	337 kr.	563 kr.	787 kr.	1.011 kr.	1.236 kr.
1000	1.685 kr.	2.809 kr.	3.933 kr.	5.056 kr.	6.180 kr.
3000	5.056 kr.	8.427 kr.	11.798 kr.	15.169 kr.	18.539 kr.

Tabel 23: Økonomisk gevinst ved 1 grads temperatursænkning, holdt op imod antal MWh og produktionsprisen.

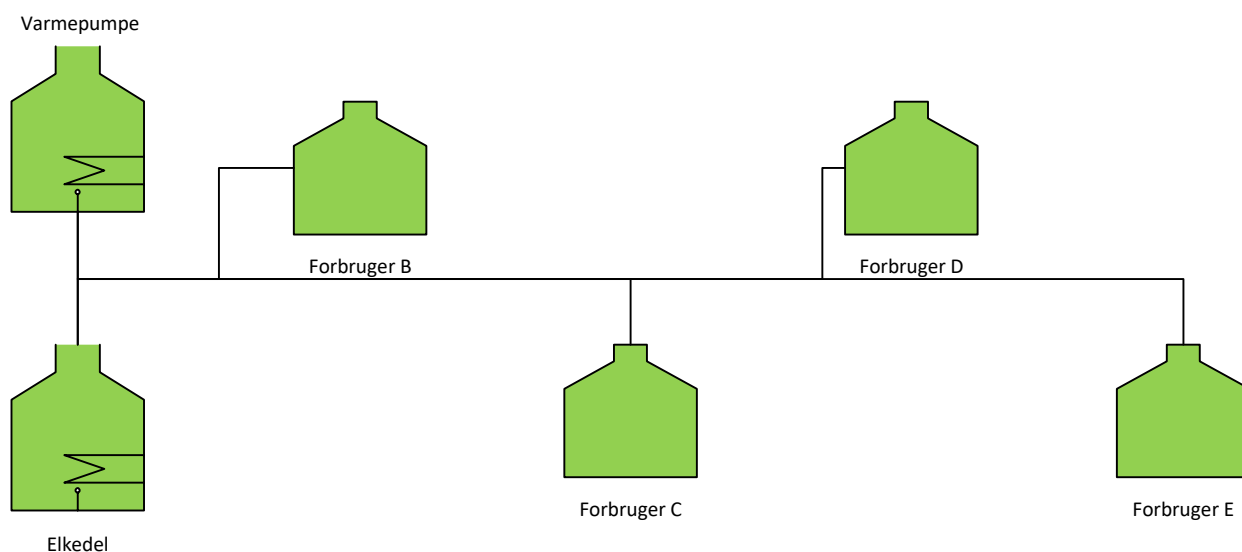
3.4.3 Temperaturdimensioneringerne af spidslast baseret på lokation

De fleste typer af spidslastanlæg er ikke så afhængige af fremløbstemperaturen, og de kan levere høje temperaturer som vist i **Kapitel 2**. Det er derfor relevant at forholde sig til kombinationen af grundlast og spidslast, herunder placeringen i forhold til leverancepunktet/-punkterne.

I **Bilag 9.3** gennemgås der to eksempler, hvor spidslast og grundlast er placeret på samme lokation, og hvor de er placeret hver for sig. I **Figur 42** og **Figur 43** kan opsætningen ses.



Figur 42: Oversigtstegning scenarie A, hvor grund- og spidslast er placeret hver for sig.



Figur 43: Oversigtstegning scenarie B, hvor grund- og spidslast er placeret på samme lokation.

Som det kan ses i bilaget, har lokationen en betydning for synergien mellem temperaturdimensioneringen af spidslastanlæggene, da en varmecentral, der leverer til et byområde, har bedre mulighed for at udnytte temperaturen fra grundlasten og spidslasten, end hvis der forsynes fra et punkt som i Scenarie B. Energien fra de forskellige enheder blandes, hvilket medvirker til, at der kan optimeres på grundlastanlæggene, så fremløbstemperaturen er så lav som muligt. Det kan være med til at øge effektiviteten på temperaturfølsomme anlæg såsom varmepumper og overskudsvarme.

I bilagseksemplet er der mulighed for at optimere driftsøkonomien med mellem 2-3,5%. Det kan man gøre ved at hæve elkedlens temperatur til maksimal temperatur og dermed sænke varmepumpens fremløbstemperatur, indtil behovet er dækket, se Tabel 24.

Ved anlæg placeret væk fra hinanden er synergien indirekte, da de to anlæg ikke leverer til samme forbruger, men temperaturen kan være med til at påvirke trykket i det samlede system og dermed reducere eller øge det tilgængelige differensstryk.

VP TF	Elkedel TF	VP MW	Elkedel MW	Behov T	Behov effekt	COP 1	Eta Elkedel	Sum (kr)
55,0	80,1	8,96	18,9	72,00	27,82	275%	99%	10.137
58,0	78,7	8,96	18,9	72,00	27,82	270%	99%	10.166
61,0	77,2	8,96	18,9	72,00	27,82	265%	99%	10.194
64,0	75,8	8,96	18,9	72,00	27,82	261%	99%	10.222
67,0	74,4	8,96	18,9	72,00	27,82	256%	99%	10.249
72,0	72,0	8,96	18,9	72,00	27,82	250%	99%	10.295

Tabel 24: Eksempel fra Scenarie B. Her kan det ses, at COP'en for varmepumpen bliver betydelig bedre ved at reducere fremløbstemperaturen fra 78 °C til 51 °C.

3.4.4 Konklusion tryk og temperatur

I ovenstående afsnit 3.4 er der kigget på betydningen af at kende sit fjernvarmesystem, og hvordan det kan være med til at være dimensioneringsgivende for ens spidslast, og samtidig hvordan ændringer i fjernvarmesystemet kan forbedre forholdene. Ved en generel temperatursænkning i nettet, enten ved at kende nettets begrænsninger eller ved at iværksætte konkrete tiltag såsom at indsætte trykforøger i systemet for at sænke trykket, kan man for eksempel forbedre forholdene. Placeringen af produktionsenhederne i forhold til hinanden har også betydning for den samlede produktion og dimensioneringen af spidslast. I næste afsnit vil det bruges i forhold til dimensionering af reservelast.

Til sidst kigges der på den økonomiske gevinst ved nettabsreduktion blandt andet gennem temperatursænkning, der ikke tilfalder de timer, hvor temperaturen er højest, men i stedet er det optimale en kombination af antallet af MWh, produktionsprisen og ændringen i temperaturen.

3.5 Forsyningssikkerhed

Et af de vigtige punkter ved dimensionering af spids- og reservelast er den fornødne forsyningssikkerhed og omfanget af forsyningssikkerheden, samt hvilke risici selskaberne finder relevante at tage med i deres overvejelser. For at hjælpe selskaberne med at definere problemstillingerne er der i følgende afsnit opstillet forskellige eksempler på situationer, hvorfra der er opsat forskellige scenarier, som kan have relevans for det enkelte selskab. Der findes desværre ikke en generisk model gældende for alle værker, idet mange individuelle forhold spiller ind fra værk til værk ift. den mest optimale dimensionering. Der findes dog nogle gængse fællestræk, som afsnittet vil prøve at forholde sig til. Der vil med al sandsynlighed være flere emner, som har relevans for de enkelte selskaber, end dem, der nævnes, så efterfølgende afsnit skal kun ses som inspiration.

Det anbefales, at selskaberne udarbejder deres egen risikomatrix for eksempel med inspiration i en RCM-model eller en simpel risikokonsekvensmodel.

3.5.1 Eksempler på kritiske situationer, der påvirker forsyningssikkerheden

3.5.1.1 Brændselsophør

Et element at tage i betragtning er brændselsophør, herunder hvor stor en andel af en produktion der vil bortfalde, hvis et bestemt brændsel ikke kan leveres. Det kan for eksempel være på grund af strømafbrydelse eller havari på gasnettet for de værker, der falder ind under gasafbrydeligheden. Nedenfor er de forskellige brændsler nævnt, også brændsler, der tilhører grund- og mellemlastkategorien.

- **Naturgas/biogas:** Det er yderst sjældent, at der er udfald på gasnettet, og med nationale og europæiske lagre er det heller ikke et brændsel, som forventes at være "ude" i lange perioder. Hvis der er tale om et lokalt brud på gasdistributionsnettet, vil gasselskabet som regel være hurtigt til stede. I takt med at gasnettet bliver konverteret fra naturgas til biogas, vil der forventeligt være en overgang med varierende brændselskvalitet, som vil påvirke virkningsgraden af værkernes anlæg. Det vurderes dog ikke at have forsyningssikkerhedsmæssig betydning, men det kan have økonomisk betydning for elproducerende enheder, og det bør regnes ind i kippriserne. For værker, der deltager i gasafbrydelighed, bør dette også være med i overvejelserne, når der er tale om reservekapacitet. Gasnettet er stærkt i sin forsyningssikkerhed - rent lokalt. Dog, som set i 2022, er det også et geopolitisk emne, hvilket kan være med til at presse markedspriserne og i værste fald gasforsyningen.
- **Olie/bioolie** kræver lokal lagring i form af tanke, og det vil kræve store tanke at kunne rumme nok energi til længere udetider. Derefter skal der fragtes mere olie til værket med lastbil eller skib. Desuden skal olien som regel forvarmes, før det brændes af for at producere varme, hvilket betyder, at der skal gøres brug af stilstandsvarme.
- **El** er meget fluktuerende i priser, især grundet varierende mængde af VE, som ikke nødvendigvis matcher forbruget, som nævnt under systemydelse.
- **Biomasse** er brændsler såsom træpiller, halm og træflis, og det har oftest en lang transporttid (leveringstid) i forhold til andre brændsler, som for eksempel gør brug af et distributionsnet i deres infrastruktur. Derfor er der som udgangspunkt påbygget lager til biomassebaseret anlæg, hvilket også kan tages med i betragtning om forsyningssikkerhed.

3.5.1.2 Strømafbrydelse

Strømafbrydelse kan have betydning for produktionsenheder, pumper til distribution, overvågning og signaler fra det samlede system. Afbrydelse kan være lokale og mere nationale, dog er nationale og regionale afbrydelser sjældne. Sidste hændelse var helt tilbage til 2003, hvor strømmen gik på Sjælland og var afbrudt i omkring 4 timer. Af denne grund lægges der mere vægt på lokale strømafbrydelser. Der findes en del værktøjer til håndtering af strømafbrydelse såsom nødstrømsanlæg til produktion eller elproducerende enheder, der kan dække egenproduktion, hvis nettet er stabilt nok til at håndtere dette. I forhold til SRO og signaler er der mulighed for batteridrevet UPS og batteridrevne simkortmoduler.

Der er mange ting, der skal håndteres ved en eventuel strømafbrydelse, og selskaberne skal være bevidste om de udfordringer, der kan skabes, især i områder, hvor produktion og distribution ikke nødvendigvis er baseret på samme lokation og dermed samme elforsyning.

Det kunne f.eks. være et transmissionsnet, der leverer fjernvarme ind til et distributionsnet, hvor strømmen går i distributionsnettet.

3.5.1.3 Brud på ledningsnettet

Brud på fjernvarmeledningsnettet forekommer enten pga. slitage eller graveskader fra entreprenører eller privatpersoner. En sektionering på grund af et brud kan medføre, at produktionsanlæg kan blive helt eller delvis afskåret fra forbrugerne, og dermed reduceres forsyningssikkerheden for en delmængde af forbrugerne. Her er det relevant at sammenholde sine flaskehalse med sin renoveringsplan, som kan belyse risikoområder.

3.5.1.4 Havari, service og revision

Et stort element i forhold til reservelastplanlægning er risikoen for havari på det enkelte anlæg. Her bør selskaberne opveje risikoen og konsekvensen, og det vil være en fordel, hvis selskaberne har en strategisk vedligeholdelsesplan for de enkelte anlæg og det samlede system. Et eksempel kan være et biomasseanlæg med flislager, som ofte ikke vil blive vurderet til at være kritisk i forhold til brændsel, da lageret vil kunne agere reserve, men hvis anlægget er begrænset i sin indfødnings fra lager til kedel ved f.eks. kun at have en kran, opstår der her en risiko ved havari eller for den sags skyld service af kranen.

3.5.1.5 Responstid og aktiveringsperiode

Ved planlægning af spidslast og reservelast er responstiden fra startsignal, til anlægget er i drift, vigtig. Samtidig er reguleringshastigheden i driften vigtig, da nogle anlæg, såsom biomasseanlæg, kan være langsomt regulerende og have behov for at arbejde sammen enten med et hurtigt regulerende anlæg eller en akkumuleringstank, der kan håndtere variationer. Aktiveringsperioden kan have betydning for robustheden i anlægget, og om der er tale om længerevarende udetid.

Det kan medføre, at det kan betale sig at investere i strategiske reservedele, eller at planlagt udetid som revisionen på hovedanlægget udvides til drift af spidslastanlæg.

3.5.2 Emner til overvejelse for at håndtere forsyningssikkerhed

3.5.2.1 Sektionering i net

En måde at imødegå store udfald på ved brud på ledningsnettet og udfald af varmecentraler er gennem netsektionering og ringforbindelser. Således kan man isolere problemet til et mindre område ved at have indført sektionsbrønde med afspærringsventiler og mulighed for at forsyne rundt om bruddet gennem ringforbindelser. En forøgelse af afspærringsventiler og rørføring i fjernvarmenettet vil selvfølgelig være med til at øge varmetabet, øge investeringen og tilføje ekstra sliddele. Denne omkostning skal vejes op imod manglende forsyning for forbrugerne og mulighed for sektionering i forbindelse med vedligeholdelse og reparation.

Der er også mulighed for gennem to sammenstødende net at udvide forsyningsområdet, således at man ændrer lastfordelingen mellem de to net. Det vil typisk kun være noget, man ville kunne gøre brug af uden for spidslastperioden, og det kræver, at de har hver deres varmecentral.

3.5.2.2 Udligning af effekt

Som nævnt under akkumulering og digitalisering er et af de interessante emner at arbejde med peakshaving eller effektudligning. Det skal forstås på den måde, at hvis værkerne kan reducere deres behov for produktion i spidslastperioder, kan de også reducere deres behov for investering i spidslastkapacitet. Udligner man f.eks. morgenspidssiden mellem klokken 8 og 9, vil effektbehovet i en traditionel varmemforsyning reduceres med alt fra 3-6%.

3.5.2.3 Afbrydelige kunder

I nogle fjernvarmesystemer eksisterer såkaldte afbrydelige kunder. Disse kunder har indgået aftale med varmeselskabet om, at de kan frakobles varmemforsyning mod en form for kompensation eller blive reduceret i leverancen på bestemte tidspunkter. Det kan eksempelvis ske i perioder, hvor forsyningen er udfordret. Der findes forskellige metoder til at styre dette. Enten sker det ved lokal afbrydelse/reduktion på ventilerne, ved signalstyret frakobling af kunden, eller ved igangsættelse af lokalproduktion ude hos kunden.

3.5.2.4 Spredning på brændsel

En risiko ved at satse på for få brændsler er risikoen for prisudsving eller afbrydelighed i meget specielle situationer. Kigger vi historisk på det, er 2022 sådan en situation, hvor der bliver diskuteret naturgasbegrænsninger grundet krigen i Ukraine. Det er en unormal situation og derfor en begrænset risiko. Men risikoen for svingende priser grundet f.eks. manglende vind- og solproduktion optræder oftere og kan medføre øgede brændselspriser.

Disse risici kan minimeres hvis de indtænkes i form af spredning på forskellige brændsler eller indirekte lager af brændsler som mulighed for produktion til akkumuleringstank.

3.6 Dimensionering af Reserverlast

Med udgangspunkt i filosofien om, at reserverlast bør dimensioneres ud fra en betragtning om forsyningsikkerhed, har **Kapitel 3** beskrevet yderligere information, som skal tages i betragtning.

Vi ved, at det er relevant at kigge på et normalt og et koldt år og ud fra det vurdere, om selskaberne kan tillade aktivering af reserverlast i kolde år.

Vi ved, at vi skal forholde os til de individuelle anlæg med deres tilhørende brændsels- og kapacitetssammensætning i nettet. Vi ved også gennem [Afsnit 3.4.3](#), at placering af anlæggene har betydning for dimensionering af spidslast.

I foregående afsnit er betydningen af placeringen af anlæggene gennemgået, men ikke hvad konsekvensen er i forhold til reserverlast.

I Scenarie B (fælles forsyningspunkt) er det forholdsvis simpelt at forholde sig til kapaciteterne, og hvad der vil ske ved et udfald, da reserverlasten i dette tilfælde vil skulle erstatte den tabte enhed 1:1. Det handler derfor om at finde det tilfælde med den største konsekvens, som forsyningselskabet samtidig finder sandsynlig nok til, at det skal indgå i forsyningsikkerheden.

I Scenarie A (separate forsyningspunkter i samme net) er det nødvendigt at forholde sig til flere lokationer. Her skal forsyningselskaberne tage stilling til om lokationerne skal betragtes hver for sig som selvstændige enheder, og dermed investere i reserverlast på to lokationer (den gængse metode).

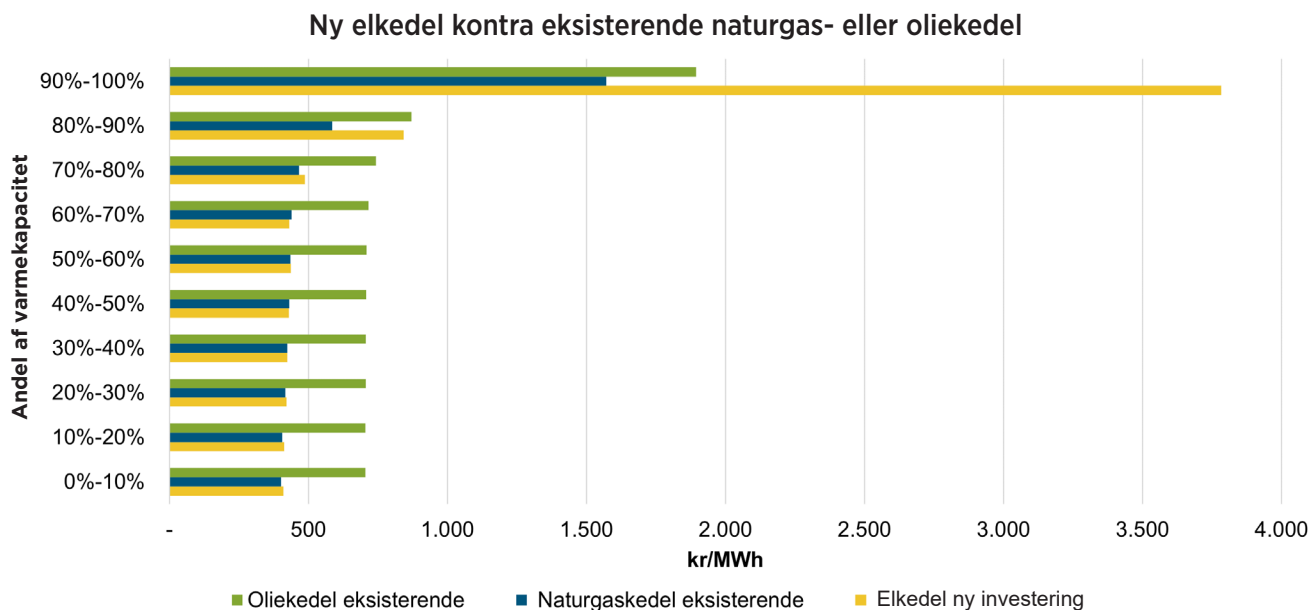
En anden mulighed er, at selskaberne fokuserer på én lokation og ser, om det kan kompensere den nu forøgede leverance ved at hæve fremløbstemperaturen. Der kan være fordele ved at have investeringer samlet i ét anlæg, da startomkostningerne for en enhed som regel er høje. Der ligger også en større risiko forbundet med dette, herunder en økonomisk ulempe, hvis spidslasten bliver kvoteomfattet grundet reserverlastens størrelse.

3.7 Delkonklusion

Økonomien har flyttet sig, og ydre forhold har betydning.

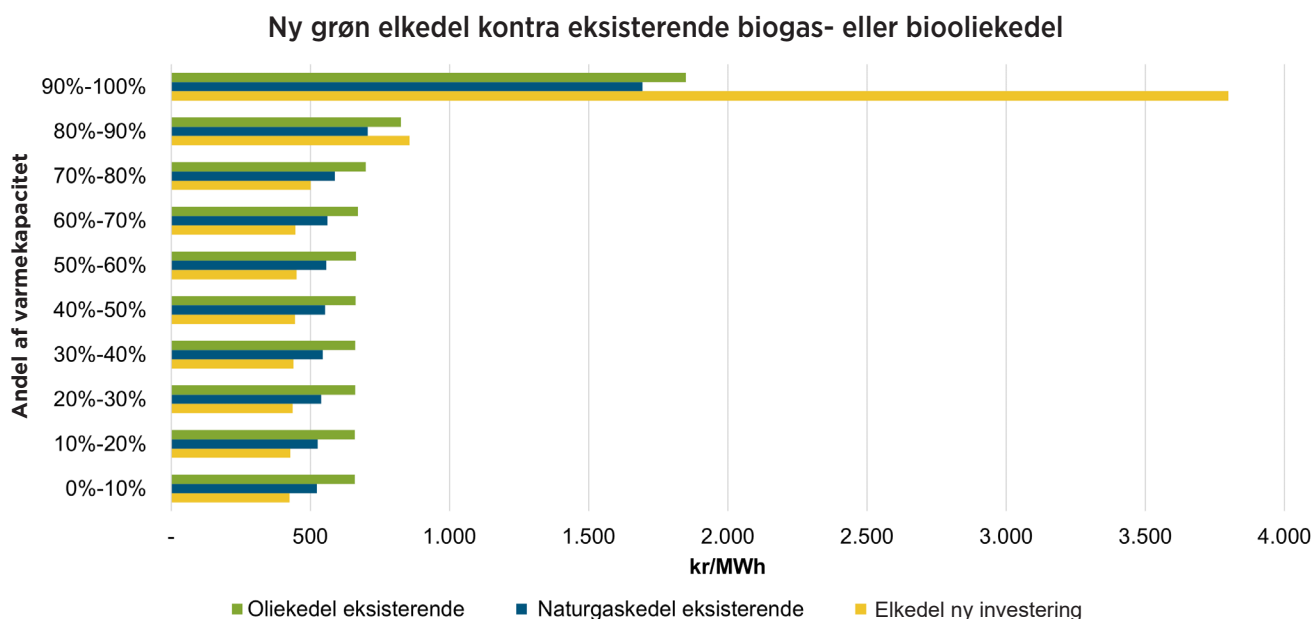
Med udgangspunkt i økonomien i [Afsnit 3.3 Økonomi](#) kan det ses, at typiske grund- og mellemlastanlæg som varme-pumper og flis kan levere op til 60% af kapaciteten og dermed bevæge sig op i den nedre spidslast, som i dette eksempel starter ved ca. 50%. Den lavere tarif ved høj tilslutning kan altså være med til at øge mellemlastproduktionskapacitet. Fra de 60-80% vil etablering af en ny elkedel være billigere end eksisterende olie- eller gaskedel, men fra 80-100% er det billigst at beholde eksisterende kapacitet. Dette er kun gældende under forudsætningerne i [Kapitel 3](#) og gældende for fossil produktion.

Samtidig er der en meget lille forskel mellem naturgas- og elkedler, så lokale forhold vil have stor betydning for, om det ene eller det andet er bedst. **Figur 44** illustrerer dette.



Figur 44: Den gennemsnitlige produktionspris mellem el, naturgas og olie.

Beregnes der udelukkende med fossilfri produktion, altså køb af certifikater, mister bioolie- og biogasanlæggene deres konkurrenceevne. Det kan ses i **Figur 45**, at først omkring 80-90% begynder de eksisterende anlæg at kunne konkurrere med elkedlerne.



Figur 45: Den gennemsnitlige produktionspris mellem el, naturgas og olie, når der indregnes oprindelsesgarantier.

Varmeakkumulatorer har i disse scenarier mulighed for at lade op mod 20% af kapaciteten væk med akkumulering, men det låser produktionen en del, og det skal være, fordi man har et billigere alternativ. Med udgangspunkt i, at mellem-lastanlæggene kan dække op til 60% er det begrænset, hvor meget af den billige produktion der kan flyttes, og dermed vil der om vinteren primært blive ladet med andre spidslastenheder. Det kan dog være at fortrække, hvis alternativet er investering i nye enheder eller med elkedler, hvor det kan udnyttes, at der er billige timer i perioder med overskud af vind.

Foruden økonomien er der forhold i nettet såsom placering og temperaturforhold, som kan have betydning for mængden af spidslastproduktion, herunder hvilke dimensioneringsforhold der er interessante, og om der skal dimensioneres efter et koldt eller et varmt år. Dette har alt sammen betydning for det enkelte værks dimensionering.

4. Spids- og reservelast i et systemperspektiv

I dette kapitel undersøges økonomien ved implementering af fossilfrie spidslastteknologier i et fjernvarmesystem. Der findes i dag et væld af produktionsteknologier og forskellige varmegrundlag hos værkerne, som har betydning for det samlede økonomiske overblik. For at sikre, at omstillingen af spids- og reservelast sker på et klart og velovervejet grundlag, er der behov for et overblik over økonomien. Dette kapitel omfatter tre slags fjernvarmesystemer, hver med forskellige scenarier for, hvordan den fossile spidslast kan gøres grøn. Kapitlet tager udgangspunkt i samme værk og antagelser som beskrevet i **Kapitel 3**.

Kapitlet indeholder beregninger af driftsøkonomien og anlægsinvesteringer samt beregning af CO₂-udledningen, der er forbundet med implementeringen af fossilfrie anlæg. Desuden belyses også eltariffens betydning for driftsøkonomien, og hvilken effekt akkumuleringsstank og elkedel har på produktionsmønster og omkostning.

4.1 Scenarier for fossilfri varmeforsyning

For at afsøge de økonomiske konsekvenser ved omstilling til fossilfri varmeforsyning opbygges der en række scenarier med en grøn anlægssammensætning. Analysen tager udgangspunkt i fjernvarmesystemer, som er henholdsvis biomasse-baserede og varmepumpebaserede, dog med fossil spids- og reservelast. Der opbygges tre grundværker (basisscenarier) med henholdsvis biomasse, varmepumpe og biomasse + varmepumpe som grundlastenheder. Fossilfrie spids- og reservelastenheder varierer i en række forskellige scenarier for at identificere driftsomkostningerne ved at implementere disse. De opstillede scenarier ses i **Figur 46**, hvor de tre grundværker er markeret med grå.

	1	1A	1B	1C	1D	2	2A	2B	2C	2D	3	3A	3B	3C	3D
Biomassekedel	×	×	×	×	×						×	×	×	×	×
Varmepumpe						×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
Natugaskedel	×		×	×	×	×		×	×	×	×		×	×	×
Oliekedel	×	×		×	×	×	×		×	×	×	×		×	×
Elkedel				×	×				×	×				×	×
Biogaskedel		×					×					×			
Bioliekedel			×					×					×		
Nyt varmelager					×					×					×

Figur 46: Oversigt over scenarier.

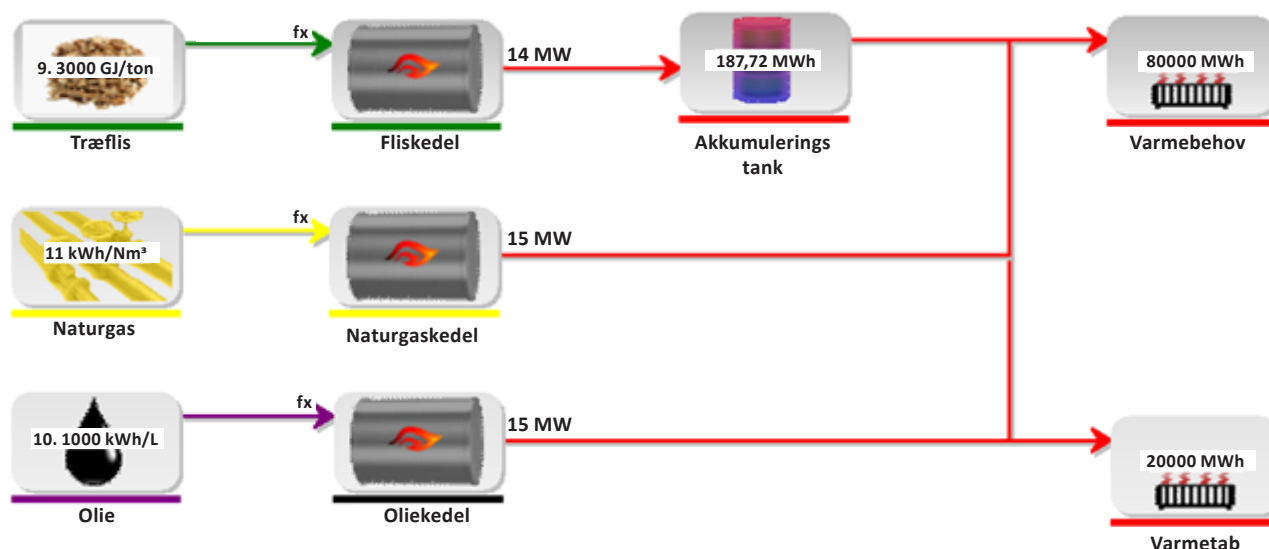
Beregningerne bygger på en række forudsætninger. De overordnede beregningsforudsætninger er:

- Samlet varmebehov på 100.000 MWh, hvor varmetab i ledningsnet udgør 20%.
- Grund- og mellemlastanlægget har en samlet kapacitet på 14 MW. I scenarierne 3 - 3D benyttes dog 19 MW, hvor varmepumpen udgør 5 MW.
- Spids- og reservelastanlægget har en kapacitet på hver 15 MW.
- Brændselspriser og elpriser (DK2) for år 2019 og er justeret til 2022-priser.
- Virkningsgrad for fliskedlen med absorptionsvarmepumpe er 105%.
- Varmepumpens COP og varmeydelse er variabel og baseres på en funktion af udetemperaturen.
- Virkningsgrad for natur- og biogaskedel er 97%.
- Virkningsgrad for olie- og bioliekedel er 90%.
- Afgifts- og tarifniveau for år 2022.
- Net- og systemtarif til Energinet udgør 112,3 kr./MWh el.
- Tariffer til elnetselskab (Radius) er variable og baseres på typen A-lav.
- Alle scenarier har et varmelager på 4.000 m³. I scenarierne 1D, 2D og 3D er varmelageret dog 8.000 m³ i alt.
- Der tages ikke højde for rampetider (opstarts- og nedlukningstider).
- Pristillæg for grøn strøm er 14,5 kr./MWh, og tillæg for biogascertifikater er 1,3 kr./Nm³.¹⁵

En samlet oversigt over alle forudsætninger kan ses i appendix.

De selskabsøkonomiske beregninger foretages i energyPRO, som på timebasis optimerer produktionen af varme på de forskellige produktionsenheder på baggrund af en række tekniske og økonomiske forudsætninger. **Figur 46** viser modellen for Scenarie 1, der er opbygget i energyPRO.

¹⁵ Det har ikke været muligt at indhente historiske priser fra 2019, så derfor er priser for 2022 benyttet.



Figur 47: Opbygning af energyPRO-model. Som eksempel er vist det biomassefyrede grundværk, Scenarie 1.

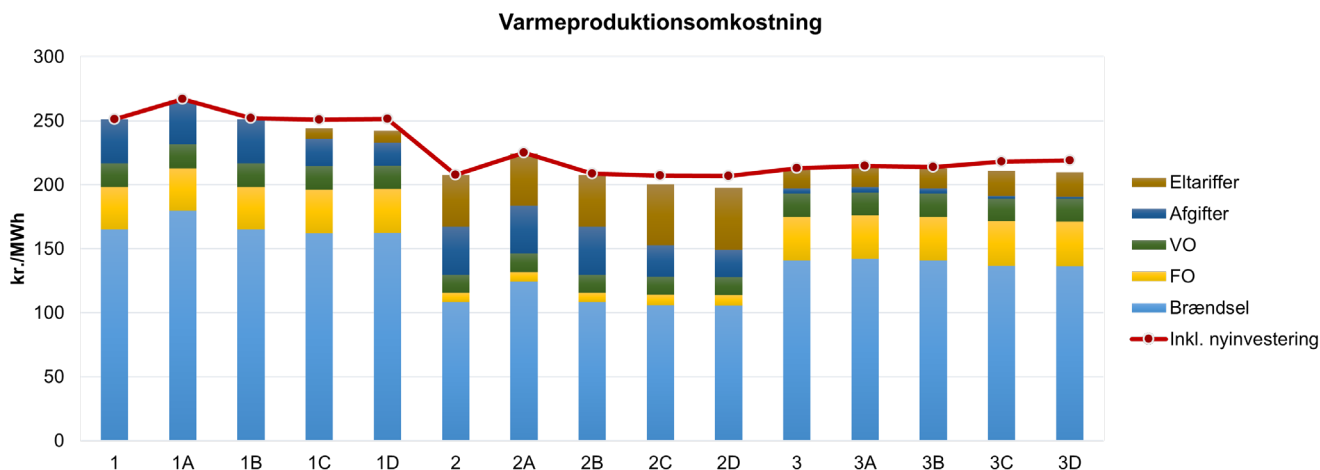
4.2 Konsekvens af fossilfri spidslast

Resultaterne for beregningerne af de 15 scenarier er anført i Tabel 25 samt i Figur 48 og Figur 49. Investeringsomkostninger er "standardomkostninger" baseret på Energistyrelsens teknologikatalog og en afskrivningsperiode på 25 år og kan derfor også divergere betydeligt fra, hvad det enkelte værk kan opleve i virkeligheden. Derfor er besparelsen i produktionsomkostninger angivet særskilt, således at værkerne selv kan tillægge investeringsomkostninger efter egne beregninger.

I tabellen og figuren nedenfor ses det, at der er en lille selskabsøkonomisk gevinst i at investere i en elkedel, som kan producere billig varme i spidslastperioderne, for hhv. biomasse- og varmepumpebaserede scenarier 1 og 2. investeres der samtidig i en større akkumulerings tank, bliver gevinsten større, idet elkedlen kan få flere driftstimer. Dog vil de værker, som i dag producerer en meget stor del af varmen på biomassekedel og varmepumpe, ikke få nogen gevinst af at investere i en elkedel, da den ikke vil få særlig mange driftstimer.

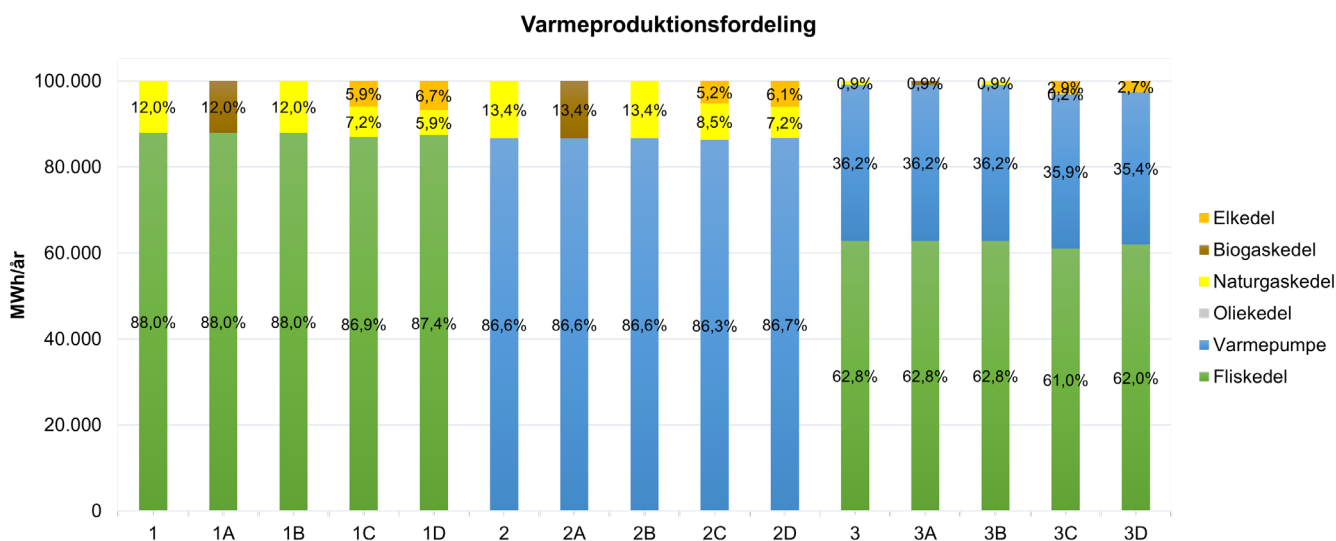
Scenarie	Produktionsomkostninger	Driftsbesparelse	Nyinvestering	Samlet gevinst inkl. investering
1	25,1 mio. kr./år			
1A	28,6 mio. kr./år	-3,5 mio. kr./år	0,0 mio. kr./år	-3,5 mio. kr./år
1B	25,1 mio. kr./år	0,0 mio. kr./år	0,7 mio. kr./år	-0,7 mio. kr./år
1C	24,3 mio. kr./år	0,8 mio. kr./år	0,7 mio. kr./år	0,1 mio. kr./år
1D	24,1 mio. kr./år	1,0 mio. kr./år	0,9 mio. kr./år	0,1 mio. kr./år
2	20,4 mio. kr./år			
2A	24,1 mio. kr./år	-3,8 mio. kr./år	0,0 mio. kr./år	-3,8 mio. kr./år
2B	20,4 mio. kr./år	0,0 mio. kr./år	0,7 mio. kr./år	-0,7 mio. kr./år
2C	19,5 mio. kr./år	0,8 mio. kr./år	0,7 mio. kr./år	0,1 mio. kr./år
2D	19,3 mio. kr./år	1,1 mio. kr./år	0,9 mio. kr./år	0,2 mio. kr./år
3	21,3 mio. kr./år			
3A	21,5 mio. kr./år	-0,3 mio. kr./år	0,0 mio. kr./år	-0,3 mio. kr./år
3B	21,1 mio. kr./år	0,2 mio. kr./år	0,7 mio. kr./år	-0,5 mio. kr./år
3C	20,9 mio. kr./år	0,4 mio. kr./år	0,7 mio. kr./år	-0,3 mio. kr./år
3D	20,8 mio. kr./år	0,5 mio. kr./år	0,9 mio. kr./år	-0,4 mio. kr./år

Tabel 25: Oversigt over resultater fra beregningerne i energyPRO. Bemærk, at en negativ besparelse og negativ gevinst bør opfattes som en omkostning.



Figur 48: Oversigt over produktionsomkostninger fra beregning af scenarier i energyPRO, opgjort i kr./MWh.

I figuren nedenfor ses, hvordan produktionen af varme fordeles i de forskellige scenarier. Elkedlens fleksibilitet i samspil med akkumuleringskølekan kan udkonkurrere naturgaskedel og vil for alle tre slags grundværker helt eller delvist fortrænge den fossile del af spidslastproduktionen. Bemærk, at spidslasten ikke er fossilfri i scenarie 1A, 1B og 2A, 2B, da eksisterende reservelast overtager rollen som spidslast, fordi den har lavere produktionsomkostninger.

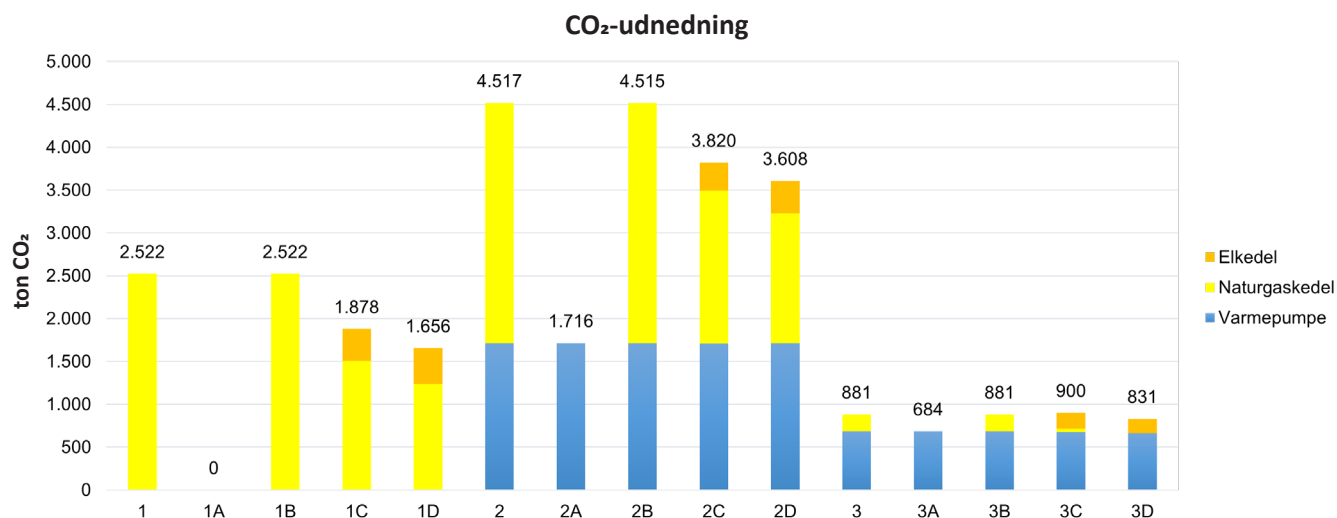


Figur 49: Oversigt over produktionsfordeling fra beregning af scenarier i energyPRO, opgjort i MWh/år.

I Figur 50 ses en oversigt over CO₂-udledningen fra de forskellige scenarier. Beregningerne bygger på emissionsfaktor fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra februar 2022:

- Ledningsgas: 56,5 kg/GJ indfyret brændsel
- Gasolie: 74,1 kg/GJ indfyret brændsel
- Emissioner fra forbrug af el: 62 kg/MWh
- For biomasse, biogas og bioolie er anvendt en emissionsfaktor på 0.

Som resultaterne ovenfor også viser, vil elkedlen fortrænge en stor del af produktionen fra naturgaskedel, og dette medfører også en reduktion i CO₂-udledning. Dog vil implementering af en elkedel i Scenarie 3C og 3D medføre en større CO₂-udledning sammenlignet med referencen, idet elkedlen og akkumuleringskølekan reducerer varmeproduktionen fra flikskedlen, som her anses for at være nul-udledende uden køb af oprindelsesgarantier. I Scenarie 1A betragtes al produktion som fossilfri, da biogaskedlen leverer hele spidslastproduktionen. I Tabel 26 ses opgørelsen af den mængde CO₂, der reduceres.



Figur 50: Oversigt over CO₂-udledning fra varmeproduktion i energyPRO, opgjort i tons/år.

Scenarie	CO ₂ -udledning	CO ₂ -reduktion
1	2.522 tons	
1A	0 tons	2.522 tons
1B	2.522 tons	0 tons
1C	1.878 tons	644 tons
1D	1.656 tons	866 tons
2	4.517 tons	
2A	1.716 tons	2.800 tons
2B	4.515 tons	1 tons
2C	3.820 tons	696 tons
2D	3.608 tons	909 tons
3	881 tons	
3A	684 tons	197 tons
3B	881 tons	0 tons
3C	900 tons	-19 tons
3D	831 tons	50 tons

Tabel 26: Oversigt over CO₂-udledning fra varmeproduktion i energyPRO. Bemærk, at en negativ CO₂-reduktion bør opfattes som en forøgelse i udledning.

De ovenstående resultater af scenarierne er beregnet på baggrund af en række antagelser, som indeholder en vis usikkerhed. Derfor er det vigtigt at understrege, at usikkerheden omkring eksempelvis brændselspriser og elpriser i det nuværende marked kan have en stor betydning for resultaterne.

4.2.1 Eltariffens betydning

En stor del af driftsomkostninger for elbaserede produktionsanlæg (varmepumpe og elkedel), foruden køb af el, kommer fra tariffer til elnettet. Prisen for tariffer varierer hos de forskellige elnetselskaber, men tilslutning på højt spændingsniveau medfører lavere tariffer. Desuden betales net- og systemtarif til Energinet, som også fastlægger prisen.

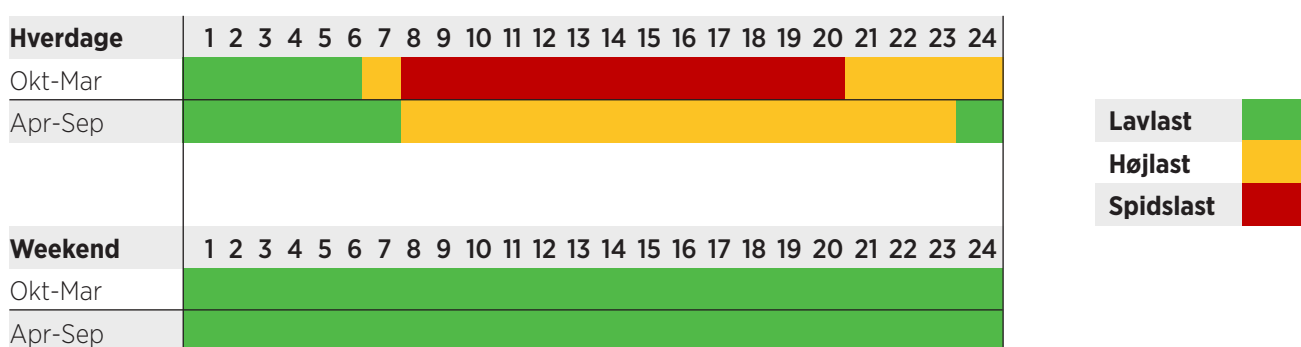
I beregningerne i denne drejebog benyttes Energinets forbrugstariffer i 2022 for net og transmission, som tilsammen udgør 112,3 kr./MWh.

Distributionstariffer til elnetselskabet varierer meget afhængigt af tidspunktet på døgnet, og derfor benyttes der i beregningerne en timevariabel tarif for to udvalgte selskaber; N1 i Jylland og Radius på Sjælland. I **Tabel 27** er vist en oversigt over de aktuelle priser for nettariffer i 2022, som værkerne skal betale til det lokale elnetselskab for de to selskaber, som indgår i beregningerne.

Der findes tre forskellige tidsopdelte lastperioder, hhv. lavlast, højlast og spidslast, og tre kundetyper, hhv. A, B og C kunde. I lavlastperioden er tariffen billigst, og i spidslast er den dyrest. **Figur 51** viser lastperioderne over døgnet for hverdage og weekend. Lastperioderne er de samme uanset elnetselskab.

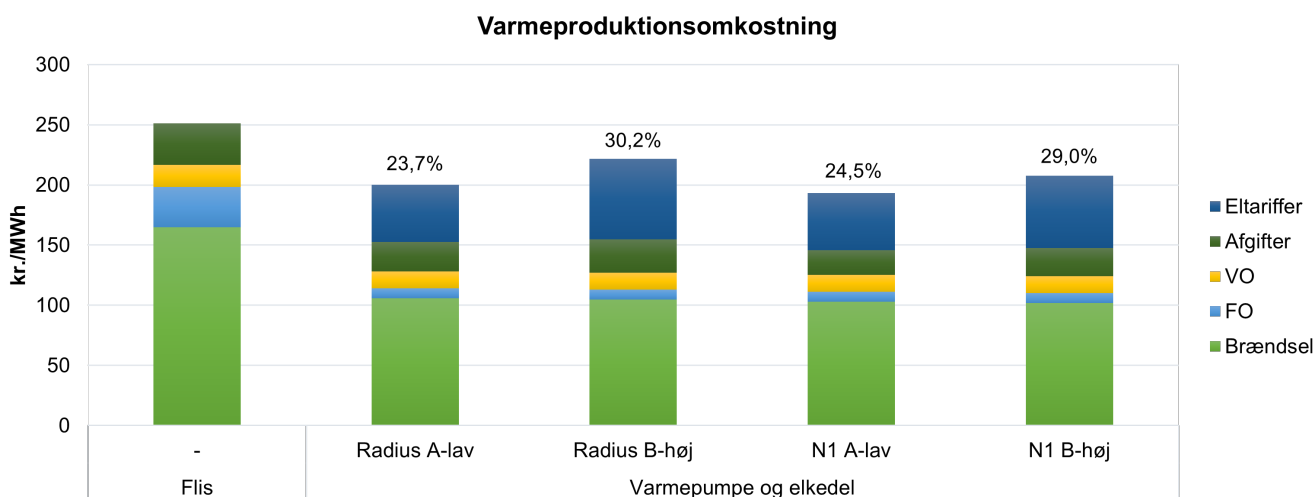
Elnetselskab	Lavlast	Højlast	Spidslast
N1, A-lav	14,9	30,8	48,3
N1, B-høj	32,3	85,9	151,2
Radius, A-lav	21,3	39,8	55,8
Radius, B-høj	60,4	120,7	185,5

Tabel 27: Nettarif til elnetselskab (distribution) for 2022, angivet i kr./MWh.



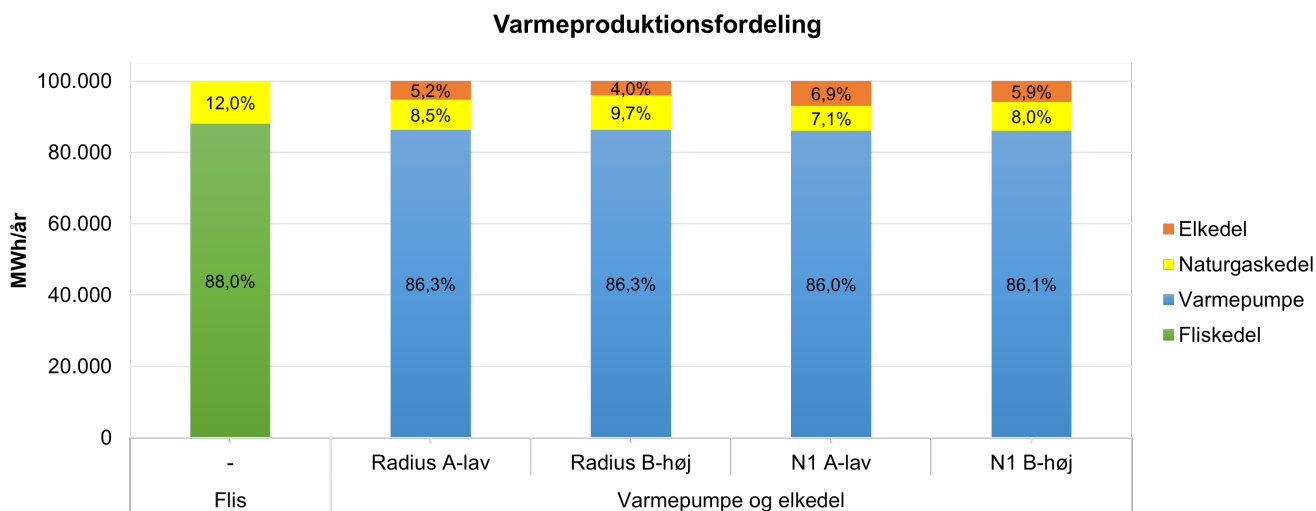
Figur 51: Tidsopdelte lastperioder angivet i timetal (feks. er time 7 mellem kl. 6-7) for nettarif ved A og B kunder.

Det ses i tabellen, at der er forskel på tarifferne, alt efter om man er tilsluttet som A eller B kunde. A-lav anvendes, hvor aftagepunktet er på 10 kV-siden af hovedstationen, mens B-høj anvendes, hvor aftagepunkt er 10 kV-nettet. For at undersøge tariffernes indflydelse på driften, beregnes produktionsomkostninger ved at udføre simuleringer for et elbaseret scenarie (Scenarie 2C). Resultaterne af dette er vist i **Figur 52** og **Figur 53**.



Figur 52: Oversigt over resultaterne af varmeproduktionen fra beregninger af tariffens betydning. Til sammenligning er produktionsfordeling for et biomassebaseret værk (Scenarie 1) inddraget.

Beregningerne viser, at tariffer udgør omkring en fjerdedel af de samlede produktionsomkostninger. Ved tilslutning som A-lav kunde er gevinsten ved de lavere tariffer omtrent 2,2 mio. kr. (22 kr./MWh) og 1,4 mio. kr. (14 kr./MWh) for hhv. Radius og N1 sammenlignet med B-høj. Dette svarer til en stigning i de samlede produktionsomkostninger på omkring 10%. Den højere tarif betyder færre antal timer, hvor elkedlen kan udkonkurrere naturgaskedlen og dermed mindske andelen af fossilfri spidslastproduktion, som vist i **Figur 53**, hvor produktionsfordelingen opgjort i MWh fremgår. Det er derfor vigtigt at være opmærksom på, hvilket niveau anlæggene tilsluttes, idet dette har betydning for driften og den optimale udnyttelse af elkedel.

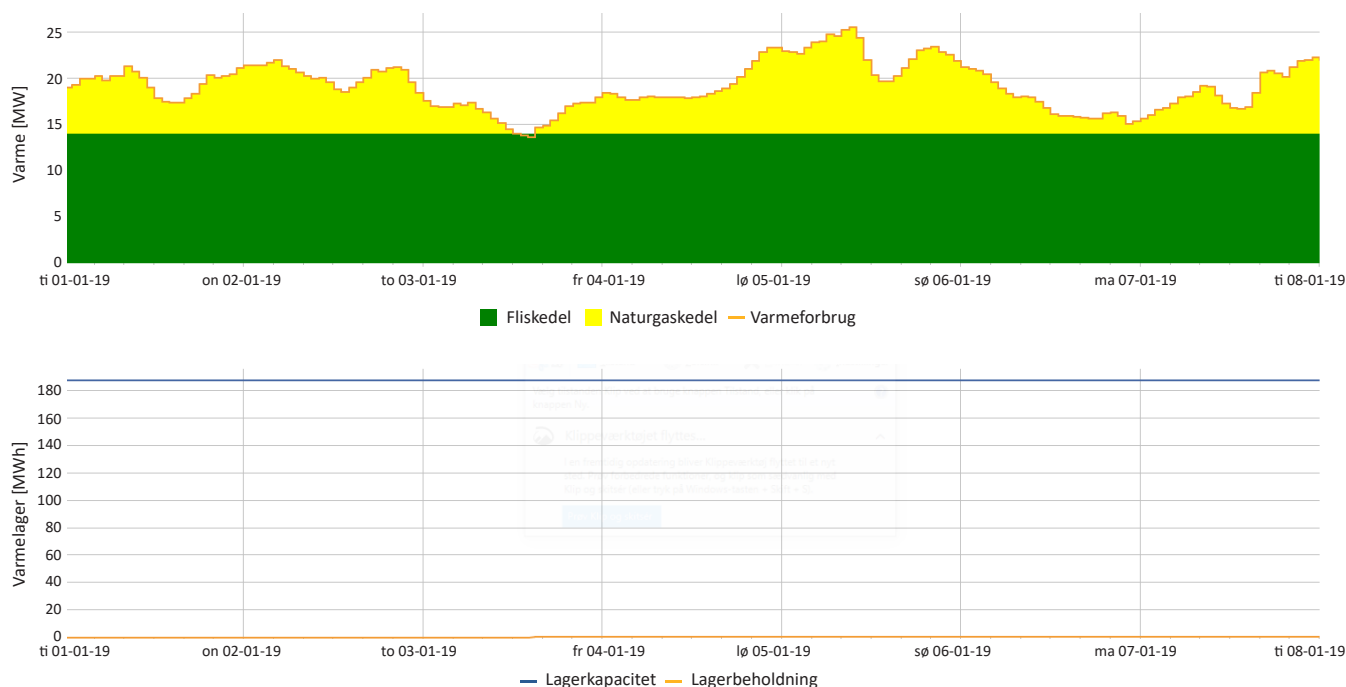


Figur 53: Varmeproduktion fordelt på brændsel og eltarif.

4.3 Effekt af lager og elkedler

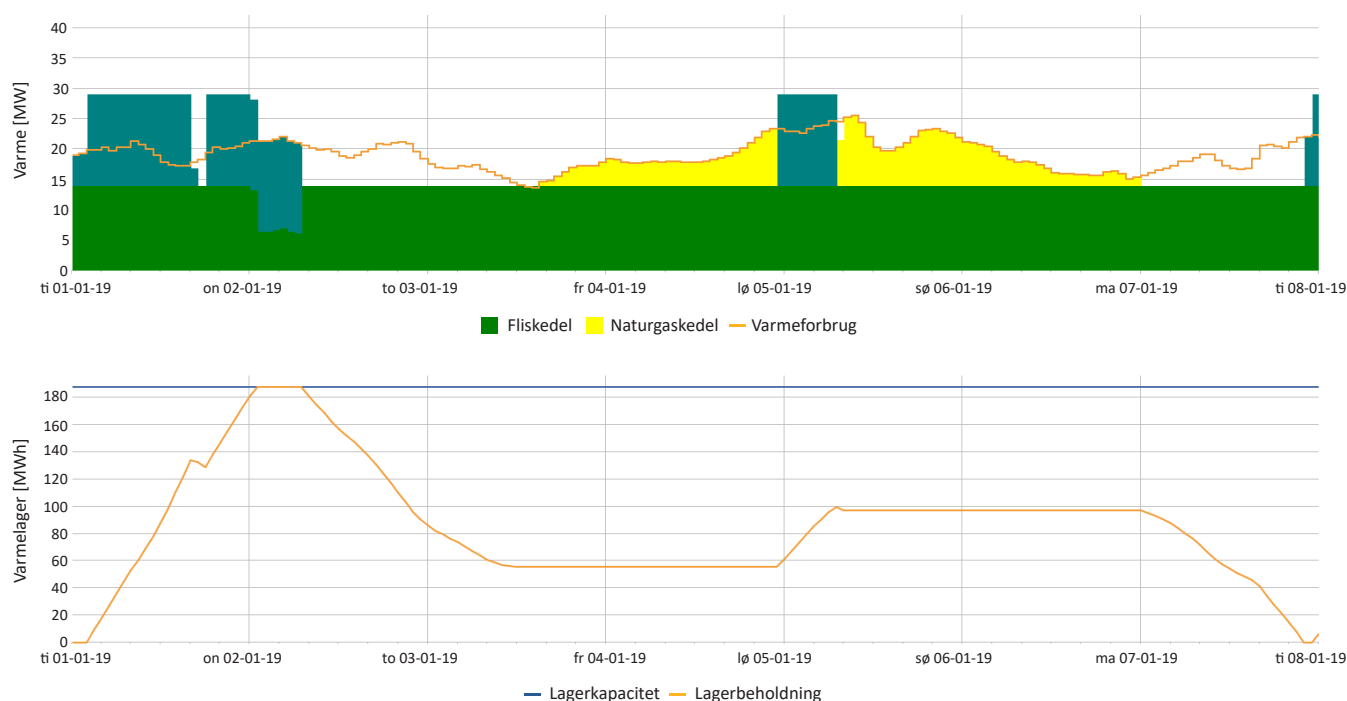
Elkedler kan fungere som spids- og reservelastenheder, og i kombination med akkumulering kan der produceres billig varme til senere brug i timerne med gunstige elpriser.

For at vise effekten af elkedel i samspil med akkumulering er Scenarie 1 og 1C udvalgt til en sammenligning. **Figur 54** viser varmekurven, produktioner og varmelagerets indhold i første uge af januar måned for Scenarie 1 i det simulerede år. I dette scenarie ses, at naturgaskedlen aktiveres i de timer, hvor grundlast, mellemlast og akkumulering ikke er tilstrækkelig til at dække varmebehovet. I denne spidslastperiode er udnyttelsen af akkumuleringstanken meget begrænset.



Figur 54: Varmekurve og indhold i varmelager for uge 1 i Scenarie 1.

Effekten af at implementere elkedel i kombination med akkumulering vises ved at simulere Scenarie 1C, hvor systemet nu også har en elkedel. **Figur 55** viser ligeledes varmekurven, produktioner og varmelagerets indhold i første uge af januar måned. Det ses tydeligt, at elkedlen kan udnytte de lave elpriser og producere varme til akkumuleringstanken, som senere bruges til at fortrænge produktionen på naturgaskedlen. Dog bliver peaket for produktionen væsentlig højere i dette scenarie, da produktionsomkostningerne for elkedlen i perioder er så lave, at det giver bedst økonomi at køre maks-last og gøre nytte af varmelageret. Elkedlen er faktisk så konkurrencedygtig, at modellen i en kort periode nedregulerer produktionen på fliskedlen for at kunne udnytte elkedel og lager økonomisk optimalt. Det bør dog overvejes, om dette er hensigtsmæssigt i praksis. Set fra et teknisk og driftsmæssigt synspunkt har biomasseanlæg lange opstartstider, da brændrummet skal varmes op først.



Figur 55: Varmekurve og indhold i varmelager for uge 1 i Scenarie 1C, hvor elkedlen er implementeret i systemet.

4.3.1 Størrelse på elkedel og varmelager

For at afdække, hvordan størrelse af elkedel og akkumuleringstank vil påvirke produktionsomkostningerne, er der med udgangspunkt i Scenarie 1C udført beregninger af produktionsomkostningerne for 12 forskellige kombinationer. Varmelagerets størrelse varierer fra 4.000 til 16.000 m³ mens elkedlens varmekapacitet varierer fra 15 til 25 MW.

	Nyt lager (+ 4.000 m³ eksisterende)				
Elkedel		0 m³	4.000 m³	8.000 m³	12.000 m³
	15 MW	249,8 kr./MWh	249,9 kr./MWh	251,0 kr./MWh	252,3 kr./MWh
	20 MW	251,2 kr./MWh	250,0 kr./MWh	250,7 kr./MWh	251,6 kr./MWh
	25 MW	252,4 kr./MWh	251,3 kr./MWh	250,6 kr./MWh	251,3 kr./MWh

Figur 56: Resultat af produktionsomkostninger ved investering i en kombination af en elkedel og nyt varmelager.

De laveste varmeproduktionspriser fås ved investering i elkedel på 15 MW uden at investere i nyt varmelager. Her er produktionsomkostningerne 249,8 kr./MWh. Det ses fra resultaterne, at der er en klar tendens til, at investering i mere akkumulering giver en økonomisk gevinst, når der samtidig investeres i større elkedel.

4.3.2 Opsummering

Beregninger i dette kapitel viser, at især elkedel og akkumulering er essentielle teknologier til at udkonkurrere den fossile spidslast. Overordnet viser resultaterne, at der er god økonomi i at investere i elkedel og varmelager, som fortrænger naturgasproduktionen og dermed også medfører en CO₂-reduktion. Den økonomiske gevinst er afhængig af den eksisterende anlægssammensætning, men det er afgørende for driften af elkedel, at der også er tilstrækkelig akkumulering i systemet.

Derudover ses i kapitlet, at tariffen til elnetselskaberne har en væsentlig betydning for driftsomkostningerne, og hvorfor det er vigtigt, at muligheden for tilslutning på højt spændingsniveau undersøges. De lavere tariffer øger incitamentet og kan forstærke investeringen i elkedel og varmepumpe.

Nogle af forudsætningerne er dog forbundet med en vis usikkerhed, og hvis der skal udarbejdes et egentligt besluthingsgrundlag for de selskabsøkonomiske konsekvenser ved investering i nyt spidslastanlæg, bør det enkelte værk tage kontakt til en rådgiver, som kan udføre værksspecifikke beregninger.

Mere fossilfri varmeproduktion giver mulighed for markedsføring og øget salg af grøn fjernvarme gennem oprindelsesgarantier, hvilket er beskrevet i efterfølgende kapitel.

5. Dokumentation og salg af fossilfri fjernvarme

For at opnå en fossilfri fjernvarme skal det dokumenteres, at energien er produceret på fossilfrie kilder, enten ved direkte opkobling eller gennem køb af oprindelsesgarantier.

Oprindelsesgarantier kan anvendes som dokumentation for, at den anvendte energi stammer fra vedvarende energikilder. I det følgende omtales gas-, el- eller varmeenergi dokumenteret med oprindelsesgarantier for "grønt produkt", jf. forbrugerombudsmandens udtalelser for, eloprindelsesgarantier.¹⁶

I kapitlet gennemgås de forskellige definitioner, der bruges i fjernvarmebranchen, som har relevans for markedsføring af fjernvarme, herunder hvordan oprindelsesgarantier, fjernvarme- og miljødeklarationer fungerer.

¹⁶ <https://www.forbrugerombudsmanden.dk/media/55841/elhandleres-brug-af-klimamaessige-udsagn-ved-markedsfoering-af-stroem.pdf>

5.1 Definitioner af energitype i fjernvarme

Grøn fjernvarme dækker bredt, og derudover findes en masse underkategorier for fjernvarme generelt. I nedenstående er de forskellige definitioner kort beskrevet, som er gængse og relevante for fjernvarmen.

5.1.1 Definition: Fossilfri

Fossilfri dækker over produktion af varme, som ikke gør brug af fossile brændsler såsom olie, naturgas og kul.

5.1.2 Definition: VE

VE er defineret i VE-loven, Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi, og defineres således:

"Stk. 2. Ved vedvarende energikilder forstås bl.a.: vindkraft, vandkraft, biogas, biomasse, solenergi, bølge- og tidevands-energi samt geotermisk varme."

5.1.4 Definition: Askefri

Askefri gælder anlæg, som ikke producerer aske, dvs. at biomasse- og affaldsbaserede anlæg ikke er en del af denne betegnelse. Det kan debatteres, om opgraderet biogas og naturgas stadig kan opfattes som askefri, selvom de har skorstenstræk, på basis af at deres forbrænding er så ren, at partikeludledning (askeudledning) ikke er synlig, men stadig er til stede.

5.1.4 Definition: CO₂-neutral

CO₂-neutral dækker over, at der reduceres lige så meget CO₂, som der genereres.

5.1.5 Definition: Overskudsvarme

Overskudsvarme dækker over udnyttelse af varmekilder, som ellers ville være gået tabt. Eksempelvis opsamling af varme fra et procesanlæg, som ellers ville have udledt varmen uudnyttet. Overskudsvarme tæller som fossilfri og CO₂-neutralt, selvom kilden kommer fra et procesanlæg drevet af et naturgasfyr. Det er muligt, da produktionen ikke har øget udledning, og denne er indregnet i den oprindelige procesproduktion.

5.2 Er der efterspørgsel efter grøn fjernvarme?

Der ses en stigende efterspørgsel for muligheden for varme baseret på fossilfrie kilder, men det er svært at sætte tal på størrelsen af efterspørgslen. Grøn fjernvarme efterspørges især af større virksomheder og organisationer, der ønsker et fossilfrit aftryk i hele deres værdikæde som en del af en grøn profil. Omvendt er der ikke samme tendens hos de private forbrugere endnu.

5.3 Hvad er reglerne for markedsføring af grøn fjernvarme?

Fjernvarme er en vare, som skal overholde markedsføringsloven¹⁷ ligesom alle andre produkter. Markedsføringsloven har i sin § 13 en bestemmelse om, at hvis et fjernvarmeværk markedsfører fjernvarme som særlig miljøvenlig, grøn eller lignende, så er der krav om dokumentation. Fjernvarmedeklarationen er her første skridt til den dokumentation.

Forbrugerombudsmanden omtaler virksomheders miljømarkedsføring i en særlig kvikguide, som kan findes på forbrugerombudsmanden hjemmeside.¹⁸

Der er generelle klima- eller miljøudsagn uden en forklaring. Det kan være begreber som "miljøvenlig", "miljørigtig", "grøn", "klimavenlig" eller "klimarejse".

Anvendes begreberne som udsagn i konkrete beskrivelser, skal de faktiske forhold og udsagn kunne dokumenteres.

Sådanne fritstående, generelle udsagn vil blive opfattet af forbrugerne som udtryk for, at produktet ikke har en negativ indvirkning på miljøet/klimaet. Da al produktion i en eller anden grad påvirker miljøet/klimaet, er det derfor som udgangspunkt vildledende af anvende denne type udsagn i markedsføringen. Der stilles derfor strenge krav om bagvedliggen-

¹⁷ www.retsinformation.dk/eli/ta/2017/426

¹⁸ www.forbrugerombudsmanden.dk/nyheder/forbrugerombudsmanden/pressemeddelelser/2021/ny-kvikguide-skal-hjaelpe-virksomheder-med-groen-markedsfoering/

de dokumentation, før markedsføringen overholder markedsføringsloven. I det tilfælde at et fjernvarmeselskab udsteder oprindelsesgarantier for den del af selskabets fjernvarmeproduktion, der kommer fra vedvarende energikilder, kan disse oprindelsesgarantier markedsføres som vedvarende energi.

For at undgå dobbelttælling skal der samtidig ske ny beregning af Fjernvarmedeklarationen, hvor oprindelsesgarantierne er fratrasket, og de øvrige fjernvarmekunder skal vide, at deres fjernvarme nu er blevet "mindre grøn".

5.4 Hvordan fungerer oprindelsesgarantier?

Oprindelsesgarantier kan udstedes af producenter af fjernvarme eller producenter af varme til fjernvarme. Et selskab, der står for transmission eller distribution af fjernvarme, kan således kun få udstedt oprindelsesgarantier for den del af fjernvarmen, selskabet selv producerer f.eks. på spids- og reservelastkedler. Kommer grundlasten og den øvrige fjernvarmeproduktion fra f.eks. affaldsenergianlæg eller store centrale kraftvarmeværker, er det ejeren af disse anlæg, der kan udstede oprindelsesgarantier for varmeproduktion baseret på andelen af vedvarende energi.

For at et fjernvarmeselskab kan udstede oprindelsesgarantier, skal det oprette en konto hos Energistyrelsen og derigennem få tilskrevet oprindelsesgarantier i MWh svarende til egen varmeproduktion baseret på Energistylsens Energiproducenttælling. Der skal være tale om fjernvarme fra vedvarende energi.¹⁹ Slutkunden kan da købe oprindelsesgarantier svarende til sit årlige varmeforbrug. Oprindelsesgarantier sælges pr. MWh energi parallelt med energihandlen. De anvendes til at dokumentere, at den anvendte MWh er baseret på vedvarende energi. Derfor skal de annulleres af distributions-selskabet, når energien er brugt.

Fjernvarmeselskabet skal administrere handlen og indskrive oprindelsesgarantierne på konti hos Energistyrelsen. Hvis fjernvarmen kommer fra andre varmeproducenter, så kan de også opnå oprindelsesgarantier for varme fra vedvarende energikilder. Disse producenter skal ligeledes oprette konto hos Energistyrelsen.

Oprindelsesgarantierne kan i dag frit omsættes og handles i hele Danmark og EU. Energistyrelsen forventer, at der i 2023 vil træde en ny bekendtgørelse i kraft, der sikrer, at oprindelsesgarantier for fjernvarme kun kan anvendes inden for samme fjernvarmenet i Danmark. Det følger desuden af den forventede bekendtgørelse, at kollektive systemer også skal kunne konvertere oprindelsesgarantier for elforbrug til dokumentation for vedvarende varmeproduktion. Det vil sige, at hvis der anvendes oprindelsesgarantier på den el, der bruges til at køre eksempelvis en elkedel, der producerer fjernvarme, så vil den varme kunne betragtes som produceret på vedvarende energikilder.

Omkostninger for administration og håndtering af oprindelsesgarantier må ikke påvirke varmeprisen, da det jf. varmesynsloven ikke kan betragtes som en nødvendig omkostning, men i stedet skal behandles som sideordnet aktivitet. I forlængelse af denne forventes Energistyrelsen at udgive en vejledning til oprettelse af sideordnede aktiviteter for forskellige typer af fjernvarmeselskaber specifikt for oprindelsesgarantiordningen. Da der endnu ikke er handlet med oprindelsesgarantier for fjernvarme, er det vanskeligt at estimere et prisniveau.

De samlede regler og vilkår for oprindelsesgarantier fremgår af Energistylsens hjemmeside, som løbende opdateres.²⁰

5.5 Hvordan fungerer Fjernvarmedeklarationen og miljødeklarationen?

Fjernvarmedeklarationen har tre elementer. Opgørelse af brændselssammensætning bag fjernvarmeproduktionen. Opgørelse af andel vedvarende energi i procent. Og en miljødeklaration. I **Figur 57** er vist et eksempel.

Fjernvarmedeklarationen baseres på data om brændsler og produktionsanlæg, og Dansk Fjernvarme har sammen med VEKS udarbejdet et værktøj til at foretaget denne beregning. Fjernvarmedeklarationen vil blive suppleret med en rangering i forhold til selskabets udledning sammenlignet med udledningen fra forbrugernes alternative individuelle løsninger (gasfyr og luft/vand-varmepumpe). Selskabet tildeles herefter en kategori i farverne GRØN-GUL-RØD.

Miljødeklarationen er for den professionelle kunde, der f.eks. skal bruge data om lattergas til egne grønne regnskaber osv.

¹⁹ Ved varme fra vedvarende energikilder forstås efter varmesynslovens § 1 a, nr. 3, energi fra vedvarende ikke-fossile kilder i form af vindkraft, solenergi og geotermisk energi, omgivelsesenergi, tidevands- og bølgeenergi, lossepladsgas, gas fra spildevandsanlæg og biogas. Definitionen af vedvarende energi er implementeret fra direktivet for vedvarende energi (VED).

²⁰ <https://ens.dk/ansvarsomraader/stoette-til-vedvarende-energi/oprindelsesgaranti-fjernvarme-og-fjernkoeling>



Andeby Varme A/S

Fjernvarmedeklaration 2021

21.04.2022

Vedvarende energi

Andel vedvarende energi

92,6 %

Rangering – CO₂-udledning

Sammenligning med alternative energikilder



Grøn
Mindre CO₂-udledning end en luft til vand varmepumpe

Gul
Mindre CO₂-udledning end et gasfyr

Rød
Større CO₂-udledning end et gasfyr

Brændselsfordeling i procent (100 % i alt)

Opgraderet biogas (2 %)

Naturgas (7,4 %)

Træflis (17,5 %)

Biolie (73 %)

Miljødeklaration

Emissioner til luft	Fjernvarme pr. GJ		Fjernvarme pr. kWh	
CO ₂ (Kuldioxid – drivhusgas)	0,0	kg/GJ	0,0	g/kWh
CH ₄ (Metan – drivhusgas)	0,0	g/GJ	0,0	mg/kWh
N ₂ O (Lattergas – drivhusgas)	0,0	g/GJ	0,0	mg/kWh
Drivhusgasser i alt (CO ₂ -ækvivalenter)	0,0	kg/GJ	0,0	g/kWh
SO ₂ (Svovldioxid)	0,0	g/GJ	0,0	mg/kWh
NO _x (Kvælstofilter)	0,0	g/GJ	0,0	mg/kWh
CO (Kulilte)	0,0	g/GJ	0,0	mg/kWh
NM VOC (Uforbrændte kulbrinter)	0,0	g/GJ	0,0	mg/kWh
Partikler (TSP)	0,0	g/GJ	0,0	mg/kWh

Kontaktoplysninger

Andeby Varme A/S

CVR: 23657418

Paradisæblevej 111 | 2500 Andeby

21 56 97 51 | emb@danskfjernvarme.dk

Fjernvarmedeklarationen har til formål at sikre fjernvarmeselskabets efterlevelse af 'Bekendtgørelse om energivirksomheder og bygningsejeres oplysningsforpligtelser overfor slutkunder om energiforbrug og fakturering m.v.'. Ved eventuelle kraftvarmeanlæg er 200% varmevirkningsgradsmetoden anvendt jf. branchestandarden. Fjernvarmedeklarationen er udarbejdet af Dansk Fjernvarmes Handelsselskab a.m.b.a.

6. Implementeringsproces

Kapitlet fokuserer på fasen fra skitseprojekt til starten af etableringsfasen. Her bliver det beskrevet, hvordan selskaberne kan finansiere projekterne, samt hvilke generelle myndighedsgodkendelser og processer selskaberne skal igennem. Herunder bliver det også gennemgået, hvilke udbudsformer selskaberne kan gøre brug af.

6.1 Valg af spids- og reservelastanlæg

Med baggrund i de forrige kapitler har selskaberne fået en idé om de muligheder, der ligger inden for forskellige teknologier, og har hermed grundlag for at udarbejde en foranalyse. Det anbefales, at selskaberne starter med at undersøge, hvordan forholdene er lokalt, hvorefter de ved hjælp fra egne eller eksterne rådgivere snævrer feltet ind til en række forskellige løsninger. Herefter udarbejdes der en risikovurdering på prisudvikling, udvidet varmegrundlag og udfald på anlæg. Sidstnævnte kan med fordel være med udgangspunkt i [afsnit 3.5 Forsyningssikkerhed](#).

6.2 Finansiering af spids- og reservelastanlæg

Ved finansiering af spids- og reservelastanlæg kan der overordnet ses på finansiering fra to forskellige kilder:

1. Finansiering med KommuneKredit
2. Finansiering med kommerciel bank

Spids- og reservelastanlægget kan finansieres via KommuneKredit, hvis der kan opnås en kommunal garanti for lånet. Ud over den kommunale garanti skal selskaber opfylde følgende forudsætninger:

- Formålet skal være offentligt/kommunalt
- Aktiviteten skal være omfattet af lånebekendtgørelsen
- Selskabet må ikke være konkurrenceudsat
- Selskabet må ikke være kommercielt
- Hvile-i-sig-selv-princippet overholdes

For at opnå den kommunale garanti for lånet skal der betales garantiprovision til kommunen. Garantiprovisionen er en betaling til kommunen for, at den bærer risikoen for lånet.

Lån i KommuneKredit til anlægsprojekter bliver ofte sammensat af en kortfristet og en langfristet finansiering. Den kortfristede finansiering bruges i anlægsfasen som en byggekredit med variabel rente. Efter anlægsfasen optages den langfristede finansiering, enten som aftalelån eller som obligationslån.

Før etablering af det endelige lån skal der tages stilling til følgende parametre for lånet:

- Type af lån
- Udbetalingsdato for lån
- Lånets løbetid i år
- Antallet af årlige betalingsterminer
- Afdragsprofil for lånet

6.2.1 Typer af lån ved KommuneKredit

KommuneKredit udbyder tre typer af lån til langfristet finansiering.

- KKvariabel (lån med variabel rente, rentetilpasning typisk hver 3. eller 6. måned, intervallet aftales med KommuneKredit)
- KKcibor (lån med CIBOR som referencerente, rentetilpasning typisk hver 3. eller 6. måned)
- KKfast (lån med fast rente i lånets løbetid)

6.2.2 Udbetalingsdato for lån

Datoen, hvor lånet udbetales til låntager. Har man anvendt en byggekredit, skal denne dato senest være udløbsdatoen for kreditten.

6.2.3 Lånets løbetid

Lånets løbetid vil ofte være sammenfaldende med (eller lavere end) anlæggets afskrivningsperiode. Lån til kollektive energiforsyningsanlæg kan etableres med en løbetid på op til 30 år og med op til fem års afdragsfrihed.

6.2.4 Årlige betalingsterminer

Det årlige antal betalinger på lånet. Antallet af betalingsterminer er typisk to eller fire pr. år.

6.2.5 Afdragsprofil for lånet

Lån i KommuneKredit til energiforsyningsanlæg optages enten som annuitetslån (ens ydelser i hele lånets levetid) eller som serielån (konstant afdrag i hele lånets levetid og derfor faldende ydelse).

Finansieres spids- og reservelastanlægget via en kommerciel bank, kan der til investeringen optages et erhvervslån. Lånet vil typisk hedde et anlægslån og kan vælges med enten fast, variabel eller CIBOR-relateret rente. Lånet vil typisk blive skræddersyet i forhold til det konkrete projekt i form af lånets afvikling og vilkår. De samme overvejelser skal gøres ved optagning af lån i en kommerciel bank som ved optagning af lån i KommuneKredit.

6.3 Myndighedsgodkendelse

Et projekt for opførelse af et spids- og reservelastanlæg kan ikke gennemføres uden et betydeligt samarbejde med myndighederne. Dels skal projektet godkendes efter varmemforsyningsloven (Varmeforsyningsloven 2021), dels er der miljømæssige krav, der skal overholdes. Dette kapitel gennemgår myndighedsforholdene for både selve installationer og de varmekilder, der benyttes i driften af anlægget.

6.3.1 Myndighedsprojekt efter varmemforsyningsloven

Der skal udarbejdes et projektforslag som beskrevet i projektbekendtgørelsen (Projektbekendtgørelsen 2021) og Varmeforsyningsloven. Her skal det eftervises, at etablering af et spids- og reservelastanlæg giver positiv økonomi for selskabet, samfundet og slutbrugerne.

Det er kommunen, der er myndighed på sagen, og kommunalbestyrelsen skal godkende projektforslaget efter reglerne i Projektbekendtgørelsen. I [Kapitel 4](#) i Projektbekendtgørelsen er anført, hvilke oplysninger kommunalbestyrelsen skal have for at kunne tage stilling til projektforslaget.

Forinden kommunalbestyrelsen kan meddele godkendelse, skal kommunalbestyrelsen foretage en energimæssig, samfundsøkonomisk og miljømæssig vurdering af projektet. Kommunalbestyrelsen skal ved vurderingen påse, at projektet ud fra en konkret vurdering er det samfundsøkonomisk mest fordelagtige projekt.

6.3.2 Myndighedsprojekt efter planloven

Den fysiske planlægning af by- og landområder bliver reguleret gennem planloven (Planloven 2020).

Opførelse af et spids- og reservelastanlæg skal etableres i overensstemmelse med planloven og retningslinjerne i kommune- og lokalplaner. Hvis det konkrete projekt ikke er i overensstemmelse med retningslinjerne i kommune- og lokalplanen, kan kommunen udarbejde nye retningslinjer for området.

Når plangrundlaget er på plads, kræver de fleste byggeprojekter, at der søges om byggetilladelse ved kommunen. Der skal ansøges om byggetilladelse til nyt byggeri, større ombygninger, andre væsentlige forandringer, nedrivning eller lovliggørelse af eksisterende byggeri. Byggetilladelsen ansøges via den digitale platform bygogmiljoe.dk. Bygningsarbejder må ikke påbegyndes, før kommunen har givet en byggetilladelse.

6.3.3 Screening efter miljøvurderingsloven

Projekter for varmemproduktionsanlæg og anlæg til transport af varme skal VVM-screenes efter miljøvurderingsloven (Miljøvurderingsloven 2021). Varmeproduktionsanlæg skal VVM-screenes jævnfør bilag 2, pkt. 3a, industrianlæg til fremstilling af elektricitet, damp og varmt vand. Ledningsanlæg og akkumuleringsstanke skal VVM-screenes jævnfør bilag 2, pkt. 3b, industrianlæg til transport af gas, damp og varmt vand.

Det er kommunen, der er myndighed på sagen. Myndigheden skal gennemføre en vurdering af, om projektet kan få væsentlig indvirkning på miljøet. Myndigheden træffer afgørelse om, hvorvidt projektet er omfattet af kravet om miljøvurdering (spids- og reservelastanlæg på 1 – 50 MW er normalt ikke omfattet af krav om miljøvurdering, VVM-pligt).

Myndigheden skal meddele afgørelse om ikke-VVM-pligt inden projektet kan realiseres.

6.3.4 Godkendelsesordningen i miljøbeskyttelsesloven

Miljøbeskyttelsesloven med tilhørende bekendtgørelser regulerer, hvorledes de enkelte anlæg skal godkendes. Der er forskel på, hvordan nye spids- og reservelastanlæg skal godkendes.

Det er kommunen, der er myndighed på sagen. Anlæggene søges godkendt/registreret via den digitale ansøgningsportal Byg og Miljø.²¹

6.3.5 Nye fyringsanlæg som spids- og reservelastcentral

Nye spids- og reservelastanlæg, der anvender brændsel som drivenergi, er omfattet af Bekendtgørelse om miljøkrav for mellemstore fyringsanlæg, 2019. Myndigheden registrerer det anmeldte anlæg på Digital Miljøadministration, uanset om anlægget etableres ved eksisterende central (idriftsat senest 20. december 2018), ved ny central (idriftsat efter 20. december 2018) eller på en selvstændig lokalitet. Ved kondenserende anlæg skal der søges om tilladelse til bortledning af kondensat. Aske bortskaffes i henhold til bioaskebekendtgørelsen (Bioaskebekendtgørelsen 2019).

6.3.6 Nye spids- og reservelastanlæg, der anvender el som drivenergi

Ved etablering af nye varmepumper og elkedler som spids- og reservelastanlæg er der forskellige regelsæt, der gør sig glædende for godkendelse af anlægget.

Etableres der en eldrevet varmepumpe eller elkedel i forbindelse med en eksisterende central, skal der ansøges om tillæg til eksisterende miljøgodkendelse i henhold til godkendelsesbekendtgørelsen (Godkendelsesbekendtgørelsen 2021). Der skal søges om tilladelse til nedsivning eller bortledning af rimvand fra luft/vand-varmepumpeanlæg. Myndigheden meddeler godkendelserne af det pågældende anlæg.

Etableres der en eldrevet varmepumpe eller elkedel i forbindelse med en ny central, er der alene vilkår for overholdelse af støjgrænser og udledning/nedsivning af rimvand. Der skal i stedet for søges om tilladelse til nedsivning eller bortledning af rimvand fra luft/vand-varmepumpeanlæg. Myndigheden meddeler godkendelse af det pågældende anlæg. Myndigheden kan fastsætte vilkår om, at støjen fra den samlede virksomhed ikke overstiger støjgrænserne.

Etableres der en eldrevet varmepumpe eller elkedel som en central på en selvstændig lokalitet, er der alene vilkår for overholdelse af støjgrænser og udledning/nedsivning af rimvand. Der skal søges om tilladelse til nedsivning eller bortledning af rimvand fra luft/vand-varmepumpeanlæg. Myndigheden meddeler godkendelse af det pågældende anlæg.

Varmepumpeanlæg, der anvender større mængder af særlige kølemidler, kan være omfattet af risikobekendtgørelsen (Risikobekendtgørelsen 2016). Her er det kommunen, der er myndighed på sagen.

6.3.7 Akkumuleringstanke

Etableres der en akkumuleringstank i forbindelse med en eksisterende central, skal der ansøges om tillæg til eksisterende miljøgodkendelse i henhold til godkendelsesbekendtgørelsen (Godkendelsesbekendtgørelsen 2021). Myndigheden meddeler godkendelserne af det pågældende anlæg.

Etableres der en akkumuleringstank i forbindelse med en ny central, er der alene vilkår for overholdelse af støjgrænser. Myndigheden kan fastsætte vilkår om, at støjen fra den samlede virksomhed ikke overstiger støjgrænserne.

Etableres der en akkumuleringstank som en selvstændig central, er der alene vilkår for overholdelse af støjgrænser.

6.4 Udbud og valg af leverandør af spids- og reservelastanlægget

Et spids-/reservelastanlæg kan udbydes på samme måde som andre fjernvarmeprojekter.

Det er de færreste spids-/reservelastprojekter, der er ens, og et udbud vil således skulle tilpasses individuelt til det aktuelle projekt.

²¹ <https://www.bygmiljoe.dk/>

Forud for et projektudbud er det nødvendigt at kende dimensioneringsgrundlaget for anlægget, effektbehovet i en spids-/reservelastsituation, brændselstype(r), systemintegration med øvrige varmeproducerende enheder og stedlige forhold som disponering af plads til anlægget.

Det anbefales, at man, inden projektet udbydes, får udarbejdet en business-case baseret på investeringsbehovet og forventet antal driftstimer.

For at få den bedste pris anbefales det at konkurrenceudsætte projektet gennem udbud.

Forud for et udbud er det hensigtsmæssigt, at der foreligger et godkendt projektforslag i henhold til Projektbekendtgørelsen og Varmeforsyningsloven for ikke at begrænse tidsplanen i udførelsesfasen.

Hvornår og under hvilke forhold et projekt skal konkurrenceudsættes, afhænger af projekttypen, anlægsøkonomien og virksomhedstypen.

6.4.1 Udbudsformer

Der er forskellige muligheder for, hvordan et udbud af et spids-/reservelastprojekt kan ske. Nedenfor oplistes nogle af de oftest forekommende.

Totalentreprise

Omfatter alle ydelser i forbindelse med opgavens løsning, herunder projektering, myndighedskontakt samt planlægning og styring under udførelsen. Bygherren får et nøglefærdigt anlæg med reference til en entreprenør og har således også kun en entreprisekontrakt at forholde sig til.

Hovedentreprise

Omfatter dele af et projekts ydelser, hvor projektering, myndighedsbehandling, styring af byggeplads og andre entreprenører overlades til bygherren. Bygherren påtager sig en andel af projektet og efterfølgende den overordnede styring af projektet. Her kan der være flere entreprisekontrakter at skulle forholde sig til.

Fagentreprise

Bygherren står for udarbejdelse af et komplet udbudsmateriale, som udbydes til udvalgte fagentreprenører, som enkeltvis udfører deres del af projektet. Bygherren står for den samlede planlægning, styring og økonomi m.m., og bygherren er således selv økonomisk ansvarlig for projektet. Hver enkelt fagentreprenør har sin egen entreprisekontrakt med bygherren.

EU-udbud efter forudgående prækvalifikation (ESPD)

Udbydes normalt i totalentreprise, hovedentreprise og fagentreprise.

Indbudt licitation/begrænset udbud

Et antal udvalgte og indbudte leverandører anmodes om at afgive tilbud. Kan udbydes i totalentreprise, hovedentreprise eller fagentreprise.

Underhåndsbud

Mindre formel udbudsform, hvor en eller maksimalt tre leverandører (fire muligt) anmodes om at afgive et tilbud på opgaven, uden at der afholdes egentlig licitation.

Entreprensens størrelse skal kunne indeholdes inden for fastsatte grænseværdier i de tre love, som er Tilbudsloven, Udbudsloven og Forsyningsvirksomhedsdirektivet.

Fælleskrav

Fælles for ovennævnte udbudsformer er, at de alle er omfattet af et regelsæt, herunder udbudsloven.

Fjernvarmeværker udøver alle forsyningsvirksomhed og er således omfattet af Forsyningsvirksomhedsdirektivet, som gælder for både offentlige og private forsyningsvirksomheder.

Både i Forsyningsvirksomhedsdirektivet og i Udbudsloven for bygge- og anlægsprojekter fremgår de tærskelværdier, som gælder for anlægssummer, afhængigt af om projektet vedrører varekøb eller tjenesteydelser. Det samme gælder for projekter, som skal i EU-udbud.

Valg af udbudsform er således afhængigt af projektets økonomiske ramme.

Afhængigt af udbudsform anbefales det at overveje, om det er muligt at udbyde sit spids-/reservelastanlæg på funktionskrav.

Herved gives entreprenøren mulighed for at designe et optimalt projekt ud fra bygherrens forudsatte minimumskrav, som eksempelvis kunne være:

- Grænseflader mellem nuværende anlæg og nyt anlæg
- Disponering af anlæg
- Ydelser.
- Styrings- og reguleringsprincipper
- Samspil med bestående anlæg

6.4.2 Valg af leverandør

Afgørende for valg af leverandør er de kriterier, der stilles i udbudsmaterialet til denne.

Kriterierne kunne være "det økonomisk mest fordelagtige tilbud" eller "laveste pris", hvor også rentabiliteten af et projekt kan medvirke til at være en afgørende faktor.

Her analyseres på, hvor følsomt det er, og om investeringen er afgørende, eller det er rentabiliteten af projektets "daglige" drift, som afgør dette.

Ud over nævnte kriterier er det også muligt at udbyde det som "udbud med forhandling", som er en udbudsform, hvor udbyder har mulighed for i projektet at stille konkrete krav til dette for herved at sikre sig mulighed for at forhandle med de enkelte leverandører, som her får mulighed for at forbedre tilbuddet.

Udbudsformen benyttes ved udbud med forudgående prækvalifikation og kan generelt anbefales for større projekter, idet det her giver værdi for både bygherre og entreprenør.

Det anbefales ved alle vurderingskriterier at opstille en realistisk, økonomisk model til vurdering heraf, så tilbudsgiver får mulighed for at foretage korrekt optimering af sit tilbud ud fra denne og herved gør beslutningsprocessen lettere. Konkret gælder det om at gøre vurderingskriterierne gennemskuelige og klare for tilbudsgiveren i udbudsmaterialet, som herefter også vil gøre vurderingen nemmere.

6.5 Valg af energileverandør og valg af energiprodukt

Før varmeværkerne lægger en endelig ordre hos en leverandør, er det vigtigt, at de kender deres muligheder og begrænsninger. Det anbefales, at værkerne sammen med deres markedsrådgiver afdækker mulighederne for forskellige ydelser og leveringsmetoder. Efter samme princip som [afsnit 2.1.3 Eltilslutning](#) bliver værkerne opfordret til at tage kontakt til deres netselskab, før de beslutter sig for, hvilken tilslutningsform de ønsker. Der er forskellige muligheder for aftaler med leverandører af strøm, olie og gas - både mht. leveringspunkt, og om der handles til faste eller variable priser.

6.6 Tilslutning og idriftsættelse af anlæg

6.6.1 Indledning

Tilslutning og idriftsættelse af et spids-/reservelastanlæg er normalt ikke anderledes, end når der skal etableres en grundlastenhed på et varmeværk.

I visse situationer kan der dog være forhold, der ved etablering af sådanne anlæg skal tages specielle hensyn til.

Specielt når disse anlæg normalt har begrænsede driftstimer, og når der, i forbindelse med opstart, kan være særlige forhold, der skal tages hensyn til.

Det kan være tidsmæssige faktorer, men også eventuelle indledende manøvrer, før anlægget er driftsklar.

6.6.2 Tilslutningsmuligheder

Afhængigt af, hvilken type af spids-/reservelastanlæg der etableres, vil denne type af anlæg normalt tilsluttes som sideordnede parallelle enheder i forhold til øvrige bestående produktionsenheder.

Herved vil det, når behovet opstår, og spidslastanlæggene skal opstartes, betyde, at en opstart er nemmere, end hvis der skal foretages større indgreb, før en spidslastenhed kan levere sin fulde ydelse.

Oftest vil det være mest naturligt og hensigtsmæssigt at etablere spids-/reservelastanlæg i forbindelse med det eksisterende fjernvarmeværk og dets varmeproduktionsanlæg. Bemærk dog, at der kan være andre synergier ved fælles varmecentral, se [Afsnit 3.4.1](#).

Har man som fjernvarmeselskab begrænsninger i eksisterende transmissionsnet, vil spids-/reservelastanlæg i nogle tilfælde med fordel kunne placeres decentralt i ledningsnettet.

Eksempelvis vil et eksisterende varmepumpeanlæg i samdrift med andre varmeproduktionsanlæg (f.eks. elkedel eller biomasse) kunne levere en højere fremløbstemperatur end varmepumpen alene. I sådanne situationer kan samdrift give en gevinst, idet fremløbstemperaturen fra varmepumpeanlægget kan sænkes og COP'en på varmepumpeanlægget øges. Ovennævnte samdriftsfordel vil være vanskelig at opnå, hvis spidslastenheden placeres decentralt i ledningsnettet.

Det er derfor vigtigt at gøre sig overvejelser om, hvorledes et kommende spids-/reservelastanlæg kan indpasses sammen med eksisterende enheder for at give maksimal udnyttelse af dette i den daglige drift.

7.6.3 Idriftsættelse

Idriftsættelse af et spids-/reservelastanlæg følger samme fremgangsmåde som for idriftsættelse af en tilsvarende grundlastenhed.

Spids-/reservelastanlæg er typisk kun i drift i en kort periode, hvor varmebehovet er størst, hvilket normalt er i vinterhalvåret eller ved udfald på primære produktionsanlæg.

Med begrænset antal driftstimer årligt er det derfor vigtigt, at anlæggene med jævne mellemrum efterses og afprøves for at være driftsklar, når behovet for supplerende varmeproduktion opstår. Det kan i visse situationer opstå med kort varsel.

Ved projektering og design af et spids-/reservelastanlæg bør det derfor indtænkes, at sådanne anlæg også er egnede til at stå standby i en stor del af året.

Varmepumper, elkedler, biogas- og biooliekedler er generelt hurtigere i opstart end biomassekedler og kræver normalt også mindre manuel overvågning ifm. opstart og drift.

Særligt for varmepumper og elkedler gælder, at de kan starte op fra "koldt anlæg" til fuld last på få minutter, typisk under 10 minutter.

7. Litteraturliste

- **Varmeforsyningsloven:**

<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/1215>

- **Varmeståbien 6. udgave, ISBN 978-87-571-2751-5**

- **Teknologikataloget**

- **Nøgletal over emissionsudledning i 2020:**

<https://energinet.dk/El/Gron-el/Deklarationer>

- **Energiproducenttællingen 2020**

<https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/projekter/drejebog-om-store-varmepumper-2017>

<https://www.danskfjernvarme.dk/viden-og-vaerktøjer/f-u-konto-subsection/rapporter/2020-03-bioolie-som-middel-til-co2-neutral-spids-og-reservelast-drejebog>

<https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2022/01/07/Ny-rekord-for-biogas-i-gassystemet-i-2021>

- **Godkendelsesbekendtgørelsen 2021, Retsinformation**

8. Bilag

8.1 Beregning af optimal fremløbstemperatur og differenstryk fra varmecentral

Metode til at finde forholdet mellem tryk og temperatur gennem målinger.

I nedenfor er metoden beskrevet, og metoden fungerer kun, så længe der er tale om en varmecentral pr. byområde.

Som udgangspunkt skal der foretages målinger af Flow, frem- og returtemperatur samt frem- og returtrykket retur over centralen, samtidig med at der måles frem- og returtryk i nettet ved et fikseret referencepunkt, hvor der ønskes et bestemt tryk.

Har værket ikke målepunkter, kan data fra et simuleret punkt i et hydraulisk beregningsprogram såsom Termis (se digitalisering for forklaring) bruges.

Det er vigtigt, at det fysiske målepunkt er placeret strategisk i forhold til styringspunktet for centralen. Hvis der er tale om et målepunkt, der er for yderligt, såsom forbrugerinstallationer eller for enden af stikledninger, er der risiko for fejlmålinger grundet lokale forhold såsom snavs og fejl på anlægget, hvilket kan medvirke til et ikke repræsentativt tryktab for det samlede system.

Målingerne bør udarbejdes over minimum 6 værdier for at repræsentere året, men gerne flere. Med målingerne kan der udarbejdes følgende tabel:

	Central						Målepunkt	
	Målt						Målt	
	TF	TR	PF1	PR1	Flow	MW	PF2	PR2
Data 1								
Data 2								
Data 3								
Data 4								

Tabel 31: Eksempel på udfyldningsskema.

I den efterfølgende forklaring vil vi gennemgå metoden baseret på nedenstående data og det overordnede system på 27,82 MW. Dertil er der sat følgende forudsætninger, som er typiske leveringskrav fra varmeværkernes side:

Minimumfremløbstemperatur fra varmecentralen

$$TF_{min} = 65\text{ °C} = TF_{min\text{ an forbruger}} + \Delta T_{net} = 60\text{ °C} + 5\text{ °C}$$

Maksimumfremløbstryk fra varmecentralen

$$PF_{maks} = 60\text{ mvs}$$

Statisk holdetryk fra varmecentralen

$$PR_{statisk} = 30\text{ mvs}$$

Minimumsdifferenstryk an målepunkt

$$\Delta P_{maks\text{ an målepunkt}} = 6\text{ mvs}$$

Udfyldt datainput

I nedstående Tabel 32 er de forskellige kolonner udfyldt, og som det kan ses, er data ikke ideel for alle tidspunkter. Det vil det heller ikke være hos de enkelte værker, men der vil kunne tegnes en tendens, som kan bruges som styreredskab. Det kritiske ved målingerne er, at de er repræsentative for hele året, og at der er foretaget en maks. måling i forhold til flow.

	Central						Målepunkt	
	Målt						Målt	
	TF	TR	PF1	PR1	Flow	MW	PF2	PR2
Data 1	80	45	60	30	684	27,8	48,0	42,0
Data 2	80	45	55	30	628	25,6	45,4	39,6
Data 3	78	45	52	30	608	23,3	43,4	38,6
Data 4	78	45	50	30	549	21,1	44,0	36,0
Data 5	75	45	47	30	539	18,8	41,6	35,4
Data 6	72	47	46	30	569	16,6	40,5	35,5
Data 7	70	48	45	30	559	14,3	39,5	35,5
Data 8	68	48	44	30	518	12,0	39,4	34,6
Data 9	65	49	44	30	526	9,8	39,5	34,5
Data 10	65	49	44	30	405	7,5	41,3	32,7
Data 11	65	50	44	30	303	5,3	41,8	32,2
Data 12	65	50	44	30	174	3,0	42,0	32,0

Tabel 32: Udfyldt med datainput.

Ud fra **Tabel 32** kan tryktabet fra centralen til målepunktet beregnes med følgende formel:

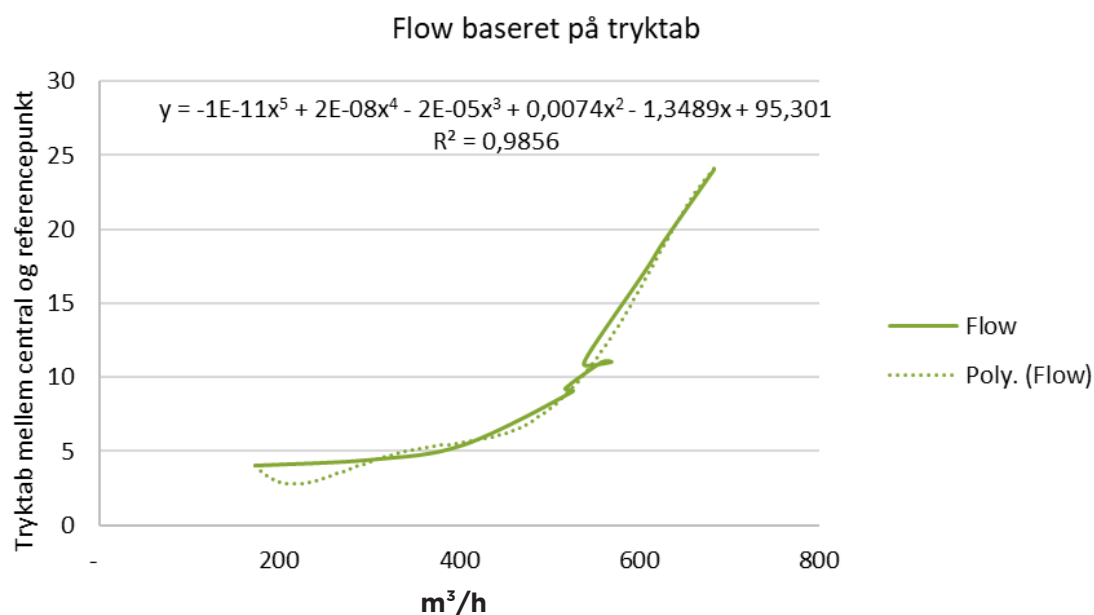
$$\Delta P_{\text{ledningsnet}} = PF_1 - PR_1 - PF_2 + PR_2$$

Det giver følgende resultater:

Beskrivelse	data 1	data 2	data 3	data 4	data 5	data 6	data 7	data 8	data 9	data 10	data 11	data 12
Tryktab mellem central og forbruger	24	19,2	17,2	12	10,8	11	11	9,2	9	5,4	4,4	4

Tabel 33: Resultat af beregningerne for at finde tryktabet mellem central og forbrugssted.

Holdes resultaterne op mod flowet kan der genereres følgende ligning. Ligningen er ikke eksakt, men til formålet nøjagtig nok, men hav for øje, om der er større udsving.



Figur 58: Flow fra centralen holdt op imod systemets tryktab.

Figur 58 bruges til at finde maksimalt flow baseret på det maksimale tryktab. Det maksimale tryktab kan defineres som maks. fremløbstryk fra centralen minus statisk holdetryk på centralen minus differenstrykket i målepunktet.

$$\Delta P_{maks} = PF_{maks} - PR_{statisk} - \Delta P_{maks \text{ an målepunkt}} = 60 \text{ mvs} - 30 \text{ mvs} - 6 \text{ mvs} = 24 \text{ mvs}$$

Aflæses eller beregnes flowet ved 24 mVs, fås et maksimalt flow på ca. 684 m³/h. Der er dermed overensstemmelse mellem de aflæste værdier og modellen.

Ud fra det maksimale flow kan den optimale fremløbstemperatur beregnes:

$$TF_{c1} = \frac{Q_{produktion} * 860}{V_{maks}} + TR_1 = \frac{27,82 \text{ MW} * 860}{684 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}} + 45^\circ\text{C} = 80^\circ\text{C}$$

Er temperaturen under TF_{min} indsættes TF_{min} :

$$TF_c = TF_{c1} \geq TF_{min} \text{ ellers } TF_{min}$$

Det giver følgende resultater:

TF	data 1	data 2	data 3	data 4	data 5	data 6	data 7	data 8	data 9	data 10	data 11	data 12
TF _{c1}	80	77	74	71	69	68	66	63	61	58	57	54
TF _{min}	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
TFC	80	77	74	71	69	68	66	65	65	65	65	65

Tabel 34: Resultat af maksimal fremløbstryk baseret på maksimalt flow og minimumstemperatur.

Efter at fremløbstemperaturen er beregnet, kan flowet beregnes:

$$V_c = \frac{Q * 860}{(TF_c - TR_1)} = \frac{27,82 \text{ MW} * 860}{(80^\circ\text{C} - 45^\circ\text{C})} = 917 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Dette giver følgende resultater:

Beskrivelse	data 1	data 2	data 3	data 4	data 5	data 6	data 7	data 8	data 9	data 10	data 11	data 12
Flow	684	628	608	549	539	569	559	518	526	405	303	174

Tabel 35: Resultat af flow baseret på temperaturer og standardværdier

Det kan altså i eksemplet ses, at fremløbstemperaturen kan sænkes hen over året, hvilket har indflydelse på dimensionering af spidslastsystemet.

Beregningerne til dimensionering af spidslast kan i princippet stoppe her, men ønsker man at kende konsekvensen i forhold til differenstrykket, vil det blive gennemgået i det efterfølgende.

Figur 59 bruges til at beregne eller aflæse tryktabet i ledningen med volumenstrømmene fra **Tabel 35**, hvilket giver følgende resultater:

Beskrivelse	data 1	data 2	data 3	data 4	data 5	data 6	data 7	data 8	data 9	data 10	data 11	data 12
Tryktab mellem central og forbruger	24	24	24	24	24	24	24	17	9	6	4	4

Tabel 36: Resultat af tryktab mellem central og målepunkt.

Ud fra data kan frem- og returtrykket i målepunktet beregnes:

$$PR_{\text{målepunkt}} = PR_{\text{statisk}} + \frac{\Delta P}{2} = 30 \text{ mvs} + \frac{24 \text{ mvs}}{2} = 42 \text{ mvs}$$

$$PF_{\text{målepunkt}} = PR_{\text{målepunkt}} + \Delta P_{\text{maks an målepunkt}} = 42 \text{ mvs} + 6 \text{ mvs} = 48 \text{ mvs}$$

Fremløbstrykket på varmecentralen beregnes som følgende:

$$PF_C = PF_{\text{målepunkt}} + \frac{\Delta P}{2} = 48 \text{ mvs} + \frac{24 \text{ mvs}}{2} = 60 \text{ mvs}$$

De samlede resultater kan ses i nedenstående tabel:

Central						Ledningsnet		Målepunkt		
Beregne	målt	Beregne	målt	Beregne	målt	Beregne				målt
TFc	TR	PF	PR	Flow	MW	DP	Tryktab pr kanalmeter	PF	PR	DP
80	45	60	30	684	27,8	30,1	24,1	48	42	6
77	45	60	30	684	25,6	30,1	24,1	48	42	6
74	45	60	30	684	23,3	30,1	24,1	48	42	6
71	45	60	30	684	21,1	30,1	24,1	48	42	6
69	45	60	30	684	18,8	30,1	24,1	48	42	6
68	47	60	30	684	16,6	30,1	24,1	48	42	6
66	48	60	30	684	14,3	30,1	24,1	48	42	6
65	48	53	30	609	12,0	22,8	16,8	44	38	6
65	49	45	30	526	9,8	15,3	9,3	41	35	6
65	49	42	30	405	7,5	11,6	5,6	39	33	6
65	50	40	30	303	5,3	10,3	4,3	38	32	6
65	50	40	30	174	3,0	10,0	4,0	38	32	6

Tabel 37: Oversigt over samlede resultater.

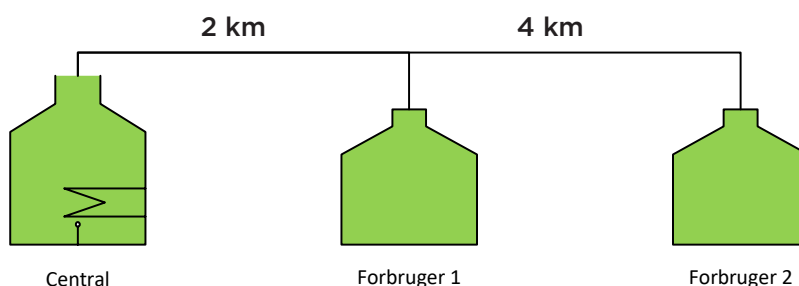
Vi kan altså se i dette eksempel, at uden investering kan værket optimere fremløbstemperaturen. Hvilket kan være med til at reducere nettab ([Se 3.5.2](#)), men også designkrav til spidslastanlæggene. For eksempel kan vi se, at der er behov for en fremløbstemperatur på 80 grader ved maksimalt flow, men allerede ved ca. 23 MW er vi under 75 grader i fremløbstemperatur.

I eksemplet har vi fokuseret på varmecentralen og referencepunktet, punkt A og punkt B. Vi har ikke forholdt os til det i de næste to afsnit, hvor vi kigger på koter og placering af anlæg, samt hvilken betydning det har for værket.

8.2 Betydning af koteforskelle og trykforøgerstationer

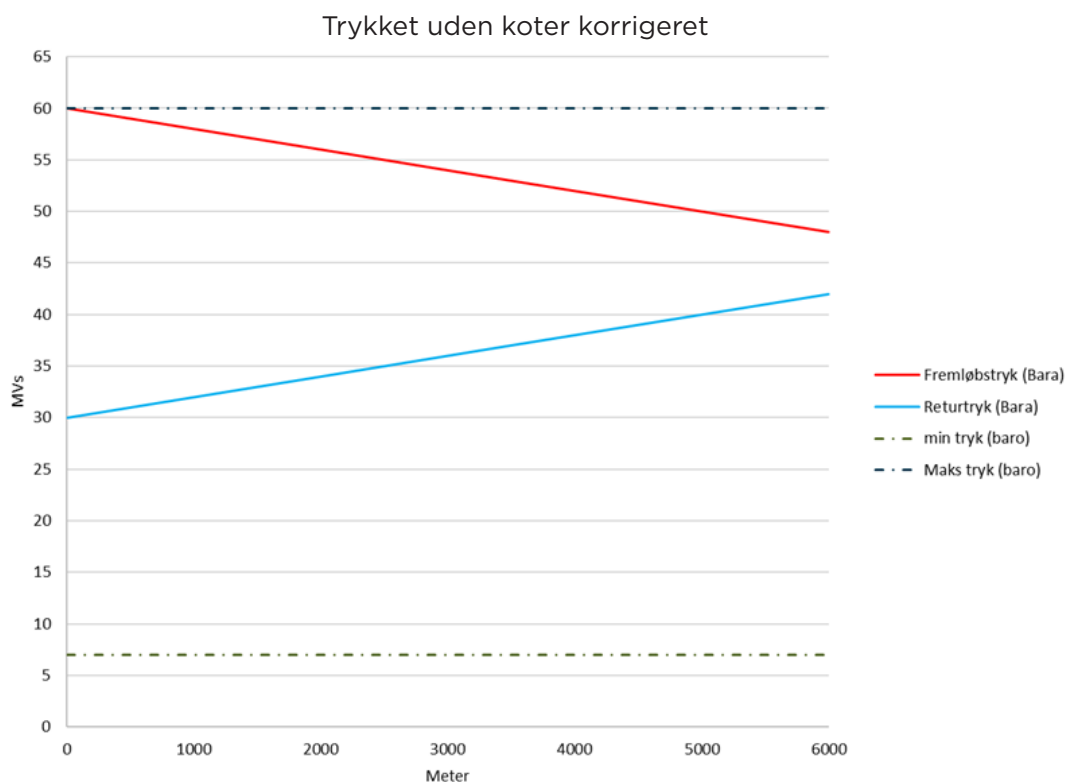
Koteforskelle kan have stor betydning for fremløbstemperaturen og trykstyringen i et fjernvarmenet. Ligger en forbruger i en højere kote end varmecentralen, vil denne kunne se et højere returtryk og et lavere fremløbstryk, end hvis forbrugeren lå i samme kote som centralen. Er det derimod omvendt, så forbrugeren ligger i en lavere kote end centralen, for eksempel hvis varmecentralen ligger i kote 20, og forbrugeren ligger i kote 5, er der en difference på 15 mVs i frem- og returtryk. Dette medfører, at fremløbstrykket hos forbrugeren lokalt vil være 15 mVs højere end ved varmecentralen, når der ses bort fra nettab. Det har ikke indflydelse på differenstrykket i de enkelte punkter, men kan have betydning for maksimaltrykket fra centralen og det statiske tryk.

For at illustrere det visuelt kan vi opsætte et simpelt system bestående af en varmecentral og to forbrugere med henholdsvis 2 km's og 6 km's afstand til centralen. Varmeværket har i sine bestemmelser, at alle forbrugere skal have 6 mVs i differenstryk og minimum 5 mVs i returtrykket og maks. 60 mVs i fremløbstrykket. Samtidig har værket en beholder, der gør, at det statiske tryk på centralen skal være minimum 30 mVs, og ledningsnettet har et tab på 0,002 mVs/m.



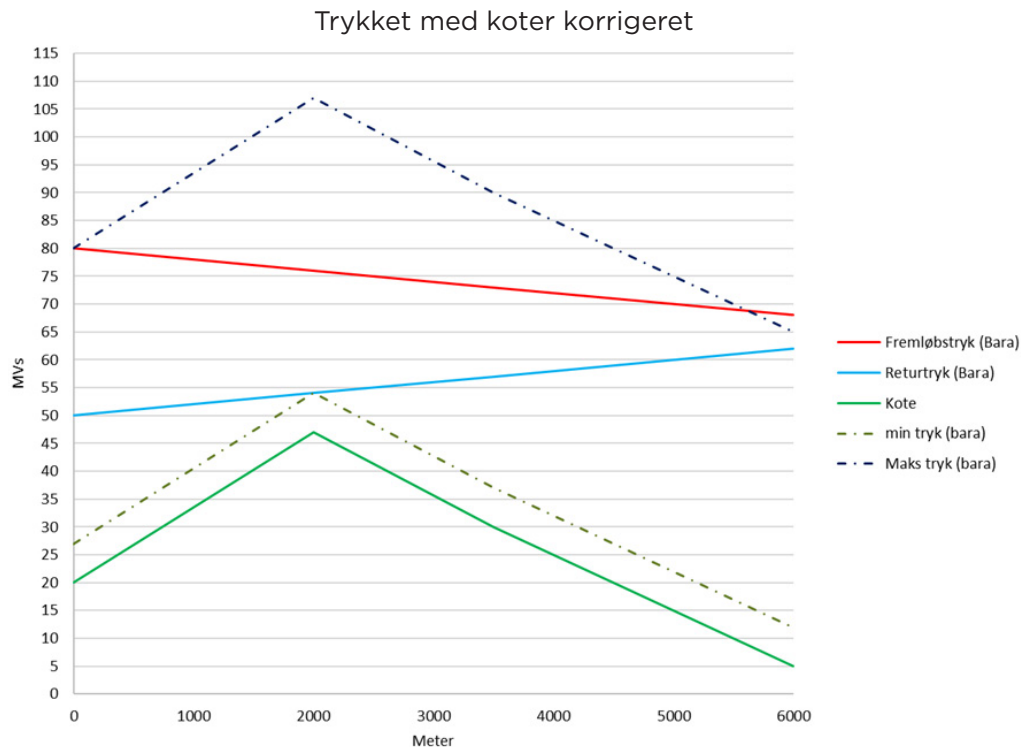
Figur 59: Oversigtstegning.

Bruger vi de ovenstående informationer til at beregne tryktabet uden at tage højde for koter, får vi et symmetrisk tryktabsdiagram som vist nedenfor i **Figur 60**, hvor vi overholder alle kriterier.



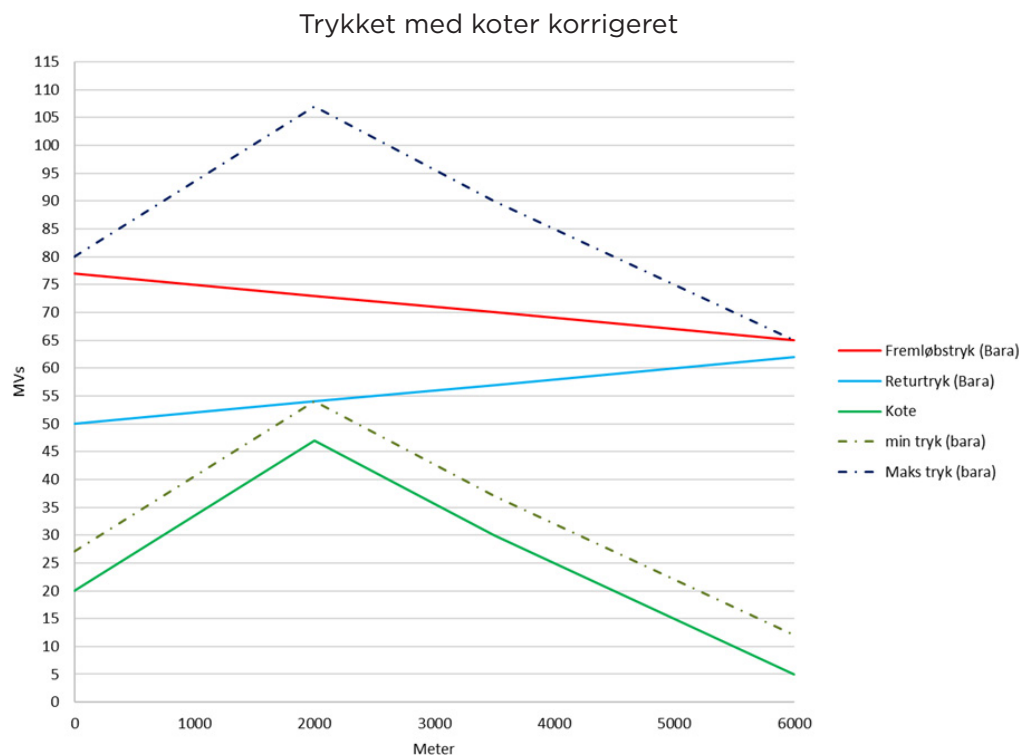
Figur 60: Tryktab uden indregning af koter.

Som vist i **Figur 60** overholdes de 6 mVs hos forbrugeren, og centralen har et statisk tryk på 30 mVs og et fremløbstryk på 60 mVs, som er lig maksimumgrænsen på 60 mVs, men lægger vi ekstreme koter ind i samme scenarie, således at centralen har kote 20, og forbruger 1 har kote 47, og forbruger 2 har kote 5, for vi følgende resultat:



Figur 61: Tryktab med koter.

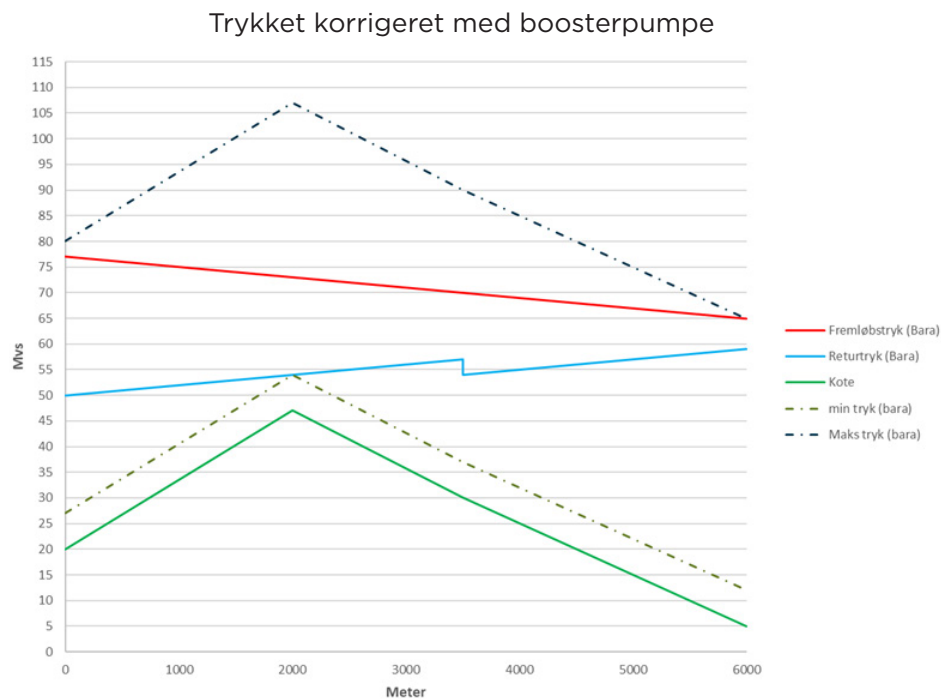
Grænsen for maksimumtryk er overskredet, hvilket medfører, at der må foretages ændringer i fremløbstrykket. Hvis fremløbstrykket reduceres til 57 mVs, overholdes maksimumstrykgrænsen, dog overholdes minimumsdifferenstrykket hos slutforbrugeren ikke. Se **Figur 62**.



Figur 62: Tryktab med koter korrejeret for maks. og min. grænseværdierne.

For at tage højde for dette kan der opsættes trykforøger- og ventilstationer i nettet.

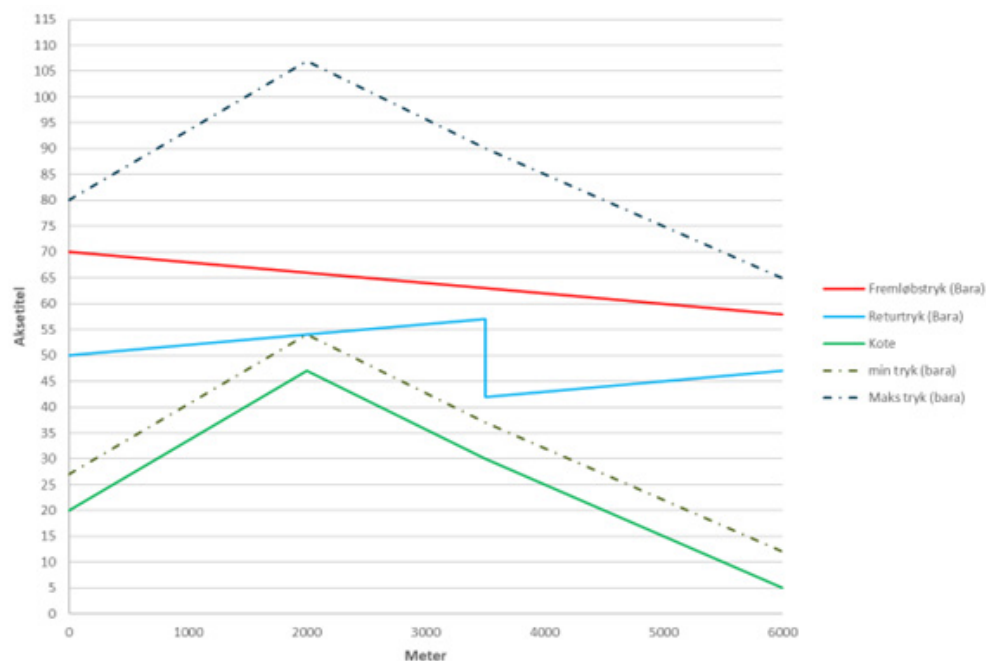
For eksempel er der i nedenstående eksemple, **Figur 63**, opsat en trykforøger 3,5 km fra varmecentralen, der er med til at pumpe vandet retur til centralen fra slutforbrugeren ved at sænke trykket med 3 mVs.



Figur 63: Trykforløb med trykforøger.

Det skal bemærkes, at der er et ret stort spillerum i differensstrykket i resten af systemet, og at returpumpen kunne levere en større sænkning, hvilket ville betyde, at det samlede fremløbstryk for hele systemet vil kunne sænkes, eller fremløbstemperaturen vil kunne sænkes yderligere for bedre driftsøkonomi. Da fremløbstemperaturen i systemet ville kunne sænkes yderligere. Se **Figur 64**.

Trykket korrigeret med boosterpumpe efter minimumsfremløbstryk



Figur 64: Trykforløb med trykforøger dimensioneret efter mindste fremløbstryk fra varmecentralen.

Det varierer fra system til system, hvornår der er et stort nok grundlag til at arbejde med boosterpumper, men forestiller vi os, at der er tale om et meget uhomogent net, kan brugen af trykforøger have stor betydning for tryk- og temperaturoptimering af et ledningsnet. Det er derfor kritisk, at varmeselskaberne har styr på deres hydrauliske system, før de kigger på temperatur- og trykoptimering i dele af deres net samt dimensionering af deres produktionsenheder.

8.3 Temperaturdimensioneringerne af spidslast

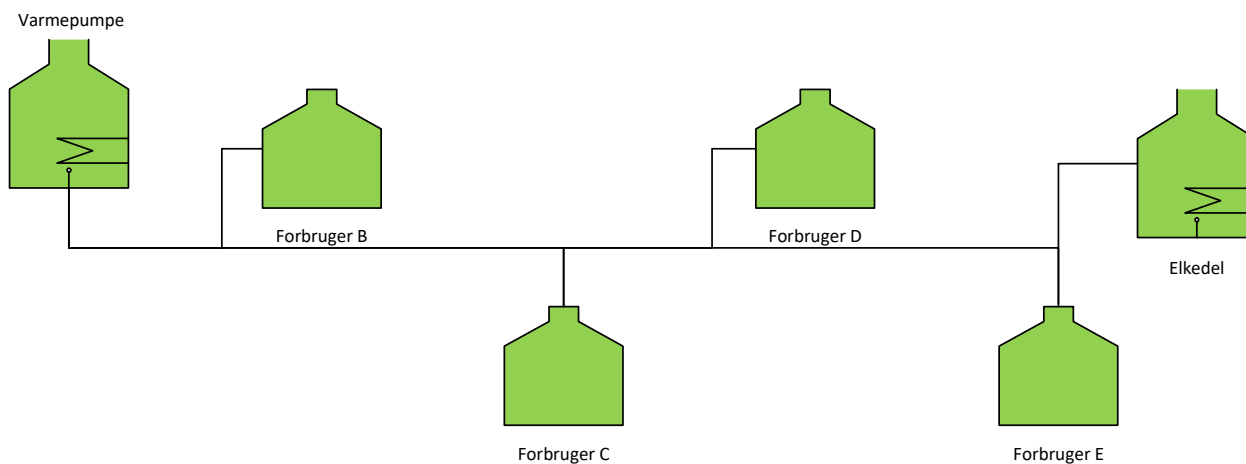
De fleste typer af spidslastanlæg er ikke så afhængige af fremløbstemperaturen og kan levere høje temperaturer som vist i [Kapitel 2](#). Det er derfor relevant at forholde sig til kombinationen af grundlast og spidslast, herunder placeringen i forhold til leverancepunktet/-punkterne. I det efterfølgende kigger vi på kombinationen af en varmepumpe og en elkedel. Herunder muligheder for designoptimering i forhold til placering af anlæg og begrænsninger i fjernvarmesystemet.

Med viden fra de to forrige afsnit har vi en ide om de begrænsede temperaturer fra centralen den viden skal vi nu bruge til at dimensionere vores spidslast. Nedenfor er opstillet to scenarier, hvor spidslast og grundlast er placeret forskellige steder i forhold til hinanden. I Scenarie A er de placeret hver for sig, og i Scenarie B er de placeret på samme central. Begge modeller gennemgås i et vinter- og efterårs scenarie og der regnes med en varmepumpe som grundlast og en elkedel som spidslast.

Varmepumpen kan levere op til 80 grader, og elkedlen kan levere op til 98 grader. Varmepumpen følger Lorenz-formelen og de kalkulerede effektbegrænsninger fra [Kapitel 2](#) og er ved 0 grader dimensioneret til 14 MW. Elkedlen er dimensioneret til 19 MW.

Scenarie A

Scenarie A er baseret på to lokationer, der mødes til et forsyningsområde. Se **Figur 65**.

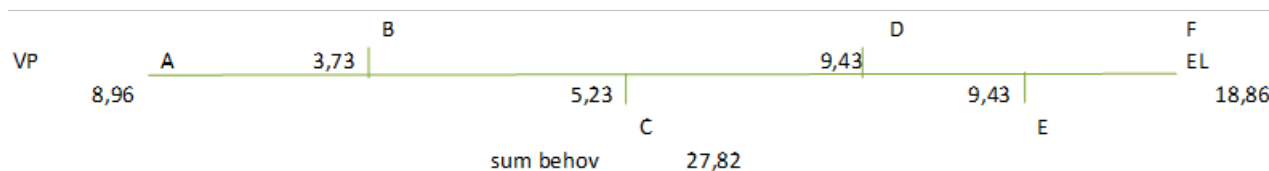


Figur 65: Oversigtstegning scenarie A.

Vinter Scenarie A

Der leveres varme fra varmepumpen frem til punkt C, punkt D og E dækkes af elkedellen.

Det ses i figuren og tabellen nedenfor, at der i dette tilfælde kan leveres minimumstemperatur på 65 grader fra varmepumpen, mens elkedlen er nødt til at levere 76 grader for at holde sig under 60 mVs i fremløbstrykket.



Figur 66: Visning af effektfordeling i scenarie A vinter.

	PF	PR		MW leveret fra VP	MW leveret fra elkedel	TF	TR	Flow	DPF	DPR
A	53,54	30,00	A-B	8,96	-	65	45	385,28	6,48	6,53
B	47,05	36,53	B-C	5,23	-	65	45	224,92	2,25	2,27
C	44,80	38,80	C-D	-	-	65	45	-	-	-
D	44,80	38,80	D-E		9,43	76	45	261,55	3,02	3,05
E	47,83	35,75	E-F	---	18,86	76	45	523,11	11,87	11,94
F	59,70	23,82						-	-	-

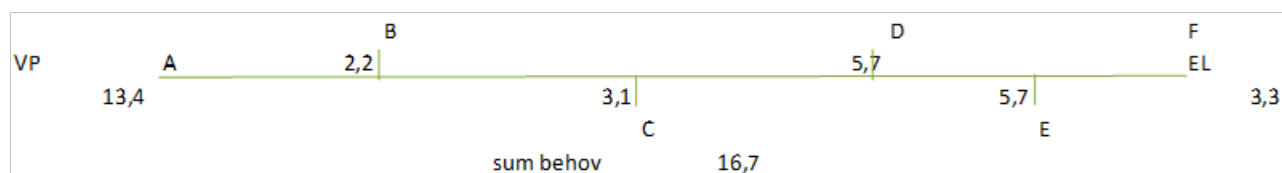
Figur 67: Resultater af tryk- og temperaturstyrberegningen i scenarie A vinter.

Forår/efterår Scenarie A

Der leveres varme fra varmepumpen frem til punkt B, C og D, hvorefter punkt E dækkes af elkedlen.

Grunden til, at varmepumpen kan dække så stort et område, er dels det reducerede forbrug, men dels den øgede varmekapacitet i varmepumpen, da udetemperaturen er steget og tørkølerne kan yde mere (dette er selvfølgelig kun gældende for luft til vand varmepumper).

Som det ses i figuren og tabellen nedenfor, skal temperaturen for varmepumpen hæves til 77 grader for at holde sig under de 60 mVs, men elkedlen reduceres til 65 grader. Man vil i dette tilfælde kunne gøre brug af booster-pumpen, som beskrevet i [Afsnit 8.2](#), til at hæve trykket fra punkt C til D. Dermed vil fremløbstrykket fra punkt A kunne sænkes. Dette ville være en økonomisk mulighed, hvis der var tale om et simpelt system, med enkelte afgreninger, men forestiller vi os, at ledningen fra A til F ikke er en forsyningsvej, men et net, der spreder sig ud til flere hundrede kunder i stedet, kan det være problematisk at opføre lokale booster-pumper.



Figur 68: Visning af effektfordeling i scenarie A forår/vinter.

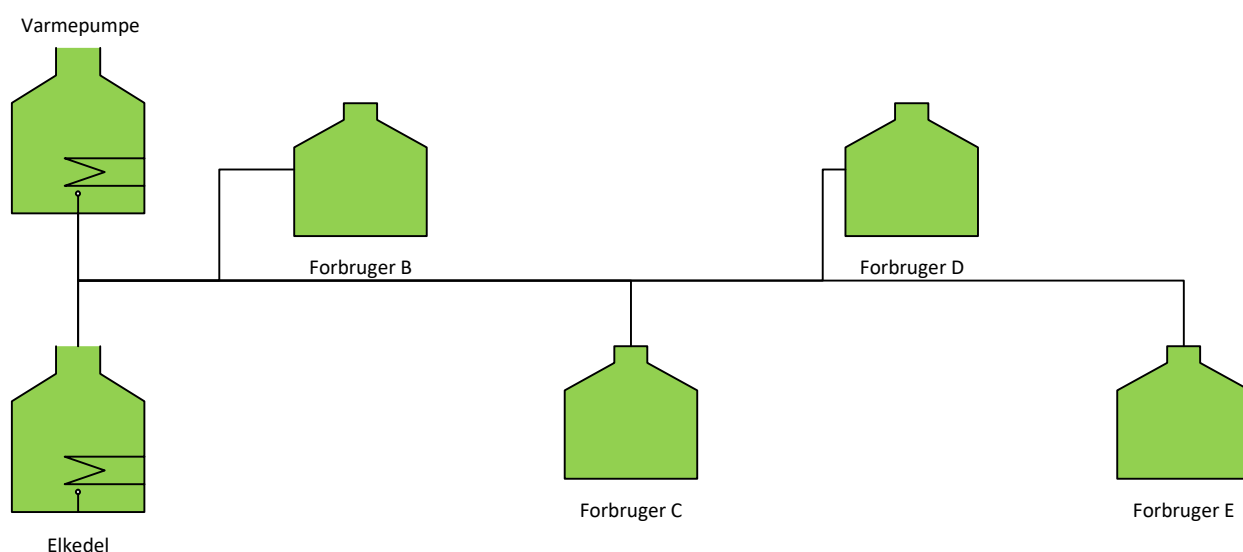
	PF	PR		MW leveret fra VP	MW leveret fra elkedel	TF	TR
A	59,33	30,00	A-B	13,36		77	45
B	53,69	35,68	B-C	11,12		77	45
C	49,76	39,64	C-D	7,98		77	45
D	47,72	41,72	D-E	2,32	-	77	45
E	47,72	41,52	<u>E-F</u>	---	3,33	65	45

Figur 69: Resultater af tryk- og temperaturstyringsberegningen i Scenarie A forår/vinter.

Kigger vi på det sammenlignelig mellem de to scenarier, så er efteråret og med 77 grader dimensionerende for grund-/mellemlasten, og vinter med de 76 grader er dimensionerende for Elkedlen.

Eksempel Scenarie B

I Scenarie B er der tale om et simpelt system med en central, der leverer til det samlede byområde. Her kan der gøres brug af metoden for [Afsnit 8.2](#), men for overskuelighedens skyld gennemgås model B som ovenstående scenarie A.



Figur 70: Oversigtstegning over scenarie B.

Vinter Scenarie B

Som figuren og tabellen nedenfor viser, så er den nødvendige temperatur til området 78 grader for at kunne sikre, at trykkravet overholdes. Dog behøver varmepumpen og elkedlen ikke at levere ved samme temperatur, da elkedlen kan levere forholdsvis høj temperatur uden påvirkning af virkningsgraden.

	A	B	D	F
VP	3,73		9,43	
8,96		5,23	9,43	
EL				E
18,86		sum behov	27,82	

Figur 71: Visning af effektfordeling i scenarie B vinter.

	PF	PR		MW leveret afgrening	MW Leveret hovednet	TF	TR
A	59,49	30,00	A-B	3,73	27,82	72	45
B	56,86	32,65	B-C	5,23	24,09	72	45
C	53,71	35,83	C-D	9,43	18,86	72	45
D	51,76	37,79	D-E	9,43	9,43	72	45
E	47,80	41,80	E-F	-	-	72	45
F	47,80	41,80					

Figur 72: Resultater af tryk- og temperaturstyringsberegningen i scenarie B vinter.

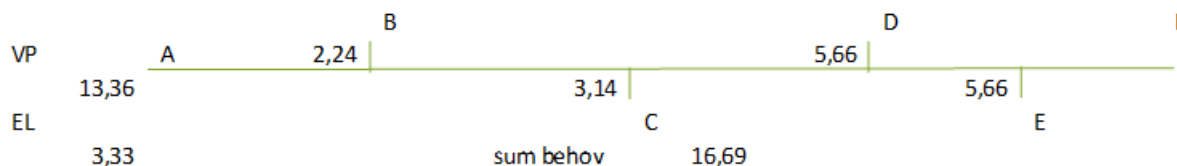
I **Figur 73**, kan der ses en fordeling mellem varmepumpen og elkedlen, og det kan ses, at i stedet for at begge anlæg leverer 72 grader, kan varmepumpen teoretisk levere ned til 55 grader, uden at elkedlen kommer uden for sit maksimumråde. Det kan også ses at COP'en for varmepumpen stiger fra 250% til 275%, hvilket resulterer i ca. 1,5% reduceret produktionsomkostning.

VP TF	Elkedel TF	VP MW	Elkedel MW	Behov T	Behov effekt	COP 1	Eta Elkedel	Sum (kr)
55,0	80,1	8,96	18,9	72,00	27,82	275%	99%	10.137
58,0	78,7	8,96	18,9	72,00	27,82	270%	99%	10.166
61,0	77,2	8,96	18,9	72,00	27,82	265%	99%	10.194
64,0	75,8	8,96	18,9	72,00	27,82	261%	99%	10.222
67,0	74,4	8,96	18,9	72,00	27,82	256%	99%	10.249
72,0	72,0	8,96	18,9	72,00	27,82	250%	99%	10.295

Figur 73: Beregning af temperaturoptimering internt på centralen scenarie B vinter.

Forår/efterår Scenarie B

I efteråret som det kan ses nedenunder, er der kun et behov for 67 grader for at levere energien ud i det samlede system. Men grundet øget varmeleverance fra varmepumpen er det ikke muligt at leverer fra varmepumpen med kun 55 grader, da elkedlen ville skulle levere over 100 grader. Så varmepumpen er nødt til at levere omkring 59 grader, da elkedlens maksimumtemperatur bliver en begrænsning, hvilket giver en reduceret produktionspris på ca. 3%.



Figur 74: Visning af effektfordeling i scenarie B forår/efterår.

	PF	PR		MW leveret afgrening	MW Leveret hovednet	TF	TR
A	57,37	30,00	A-B	2,24	16,69	67	50
B	54,98	32,41	B-C	3,14	14,45	67	50
C	52,11	35,30	C-D	5,66	11,31	67	50
D	50,34	37,09	D-E	5,66	5,66	67	50
E	46,73	40,73	E-F	-		67	50
F	46,73	40,73					

Figur 75: Resultater af tryk- og temperaturstyringsberegningen i scenarie B forår/efterår.

VP TF	Elkedel TF	VP MW	Elkedel MW	Behov T	Behov effekt	COP 1	Eta Elkedel	Sum (kr.)
59,5	97,0	13,4	3,3	67	16,69	310%	99%	3.581
61,0	91,0	13,4	3,3	67	16,69	307%	99%	3.603
62,5	85,0	13,4	3,3	67	16,69	304%	99%	3.624
64,0	79,0	13,4	3,3	67	16,69	301%	99%	3.646
65,5	73,0	13,4	3,3	67	16,69	298%	99%	3.667
67,0	67,0	13,4	3,3	67	16,69	295%	99%	3.688

Figur 76: Beregning af temperaturoptimering internt på centralen i scenarie B forår/efterår.

Baseret på scenarierne skal varmepumpen og elkedlen dimensioneres efter foråret/efteråret.

Konklusion Scenarie A og B

Som det kan ses, er der forskellige muligheder, alt efter om der leveres fra fælles central eller separate lokationer, men fælles for dem er, at spidslast mellemlast og grundlast spiller sammen, i forhold til temperaturstyring. Dermed er det også et vigtigt element at have styr på, før man går i gang med sine kravspecifikationer til spidslastanlægget.

Vi kan se, at dimensioneringsforholdene for grund- og mellemlast er de samme i begge tilfælde, da værkerne er nødt til at forholde sig til driften om foråret/efteråret, hvor grundlasten har det største afsæt, men i forhold til spidslast er det forskelligt for Scenarie A og Scenarie B, og i dette tilfælde skal elkedlen i Scenarie B dimensioneres efter forår/efterår for at få mest udbytte af varmepumpen, og i Scenarie A skal elkedlen dimensioneres efter vinter.

Det kan også ses, at i begge scenarier er der mulighed for at optimere driftsøkonomien ved at justere temperaturerne. Det er dog meget afhængigt af produktionsenhederne, da man ikke vil se den samme effekt i et system med for eksempel biomasse som grundlast. Det skal også siges, at det ikke kan antages at konklusionen altid er den samme, da det afhænger af det konkrete system, samt hvilke enheder der gøres brug af, dimensioneringen af rørene, fordelingen af forbrugerne osv. Men der er evidens for, at dimensioneringskravene er afhængige af kendskab til fjernvarmenettet, og at de kan ændre sig hen over året.

8.4 Temperatursænkning i fjernvarmenettet

Nedenfor gennemgås regnemethoden for at finde gevinsten ved reduktion af fremløbstemperaturen.

Beregning af konstant.

Varmetab i rør består af følgende formel:

$$l * \tau * u * (T_F - T_j + T_R - T_j) = \Delta Q$$

u = U-værdi for rør, opgives af fabrikanten, med kan beregnes ud fra isolering i røret.

l = rørlængden i fjernvarmesystemet

τ = perioden, som tabet ønskes beregnet over

T_F = fremløbstemperaturen i perioden

T_R = returløbstemperaturen i perioden

T_j = jordtemperaturen i perioden (oftest en konstant på 8 grader)

ΔQ = Nettab i perioden

Formlen kan forsimples, da fjernvarmesystemet er det samme før og efter temperatursænkningen, det vil sige, at perioden, U-værdien og længden i systemet kan lægges sammen til en konstant (k), og denne konstant kan findes ved at dividere det kendte nettab ud med temperaturen i perioden.

$$l * \tau * u * (T_F - T_j + T_R - T_j) = \Delta Q \rightarrow k * (T_F - T_j + T_R - T_j) = \Delta Q$$

↓

$$\frac{\Delta Q}{(T_F - T_j + T_R - T_j)} = k$$

Med ovenstående konstant kan vi finde det nye nettab baseret på nedenstående formel:

$$k * (T_{F_{ny}} - T_j + T_{R_{ny}} - T_j) = \Delta Q_{ny}$$

Denne beregning er grundlag for den sparede energimængde i perioden. Kendes produktionsprisen, der fortrænges, kan der beregnes en besparelse i perioden. Bemærk dog, at pumpeomkostningerne vil stige. Dette er ikke medregnet i besparelse, da der er tale om et estimat og ikke en eksakt beregning. I **Tabel 38** er der vist en årsberegningsmodel, der er tilgængelig for værkerne.

Samlede varmetab (i dag)	20.000,00	MWh
TF-før	73,7	c
TR-før	47,4	c
TF-efter	67,2	c
TR-efter	47,4	c
Produktionspris (gns)	179,6	Kr./MWh
Investering	-	Kr.
Rente	3	%
afskrivningsperiode	25	år
Årlig betaling	-	Kr./år
Tj	8	c
K	190	
MWh	18.759	
Reduceret produktion	1.241	MWh
Besparelse	223.015	Kr./år
Ydelse	-	Kr./år
Tilbagebetalingstid	-	år

Tabel 38: Simpel årsmodel.

En ting at bemærke er, at selvom temperaturen er højest om vinteren, er det ikke nødvendigvis der, hvor der skal være højest fokus på nettabet, da der samtidig også er tale om meget korte perioder. Der hvor der er mest økonomi at hente, er i et krydsfelt mellem temperaturændringen, længden på perioden og produktionsomkostningerne per MWh. Da alle elementer bliver multipliceret ind i samme formål, er de alle lineært afhængige. Det vil sige, at en fordobling, i en faktor og en halvering i en anden faktor vil udligne hinanden. I **Tabel 39** kan princippet ses.

Periode/timer	150 kr.	250 kr.	350 kr.	450 kr.	550 kr.
1	2	3	4	5	6
10	17	28	39	51	62
200	337	562	787	1.011	1.236
1000	1.685	2.809	3.933	5.056	6.180
3000	5.056	8.427	11.798	15.169	18.539

Tabel 39: Reduktionsperiode kontra produktionsomkostning ved temperatursænkning med 1 grad.

8.5 Cases og inspiration

8.5.1 Ølgod

8.5.1.1 Indledning

Ølgod Varmeværk leverer varme til ca. 1.700 forbrugere og har en årlig varmeproduktion af værk på ca. 48.800 MWh inkl. nettab, som udgør omtrent 15%. Varmeværket har to biomassekedler som grundlastenheder, hvor den ene anvender våd flis og den anden tørt flis. Tørflis kedlen kan også anvende træpiller i nødstilfælde. Herudover råder værket over en naturgaskedel og en oliekedel, som primært benyttes til spids- og reservelast. Til værkets produktionsenheder er tilknyttet en akkumuleringskøle på 1.200 m³.

I 2021 blev installeret en elkedel, som ejes og drives af Ølgod Varmeværk. Ud over at fungere som spids-/reservelastenhed aktiveres den også i regulerkraftmarkedet og bidrager til øget indtjening i perioder med lave elpriser. I **Tabel 28** ses udvalgte nøgletal om elkedlen.

Fjernvarmeværk/Kontaktperson	Ølgod Fjernvarmeselskab a.m.b.a./Henrik Jessen
Leverandør	Tjæreborg Industri
Type	Parat type: HEH-AH
Installationsår/drifstimer siden opstart	2021/1.200
Varmeydelse	6 MW
Årlig varmeproduktion 2021 (3 måneder)	2.700 MWh

Tabel 28: Nøgletal om elkedel hos Ølgod Varmeværk.

8.5.1.2 Baggrund

Med baggrund i en markant afgiftsreduktion på strøm anvendt til varmeproduktion og udsigt til muligheden for at levere systemydelser af forskellige typer blev det fundet fordelagtigt, at investere i en elkedel. Elkedlen kan anvendes hele året rundt, når det er økonomisk fordelagtigt, og hvor produktionen så lagres. I investeringens betragtninger blev der regnet med ca. 100 årlige driftstimer, hvor kedlen driftes i balancemarkedet, øvrige driftstimer foregår som systemydelser. Elkedlen kan også anvendes i spidslastsituationer ved at supplere biomassevarmen i stedet for alternativerne, som er enten en oliekedel eller en naturgaskedel.

Elkedlen er sat i drift i 2021 og forventes at kunne levere 6.000 MWh årligt, hvilket dog er afhængigt af udviklingen i systemydelserne og i elpriserne. Grundlastenheden er en 8 MW biomassekedel, og når elkedlen startes, reguleres grundlastenheden ned i last i løbet af en time (kan regulere i intervallet fra 8 MW til 1 MW) for at "give plads" til flere driftstimer på elkedlen.

Elkedlen er tilsluttet i elnettet på niveau A-lav som afbrydelig enhed på 10 kV og siden i en 60/10 kV transformator, idet det giver den laveste distributionstarif til netselskabet. I dette tilfælde er netselskabet N1. Fjernvarmeselskabet ejer selv højspændingskablet fra transformator til varmeværket, som er 1,7 km lang. Kablet har tidligere været anvendt som produktionskabel fra det på værket nu nedlagte gasturbinekraftvarmeanlæg.

Omkostningen til den samlede levering af strøm (TSO og DSO) har i den hidtidige driftsperiode været på 130 kr./MWh

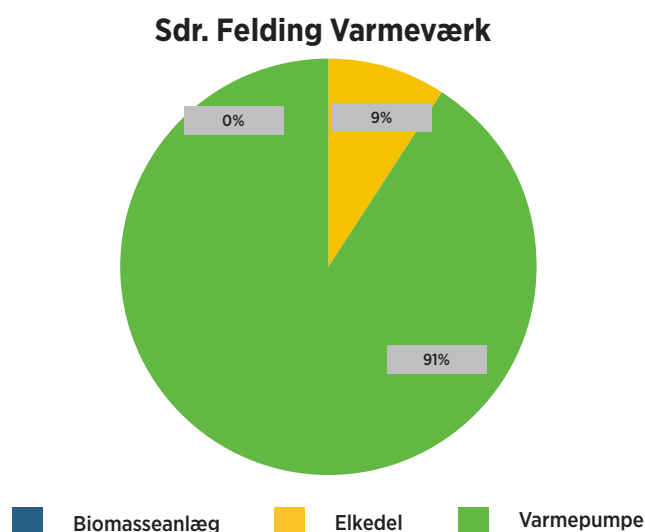
Produktionsenhed	Brændsel	Idriftsat [År]	Varmeydelse [MW]	Virkningsgrad [%]	Årlige driftstimer [timer]
Flis kedel	Biomasse - Skovflis	2006	8,0	101	8.000
Olie kedel	Fossil - Fyringsolie	2006	10,0	92	20
Træpille kedel	Biomasse - Tørflis/træpiller	2013	2,0	93	2.500
Naturgaskedel	Fossil - Naturgas	2018	5,5	100	375
El kedel	El - 10 kV	2021	6,0	100	2.000
Samlet			31,5		

Tabel 29: Oversigt over kapaciteter på Ølgods produktionsanlæg.

Tidligere har spidslasten til byen været klaret fra begge fliskedler, og nødlasten har været baseret på olie.

Der har været et begrænset behov for at bruge olie til varmeproduktion, og vurderingen er, at der er produceret under 100 MWh igennem de seneste 10 år. Med de nye produktionsanlæg og akkumulerings tanken vil hele værkets grund- og spidslast kunne dækkes af varmepumpe og elkedel eller med fliskedel, hvor elkedlen kan fungere både som en spids- og reservelasten og herudover bidrage til indtjeningen i regulerkraftmarkedet. Ud fra de udførte beregninger i projektforslaget for de nye produktionsanlæg forventes det, at varmepumpeanlægget kan dække 91,4 % og elkedlen dække de resterende 8,6 % af varmebehovet. Det afhænger selvfølgelig af den fremtidige udvikling i el- og flispriserne.

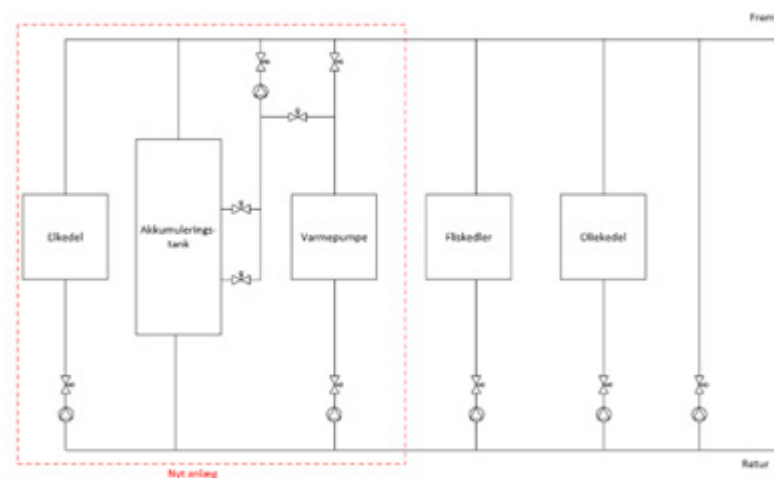
Ved høje elpriser vil varmen skulle produceres på fliskedler, og ved lave elpriser vil varmen produceres på varmepumpe og elkedel.



Figur 78: Forventet varmeproduktionsfordeling på Sdr. Felding Varmeværk efter investering i varmepumpe.

Nødlasten kan klares af enten fliskedler eller elkedel. Oliekedlen bliver i første omgang stående, i tilfælde af at der opstår den usandsynlige situation, hvor både elkedel og varmepumpen er begrænset i markedet, og en af fliskedlerne er faldet ud.

Sdr. Felding Varmeværk har således en stor (grøn) forsyningssikkerhed, og hvis den skulle forøges, kunne den sikres yderligere ved at købe fuld nettilslutning til varmepumpen på ca. 1 MW.



Figur 79: Principskitse af anlægsopbygning i Sdr. Felding med nye produktionsanlæg.

8.5.2.3 Driftserfaringer

Der er endnu ingen driftserfaringer med anlæggene, idet disse først idriftsættes i efteråret 2022.

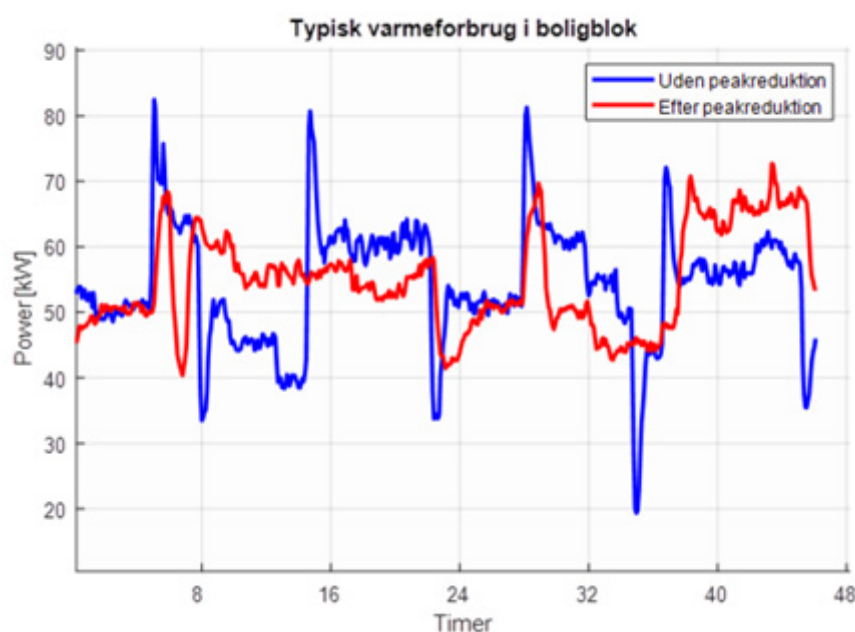
8.6 Digitaliseringscases

Smart styring af boligblokke i Høje Taastrup

I Høje Taastrup har boligområdet Gadehavegaard i forbindelse med en større renovering af distributionsnettet mellem bygningerne fået installeret nye varmecentraler og intelligent styring af forbruget. Gadehavegaard består af 19 boligblokke med omtrent 1.000 lejligheder i alt. Projektet har strakt sig over nogle år og involveret blandt andre Domea (der administrerer Gadehavegaard), Høje Taastrup Fjernvarme, Neogrid Technologies og COWI.²²

Styringen er Neogrids produkt PreHEAT, som er en cloud-CTS-løsning til styring og overvågning af varme, varmt vand og ventilation. PreHEAT er et vejrprognosebaseret energistyringssystem og kan også anvendes til peakreduktion på fjernvarmenettet.

Resultatet af implementeringen af PreHEAT er vist i nedenstående figur for en typisk boligblok:



Figur 81: Varmeforbrug til rumvarme for typisk boligblok.

I **Figur 81** er vist det samlede effektforbrug til rumvarme i en 48 timers periode med konventionel styring og i en sammenlignelig periode med peakreduktion. Reduktionen kommer ved forskellige tiltag som:

- at fjerne samtidigheden i driften af teknikrummene ved at indføre stokastisk støj.
- at udglatte større ændringer i rumvarmens setpunkter.

Resultatet ses i figuren, hvor der før implementeringen var tydelig morgen- og aftenspids på effektforbruget, som det er lykkedes at fjerne. PreHEAT "overstyrer" her den eksisterende løsning til varmestyring fra Danfoss i form af ECL 310 og har resulteret i en besparelse på 11% af fjernvarmeforbruget.²³

Flexibility Heat Grid Bornholm

I den lille landsby Listed på Bornholm har det lokale forsyningsselskab, Bornholms Energi og Forsyning (BEOF), DTU, Utiligize og Neogrid Technologies indgået samarbejde i det såkaldte "Listedprojekt". Projektet omhandler en etablering og evaluering af et fuldt fleksibelt fjernvarmenet med intelligent styring af fjernvarmeenheder i 65 husstande i landsbyen Listed på Bornholms østkyst. Listed ligger som den sidste by i en lang forsyningslinje fra fjernvarmeværket i Nexø. Sammensætningen af gennemsnitligt gamle bebyggelser, en stor andel af fleksboliger og placeringen for enden af en lang forsyningslinje giver i perioder med særlige vejrforhold kapacitetsproblemer i området. Dette skal den intelligente og fleksible styring af fjernvarmeenhederne afhjælpe.

²² Kilde: <https://neogrid.dk/wp-content/uploads/neogrid-reference-gadehavega%cc%8ard.pdf>

²³ Kilde: <https://www.danskjernvarme.dk/aktuelt/presseklip/arkiv/2021/210820-dagens-overblik>

Den overordnede målsætning er et reduceret energiforbrug og -produktion, der skal medføre et reduceret varmetab og derved CO₂-udledning:

1. Øget energieffektivitet i husstande (10%)
2. Reduceret varmetab i ledningsnet (20%)
3. Øget effektivitet af varmeproduktionen (6%)

Neogrid vil bidrage til målsætning 1 og 2 ved hjælp af vejrprognose- og databaseret styring af fjernvarmeenhederne. Dette vil bidrage med en øget energieffektivitet i husstandene, men også forbedre returtemperaturen i fjernvarmenettet og dermed reducere varmetabet. Modelbaserede alarmer vil diagnosticere fejl i installationerne, så de lokale teknikere hurtigt kan optimere driften på dysfunktionelle anlæg.

Neogrid vil udglatte det samlede forbrug i området ved at aktivere fleksibiliteten, der potentielt kan udnyttes i husenes varmtvandsbeholdere og som termisk energi i husenes varmesystemer. Dette kan hæve kapaciteten i området og skabe plads til nye fjernvarmekunder og dermed værdi for BEOF. Hvis ikke der er potentiale for nye tilslutninger, kan man sænke fremløbstemperaturen i området og derved spare endnu mere på tabet i ledningsnettet. Neogrids software udarbejder prognoser for husstandenes energibehov og kan hjælpe BEOF i planlægningen af energiproduktionen og derved effektivisere denne (mål 3). Projektet er endnu ikke afsluttet, og det nøjagtige økonomiske potentiale er svært at estimere, men dette vil blive nøje beregnet senere i projektets løbetid.

ENFOR: Driftoptimering af fjernvarmenet ved hjælp af datadrevne computersystemer

Anvendelse af computersystemer, der automatisk lærer af data, har en række åbenlyse fordele i forbindelse med styring og driftoptimering af fjernvarmenet.

Ved at anvende data, hjemtaget fra kundemålere eller sensorer fra selve nettet, kan computersystemet dels lave en automatisk optimering af temperaturen i nettet, og dels give mulighed for at udnytte den fleksibilitet, der ligger i selve nettet som et ekstra lager.

ENFOR A/S har i Heatman projektet (støttet af Innovationsfonden) sammen med en række andre virksomheder simuleret og beregnet de økonomiske gevinster ved sådanne tiltag. Projektet er udført i samarbejde med fjernvarmeselskaberne i Brønderslev, Hillerød og trekantområdet, der således har været udgangspunktet for de konkrete beregninger.

Det er velkendt, at der ligger en betydelig værdi i at have fleksibilitet fra en lagertank, så produktionen af el og varme foretages, når den er økonomisk optimal, og varme så lagres i tanken, indtil der er behov for denne, hvilket beregningerne også efterviste.

Herefter satte projektet sig for at beregne de værdier, der kunne opnås i en række andre scenarier.

Anvendelse af fleksibilitet i nettet, hvis der allerede er etableret en lagertank

Beregningerne viste, at hvis man allerede har investeret i en lagertank, så er potentialet af den ekstra fleksibilitet, man har i nettet, ikke særlig værdifuld. Det skyldes, at en veldimensioneret lagertank gør det muligt at planlægge produktionen økonomisk optimalt, og der vil være ganske få tidspunkter på året, hvor den ekstra fleksibilitet fra nettet reelt kommer i spil. I langt de fleste timer vil der slet ikke være behov for ekstra fleksibilitet, og hvis der endelig er timer, hvor der er behov for yderligere fleksibilitet, så er lagerkapaciteten i nettet alligevel relativt begrænset, og man kommer derfor ofte til at starte dyr spidslast op alligevel.

Anvendelse af fleksibilitet i nettet, hvis der ikke er etableret en lagertank

I de tilfælde, hvor man ikke har etableret en lagertank, viste beregningerne et "ikke ubetydeligt" potentiale i at anvende nettet som lager, som kan reducere produktionsomkostningerne med et par procent årligt. I et sådant scenarie viste den avancerede lastprognose, som ENFOR har udviklet, sig at være værdifuld, da den kan estimere den tilgængelige lagerkapacitet i nettet og stille den til rådighed for et produktionsplanlægningsværktøj. Det bør dog i den sammenhæng nævnes, at de tidligere nævnte beregninger jo viste, at det oftest vil være så økonomisk attraktivt at etablere en lagertank, at man som udgangspunkt nok ville gøre dette.

Driftoptimering af temperaturen i fjernvarmenettet

Der blev også foretaget beregninger af værdien af at bruge en dynamisk optimering af temperaturen i nettet baseret på målinger fra enten slutkundemålere eller målere i nettet. En sådan dynamisk optimering får data med faste frekvenser, som computersystemet hele tiden lærer af, og vil så typisk opdatere forbrugsprognosen og regulere fremløbstemperaturen f.eks. hvert femte minut. Det giver en helt skarp styring af temperaturen, så der altid er tilstrækkeligt med varme, men ikke for meget varme, da sidstnævnte giver forøget varmetab og deraf forøget energiforbrug og forøgede produktionsomkostninger.

Beregningerne viste, at der var to betydelige og forskellige effekter af dynamisk og automatisk at optimere fremløbstemperaturen. Dels var der den direkte effekt af styringen, der gav en reduceret gennemsnitstemperatur med et reduceret varmetab, energiforbrug og reducerede brændselsomkostninger til følge. Typisk kan brændselsforbrug og deraf omkostninger (og evt. CO₂-udledning) reduceres med et par procent årligt.

Ydermere viste simuleringerne, at der var en tilsvarende positiv effekt på selve produktionen, da denne bliver mere effektiv, hvis den dels baseres på en mere præcis lastprognose, dels kan "aflevere" varmen ved en lidt lavere temperatur. Effekten af dette svarede tilsvarende til reduktion af produktionsomkostninger på et par procent.

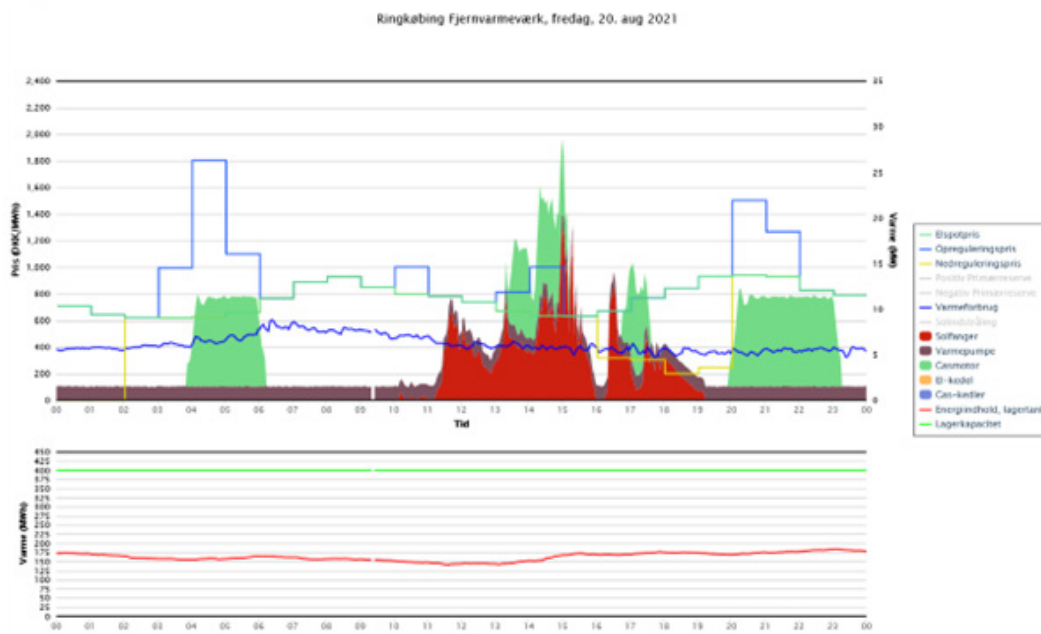
Således viste beregningerne, at et værk af denne type forventeligt kan spare 4-5% på brændselsforbrug- og omkostninger ved at anvende en datadreven og selvlerende forbrugsprognose og temperaturstyring.

Ringkøbing med fokus på reduktion af gaskedeldrift med akkumuleringsstank

Et godt eksempel på digitalisering og datadrevet fjernvarmedrift findes i Ringkøbing, hvor Ringkøbing Fjernvarmeværk anvender den samlede fjernvarmesoftwareløsning fra EMD. Værket anvender energyPRO til planlægning af nye investeringer og årlig driftsbudgettering, energyTRADE til den daglige driftsplanlægning og budgivning samt energyWEB til formidling af den daglige drift til sine varmekunder.

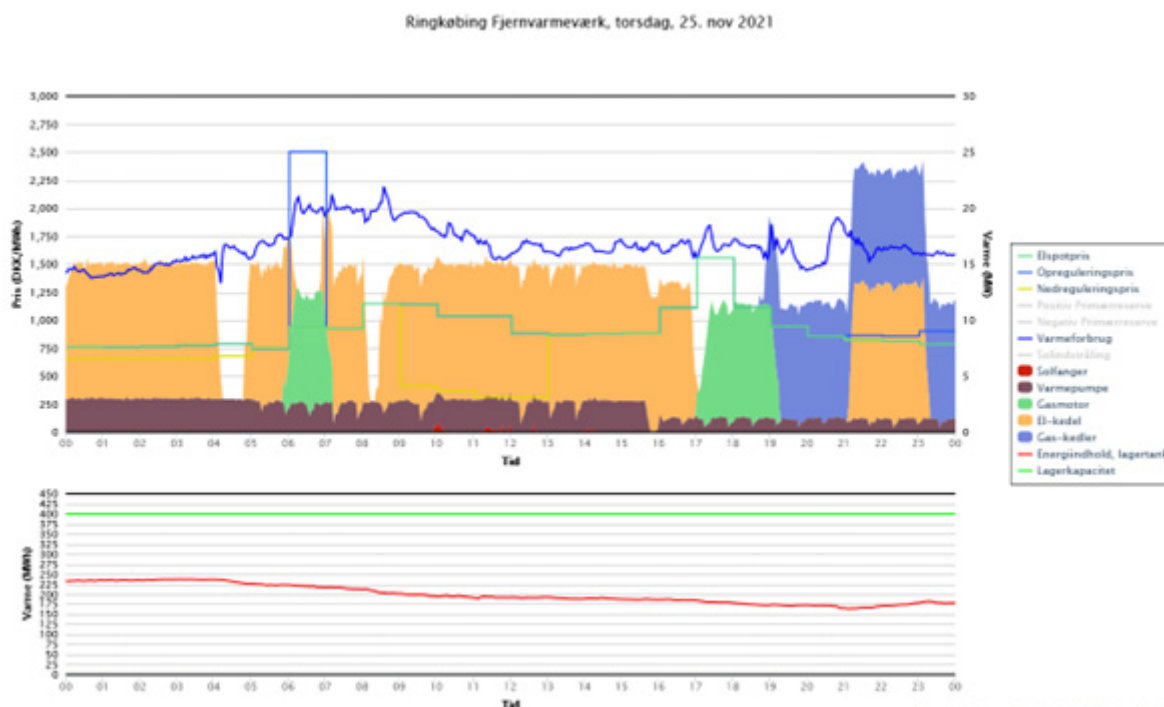
Ringkøbing Fjernvarmeværk producerer årligt omkring 120.000 MWh varme (120 GWh), og værket har en betydelig produktionskapacitet i form af et solfangerfelt på 30.000 m², en kraftvarmeanhed på 9 MW el og 10 MW varme, en elkedel på 12 MW, en varmepumpe på 3,4 MW varme samt to varmelagre på i alt 7.500 m³, hvor de kan gemme 400 MWh-varme (svarende til hvad 20 husstande bruger et helt år), herudover har de reservekedler. Med et peakbehov på omkring 30 MW varme kan værket praktisk talt producere al varmen uden reservekedler, som dermed mest idriftsættes, når det er økonomisk fordelagtigt. Omtrent 17% af den årlige varmeproduktion produceres på reservekedlerne.

I **Figur 82** er vist Ringkøbing Fjernvarmeværks drift en sommerdag. Et varmebehov på omkring 5 MW varme dækkes af varmepumpen og solvarmeanlægget samt vundne opreguleringer i regulerkraftmarkedet på kraftvarmeanheden (den blå kurve viser opreguleringsprisen).



Figur 82: Ringkøbing Fjernvarmeværks drift en sommerdag vist i <http://www.energyweb.dk/rfvv/>.

I **Figur 83** er vist Ringkøbing Fjernvarmeværks drift en efterårsdag. Et varmebehov på omkring 15 MW varme dækkes af varmepumpen og hovedsageligt af elkedlen, som givetvis er startet som vundet specialregulering i regulerkraftmarkedet (energyWEB viser ikke specialreguleringsprisen, da den afregnes som PayAsBid og er dermed forskellig fra værk til værk). Hen under aften startes gaskedlen. Det ses, at varmepumpens produktion bliver uregelmæssig, hvilket kan skyldes, at det er nødvendigt at afise den udendørs varmeveksler.



Figur 83: Ringkøbing Fjernvarmeværks drift en efterårsdag vist i <http://www.energyweb.dk/rfvv/>.

I **Figur 84** er vist værkets brug af energyTRADE til den daglige driftsplanlægning og budgivning. Den lodrette sorte linje viser "nu". Til venstre for den sorte linje er vist den eksisterende drift. Til højre for den sorte linje er vist den forventede drift i de kommende dage. energyTRADE har adgang til et omfattende antal dataprovidere, som henter prognoser for f.eks. spotpriser, udetemperaturer og solindstråling samt henter oplysninger i værkets SCADA-system om den eksisterende drift, herunder den øjeblikkelige beholdning i varmelagrene, samt dataprovidere, der kommunikerer med handelselskabet om bud, der skal afgives, og bud, der er vundet. Det ses f.eks., at "i morgen" viser spotprisprognosen, at spotprisen er praktisk talt 0 kr./MWh, hvorfor kraftvarmeenheden ikke forventes i drift.



Figur 84: Værkets brug af energyTRADE til den daglige driftsplanlægning og budgivning, <https://www.emd-international.com/energytrade/>.

8.7 District heating Flexumers in Copenhagen

Leanheat er sammen med HOFOR og Københavns Ejendomme og Indkøb (KEID) i gang med at udforske potentialet i at optimere den CO₂-neutrale grundlastproduktion i København ved at udnytte AI-baseret varmestyring.

Den første del af demonstrationen fandt sted i fyringssæsonen 2021-2022 og omfattede 29 kommunale bygninger (primært daginstitutioner og skoler). Bygningerne var allerede udstyret med Danfoss ECL310 varmeregulatoren, og de var forbundet til Leanheat AI-styringen via Danfoss ECL-portal.

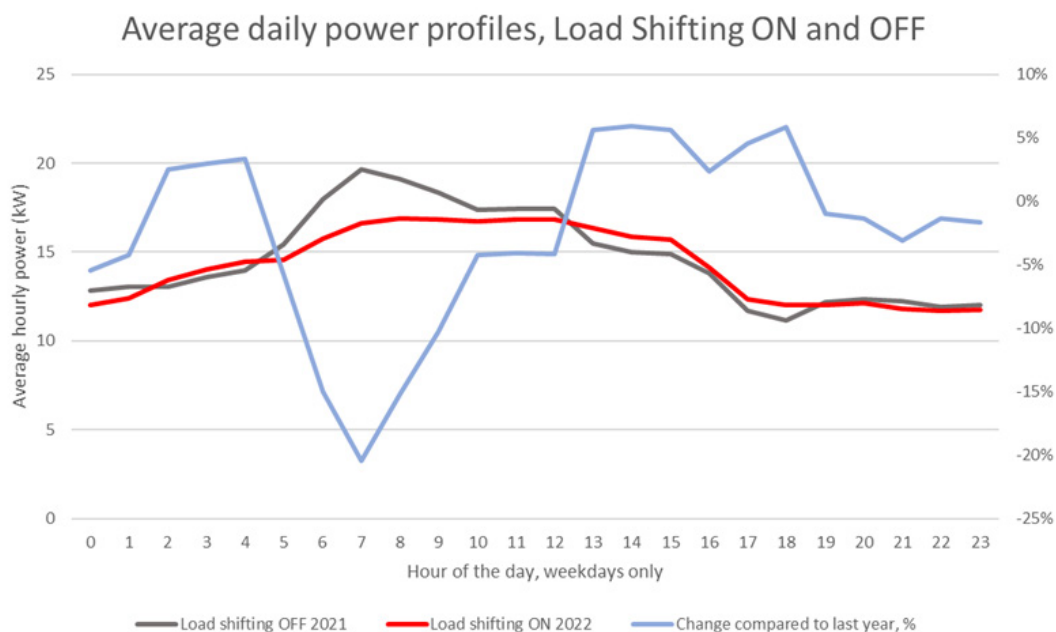
Hovedformålet med demonstrationen er at reducere spidsen i varmebehovet, der opstår om morgenen (kl. 6-10 om morgenen), ved at gøre varmekonsumet mere fleksibelt. Dermed har projektet fået navnet **District heating Flexumers**

Leanheat AI'en lærer, hvordan bygningen opfører sig, og udnytter bygningernes termiske fleksibilitet (evnen til at holde på varmen i bygningsmassen over en periode) til at reducere spidsbelastningerne. Under morgenspidsen afleder Leanheat AI-styring den lagrede varme til bygningerne ved at reducere varmetilførslen med op til 20 %, hvorefter den genoplades inden næste morgen.

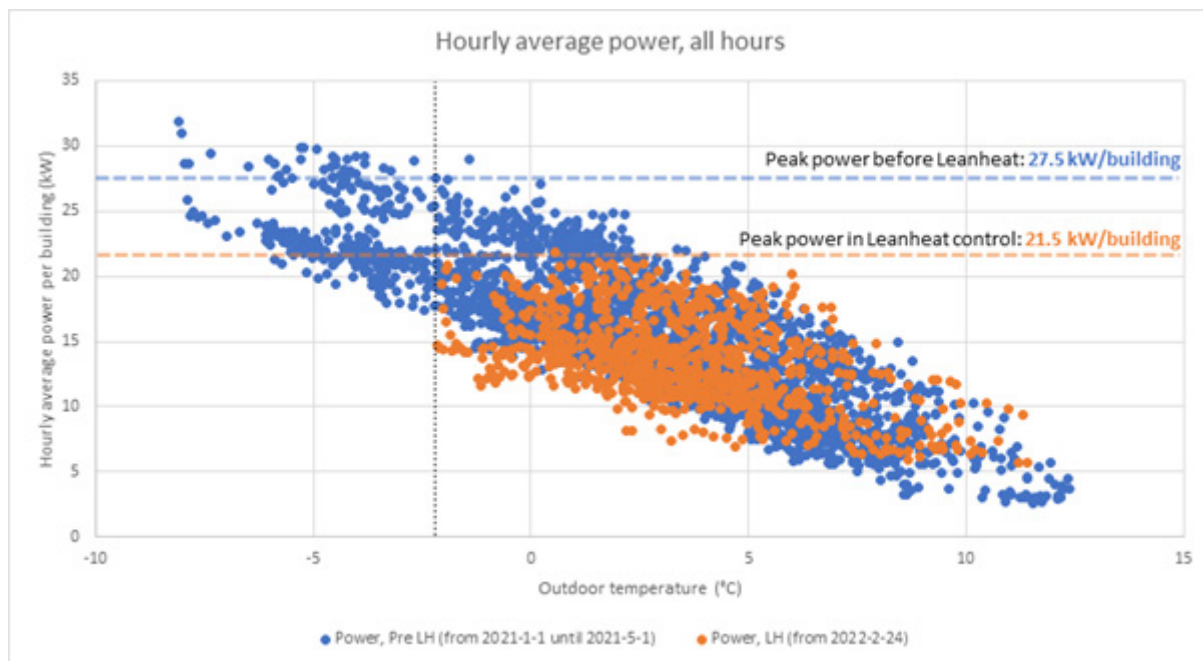
De indledende resultater viser, at den gennemsnitlige morgenspids faldt med 14 % på bygningsniveau, og ved udgangen af anden del af demonstrationen i den kommende fyringssæson forventes at kunne fastslå, hvad dette betyder på systemniveau. De tilsluttede bygninger reducerede også deres varmekonsum en smule på grund af Leanheat AI's forudsigende solkompensation. Baseret på demonstrationens samlede resultater vil man være i stand til at kvantificere de overordnede økonomiske og miljømæssige fordele ved Flexumers i København.

Som fjernvarmeselskab ser HOFOR Fjernvarme Flexumers som et vigtigt tiltag til at minimere fossil spidslastproduktion og skabe adgang til flere VE-baserede varmeproducerende enheder.

Ser man på varmebehovet på timebasis som et gennemsnit pr. bygning, er spidslasteffekten faldet fra **27,5 kW/bygning til 21,5 kW/bygning (-22%)**. Beregningen er foretaget ved at sammenligne den højeste spids under lastforskydning med den højeste målte spids sidste år under de samme udendørsforhold. Indlysende outliers er ignoreret i analysen. Resultatet er illustreret i **Figur 85**.



Figur 85: Average daily power profiles.



Figur 86: Average hourly power.

8.8 Grundfos iGRID

DEMAND-DRIVEN CONTROL TO DELIVER EXACTLY THE ENERGY NEEDED IN DISTRICT HEATING

Hvordan sikres maksimal komfort for slutforbrugere på en kontinuerlig basis, samtidig med at CO₂-emissionerne mindskes ved at begrænse varmetabet i fjernvarmenettet og brugen af fossile brændsler?

Ofte er fremløbstemperaturen sat højt i nettet for at sikre komfort, hvilket medfører varmetab i rørene, som kunne undgås. I spidsbelastningssituationer om morgenen og aftenen startes ofte en spidskedel for at levere den nødvendige energi (fremløbstemperatur og tryk) i hele fjernvarmenettet.

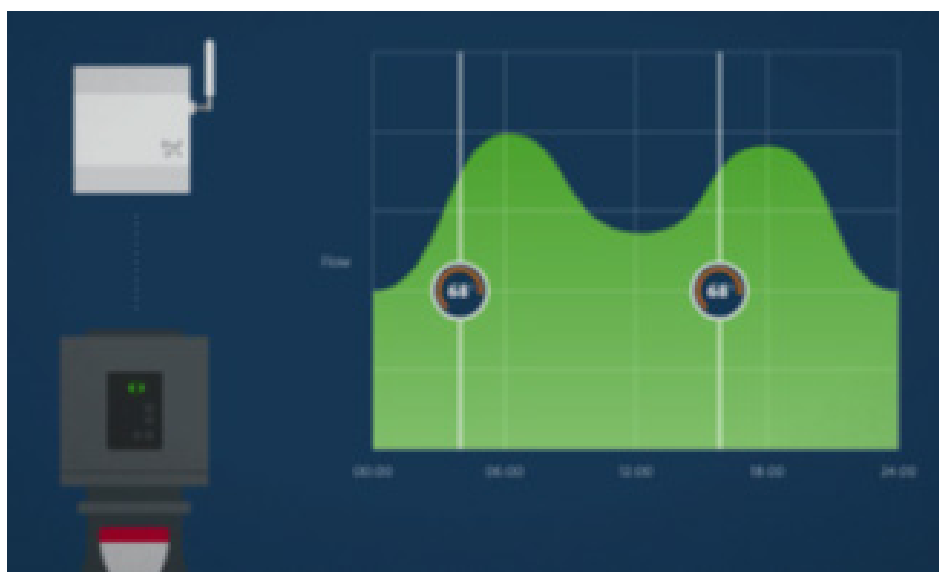
Dette er dyrt og medfører en reduktion i den samlede ydeevne for systemet, herunder øget brug af fossile brændsler, da spidslastkedler ofte drives af naturgas.

Intet mere og intet mindre

At levere pålidelig varme for altid at opfylde efterspørgslen uden at øge CO₂-emissionen er muligt med intelligente set-punkts beregninger.

Temperaturoptimeringsregulatorer drevet med peakshaving, vejrkompensationsalgoritmer og behovsdata kan optimere fremløbstemperaturen og -trykket, hvilket vil reducere varmetabene.

Baseret på realtidsdata leveres kun den fremløbstemperatur, der er nødvendig. Dette sikrer effektivitet og komfort, og det begrænser behovet for, at eksempelvis gaskedler skal startes op ved spidsbelastninger.



Figur 87: iGRID Temperature Optimizer (peakshaving).

Data fra målepunkter i varmenettet kombineres med Grundfos Temperature Optimizer og integreres i SCADA-systemet, ud fra hvilket det er muligt at justere pumpehastigheden og derved optimere varmefordelingen efter det faktiske behov.

Peakshaving and load shifting

Ved at måle differenstryk på kritiske punkter i nettet er det muligt at justere temperaturoptimeringsparametrene.

Som et resultat muliggør dette levering af en forudindlæst varmeimpuls på de korrekte tidspunkter i henhold til flowet. I spidsbelastningssituationer øges temperaturen i en periode før spidsbelastningen for at lagre energien i rørene til senere udnyttelse. Temperaturen kan eksempelvis øges med 3°C 2 timer før den beregnede spidsbelastning.

Kombineres med decentraliserede temperaturzoner i fjernvarmenettet

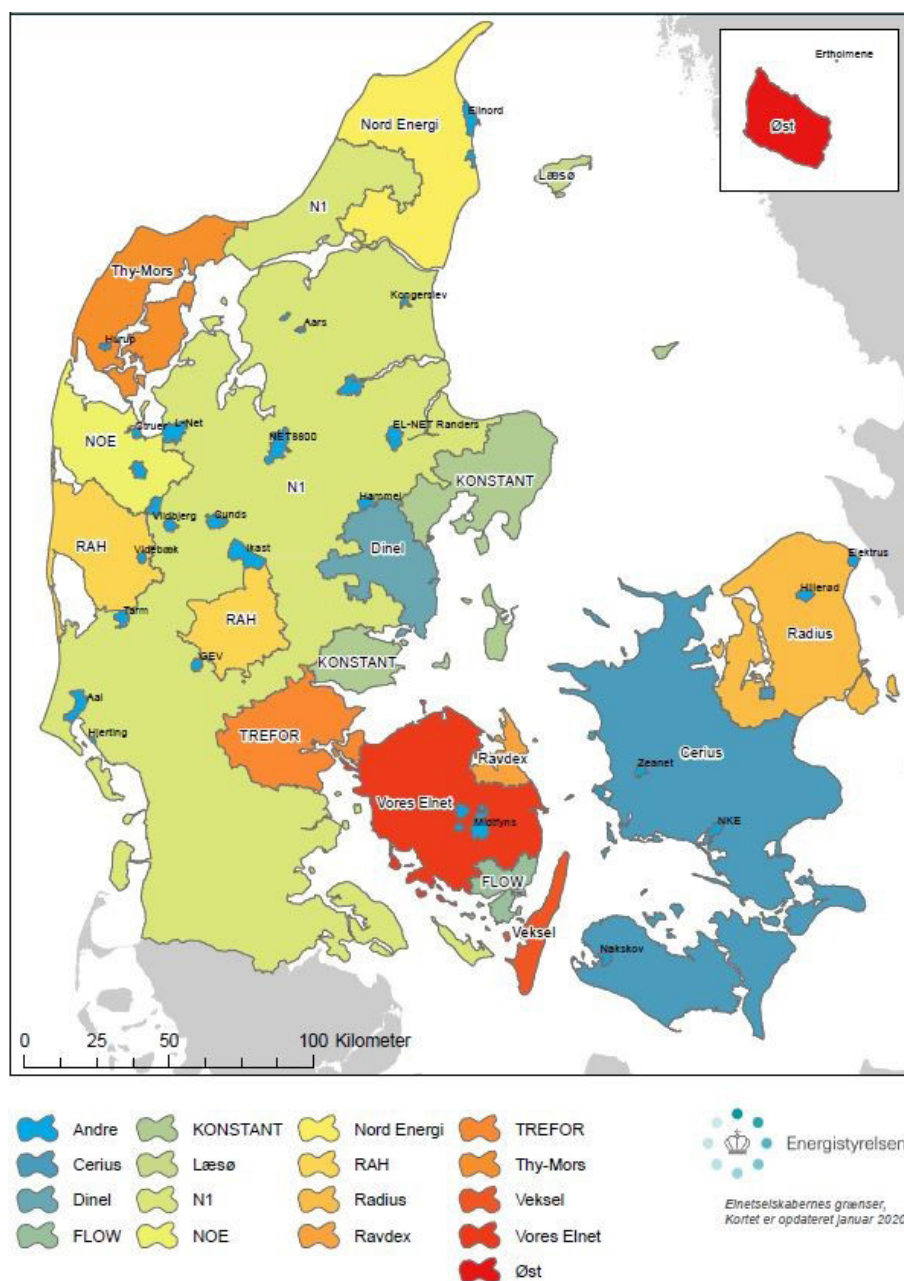
Kombineret med iGRID temperaturzoner er det muligt at levere forskellig temperatur og tryk i decentrale byzoner, hvor energitilførslen dynamisk justeres i forhold til efterspørgslen i realtid og efter aktuelle vejrforhold. I gennemsnit kan temperaturen sænkes fra f.eks. 90°C til 65°C for at tilpasse det nøjagtige behov i lavtemperaturzonerne, hvorimod temperaturen sænkes mindre (til f.eks. 75°C) under spidsbelastningssituationer.

Grundfos iGRID Temperature Optimizer er installeret hos Vinderup Varmeværk A.m.b.A. og sikrer optimal energitilførsel.

”Nu kan vi effektivt håndtere peakshaving ved at lagre energi i rørene før spidsbelastning. Ved at gøre det kan vi reducere forsyningstemperaturen med 3°C og samtidig maksimerer vi forsyningssikkerheden. Alt dette reducerer varmetabet betydeligt i stedet for.”

Driftsleder Jørgen Sørensen, Vinderup Varmeværk A.m.b.A.

8.9 Elnetselskaber i Danmark



Figur 88: Oversigt over de forskellige netselskaber i Danmark.²⁴

²⁴ <https://www.energidanmark.dk/kontakt-kundeservice/driftsforstyrrelser/>

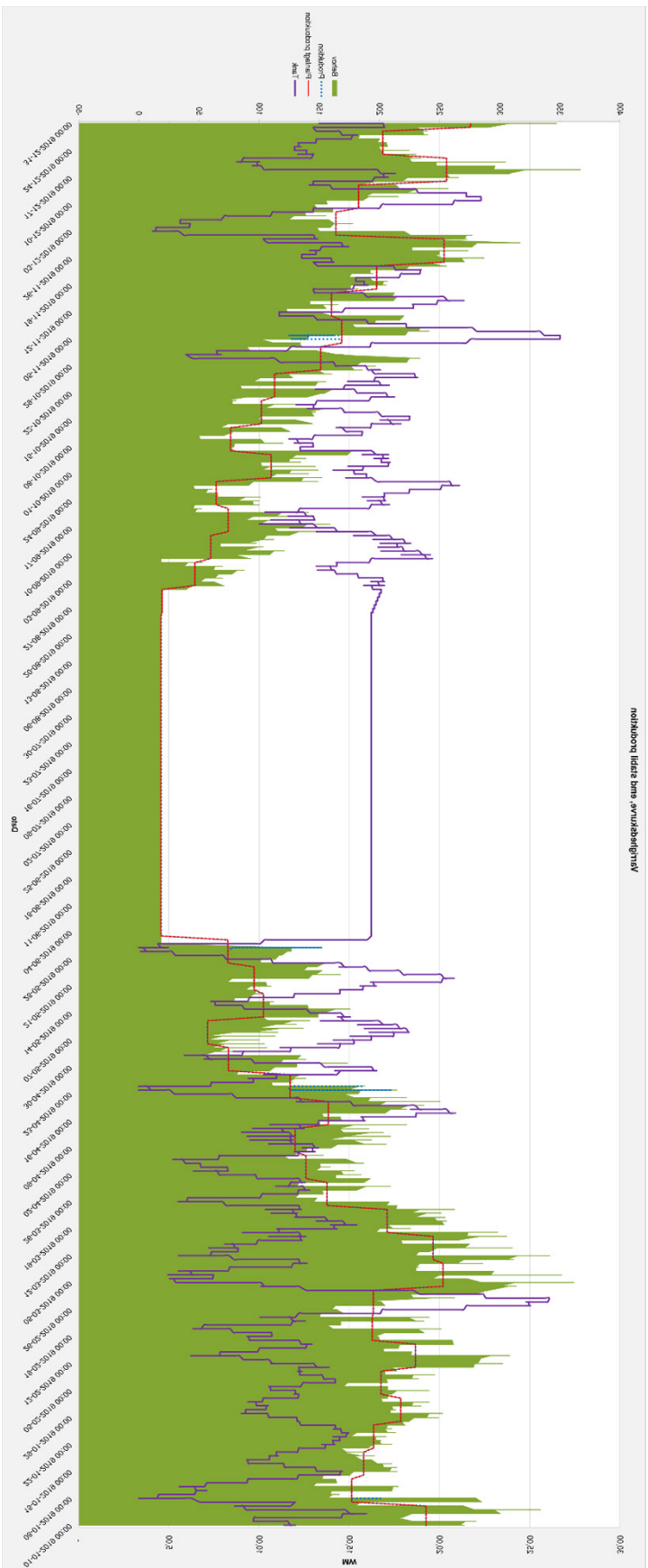
8.10 Akkumulering over et år ved at producere efter middelbehovet i hver uge.

Der er regnet med en tankkapacitet på 350 MW.

Maks produktionen er på ca. 22 MW

Der er ikke lavet tilpasning for at kompensere for perioder hvor produktionen kunne reduceres, der er udelukket regnet med middel behovet pr. uge baseret på ugent.

Det der fremgår af figuren er at det er muligt at reducerer ens effekt behov, men dette er på bekostning af fleksibiliteten da produktionen er meget mere afhængige af at der er ladet kapacitet til rådighed, og mulighed for at lade i bestemte timer. Denne måde at drifte på, giver dermed kun mening hvis der regens med sparet investering, og økonomien ikke er afhængig af indtjening på frekvensmarked.





danstoker

DUNPHY
AUTOMATIC
STEAM BOILER

DUNPHY