NVE

Fjernvarmens rolle i energisystemet

12
2014

RAPPORT

Fjernvarmens rolle i det norske energisystemet

Norges vassdrags- og energidirektorat
2014

Rapport nr 12/2014

Analyse av energibruk i forretningsbygg

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Forfattere: Norsk Energi og Thema Consulting Group

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: Kun digitalt
Forsidefoto: Rune Stubrud
ISBN: 978-82-410-0960-0
ISSN: 1501-2832

Sammendrag: Prosjektet er ikke en total analyse av fjernvarme og energisystemet, men analyse av tre utvalgte områder. De tre områdene er: fjernvarmens bidrag til forsyningssikkerhet om vinteren, fjernvarmens bidrag ved utfasing av oljefyring, og fjernvarmens rolle i bygg med lavt oppvarmingsbehov.

Emneord: Fjernvarme, energisystemet, kraftsystemet, oljefyr, passivhus

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Januar 2014

Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat skal bidra til en effektiv energibruk og arbeide for et kostnadseffektivt energisystem. I dette arbeidet spiller fjernvarme en viktig rolle flere steder i Norge. På bakgrunn av dette har Norsk Energi og Thema Consulting utført en analyse av fjernvarmens rolle i det norske energisystemet for NVE. Denne rapporten oppsummerer resultatene fra dette arbeidet.

Prosjektet er ikke en total analyse av fjernvarme og energisystemet, men analyse av tre utvalgte områder. De tre områdene er: fjernvarmens bidrag til forsyningssikkerhet om vinteren, fjernvarmens bidrag ved utfasing av oljefyring, og fjernvarmens rolle i bygg med lavt oppvarmingsbehov.

Norsk Energi og Thema Consulting er ansvarlig for innholdet i rapporten.

NVE ønsker å takke Norsk Energi og Thema Consulting for et godt samarbeid gjennom prosjektet.

Oslo, januar 2014

Anne Vera Skrivarhaug
avdelingsdirektør

Birger Bergesen
seksjonssjef

Fjernvarmens rolle i energisystemet

På oppdrag fra NVE

Status:	**Endelig utgave**
Dato:	20.12.2013
Utarbeidet av:	**Linda Pedersen Haugerud, Anders Ettestøl, Kristine Fiksen og Magnus Solli Haukaas**
Oppdragsgiver:	NVE

Effektiv, miljøvennlig og sikker utnyttelse av energi

Rapport

Oppdragsgiver:	NVE	Dato:	13.01.2014
Prosjektnavn:	Fjernvarmens rolle i energisystemet	Dok. ID:	31926-00061-0.6
Tittel.:	**Fjernvarmens rolle i energisystemet**		
Deres ref:	Dag Spilde		
Utarbeidet av:	Linda Pedersen Haugerud, Anders Ettestøl, Kristine Fiksen og Magnus Solli Haukaas		
Kontrollert av:	Jon Tveiten		
Status:	Endelig utgave		

I denne rapporten ser vi nærmere på hvordan bruk av fjernvarme til oppvarming påvirker forsyningssikkerheten i kraftsystemet. I tillegg vurderer vi fjernvarmens rolle for utfasing av oljekjeler i bygg og hvilken rolle fjernvarme kan spille i framtidens bygg der oppvarmingsbehovet er kraftig redusert. Vår analyse gir ikke en samfunnsøkonomisk vurdering av hva som er den beste oppvarmingsløsning i framtidens bygg. Vi gir en kvalitativ vurdering av hvordan fjernvarme belaster kraftsystemet i topplastsituasjoner i kraftsystemet, sammenlignet med alternative oppvarmingssystemer. I tillegg gir vi noen bedriftsøkonomiske vurderinger på alternative oppvarmingsløsninger i framtidens bygg.

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra NVE. Spørsmålene er belyst basert på data fra fjernvarme- og nettselskaper, offentlig tilgjengelige rapporter og egen erfaring fra kraft- og varmebransjen.

HOVEDKONTOR
Hoffsveien 13, POB 27 Skøyen, N - 0212 Oslo
Telefon: 22 06 18 00
Telefaks: 22 06 18 90

AVD. GJØVIK
Strandgt. 13 A, N - 2815 Gjøvik
Telefon: 61 13 19 10
Telefaks: 61 13 19 11

AVD. BERGEN
Damsgårdsveien 165, N - 5160 Laksevåg
Telefon: 55 50 78 30
Telefaks: 55 50 78 31

Org. nr. 945 469 277 MVA
Kto.nr. 7034 05 00014
kontakt@energi.no
www.energi.no

INNHOLD

Sammendrag og konklusjoner 4
1 Innledning 7
1.1 Bakgrunn 7
1.2 Problemstilling 8
1.3 Metode 8
1.4 Rapportinndeling 9
2 Fjernvarme gir mer fleksibel el.bruk enn lokal oppvarming 11
2.1 Varmebehovet til bygg varierer betydelig over året 11
2.2 Stor variasjon i bruk av el i topplast for oppvarmingssystemer i bygg 13
2.3 Fjernvarmens hovedidé og virkemåte 18
2.4 Fjernvarmeanlegg har størst fleksibilitet mot kraftsystemet 21
2.5 Fjernvarme har bidratt til utfasing av oljekjeler i byer og tettsteder 25
3 Bruk av elkjeler i fjernvarme kan tilpasses kraftnettets behov 29
3.1 Elkjelene benyttes mest på vinterhalvåret 29
3.2 Elkjelene er ikke avgjørende for å dekke spisslast 31
3.3 Bruken av elkjel varierer med kraftprisen 33
3.4 Andre forhold enn kraftpris som påvirker bruken av elkjeler 35
3.5 Med få unntak er elbruk i fjernvarme på fleksible tariffer 38
4 Kraftnettet har en begrenset positiv nytte av fjernvarme framover 40
4.1 Fjernvarmeleveransen er lav sammenlignet med leveransen av el 40
4.2 Fjernvarme øker forsyningssikkerheten inntil nye sentralnettsledninger er etablert 42
4.3 Fjernvarme har begrenset betydning for regionalnettet i et 10-års perspektiv 43
4.4 Distribusjonsnettet påvirkes lite av fjernvarme 44
4.5 Kostnader til nettstasjoner reduseres i områder med fjernvarme 44
4.6 Elkjeler i fjernvarme kan også bidra i drift av elnettet 45
5 Fjernvarmens rolle i framtidens bygg er avhengig av rammebetingelser 48
5.1 Både effektbehovet og brukstiden reduseres i framtidens bygg 48
5.2 Regulering avgjør fjernvarmes rolle i framtidens bygg 51
5.3 Fjernvarme er normalt konkurransedyktig i bygg med et vannbårent oppvarmingssystem 53
5.4 Lønnsomheten i fjernvarme reduseres ved leveranser til framtidens bygg 55
5.5 Fjernvarmeselskapene forventer vekst i leveranser – også til nybygg 62
Referanser 64

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Det norske og nordiske kraftsystemet skal igjennom en betydelig omstilling innen 2020 ved at uregulerbar fornybar energi fases inn, oljekjeler fases ut og fokuset på energieffektivisering øker. Samtidig skal det gjennomføres mange og store investeringer i elnettet for å møte økninger i etterspørselen etter kraft, ta i mot ny kraftproduksjon og nødvendig oppgraderinger på grunn av alder og tilstand i det eksisterende nettet. Ved større omstillinger av kraftsystemet, er det naturlig å se på hvordan behovet for oppvarming i bygg best kan dekkes. Alternative oppvarmingsløsninger for framtiden er elektrisk oppvarming, lokal energiproduksjon eller fjernvarme.

I denne rapporten ser vi nærmere på hvordan bruk av fjernvarme til oppvarming påvirker forsynings-sikkerheten i kraftsystemet. I tillegg vurderer vi fjernvarmens rolle for utfasing av oljekjeler i bygg og hvilken rolle fjernvarme kan spille i framtidens bygg der oppvarmingsbehovet er kraftig redusert. Vår analyse gir ikke en samfunnsøkonomisk vurdering av hva som er den beste oppvarmingsløsning i framtidens bygg. Vi gir en kvalitativ vurdering av hvordan fjernvarme belaster kraftsystemet i topplast-situasjoner i kraftsystemet, sammenlignet med alternative oppvarmingssystemer. I tillegg gir vi noen bedriftsøkonomiske vurderinger på alternative oppvarmingsløsninger i framtidens bygg.

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra NVE. Spørsmålene er belyst basert på data fra fjernvarme- og nettselskaper, offentlig tilgjengelige rapporter og egen erfaring fra kraft- og varmebransjen.

Belastningen oppvarming i bygg har på elnettet kan reduseres ved at forbruket av el reduseres helt eller delvis i topplast ved konvertering til andre energikilder. En forutsetning er da at elforbruket konverteres til energikilder som faktisk bidrar i topplastsituasjoner om vinteren. Luft-luft/vann varmepumper kan ikke hente mye energi fra luften ved svært lave utetemperaturer, dermed må tilnærmet hele topplasten leveres fra elnettet i bygg med denne oppvarmingsløsningen. Tilsvarende ser vi for solvarme og solceller, da disse systemene leverer lite eller ingen effekt på de kaldeste dagene i Norge.

Oppvarmingsløsninger basert på væske-vann varmepumper og bioenergi kan derimot tilpasse produksjonen til behovet. Kapasiteten i disse løsningene er normalt ikke større enn at de dekker ca. 40-60 prosent av effektbehovet på de kaldeste dagene fordi det blir for kostbart å dekke hele effektbehovet. Spisslastbehovet fra enten bioolje, fossile kilder eller el vil dermed dekke rundt 60 prosent av effekt-behovet i topplast. Generelt sett vil det være slik at bygg med et vannbåret oppvarmingssystem kan ha en lavere belastning på elnettet i topplastsituasjoner i forhold til bygg med elektrisk punktoppvarming. Unntaket er bygg med vedovn, der ved dekker en stor del av oppvarmingen på kalde dager.

I fjernvarmeanlegg benyttes ofte flere ulike energikilder for produksjon av varme. Bruk av elkjeler benyttes normalt til mellom- eller spisslast, og har stått for 15-20 prosent av fjernvarmeproduksjonen de siste årene. De aller fleste fjernvarmeanlegg har tilstrekkelig kapasitet i olje, biooljer, gass eller biokjeler (som mellomlast) til at de kan benytte disse ved høye elpriser – noe som ikke er helt uvanlig i topplast-perioder med svak kraftbalanse. Med forventet prisbane på elkraft vil elkjeler konkurrere mot alternative spiss og mellomlastkilder i et fjernvarmeanlegg, forutsatt at de er på fleksible nettariffer. Det vil si at de kan kobles ut (i de fleste tilfeller momentant) dersom nettselskapet krever det. Nettariffene (effektleddet) varierer svært mye mellom ulike nettselskaper, noe som også gjør at elkjelene benyttes i forskjellig grad de ulike fjernvarmeanleggene. Fjernvarmeselskapene har, med et unntak i vår undersøkelse, installert (eller planlagt å bygge) tilstrekkelig kapasitet i andre mellom- og spisslast-energikilder til at de kan levere maksimal effekt uten å bruke elkjeler.

Bruk av elkjeler i fjernvarmeanlegg er dermed fleksible opp mot kraftsystemet, og påvirker ikke forsyningssikkerheten i kraftnettet negativt. For å kunne utnytte de forventede lave kraftprisene de neste 10-15 årene, har flere av fjernvarmeselskapene konkrete planer om å øke sin kapasitet i elkjeler. Spisslast kan også dekkes av biooljer som et alternativ til fossil olje, og flere fjernvarmeselskaper har allerede tatt dette i bruk.

Til tross for at elkjeler i fjernvarme ikke er avgjørende for å dekke topplast, er tilgang til el en forutsetning for produksjon og distribusjon av fjernvarme. Egen produksjon, styringssystemer, vifter og sirkulasjonspumper fungerer ikke ved strømbrudd. Noen fjernvarmeanlegg har installert aggregater for å dekke deler av sitt forbruk ved strømbrudd. Men også byggenes internsirkulasjon av vann til radiatorer og ventilasjonsbatterier vil normalt ha behov for strøm for å kunne utnytte varmen, enten bygget forsynes er fra et lokalt kjelanlegg eller er tilknyttet fjernvarme.

Utvidelse av fjernvarme har en liten, men positiv betydning for forsyningssikkerheten for kraft i sentralnettsområder med knappe marginer i elnettet de neste 10 årene. En slik situasjon finner vi i de fire største byene Oslo, Bergen, Trondheim og Stavanger. Fjernvarmen avlaster sentralnettet mest der fjernvarme utgjør en stor andel av energileveransen til oppvarming i en by eller tettsted. Dette finner vi Trondheim og Oslo der topplasten i fjernvarmeanlegget tilsvarer 30-40 prosent av topplasten i elnettet, men også i Røros-området der topplasten til fjernvarme kun er 6 MW, men der dette tilsvarer 18 prosent av topplasten i elnettet. I disse områdene har fjernvarme bidratt til økt forsyningssikkerhet i kraftsystemet og til å utsette investeringer i sentralnettet (og i regionalenttet inn til Røros). I et kortsiktig bilde (ca. 10 år) har fjernvarmeutvidelse liten betydning på forsyningssikkerheten og investeringene i regional- og distribusjonsnettet – bortsett fra i nettstasjoner der utvidelser skjer i små sprang og dermed kan utsettes i områder med mye fjernvarme. For å vurdere betydningen fjernvarmen kan ha på investeringsnivået i elnettet på lang sikt (30-40 år), må det gjøres grundigere undersøkelser enn det vi har kunnet gjøre innenfor rammene i dette prosjektet.

Utbygging av fjernvarme har i stor grad konvertert oppvarming fra oljekjeler i eksisterende bygg, og i noe mindre grad bidratt til å redusere bruk av elektrisk oppvarming. Rundt 60 prosent av dagens fjernvarmeleveranser har erstattet enten oljekjeler eller en kombinert løsning av olje- og elkjeler i eksisterende bygg. Fjernvarme har fortsatt et stort potensial for å konvertere oljekjeler i perioden fram til 2020. Basert på data fra fjernvarmeselskapene anslår vi at rundt 40 prosent av forbruket av fyringsolje, tilsvarende ca. 1 TWh, kan konverteres til fjernvarme innen 2017.

Framtidens bygg vil ha et lavt oppvarmingsbehov på grunn av strengere krav i tekniske byggeforskrifter, men likevel er det et betydelig effektbehov som må dekkes på de kaldeste dagene. Brukstiden på oppvarmingsløsningene i slike bygg vil bli redusert og dermed vil enhetskostnadene for energi til oppvarming øke – både for el, lokal energiproduksjon og fjernvarme. Et vannbåret oppvarmingssystem er en forutsetning for at fjernvarme kan leveres til bygg. Systemer for vannbåret oppvarming av bygg har en høyere kostnad enn elektriske systemer. Fjernvarmens rolle i framtidens bygg er dermed avhengig av at myndighetene ser en positiv kost/ nytteverdi av energifleksible vannbårne oppvarmingssystemer og stiller dette som krav også i framtiden. For bygg med installert vannbårent oppvarmingssystem, vil fjernvarme fortsatt kunne være et konkurransedyktig system til å dekke oppvarmingsbehovet i fremtiden.

Vi forventer en sterk kraftbalanse i det nordiske kraftmarkedet de neste 10-15 årene. En sterk kraftbalanse resulterer i lave kraftpriser. I perioder hvor pris på elektrisk kraft er lav og konkurranse-dyktig med andre aktuelle energikilder, kan fjernvarme utnytte kraften til fjernvarmeproduksjon. Effektbehovet i norske fjernvarmeanlegg er i 2013 i størrelsesorden 2 GW. Elektrisk kraft vil ikke være

konkurransedyktig med gjenvunnet varme fra avfall, allerede bruk av el til varmepumper og andre spillvarmekilder, men i hovedsak erstatte sommerlast med bioenergi (delvis), samt topp og mellomlast med bioenergi, bioolje og fossile energikilder. Mulighetene til å benytte kraft i fjernvarme i perioden med kraftoverskudd og lave kraftpriser er dermed størst i vinterhalvåret.

1 Innledning

Det skjer store endringer i det norske og nordiske kraftsystemet ved at fornybar energi fases inn, oljekjeler fases ut og fokuset på energieffektivisering øker. Samtidig stilles det strenge krav til forsyningssikkerheten i kraftsystemet fordi all infrastruktur i et moderne samfunn og stadig flere av våre gjøremål er avhengige av strøm. Fjernvarme kan bidra til å fase ut oljekjeler i bygg og til dels å redusere strømforbruket i nye bygg – denne rollen er interessant å se nærmere på. Samtidig bruker også fjernvarme elkjeler i sin produksjon av varme. Det er derfor interessant å vurdere hvordan fjernvarme påvirker forsyningssikkerheten i kraftsystemet på vinterstid – sammenlignet med alternative energikilder i bygg. På oppdrag fra NVE har vi belyst disse spørsmålene nærmere basert på data fra fjernvarme- og nettselskaper, offentlig tilgjengelige rapporter og egen erfaring fra kraft- og varmebransjen.

1.1 Bakgrunn

Det skjer store endringer i alle deler av norsk energiforsyning, både på forbruks- og produksjonssiden, samt innen overføring. Den stasjonære energibruken er i ferd med å konverteres fra fossil og delvis også fra el som følge av Enovas oppdrag og nye krav i byggeforskriftene. Fram til 2020 vil det også bygges ut mye ny fornybar energi for å oppnå den økningen som er avtalt med EU for å oppfylle fornybardirektivet. Virkemidlene er elsertifikater (ny kraftproduksjon) og Enova-støtte (ny varmeproduksjon og energieffektivisering).

Forsyningssikkerhet i kraftsystemet utfordres i perioder med energiknapphet (for eksempel ved lite vann i magasiner) eller når elforbruket overstiger kapasitetsgrenser for overføring i kraftnettet. Slike situasjoner oppstår normalt på vinterstid, men kan også oppstå i feilsituasjoner andre tider på året. Driften av kraftsystemet fra time til time er også avgjørende for å opprettholde forsyningssikkerheten i kraftsystemet. Produksjon og forbruk må balanseres til enhver tid for å unngå problemer med frekvens og spenningsnivå i nettet. For å oppnå tilstrekkelig forsyningssikkerhet er man avhengig av en viss fleksibilitet i systemet – fra produksjon og/eller forbrukssiden. Store investeringer i kraftnettet tvinger også fram spørsmål om man kan utnytte kapasiteten i systemet på en bedre måte ved en viss fleksibilitet på forbrukssiden, og dermed redusere investeringer i nettet uten at dette går på akkord med forsynings-sikkerheten.

Fleksibilitet kan oppnås ved at elforbruket tilpasses bedre til behovene i kraftnettet til enhver tid – dette er ofte fremhevet som en av flere "smarte" løsninger for framtidens energisystem. Prinsipielt kan kraftforbruk tilpasses behovene i kraftsystemet ved at i) forbruket kobles helt ut med de konsekvenser det får for komfort eller produksjon, ii) forbruket flyttes i tid eller at iii) forbruket dekkes av andre energikilder enn el.

Fram mot 2020 vil kraftproduksjonen i Norden få et betydelig større innslag av uregulerbar kraftproduksjon med svært begrenset evne til å tilpasse produksjonen til forbruket til enhver tid. I samme periode skal også bruk av oljekjeler i bygninger fases ut, noe som kan føre til økt forbruk av kraft i topplastperioder.

1.2 Problemstilling

NVE har definert tre problemstillinger for denne studien:

1. *Hva er fjernvarmens bidrag til forsyningssikkerhet i kraftsystemet om vinteren (desember-februar)?*
2. *I hvilken grad kan fjernvarme erstatte oljekjeler ved utfasing av olje til oppvarming i bygg?*
3. *Hva blir fjernvarmes rolle i lavenergibygg?*

Fjernvarmesystemer kan bidra positivt til forsyningssikkerheten for kraftsystemet dersom de bidrar til å konvertere elforbruk som belaster kraftnettet i topplast. Samtidig kan fjernvarme ha en negativ virkning på forsyningssikkerheten i kraftnettet dersom produksjonen av fjernvarme er avhengige av elkjeler i topplast (liten fleksibilitet). Noen viktige spørsmål er:

i. Hvor mye elektrisitet blir brukt som spisslast til fjernvarmeproduksjonen om vinteren?
ii. Når på vinteren blir det brukt elektrisitet som spisslast?
iii. Hvilken effekt (kW) tilsvarer dette?
iv. I hvilke deler av landet har dette størst betydning for forsyningssikkerheten?

Ved utfasing av oljekjeler kan disse i noen områder konverteres til fjernvarme i stedet for elkjeler. Vi vurderer derfor følgende spørsmål:

i. I hvilket omfang kan fjernvarme være et substitutt for oljekjeler til oppvarming av bygg gitt en storstilt utfasing av fyring med fossil olje?
ii. Hva vil skje med effektreserven i bygninger dersom fjernvarme overtar oppvarmingen i boliger og yrkesbygg som i dag har oljekjeler?
iii. I hvilken grad vil en overgang fra oljekjeler til fjernvarme i bygg føre til økt bruk av fossile energivarer og elektrisitet til produksjon av fjernvarme?

Framtidens bygg vil møte strengere krav til energibruk, både med hensyn til nivået på forbruket og i form av krav til fornybare energikilder. En vurdering av fjernvarmens rolle i framtidens bygg er definert av følgende spørsmål:

i. Hvilken rolle vil fjernvarme spille i bygg med lavt oppvarmingsbehov?
ii. I hvilken grad vil det være lønnsomt å bruke fjernvarme i denne typen bygg?
iii. Hvordan påvirker tilknytning av bygg med lavt oppvarmingsbehov produksjon av fjernvarme over året? Vil profil over året og sammensetningen av energivarer brukt til fjernvarmeproduksjon endre seg?

1.3 Metode

Grunnlaget for analysearbeidet har vært innsamling av data fra fjernvarmeselskaper, komplettert med intervjuer.

Det ble sendt ut et spørreskjema til ti av Norges største fjernvarmeselskaper. Her ble det innhentet opplysninger om følgende:

- Årlig energileveranse og effekttopper
- Fordeling mellom energibærere pr år
- Fordeling av energibærere i vintermånedene
- Installert effekt
- Bruk av elkjeler i fjernvarmeproduksjonen
- Planer for videre vekst
- Tilknytning av nye kunder i deres fjernvarmeområde

I etterkant av spørreundersøkelsen ble det gjort avklarende intervjuer basert på nevnte spørreskjema.

I vurderingen av hvorvidt fjernvarmen spiller en rolle for forsyningssikkerheten i kraftsystemet, har intervjuer av nettselskaper som opererer i områder med fjernvarme og egen kunnskap lagt grunnlaget for analysen. I intervjuene ble nettselskapene utfordret på hvilken betydning fjernvarme har på forsyningssikkerheten nå og i framtiden. I tillegg ba vi dem om å kommentere hvordan fjernvarmeutbygging påvirker investeringsnivået i regional- og distribusjonsnettet som er nødvendig for å opprettholde forsyningssikkerheten.

En stor takk rettes til følgende fjernvarme- og nettselskaper for deres bidrag i prosjektet:

- Agder Energi Varme
- Akershus Energi Varme
- BKK Varme
- Drammen Fjernvarme
- Eidsiva Bioenergi
- Fortum Fjernvarme
- Hafslund Varme
- Lyse Neo
- Statkraft Varme Trondheim
- Troms Kraft Varme
- EB Nett
- Eidsiva Nett
- Hafslund Nett
- Lyse Elnett
- Røros E-verk
- Skagerak Nett
- TrønderEnergi Nett

Det presiseres at konsulentene står ansvarlig for alle konklusjoner i rapporten, selv om en rekke selskap har bidratt med kunnskap til dette prosjektet..

I tillegg til datainnsamlingen som var spesifikk for dette prosjektet, har vi benyttet tilgjengelige rapporter og statistikk. En stor del av vurderingene i denne rapporten er også basert på konsulentenes erfaringer fra tidligere arbeid med fjernvarme og kraftnettet.

1.4 Rapportinndeling

Kapittel 2 beskriver fleksibiliteten som et fjernvarmeanlegg har i valg av energikilder og hvordan fjernvarmeselskapene utnytter egenskapene til de ulike energikildene. Fleksibiliteten i fjernvarmesystemet blir sammenlignet med fleksibiliteten i andre oppvarmingsløsninger. Kapittelet skal også gi leseren en generell forståelse av begreper og konsepter som er viktige å forstå i videre lesning av rapporten.

Kapittel 3 beskriver bruken av elkjeler i fjernvarme. Kapitlet beskriver blant annet hvor stor andel av energiproduksjonen som består av elektrisitet, i hvilke tider av året elektrisitet brukes og hva som påvirker bruken av elkjeler.

Kapittel 4 diskuterer fjernvarmens betydning for forsyningssikkerheten. Situasjonen i sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet i områder med utbygd fjernvarme blir redegjort for i de områdene vi har vurdert.

Kapittel 5 diskuterer fjernvarmens rolle i framtidens bygg. Her fokuseres det på hvordan energikravene til nybygg påvirker effekt- og energibehovet og hvordan dette gir utslag i økonomien i fjernvarmeprosjekter. Fjernvarmekostnaden blir sammenlignet med kostnaden for alternative oppvarmingsløsninger. På bakgrunn av dette blir det gjort en drøfting på hva som skal til for at fjernvarme skal være konkurransedyktig og hva som kan forventes å komme av økt fjernvarmeproduksjon de neste årene.

2 Fjernvarme gir mer fleksibel elbruk enn lokal oppvarming

Det norske kraftsystemet er spesielt ved at en så stor andel av oppvarmingen er basert på elektrisitet. I tillegg er det store temperaturvariasjoner over året. Disse to forholdene gjør at det er oppvarmingen på de kaldeste dagene som definerer topplasten i kraftsystemet. Bygg uten et vannbårent oppvarmingssystem har begrenset mulighet til å redusere eluttaket i topplast-perioder, men bruk av vedovn kan ha en viss betydning. Bygg med et vannbårent oppvarmingssystem kan benytte energikilder som reduserer effektuttaket i topplast, men trolig vil el bli mer utbredt som spisslast ved utfasing av oljekjeler. Muligheten for å redusere elforbruket i topplast er størst i fjernvarmesystemene og det er per i dag tilstrekkelige prissignaler til at fjernvarmeselskapene tilpasser bruk av elkjeler til behovene i kraftsystemet. Det er imidlertid regionale forskjeller, både i prissignaler i nettleien og i fjernvarmeselskapenes behov.

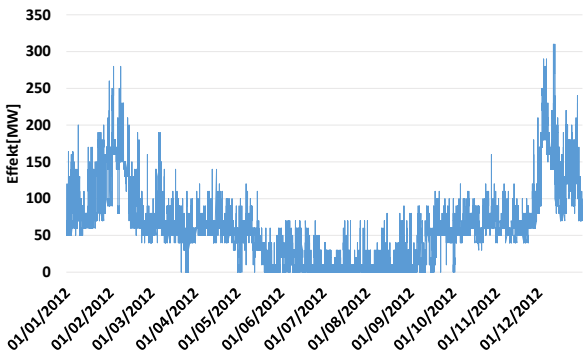
Ulike oppvarmingsløsninger belaster kraftsystemet i ulik grad i topplastsituasjoner. Varmeforbruket, både i bygninger og i fjernvarmeanlegg, kan utgjøre en fleksibilitet mot kraftnettet – men også her er det betydelige forskjeller mellom ulike oppvarmingssystemer. Fleksibiliteten i oppvarming kan øke forsyningssikkerheten for strøm ved å benytte andre energikilder enn strøm i noen situasjoner. For eksempel når kapasiteten i kraftnettet ikke er tilstrekkelig til å forsyne et område i topplast eller ulike feilsituasjoner i nettet reduserer energitilgangen i systemet.

2.1 Varmebehovet til bygg varierer betydelig over året

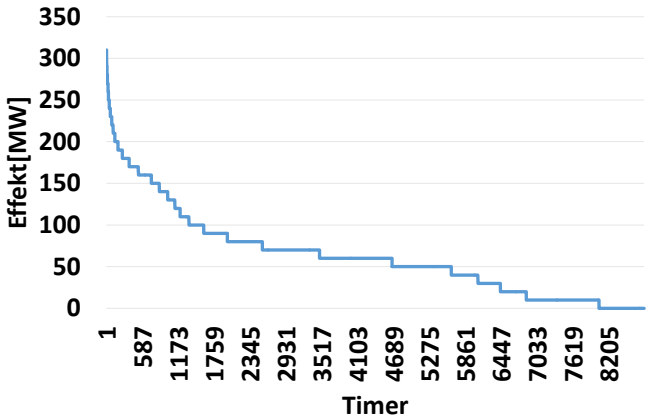
Varmebehovet er høyest på den kaldeste dagen på vinterstid. Behovet for oppvarming av tappevann er imidlertid jevnt fordelt utover året og utgjør som regel hele oppvarmingsbehovet på sommeren. Figur 1 viser et eksempel på oppvarmingsbehovet over året for et bygg med tappevannsbehov.

En oversikt over hvordan energibehovet fordeler seg per time over året er viktig, både for å velge riktig oppvarmingsløsning og for å sikre tilstrekkelig kapasitet (effekt) i oppvarmingssystemet til at ønsket innetemperatur opprettholdes til enhver tid. Det er derfor vanlig å sortere energiforbruket per time (effekten) fra høyest til lavest over året. Da får vi et såkalt effektvarighetsdiagram som er vist i Figur 2. Effektvarighetsdiagram viser hvor stor kapasitet (effekt) som trengs i oppvarmingsløsningen for å dekke behovet i årets kaldeste time, og hvordan energiforbruket (arealet i figuren) fordeler seg over året.

Figur 1: Effektforbruk til oppvarming over året

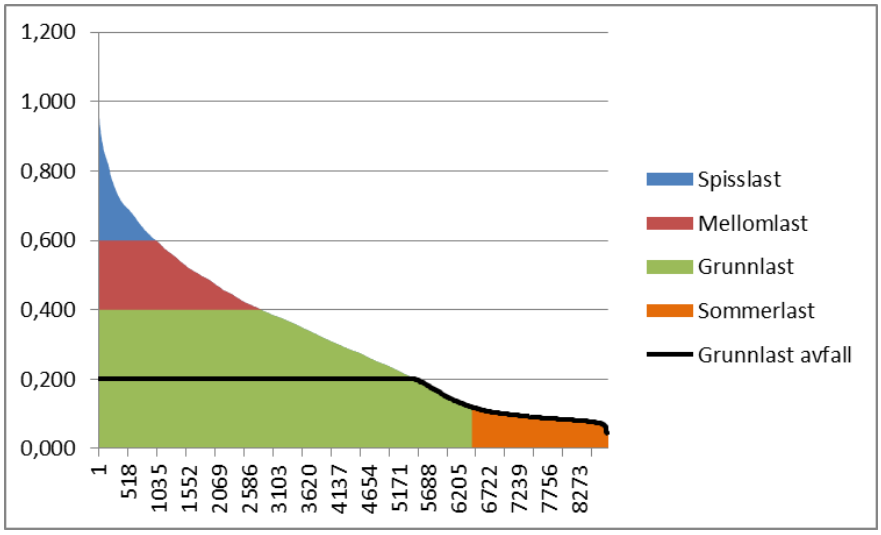


Figur 2: Varighetsdiagram for det samme bygget



Som Figur 3 viser, kan man dele energibehovet inn i grunnlast, mellomlast, spisslast og sommerlast. Grunnlastkjelen dekker som regel det meste av energibehovet, til tross for at den kun dekker en begrenset andel av effektbehovet.

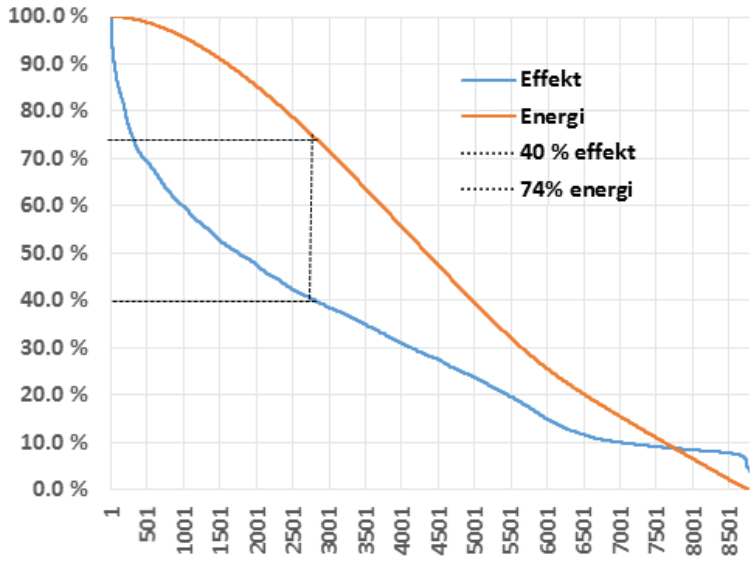
Figur 3 Effektvarighetsdiagram som viser fordelingen mellom grunnlast, mellomlast, spisslast og sommerlast.



For et varmebehov (effekt) som vist med blå linje i Figur 4, vil man dekke inn 74 prosent av energibehovet med en kjelkapasitet som tilsvarer 40 prosent av det maksimale effektbehovet. Dermed kan man unngå unødvendig høye investeringskostnader ved å installere en grunnlast med lav installert effekt og samtidig dekke en stor del av energiforbruket med det rimeligste brenselet.

Brukstiden illustrerer hvor mye varmebehovet varierer over året, og er definert som energibruken over året delt på maks effekt. Brukstiden betegner hvor lang tid en kjel ville gått på full effekt for å dekke hele energibehovet. Høy brukstid innebærer at man bruker mye energi i forhold til maksimal effekt, det vil si at kapasitetsutnyttelsen jevnt over er høy. Lav brukstid tilsier at full effekt kun utnyttes få timer over året, og at lasten på kjelen normalt er langt under maksimal effekt. Brukstiden for oppvarming i enkeltbygg ligger som regel på mellom 1200 og 2000 timer per år.

Figur 4: Sammenhengen mellom effekt- og energidekning

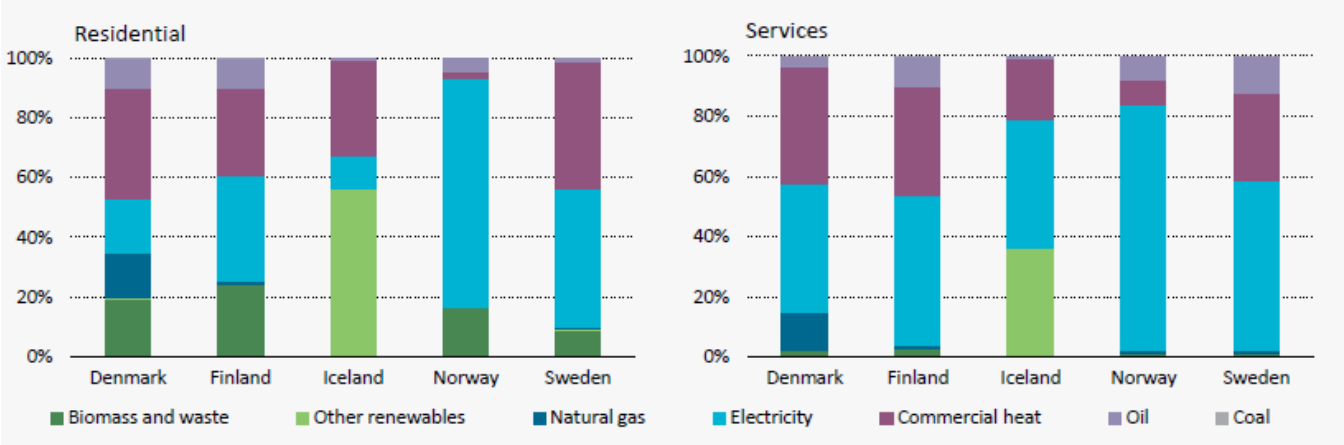


2.2 Stor variasjon i bruk av el i topplast for oppvarmingssystemer i bygg

2.2.1 El er dominerende oppvarmingskilde i Norge

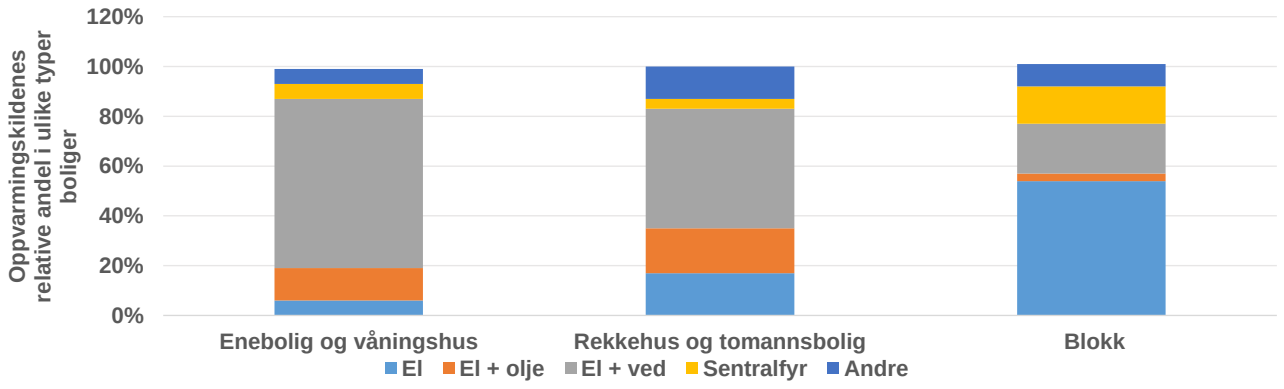
Figur 5 viser energikilder til oppvarming i de nordiske landene. Som vi ser er elektrisk oppvarming dominerende i Norge. Årsaken til dette er at vi historisk har hatt rikelig tilgang til rimelig vannkraft i betydelig større omfang enn i andre nordiske land.

Figur 5: Energikilder i husholdninger og næringsbygg i de nordiske landene. Kilde: IEA Nordic Energy Technology perspectives



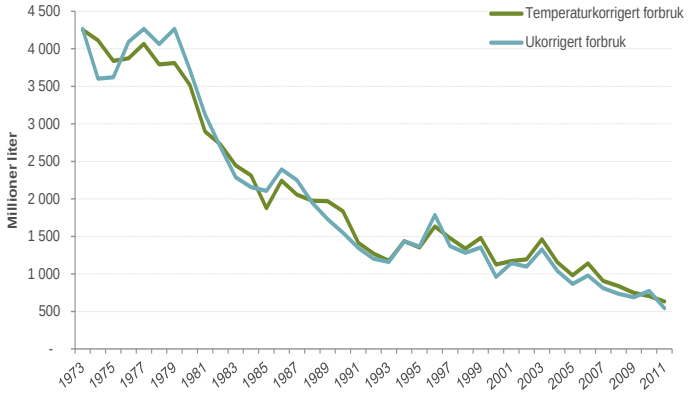
I Norge varierer oppvarmingskildene mellom ulike boligtyper (se Figur 6), og eloppvarming i kombinasjon med andre energikilder er vanlig. I blokker er det mest vanlig med kun elektrisk oppvarming, mens det i eneboliger og rekkehus er mer vanlig med en kombinasjon av el og ved eller el og olje.

Figur 6: Oppvarmingskilder for ulike typer boliger. Kilde: SSB 2009

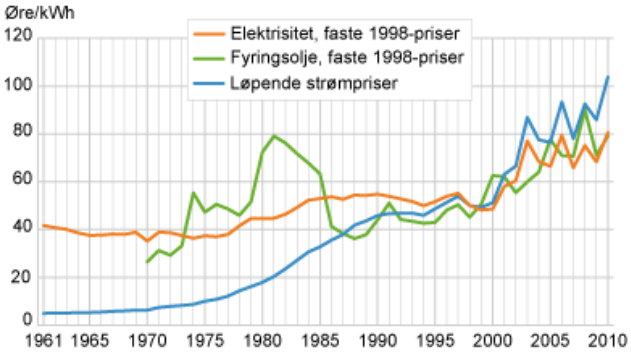


Forbruket av fyringsolje og parafin var på 70-tallet på rundt 4 300 millioner liter årlig i Norge, se Figur 7. Dette tilsvarer i størrelsesorden 45 TWh. Forbruket ble kraftig redusert allerede på 80-tallet, mens det utover 90-tallet varierte mye fra år til år. Etter år 2000 er oljeforbruket gradvis redusert. Som Figur 8 viser, kan prisøkningen på fyringsolje (til husholdninger) fra slutten av 70-tallet forklare hvorfor forbruket ble kraftig redusert i løpet av 80-tallet.

Figur 7: Forbruk av fyringsolje og parafin. Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt (2013)



Figur 8: Priser på nyttiggjort energi til husholdninger i faste 1998 kroner. Kilde: SSB

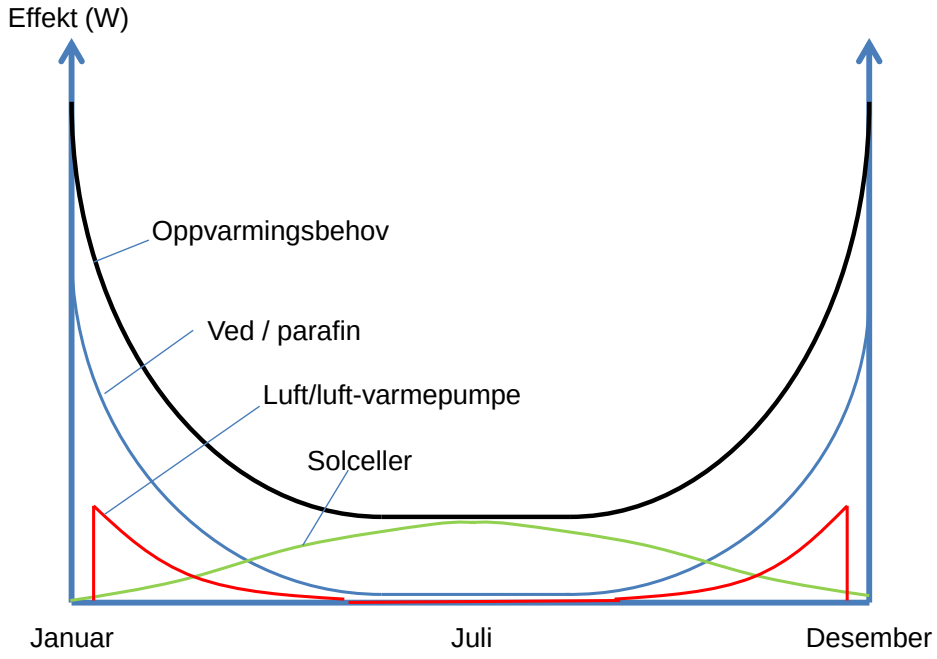


2.2.2 Bygg uten et vannbårent varmesystem har høyt eluttak i topplast

Elektrisk oppvarming ved panelovner og/ eller varmekabler er mest utbredt i eneboliger, gjerne i kombinasjon med peisovner og/eller luft-til luft varmepumper. Også større bygg som ble oppført på 80- og 90- tallet har erfaringsmessig elektrisk oppvarming.

Figur 9 oppsummerer hvordan ulike teknologier kan bidra til å dekke energibehovet over året i et bygg uten et system for vannbåren oppvarming. Den sorte linjen illustrerer oppvarmingsbehovet over året. Bruk av panelovner og varmekabler dekker hele oppvarmingsbehovet i mange bygninger. For å redusere effektuttaket fra strømnettet, kan man ta i bruk også andre oppvarmingsløsninger. Av tilgjengelige oppvarmingsløsninger for bygg uten et vannbårent varmesystem, er det kun ved- og parafinkaminer som bidrar til å redusere topplasten i elnettet på de kaldeste dagene. Solceller kan dekke deler av varmtvannsbehovet i sommerhalvåret, men produserer til gjengjeld lite el når romoppvarmingsbehovet er størst. Ved svært lave utetemperaturer, samtidig med topplasten i kraftsystemet, vil luft-til-luft varmepumper ikke lenger kunne hente varme fra uteluften, og andre oppvarmingskilder må benyttes.

Figur 9: Varmeproduksjon for ulike teknologier over året for løsninger uten vannbårent oppvarmingssystem. Illustrasjon



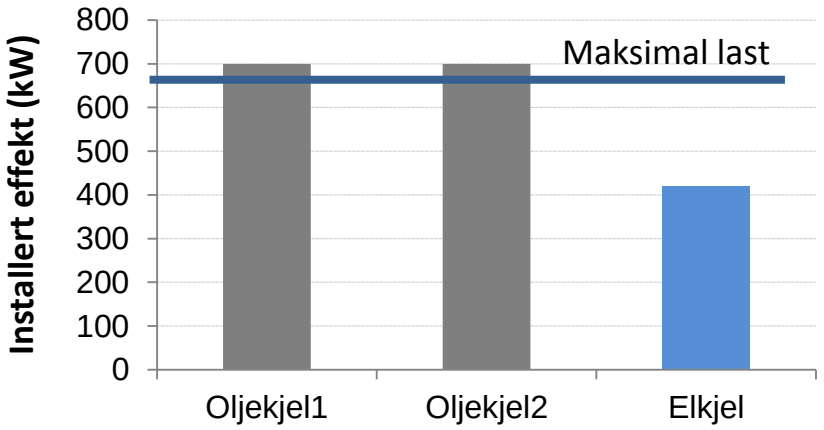
2.2.3 Sentralvarme vil normalt avlaste topplasten i elnettet, men el til spisslast blir mer vanlig

25 prosent av arealet i boliger og 30 prosent av arealet i næringsbygg har installert et vannbårent oppvarmingssystem med radiatorer eller gulvvarme (estimater gitt av Prognosesenteret, 2011). Andelen byggearealer med vannbårent oppvarmingssystem er betydelig høyere i bygg oppført etter 2008 (Prognosesenteret, 2011). Disse byggene får enten varmeforsyning fra fjernvarme eller de har egne tekniske rom med installerte varmepumper og/eller kjeler.

De vanligste alternativene for oppvarming i bygg med vannbårent varmesystem er elkjeler, olje eller varmepumpe.

I bygg fra 60- og 70- tallet ble det erfaringsmessig installert kun oljekjeler. Det ble gjerne installert to like store kjeler, slik at de fungerte som reserve for hverandre. Etter at oljeprisene steg på 80-tallet, samtidig som elprisene var svært lave, ble det i mange bygg installert elkjeler for å redusere energikostnadene. Elkjelene som ble installert er erfaringsmessig noe mindre enn oljekjelene med hensyn til installert effekt, slik at de ikke kan dekke hele topplasten alene. En tommelfingerregel er at elkjelen utgjør 60 prosent av det maksimale effektbehovet, se Figur 10. Elkjelene var normalt på fleksible tariffer slik at de kunne kobles ut dersom nettselskapet hadde behov for det på grunn av forhold i elnettet.

Figur 10: Eksempler på ulike kombinasjoner av installert effekt i olje- og elkjeler i et større bygg



Kostnader er årsaken til at elkjelene som installeres som regel ikke er dimensjonert for å dekke hele effektbehovet:

- Strømprisen er ofte høyest på de kaldeste dagene når effektbehovet er høyest, noe som reduserer kost/ nytte av full kapasitet på elkjelen.
- Flere nettselskaper opererer med effektledd i nettleien for større kunder, dermed gir bruk av høy effekt på elkjelen i korte perioder en samlet høy energikostnad.
- I et område med kapasitetsbegrensninger i distribusjonsnettet (eller nettstasjoner) kan full effektdekning på elkjelen utløse et anleggsbidrag til nettselskapet. I slike tilfeller vil det være naturlig å installere en elkjel med en kapasitet lavere enn det som utløser anleggsbidrag

Ved utfasing av oljekjeler kan denne typen kjelanlegg med kombinasjonen el/olje fungere som en reserve i tilfeller der behovet i kraftsystemet tilsier at elkjeler ikke bør benyttes. Fleksibiliteten i et slikt anlegg fordrer imidlertid at minst én av oljekjelene fungerer godt. Teknisk levetid for en oljekjel er i følge THEMA (2013) rundt 30 år, men mange oljekjeler er fullt operative også etter 40-50 år.

Det kan lett oppstå feil på de mekaniske delene ved oppstart av kjelen dersom den har stått lenge uten bruk. De fleste feil i en oljekjel kan rettes opp i løpet av en uke. Feilretting kan ta inntil seks uker dersom deler til kjelen ikke lenger er en hyllevare, men må spesialbestilles (THEMA, 2013).

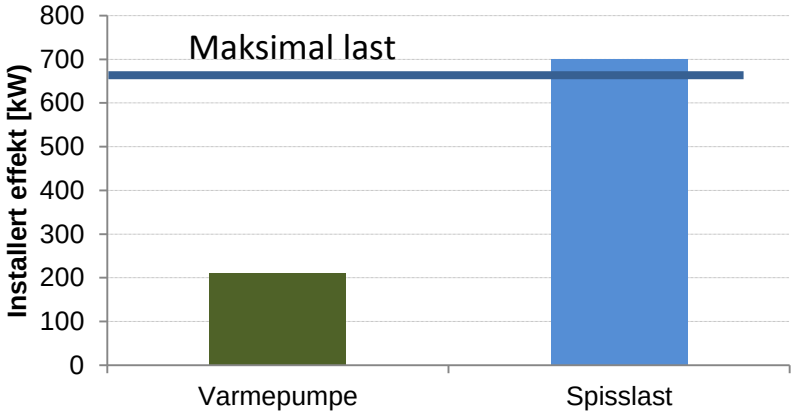
Erfaring tilsier imidlertid at oljekjeler som ikke er i bruk blir fjernet. Årsaken er at de ofte tas ut av bruk fordi reinvesteringer er nødvendig, enten i oljekjel eller i oljetank. Gamle oljetanker representerer en fare for oljelekkasje til grunnen med de miljøutfordringer det gir. Oljetanker blir derfor ofte fjernet når en oljekjel tas ut av bruk. Det er dermed lite sannsynlig at gamle oljekjeler vil bestå som en reserve som kan tas i bruk dersom man får behov for å ta tilbake fleksibiliteten man hadde i kombinerte anlegg med olje- og elkjeler dersom oljekjelene fases ut.

2.2.4 I nybygg er det krav om andre energikilder enn olje og el

For nybygg vil fjernvarme erstatte alternative oppvarmingskilder i et nybygg. Kravene i de nyeste byggeforskriftene (teknisk byggeforskrift fra 2010 – TEK10) innebærer at oppvarming fra el og olje ikke lenger kan dekke 100 prosent av energiforbruket. De nye byggeforskriftene inkluderer blant annet krav om at 40 – 60 prosent (avhengig av størrelsen på bygget) av oppvarmingsforbruket skal dekkes av

andre kilder enn fossilt brensel og elektrisitet. For å dekke 60 prosent av oppvarmingsbehovet fra en kilde, må man normalt installere 30 prosent av effektbehovet, se Figur 11.

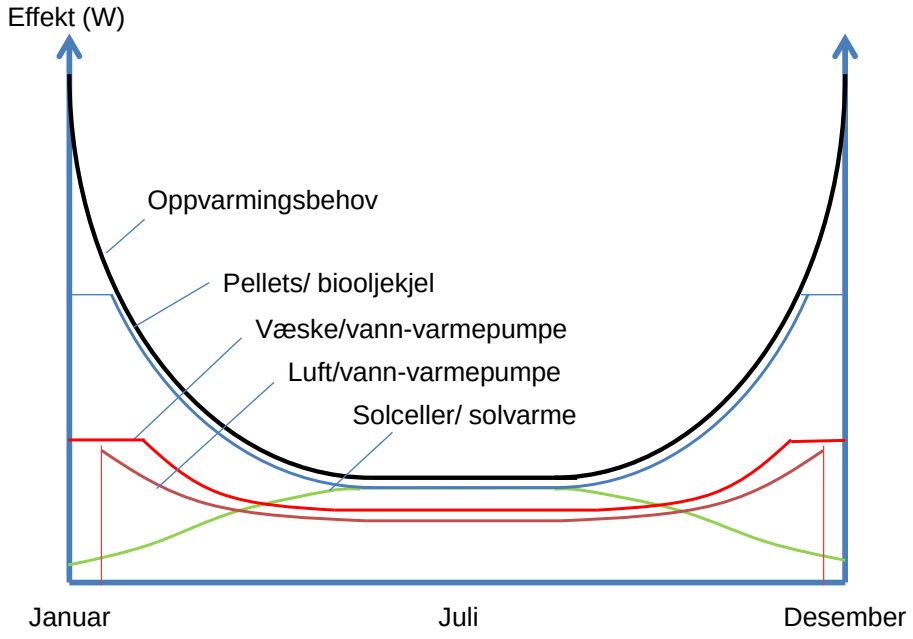
Figur 11: En typisk varmeinstallasjon i TEK10-bygg



Varmepumpe er den mest benyttede oppvarmingsløsningen i bygg med TEK10 standard. Både luft-vann og væske-vann varmepumper kan installeres. Væske-vann varmepumper henter energi fra grunnen der temperaturen er jevn over året, og kan dermed levere like stor effekt hele året. Luft-vann varmepumper leverer lavest effekt når det er lavest temperatur på uteluften. Ved de aller laveste temperaturene, vil noen luft-vann varmepumper ikke kunne hente noe energi fra uteluften, og spisslasten må levere hele varmelasten. Bortsett fra solenergi og luft-til-vann varmepumper, vil energikilder som benyttes i et sentralvarmeanlegg ha en produksjonsprofil som kan tilpasses behovet for oppvarming over året. Dette er illustrert i Figur 12. Varmepumper og biokjeler installeres ofte som grunnlastkjeler som dekker rundt 40 prosent av effektbehovet – disse dekker dermed ikke hele oppvarmingsbehovet på de kaldeste dagene. Disse dagene må det da suppleres med spisslast fra for eksempel el eller olje /gasskjeler.

Ved utfasing av fossilt brensel og lave elpriser er det sannsynlig at elkjeler blir mer brukt til spisslast de nærmeste 10-20 årene. Dagens nybygg kan dermed få redusert fleksibilitet og gi en høyere belastning på kraftnettet i topplast enn eldre hus med et vannbårent varmesystem. Samtidig vil belastningen på elnettet i topplastperioder være lavere for nybygg med vannbårent varmesystem enn for bygg som dekker hele oppvarmingsbehovet ved hjelp av panelovner.

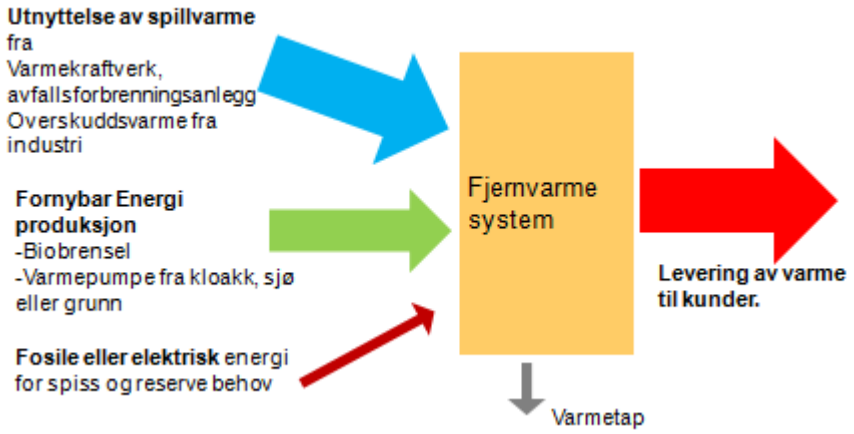
Figur 12:Varmeproduksjon for ulike teknologier over året for løsninger med vannbårent oppvarmingssystem. Illustrasjon.



2.3 Fjernvarmens hovedidé og virkemåte

Fjernvarme er ikke en energikilde eller energibærer, men et system som muliggjør å kunne utnytte ulike energibærere til å dekke lavtempererte behov som energi til oppvarmingsformål (et energifleksibelt distribusjonssystem). Fjernvarmens hovedidé er å kunne utnytte lokale energikilder som ellers ikke kommer til utnyttelse. Et fjernvarmesystem er derfor lokalt betinget og vil ha ulike forutsetninger fra sted til sted.

Figur 13 Fjernvarmens hoved ide er å utnytte lokale energikilder til lavtempererte oppvarmingsformål.

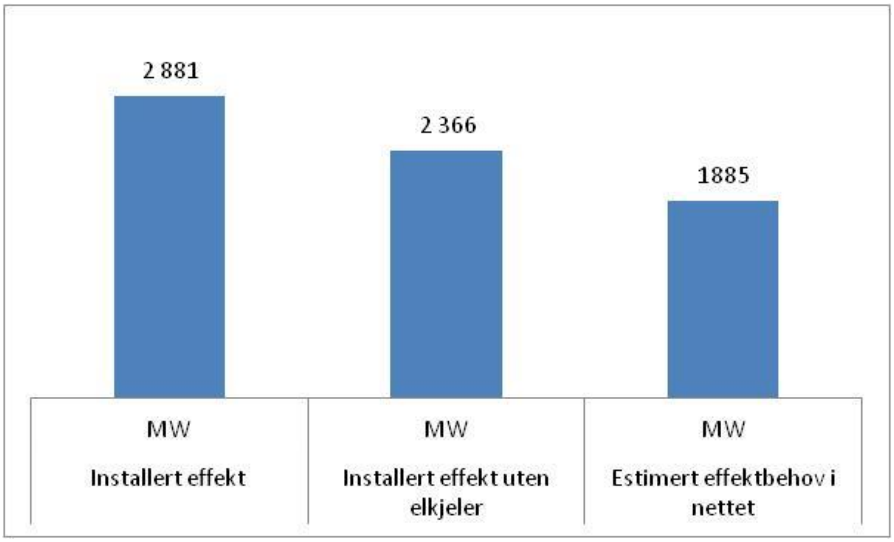


Et fjernvarmesystem består ofte i en eller flere varmesentraler, et distribusjonsnett og kundesentraler i hvert enkelt bygg. En varmesentral består i hovedsak av flere enheter (kjeler, VP, veksler mot spillvarme) som produserer varmt vann som sirkulerer ut til kundene for å avgi varme mot kundens varmeanlegg før det returnerer tilbake til varmesentralen.

For å kunne bygge ut fjernvarme må man ha konsesjon dersom samlet effekt overstiger 10 MW. Det er også mulig å søke konsesjon for anlegg mindre enn 10 MW dersom man for eksempel ønsker tilknytningsplikt. Når man får konsesjon vil det stilles krav til leveringssikkerhet (N-1) kriteriet. Dvs. at

største produksjonsenhet skal kunne falle ut og en skal fortsatt klare å produsere maksimalt effektbehov i fjernvarmenettet. Derfor er det installert større effekt i varmesentralene enn samlet behov hos kundene. Norsk Energi har for Norsk Fjernvarme vurdert at det i norske fjernvarmesystem er installert følgende effektkapasitet i 2013:

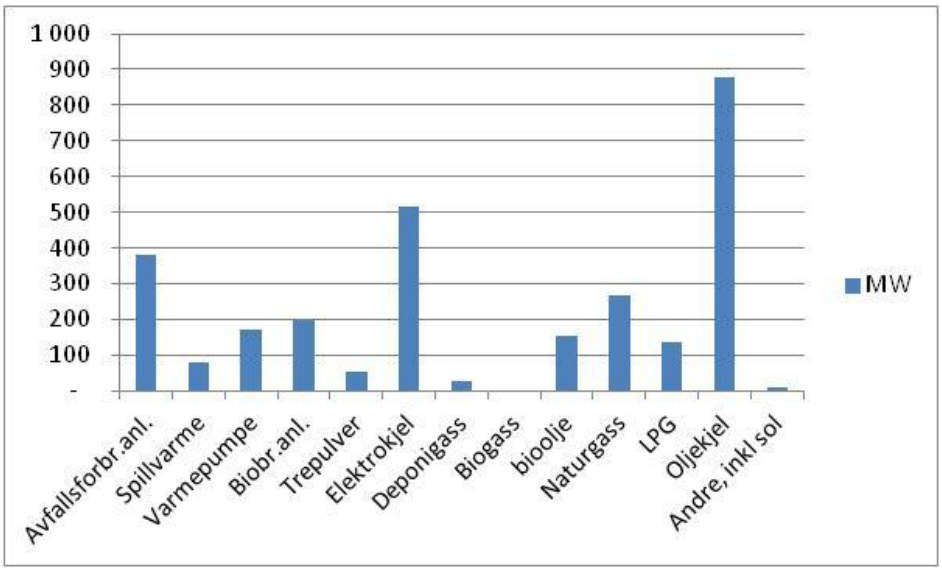
Figur 14 Installert effekt og estimert maksimalt effektbehov i fjernvarmesystemene i Norge (Norsk Fjernvarme/Norsk Energi)



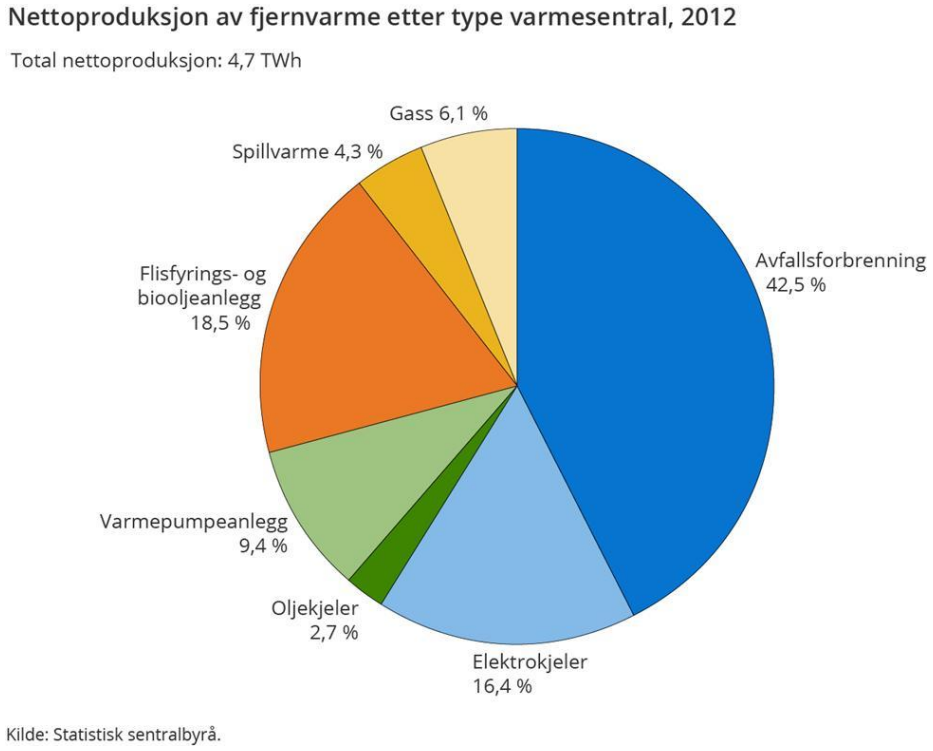
Figur 14 viser at det er installert ca. 2,9 GW i Norsk fjernvarmesystem, mens maksimalt effektbehov er i størrelsen 1,9 GW.

At fjernvarme er et fleksibelt oppvarmingssystem illustreres i Figur 15 hvor installert effekt fordelt på energikilde fremgår. Flere av disse kildene hadde ikke kunne blitt utnyttet uten et større fjernvarmesystem. Fleksibiliteten et fjernvarmesystem gir med tanke på å utnytte kilder er derfor bedre enn lokale individuelle løsninger i hvert enkelt bygg. Brukstiden for de ulike kildene varierer og selv om avfall utgjør en mindre effektandel utgjør den over 40 prosent av produsert energi. I motsatt ende utgjør den største effektinstallasjonen med olje i 2012 kun ca. 3 prosent av produsert energi i fjernvarmesystemet.

Figur 15 Installerte effekter fordelt på kilde i Norsk Fjernvarme (Norsk Energi)



Figur 16 Energileveranser fra ulike kilder i Norske fjernvarmesystem 2013 (SSB)



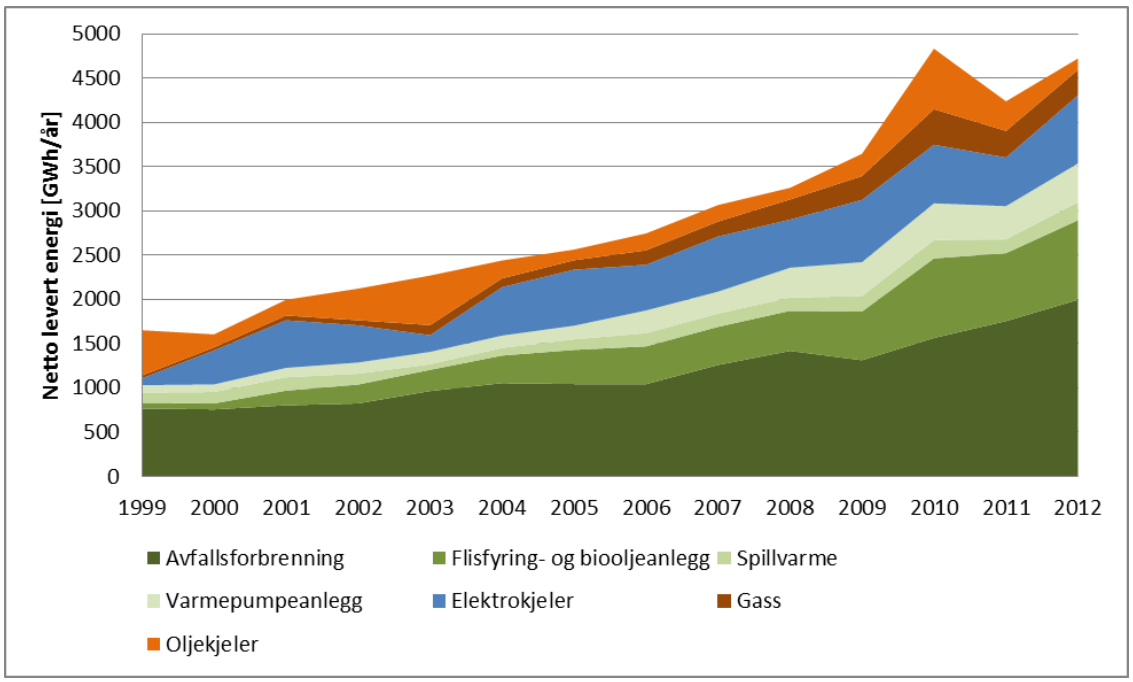
Det er ikke noen eksakt definisjon på forskjellen mellom et fjernvarmeanlegg og nærvarmeanlegg. Denne studien omfatter i hovedsak anlegg som har konsesjon. Det finnes imidlertid flere nærvarmeanlegg eller ferdig varme anlegg som leverer lokalt til næringsparker, militærleirer etc. hvor det ofte bare er et eller et fåtall kundeforhold og hvor en ikke har konsesjon. Mange av disse anleggene inngår ikke i fjernvarmestatistikken. Det vil derfor være større potensialer for utfasing av oljekjeler i lokale nærvarmeanlegg enn hva som er omtalt i denne studien.

2.4 Fjernvarmeanlegg har størst fleksibilitet mot kraftsystemet

2.4.1 Det økonomisk mest fordelaktige brenselet velges

Fordeling av energikilder brukt til produksjon av fjernvarme er vist i Figur 17 for perioden 1999 - 2012.

Figur 17: Brensel brukt i fjernvarmeproduksjon i perioden 1999-2012. Kilde: SSB



Fjernvarme kan benytte energikilder som ikke er økonomisk, praktisk og/eller teknisk mulig å benytte i enkeltbygg. Noen eksempler på dette er avfall, spillvarme og flere typer biobrensel:

- *Energigjenvinning fra avfall* er per i dag den energikilden som står for størst andel av fjernvarmeproduksjonen. Kapasiteten for avfallsforbrenning har økt betydelig de siste årene for å håndtere kommunalt og næringsavfall etter at deponiforbudet trådte i kraft i 2009. Alternativ håndtering, for den delen av avfallet som ikke kan materialgjenvinnes, er eksport til Sverige.

- *Spillvarme fra industri* er energi som ikke kan benyttes i bygg uten at det finnes et distribusjonssystem i form av et fjernvarmenett. Spillvarme er som regel avfallsvarme som ikke har en alternativ anvendelse til fjernvarme.

- *Biobrensel som briketter, flis og "biostøv"* krever relativt komplekse forbrenningsovner, noe som gjør disse brenslene lite egnet for annen bruk enn i selskaper som har profesjonell forbrenningskompetanse.

2.4.2 Kostbart å installere grunnlast, men rimelig i bruk

Et fjernvarmeanlegg blir satt opp med de produksjonsenhetene som dekker varmeetterspørselen på rimeligst måte. Brukstiden for grunnlastkildene er sentral. I et fjernvarmeanlegg vil brukstiden på grunnlasten normalt ligge betydelig høyere enn brukstiden for grunnlast i et enkeltbygg. I fjernvarme varierer brukstiden normalt mellom 2200 og 3000 timer. En definerer ofte effektinstallasjonen inn i ulike lastområder (som tidligere vist i Figur 3):

- Grunnlast – ofte definert fra 0- 40-50 prosent av maksimalt effektbehov og må ha lav energipris
- Mellomlast – ofte definert fra 40-60 prosent av maksimalt effektbehov
- Spisslast – mellom 50 og 100 prosent av maksimalt effektbehov og bør ha lav spesifikk investeringskostnad, men kan akseptere en høy energikjøpskostnad på grunn av kort brukstid.

En grunnlastkilde kan være relativt dyr i spesifikk investering (typisk avfall, biobrensel og varmepumpe), men oppveier dette med å ha lang brukstid med lav energipris. Avfallsanlegg bør typisk kunne ha en brukstid på 7500-8000 timer per år, varmepumpe og biobrenselanlegg ca. 3000- 4000 h/år.

For større fjernvarmeanlegg vil en også ha mellomlastanlegg som kan være pellets, elektrisitet, LNG (naturgass) eller bioolje. For spisslast vil ofte olje eller LPG være mest aktuelle da disse brenslene har lavt investeringsbehov pr kW installert effekt. Prisnivået på kraft/brensel bestemmer hvilken energibærer som skal benyttes først.

Et anleggs valg av energibærere med tilhørende prioritering, vurderes utfra plasseringen i varighetsdiagrammet for hvilken produksjonspris kilden får per produsert kWh basert på kapital-, drift- og vedlikehold- og energikjøpskostnad. En annen grunn til å installere flere kjeler i en varmesentral er ofte begrunnet utfra leveringssikkerhet N-1 kriteriet[1], og at kjelene har et reguleringsområde de kan arbeide innenfor med gode driftsbetingelser og virkningsgrader. Typiske investerings- og energikostnader for ulike energikilder til fjernvarmeanlegg er vist i Tabell 1.

Tabell 1: Investerings- og energikostnader for ulike energikilder i fjernvarmeanlegg (kilde: Norsk Energi).

	Investeringer		Typiske energipriser	
	Høy	Lav	Høy	Lav
Kilde	kr/kW	kr/kW	øre/kWh	øre/kWh
Spillvarme	3000	1000	15	0
Elektrodekjeler	1000	500	50	30
Olje /gasskjeler	2000	1000	80	50
Trepulver	6000	4000	40	30
Pellets	5000	4000	40	30
Flisanlegg	8000	6000	30	15
Varmepumper	8000	5000	25	15
Avfall	35000	20000	0	-20
Varme fra avfall			30	10

En fjernvarmeutbygging vil alltid være basert på at man har en fornybar grunnlastkilde som basis fordi dette er et krav for å få Enovastøtte og ligger til grunn i fjernvarmekonsesjonen. I tillegg vil en rimelig grunnlastkilde være en forutsetning for tilstrekkelig dekningsbidrag versus salgsprisen for fjernvarme som må være konkurransedyktig med kundens alternativ-pris. Kun i etableringsfasen, inntil et tilstrekkelig volum på energisalg er oppnådd, kan det være aktuelt å benytte kun elektrisitet og eller fossil energi.

Normalt tilstreber fjernvarmeselskapene å ha en fornybarandel i sin produksjonsmiks på minst 80-90 prosent. Dette krever da en effektinstallasjon i produksjonsenheter basert på fornybart brensel på ca. 40-50 prosent av det totale effektbehovet.

[1]Fjernvarmeleverandøren er forpliktet til å levere maks effektbehov selv om største enhet (energikilde) faller ut. Dette stilles som krav i konsesjonene som NVE gir.

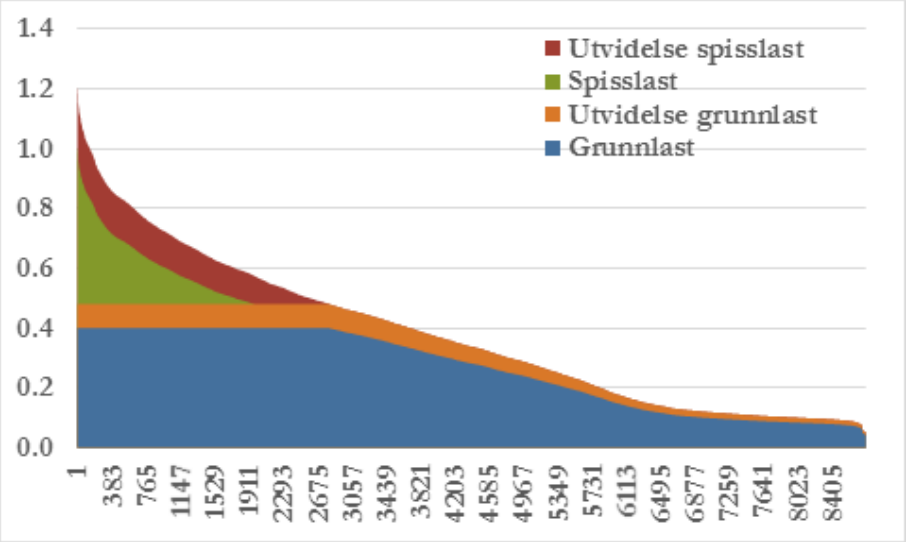
2.4.3 Økt produksjon kan på kort sikt komme fra spisslast, men fra grunnlast på lang sikt

Kapasiteten i varmesentralen i et fjernvarmeanlegg vil som regel måtte utvides over tid. Ved nyetableringer vil selskapet som regel bygge en varmesentral som har kapasitet til å dekke det fjernvarmebehovet som forventes de nærmeste årene. Det vil si at fjernvarmeselskapene som regel har noe overkapasitet i kjelene fram til den forventede etterspørselen etter fjernvarme er på plass.

Et fjernvarmeanlegg er normalt alltid i vekst og effektinstallasjonen vurderes fortløpende. Dette gjelder både for den totale effekten og for tilfredsstillelse av N-1 kriteriet, samt vurdering om det er grunnlag for investering av nye fornybare grunnlastkilder. For å unngå overinvesteringer, begynner selskapene ofte med å utvide spisslastkapasiteten, det vil som regel si olje- eller elkjeler. Parallelt vil man som regel planlegge for utvidelser i mellom- eller grunnlastkapasitet som blir etablert når det voksende behovet for fjernvarme nærmer seg den brukstiden som er nødvendig for å kunne forsvare investeringer i en ny kjel.

Figur 18 viser hvilke endringer en får i energileveransen fra eksisterende produksjonsenheter (grønn + blå felt) dersom energileveransen i fjernvarmesystemet økes med 20 prosent (rødt + oransje felt). En ser da at andelen spisslast økes og at en bør vurdere ny installasjon av fornybar grunnlast/mellomlast da økt energileveranse gir økt brukstid for en ny grunnlast/mellomlastkilde. Normalt vil installasjon av kapitalkrevende grunnlastkilder gå i rykk og napp med utbyggingen. Utbyggingen vil fortsette med eksisterende kjeler, helt til det er mulig å installere en ny grunn- eller mellomlastkilde som får lang nok brukstid til å forsvare investeringen.

Figur 18 Vurdering av ny mellomlast/spisslastkilde



2.4.4 Spisslast fra elkjeler vil trolig øke, men på fleksible tariffer

Spotprisene på kraft vil trolig være relativt lave i en 10-20 årsperiode framover på grunn av overskudd av kraft i det nordiske systemet i normalår. Dermed er det ikke usannsynlig at elkjeler benyttes i større grad en tidligere som både spiss- og mellomlast i fjernvarmesystem. Fleksible tariffer i nettleien krever at forbruket kan kobles ut når nettselskapet har behov for det. Disse nettariffene er betydelig lavere enn tariffer for prioritert overføring.

Utformingen av nettariffer varierer betydelig mellom nettselskapene, hvilket blant annet innebærer at størrelsen på de fleksible tariffene varierer mellom nettområdene de ulike fjernvarmeanleggene opererer i. Forskjellene går på fordeling mellom fastledd, energiledd og effektledd, om effekttoppene måles per

år eller måned og differensiering mellom sommer -og vinterpriser (gjelder både effekt og energiledd). For de fleksible tariffene er det også forskjeller i varslingstid og varighet for utkobling.

Kostnadsforskjellene mellom ulike nettområder, samt forskjell mellom prioritert overføring, momentan utkobling og varslet utkobling, kan belyses ved hjelp av et stilisert eksempel med følgende forutsetninger:

- Fjernvarmeanlegg med en elkjel på 25 MW
- Brukstid for maks effekt på 1200 timer – dette gir et årlig elektrisk energibehov på ca. 30 GWh/år.
- Antatt maks effekt om sommeren er 15 MW og forbruk i sommerhalvåret er anslått til ca. 6 GWh av de årlige 30 GWh-ene.

Alle tariffer er hentet fra nettsidene til de ulike nettleverandørene eller etter samtale med dem. I dette forenklede eksempelet er det ikke lagt inn timesverdier for spotpris eller elavgift på 11,61 øre/kWh.

Tabell 2 og Tabell 3 viser kostnadsforskjellen mellom nettariffer med prioritert overføring og fleksible tariffer med momentan utkobling. Med en antatt årlig fjernvarmeproduksjon fra elkjelen på 30 GWh vil kostnadsforskjellen i tabellene under utgjøre mellom 2,1 og 36,9 øre/kWh i nettleie. Med en så stor kostnadsforskjell mellom prioritert eloverføring og fleksible tariffer, er det ikke naturlig for fjernvarme-selskapene å velge prioritert nettariff på sine elkjeler uten at det finnes et særlig behov for elkjelen. For eksempel i det tilfelle at det ikke er installert tilstrekkelig grunnlastkilder uten bruk av elkjeler i en oppbyggingsfase. Prisforskjellen mellom den fleksible tariffen og tariffen ved prioritert forsyning gir fjernvarmeselskapene også et insentiv til å bygge alternative spisslastkilder til elkjelene slik at forutsetningen for å kunne basere seg på uprioritert overføring på elkjelen er til stede.

Når dette er sagt, så varierer prisdifferansen mellom tariffene knyttet til uprioritert og prioritert overføring betydelig mellom de ulike nettselskapene i analysen. Strukturen i tariffene gjør også at brukstiden på elkjelene får stor betydning for hvordan de benyttes på en mest mulig kostnadseffektiv måte av fjernvarmeselskapene i ulike konsesjonsområder.

Tabell 2: Oversikt over kostnader for prioritert overføring for de ulike nettselskapene.

	Prioritert forsyning			
	Fastpris	Energiledd	Effektledd	Totalt
Eidsiva	21 800	1 800 000	8 550 000	10 371 800
BKK	18 600	1 224 000	11 460 000	12 702 600
Lyse	18 800	4 317 000	1 575 000	5 910 800
Hafslund	10 740	927 000	10 620 000	11 557 740
EB	5 000	594 000	8 400 000	8 999 000
Troms Kraft	12 100	660 000	7 620 000	8 292 100
Trønder Energi	20 800	1 050 000	10 000 000	11 070 800

Tabell 3: Oversikt over kostnader for momentan utkobling og differanse ift prioritert overføring for de ulike nettselskapene.

	Momentan utkobling				Differanse
Selskap	Fastpris	Energiledd	Effektledd	Totalt	Prioritert - momentan
Eidsiva	21 800	1 800 000	5 557 500	7 379 300	2 992 500
BKK	50 000	652 800	933 600	1 636 400	11 066 200
Lyse	18 800	4 317 000	945 000	5 280 800	630 000
Hafslund	6 800	927 000	720 000	1 653 800	9 903 940
EB	5 000	840 000	840 000	1 685 000	7 314 000
Troms Kraft	12 100	660 000	3 810 000	4 482 100	3 810 000
Trønder Energi	20 800	1 050 000	1 500 000	2 570 800	8 500 000

Som man ser av Tabell 4, så er det også stor forskjell i pris mellom momentan utkoblbar kraft og varslet utkoblbar kraft for de ulike nettområdene. Det er også forskjell her på hvor lang varighet på utkoblingen de ulike nettselskapene opererer med. Siden kostnadsforskjellen er også betydelig, blir også kostnaden for fjernvarmeselskapene lavere desto mer fleksible (varsling og varighet) elkjelene deres er.

Tabellen viser også at det er størst forskjell i kostnader i Drammen (EB) og Oslo, mens forskjellen er minst på Hamar (Eidsiva), i Stavanger (Lyse) og i Tromsø. For Bergen og Trondheim finnes det ikke tariff for uprioritert varslet utkobling. I Trondheim stilles det for eksempel krav om tilkobling til regionalnettnivå, at kjelene skal være utkoblbare på kort varsel og at anlegget kan ligge utkoblet på ubestemt tid for å kunne benytte momentan utkoblbar tariff.

Tabell 4: Oversikt over kostnader for varslet utkobling og differanse ift momentan utkobling for de ulike nettselskapene.

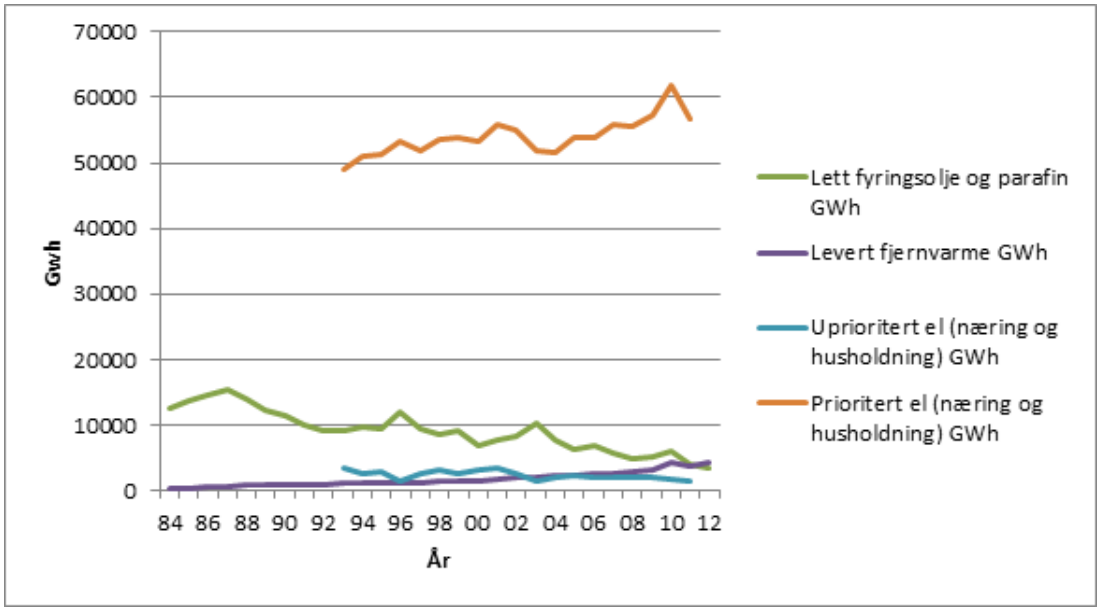
	Varslet utkobling				Differanse	
Selskap	Fastpris	Energiledd	Effektledd	Totalt	Varslet - momentan	Type varsel
Eidsiva	21 800	1 800 000	6 412 500	8 234 300	855 000	1,5 timer
BKK	Har ikke upri kraft med varsling					
Lyse	18 800	4 317 000	1 110 000	5 445 800	165 000	2 timer
Hafslund	9 200	927 000	3 360 000	4 296 200	2 642 400	12 timer
EB	5 000	804 000	4 800 000	5 609 000	3 924 000	12 timer
Troms Kraft	12 100	660 000	4 680 000	5 352 100	870 000	1 time
Trønder Energi	Har ikke upri kraft med varsling				-	

2.5 Fjernvarme har bidratt til utfasing av oljekjeler i byer og tettsteder

2.5.1 Fjernvarme har erstattet oljekjeler – men stor variasjon mellom ulike byer

Figuren under viser nedgangen i bruk av fyringsolje i bygg sammen med utviklingen i bruk av el og fjernvarme. Oppvarming basert på fyringsolje er erstattet delvis av fjernvarme, men det meste av fyringsoljen er erstattet av elektrisitet. I 2012 hadde salget av fyringsolje og parafin sunket til omkring 3,6 TWh (fra ca. 12 TWh i 1984), mens fjernvarme utgjorde 4,2 TWh.

Figur 19 Levert fjernvarme, salg lett fyringsolje til oppvarming, prioritert og uprioritert kraft(til husholdning og næring) [SSB 2013]



Norsk Energi (2005) kartla gjennom undersøkelser hos fjernvarmeselskapene at 75-80 prosent av kundemassen frem til 2004 var uten tilknytningsplikt. Studien angir videre at dette i all hovedsak var kunder med eksisterende fyrhus og at denne typen kunder i all hovedsak hadde tradisjonelle fyrhus, med enten kun oljefyring eller en kombinasjon av olje -og elkjeler. Utbygd fjernvarme utgjorde 2,2 TWh i år 2004. Videre anslo studien et potensiale for en økning på 2,2-4,6 TWh innen 2015. Av det høye potensialet utgjorde nye utbyggingsområder ca. 1,5 TWh. Dermed anslo Norsk Energi at fjernvarme kunne erstatte inntil 3 TWh som da ble produsert i en kombinasjon av olje -og elkjeler. Hvor stor andel av dette som er konvertert i perioden 2005-2013 er uvisst.

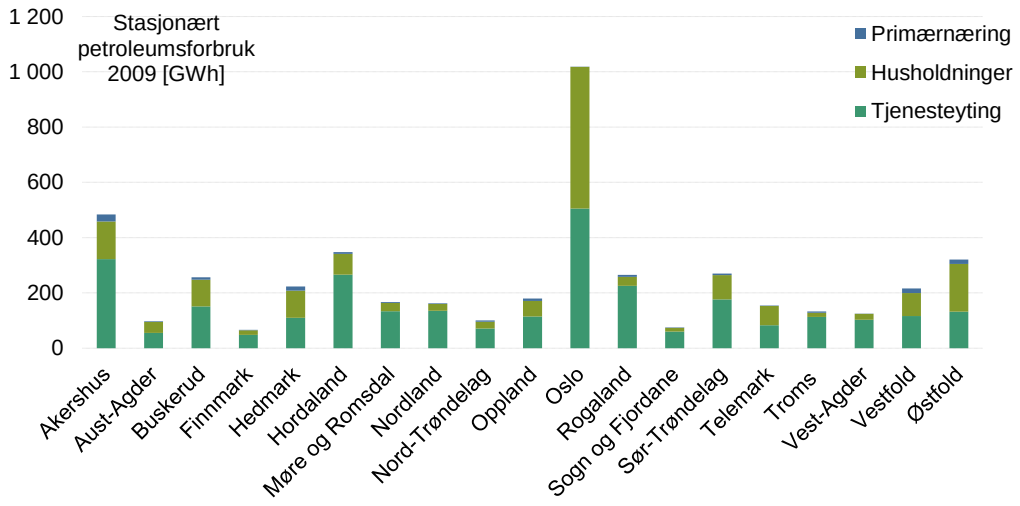
I vår undersøkelse oppgir selskapene typisk at mellom 10 og 75 prosent av nåværende leveranse er til kunder som hadde eksisterende oljekjel. Vektet snitt for svarene angir at 56 prosent av utbygd fjernvarme var til bygg med eksisterende fyrhus. De angir videre at minst 90 prosent av disse hadde oljekjeler. Tallene fra denne undersøkelsen og sammenstilt med tidligere undersøkelse tyder på at historisk har andelen bygg tilknyttet fjernvarme vært:

- frem til 2004 mer enn 75 prosent eksisterende fyrhus
- frem til 2012 omkring 60 prosent eksisterende fyrhus

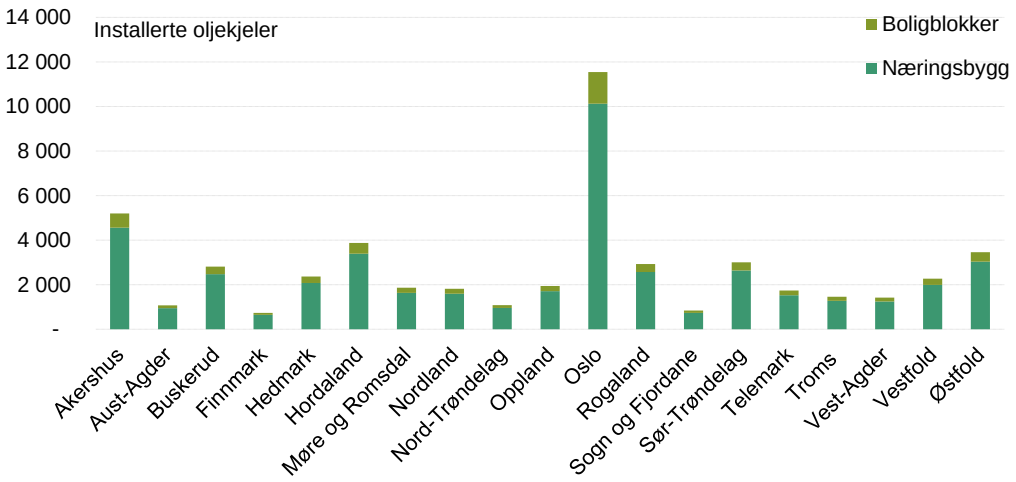
2.5.2 Ca. 40 prosent av det gjenværende oljeforbruket kan erstattes av fjernvarme

Figurene under viser dagens forbruk av fyringsolje og estimert antall oljekjeler per fylke. Det er i hovedsak ikke lønnsomt å koble eneboliger på fjernvarmenett, og fjernvarme vil dermed ikke kunne bidra vesentlig til å fase ut oljekjeler fra slike bygg. Oljeforbruket i husholdninger som er oppgitt i Figur 20 er ikke skilt på boligblokker og eneboliger.

Figur 20: Fordeling av oljeforbruk til alminnelig forsyning per fylke: Kilde SSB (2009)



Figur 21: Estimert antall oljekjeler i boligblokker og næringsbygg per fylke. Kilde: THEMA (2013)

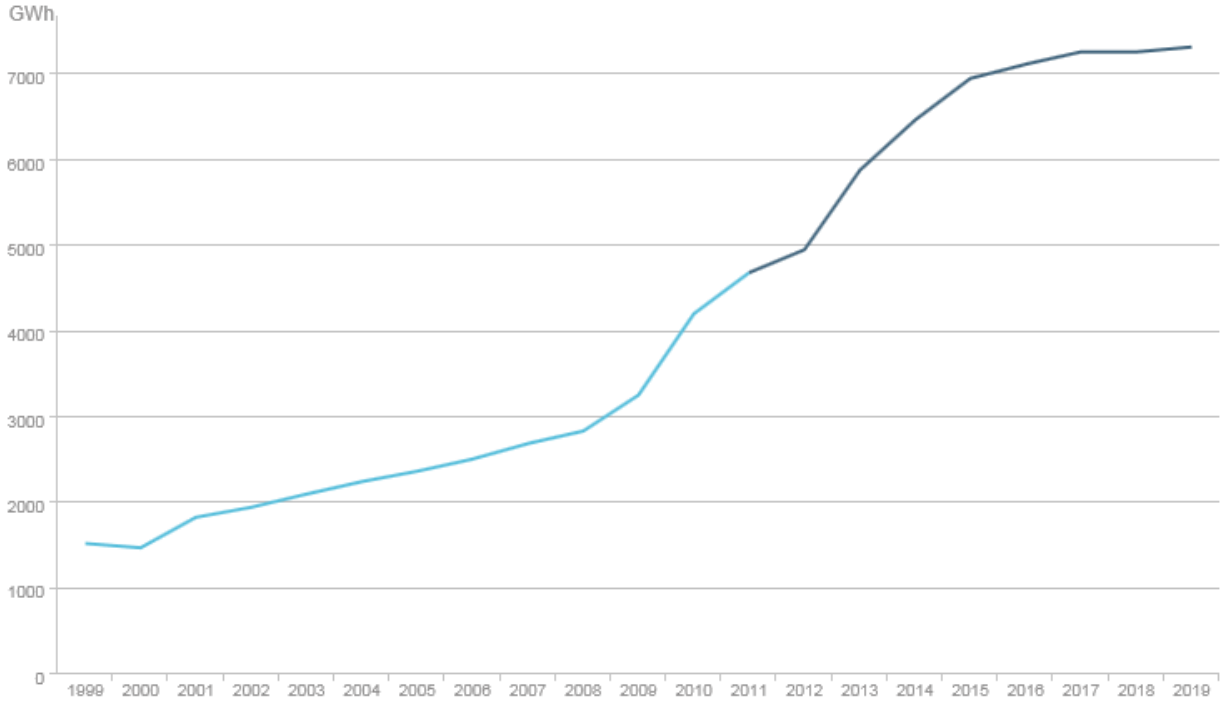


Det er tidligere laget estimater på hvor stor andel av oljeforbruket som kan erstattes av fjernvarme. Xrgia (2011) oppgir et potensiale på økte leveranser fra eksisterende fjernvarmeanlegg på 3 TWh. Her anslås at om lag 50 prosent av økningen i fjernvarmevolumet kan erstatte fossile energibærere i lokale energisentraler, mens de resterende 50 prosent vil erstatte bioenergi eller varmepumper innen 2030. Xrgias estimat er dermed at 1,5 TWh oljeforbruk kan erstattes av fjernvarme innen 2030.

I vår spørreundersøkelse oppgir fjernvarmeselskapene at andelen av bygg med eksisterende fyrhus vil være mellom 5 og 50 prosent av deres økninger i fjernvarmevolum. Et volumveid gjennomsnitt er 40 prosent. De samme selskapene anslår at de vil utvide fjernvarmeleveransene med ca. 0,6 TWh frem til 2017. Dermed er oljeforbruket som kan konverteres til fjernvarme estimert til 0,24 TWh i de ti anleggene vi har fått data fra. Disse anslagene er da gitt med dagens rammebetingelser, og eventuelle endringer i rammebetingelser kan påvirke anslagene positivt eller negativt.

I perioden 2013 – 2017 anslår Enova at 2,1 TWh med fjernvarme vil bygges ut, se Figur 22. Ved en tilkoblingsrate på fjernvarmetilkoblinger som erstatter oljekjeler på 40 %, utgjør dette mellom 0,84 – 1,05 TWh fyringsolje. Anslaget fra Xrgia på 1,5 TWh konvertering fra olje til fjernvarme stemmer godt med våre tall, da 1,5 TWh av totalt 3,6 TWh oljeforbruk (for 2012) er 42 %.

Figur 22 Målt og forventet fjernvarmeleveranse basert på fjernvarmestatistikk fra SSB (2011) og kontraktfestet energileveranse i Enova-prosjekter under utbygging i perioden 2013-2019.



3 Bruk av elkjeler i fjernvarme kan tilpasses kraftnettets behov

De fleste fjernvarmeanlegg har installert elkjeler og disse har stått for mellom 15 og 20 prosent av fjernvarmeproduksjonen de siste årene. Elkjelene benyttes hovedsakelig når samlet kostnad til strøm er lavere enn alternative produksjonskilder. El fortrenger da som hovedregel annen mellom- og spisslast. En forutsetning for elkjelene er at de er rimeligere i bruk enn alternative brenselskilder. Elkjelene er hovedsakelig på fleksible nettariffer. Nettariffene (effektleddet) varierer svært mye mellom ulike nettselskaper, noe som også påvirker hvordan elkjelene benyttes i fjernvarme. Varmesentralene i fjernvarme har, med ett unntak i vår undersøkelse, installert (eller planlagt å bygge) tilstrekkelig kapasitet i andre mellom- og spisslastsentraler til at de kan levere maksimal effekt uten å bruke elkjeler.

For å kunne utnytte de forventede lave kraftprisene de neste 10-15 årene, har flere av fjernvarmeselskapene konkrete planer om å øke sin produksjonskapasitet med elkjeler. Elkjeler i fjernvarme er dermed fleksible opp mot kraftsystemet, og påvirker ikke forsyningssikkerheten i kraftnettet negativt. Elkjeler i fjernvarme kan også ha en positiv effekt ved å kunne ta i bruk relativt store kraftmengder i perioder med høy uregulert produksjon fra vind og delvis fra småkraft. Midt på sommeren har imidlertid fjernvarmesystemer med avfall som grunnlast ledig kapasitet i sin produksjon og dermed liten mulighet til å øke sitt elforbruk selv med svært lave eller negative kraftpriser.

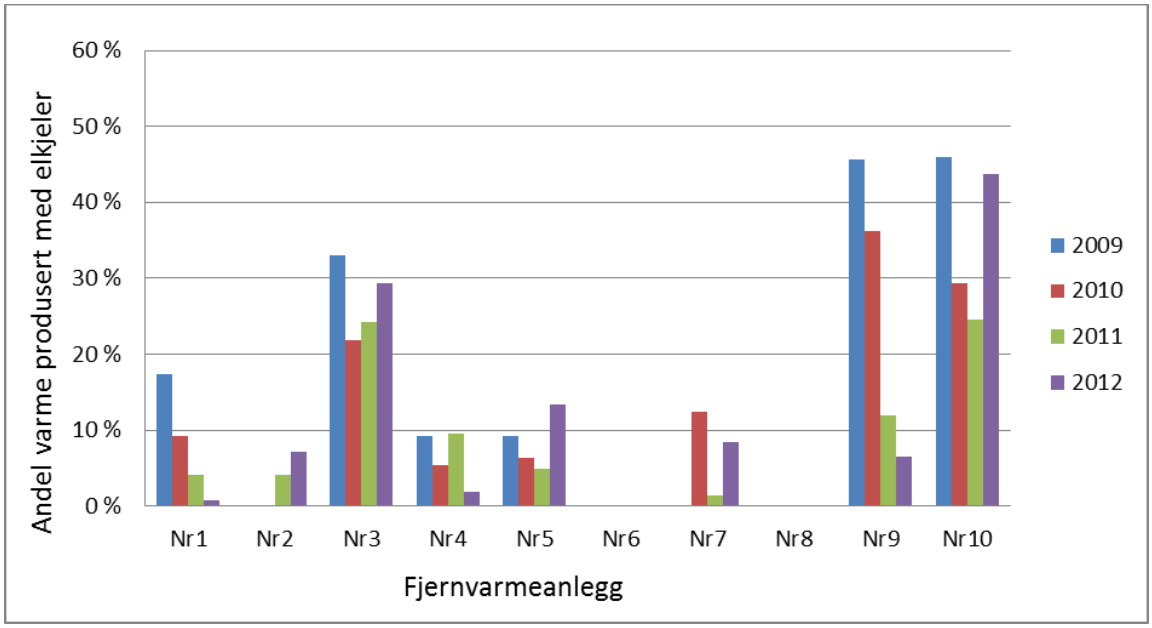
Med utgangspunkt i den gjennomførte undersøkelsen, samt faktiske effekt- og energimålinger fra de samme anleggene, beskriver vi i dette kapitlet fjernvarmeanleggenes elektrisitetsforbruk og fjernvarmens potensiale for å bidra med fleksibilitet til kraftnettet.

I 2012 ble det produsert 4,7 TWh fjernvarme (SSB). Anleggene som deltok i vår undersøkelse hadde en årsproduksjon på 3,2 TWh, hvilket innebærer at anleggene i undersøkelsen utgjorde 68 prosent av total årsproduksjon i Norge samme år. Aktørene i spørreundersøkelsen hadde til sammen et årlig elektrisitetsforbruk til elkjeler på 675 GWh, hvilket utgjør 87 prosent av totalt elektrisitetsforbruk til elkjeler i norske fjernvarmeanlegg for 2012.

3.1 Elkjelene benyttes mest på vinterhalvåret

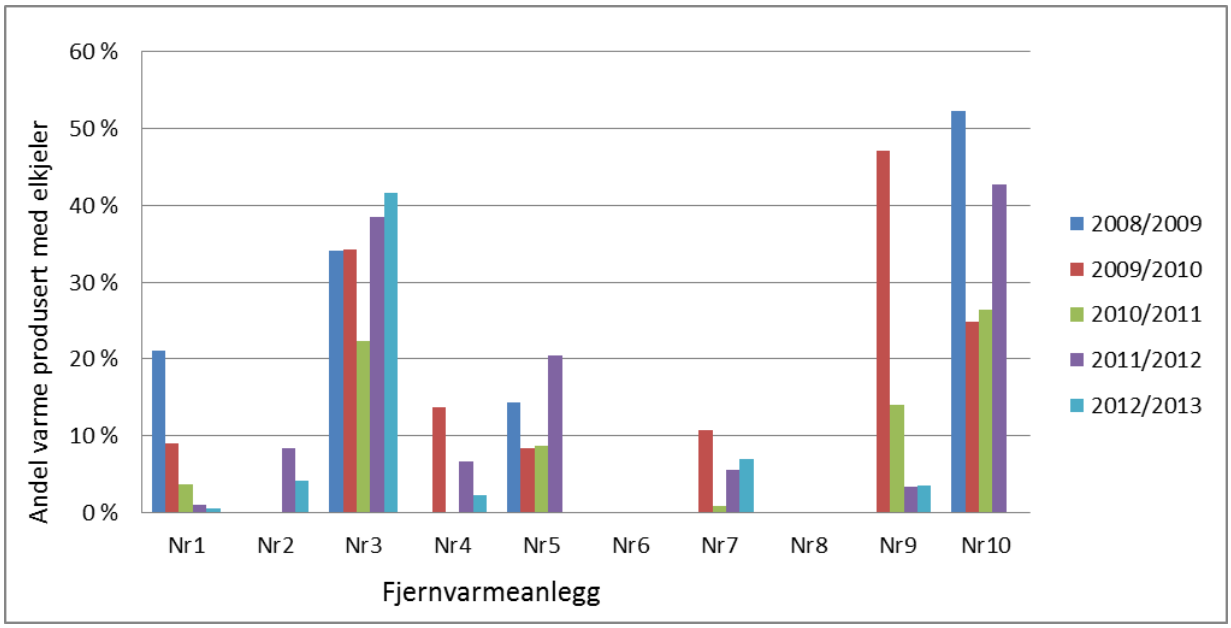
Andelen fjernvarme som produseres med elektrisitet varierer fra år til år, se Figur 23. For anlegg Nr 3, 5 og 10 ser man at produksjonen i 2010 og 2011 var tydelig lavere enn årene før og etter. Årene 2010 og 2011 var preget av høye priser som følge av lav kraftproduksjon og kalde vintre. En lavere elandel i denne perioden indikerer at det er en sammenheng mellom bruk av elkjeler og kraftprisen. Bruk av elkjel i anlegg Nr 1 og 9 er preget av at det i samme periode bygges ut nye grunnlastkilder. Anleggene holder derfor på å redusere eller fase ut kapasiteten på elkjelene. For Nr 8 finnes det ikke spesifikke målinger. Anlegg Nr 6 har ikke elkjel, anlegg Nr 2 mangler tall for 2009-2010 og anlegg Nr 7 mangler tall for 2009.

Figur 23 Oversikt over andel varme produsert med elkjeler for ti anlegg i perioden 2009 – 2012



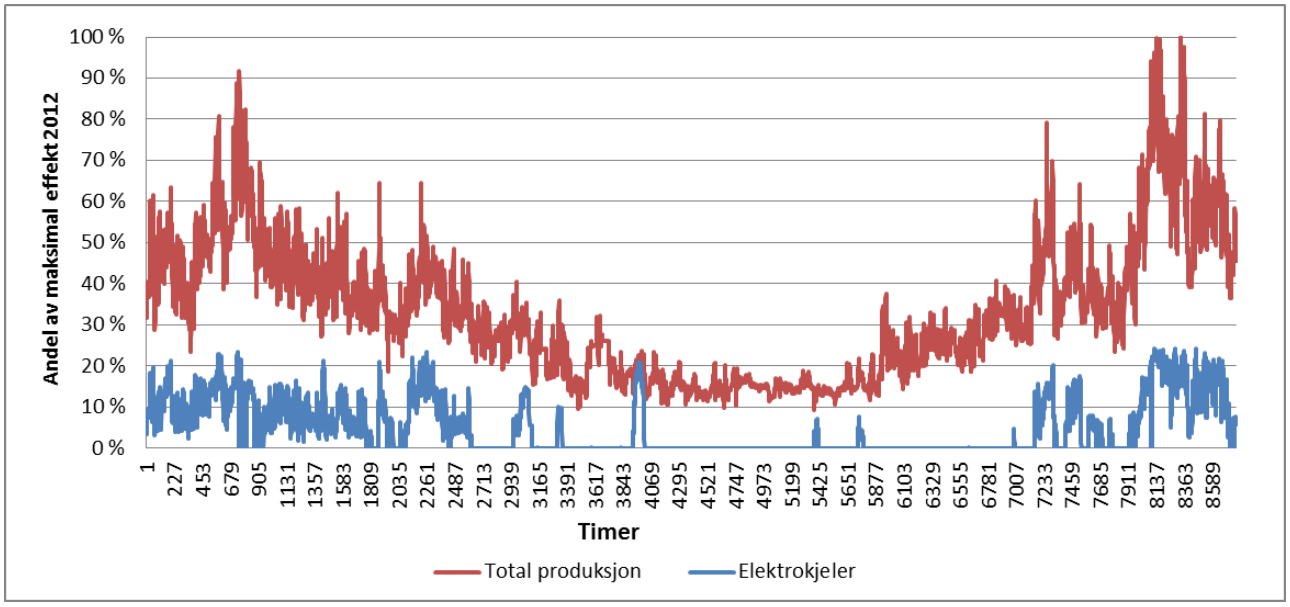
Figur 24 viser andelen fjernvarme produsert med elektrisitet i desember, januar og februar for fyringssesongene 2008/2009 – 2012/2013. Figuren er ikke direkte sammenlignbar med Figur 23 siden bakgrunnstallene er hentet fra to ulike år for gitt fyringssesong. Halvparten av anleggene benytter mer elektrisitet om vinteren enn over resten av året. Nærmere bestemt at elkjelene benyttes som spisslast på kalde dager når det er stor effektetterspørsel. Noen anlegg benytter ca. samme energimengde i fyringssesongen som gjennomsnittlig over resten av året. I de tilfellene ligger elkjelen inne som grunnlast eller mellomlast. Ett anlegg benytter kun elkjel på sommeren som spisslast når varmepumpene går i kjølemodus. Det mangler data for noen av anleggene, hvilket kan forklares av at anleggene enten ikke har elkjel eller at elkjelen har vært ute av drift i den aktuelle måleperioden. Nærmere forklaringsvariabler på bruk av elkjel beskrives i kapittel 3.3 og 3.4.

Figur 24 Oversikt over andel varme produsert med elkjeler for ti anlegg i vinterperiodene fra 2008/2009 – 2012/2013.



Eksempel med timesmålinger over året er vist i Figur 25 for anlegg Nr 5. Alle tallene oppgitt i figuren er relatert til maks effekt som inntraff for anlegget for 2012. Dette anlegget har en stor differensiering mellom sommer og vinterbruk da elkjel i lange perioder om sommeren ikke benyttes. Dette anlegget benytter elkjel hovedsakelig som spisslast, hvilket innebærer at forbrukstoppene for elkjel sammenfaller med maks effekt i anlegget.

Figur 25 Timesmålinger for fjernvarmeanlegg Nr 5 for 2012 fordelt på total produksjon og elektrokjeler.



Oppsummert kan vi si at fjernvarmeanleggene har et elforbruk også om vinteren som innebærer at det er fleksibel last i kraftsystemet i perioder der sannsynligheten for effekt- og energiknappheten er størst.

3.2 Elkjelene er ikke avgjørende for å dekke spisslast

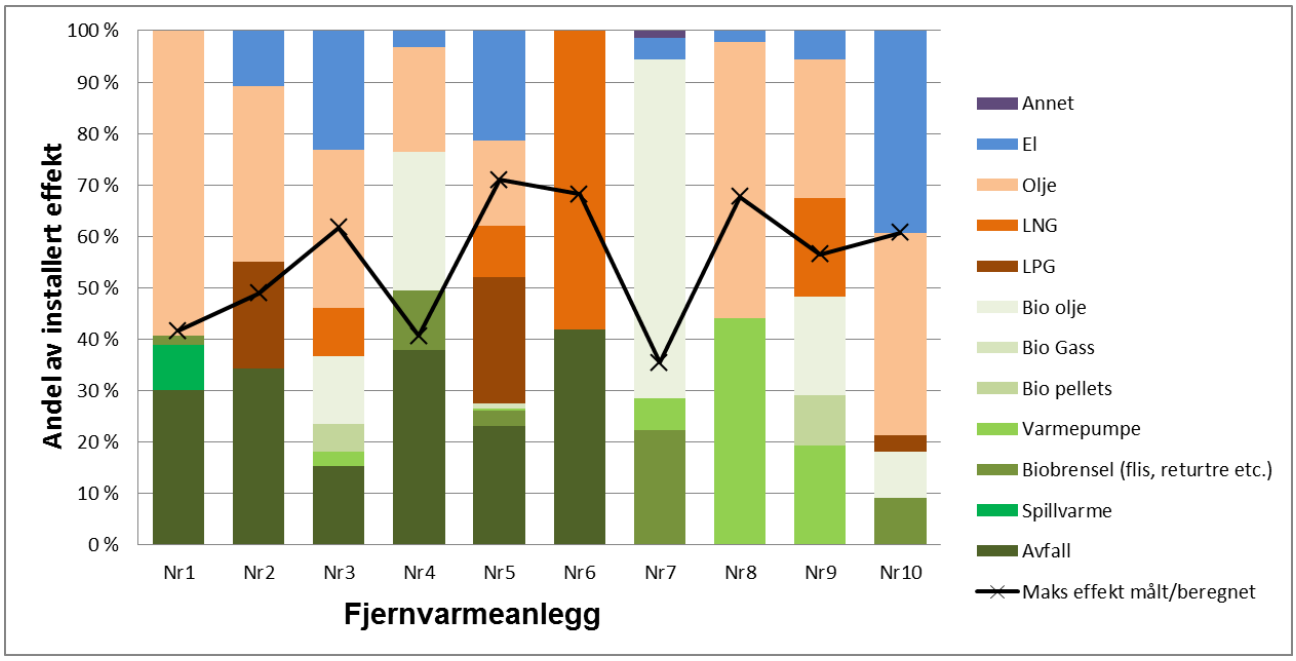
Figur 26 viser en oversikt over fjernvarmeanleggene i vår undersøkelse og installert effekt fordelt på ulike energikilder. Seks av ti anlegg har avfall som hovedgrunnlastkilde, to anlegg har biobrensel (flis, returtre etc.) og to anlegg har varmepumpe. Grønn farge indikerer fornybare energikilder, oransje farge indikerer fossile energikilder og blå farge er elektrisk kraft. I tillegg kommer noe deponigass og sol. Alle tall er relatert til samlet installert effekt i anlegget. Samlet installert effekt i anlegget er høyere enn maksimalt levert effekt fra anlegget fordi man også må ha kjeler i reserve dersom den største kjelen faller ut for å tilfredsstille kravet om N-1.

Installert effekt i elkjeler varierer mellom 0 – 39 prosent av totalt installert effekt med et gjennomsnitt på 11 prosent. I dette utvalget finnes det faktiske målinger på maksimal levert effekt fra seks anlegg. Maksimal levert effekt for resten av anleggene er estimert basert på brukstid fra anlegg med både effekt- og energimålinger, samt stedstilpasning til gitt anlegg.

Figur 26 viser at samtlige anlegg har nok installert effekt til å klare seg uten elkjelene hvis disse kobles ut. Reservekapasiteten i anleggene er i snitt på 34 prosent, og med unntak av to anlegg klarer samtlige utfall av største enhet samtidig som elkjel(er) kobles ut. De anleggene som ikke oppfyller dette kriteriet har da én eller flere elkjeler på prioritert forsyning for å oppfylle N-1 kriteriet. Undersøkelsen, illustrert ved figuren under, reflekterer at det er stor fleksibilitet i bruk av energikilder ved fjernvarme-produksjonen og at de fleste fjernvarmeanleggene ikke er avhengige av elektrisitet for å dekke spisslast.

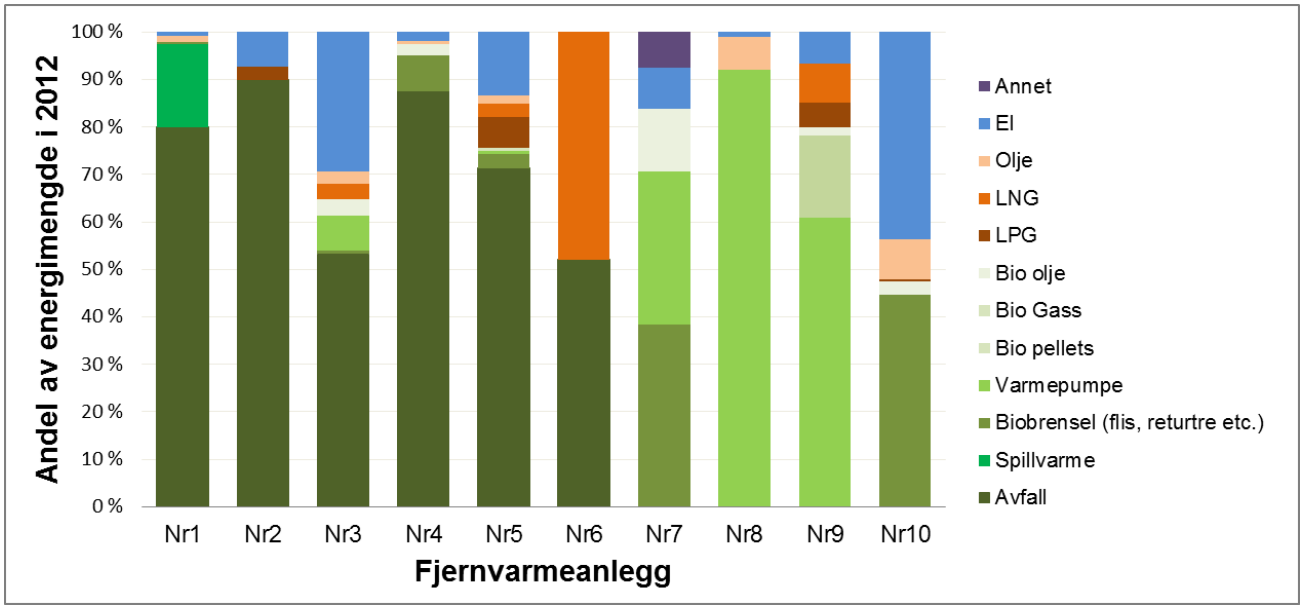
Valg av brenselskilde følger av effektetterspørselen og de tilgjengelige energikildenes brenselspris, dvs at grunnlast hovedsakelig benyttes før mellomlast og spisslast.

Figur 26 Oversikt over installert effekt fordelt på energikilde og maks målt/beregnet effekt for de ti anleggene for 2012.



Fordelingen av energiforbruk per kilde over året varierer betydelig fra fordelingen på installert effekt, hvilket illustrerer forskjellen mellom grunnlast og spisslast. Figur 27 viser fordelingen av energikilder i forhold til årlig energiproduksjon for de ti fjernvarmeanleggene i undersøkelsen. I snitt dekkes produksjonen i disse anleggene av 79 prosent fornybare energikilder, 10 prosent fossile energikilder og 11 prosent elektrisitet. Andel energi produsert i elkjel varierer fra 0 til 44 prosent mellom de ulike anleggene. Anlegg Nr 3, 5 og 10 har konkrete planer om å bygge ut en ny grunnlastkilde basert på biobrensel for å øke fornybarandelen i sin produksjon, eksklusive elkjeler.

Figur 27 Oversikt over energiproduksjon for 2012 fordelt på energikilde for 10 fjernvarmeanlegg.



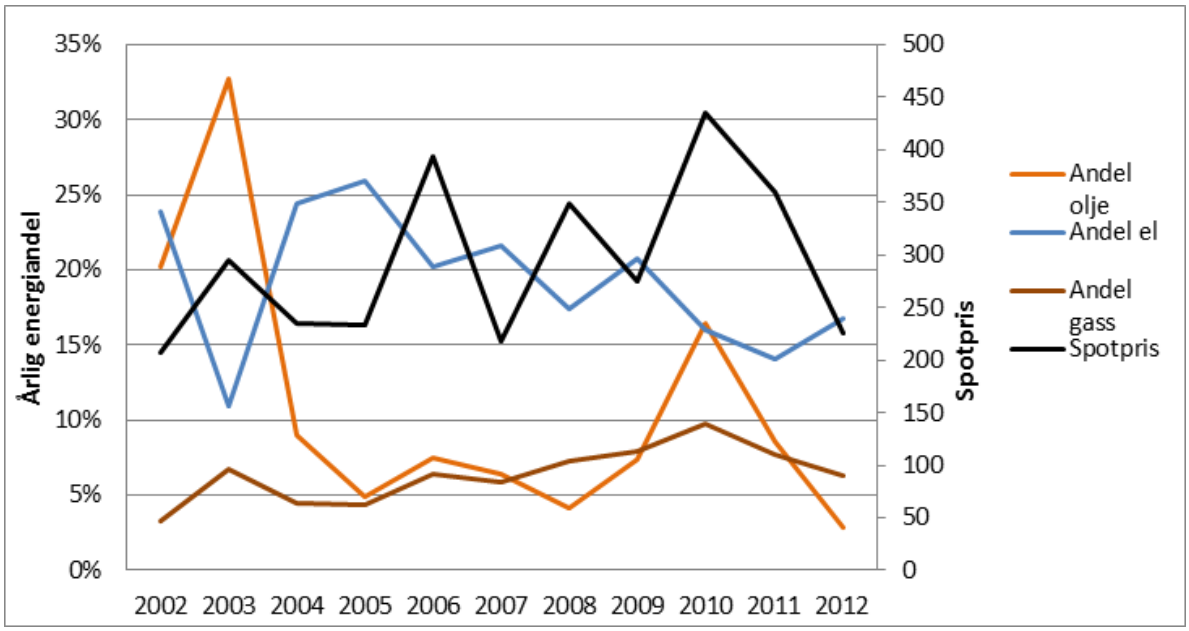
Oppsummert kan vi si at fjernvarmeanleggene ikke er avhengige av elkjelen som spisslast og at denne lasten kan være fleksibel på en slik måte at den kan tilpasse seg kraftsystemets behov.

3.3 Bruken av elkjel varierer med kraftprisen

Alle aktørene i spørreundersøkelsen oppgir at bruk av elkjel avhenger av pris. I de fleste tilfellene benyttes da elkjeler som mellomlast og spisslast i fjernvarmeanleggene når strømpris er rimeligere enn prisen for alternativ spisslast som olje, gass og bioolje. Elkjeler konkurrerer i liten grad med grunnlastkildene på grunn av pris og avtalestruktur på avfallsforbrenning, fliskjeler og spillvarme. I visse tilfeller kan elkjeler konkurrere ut mellomlastkilder slik som pellets, men med forventet prisbane for elektrisk kraft vil ikke elkjeler utkonkurrere eksisterende flisfyringsanlegg som er i drift.

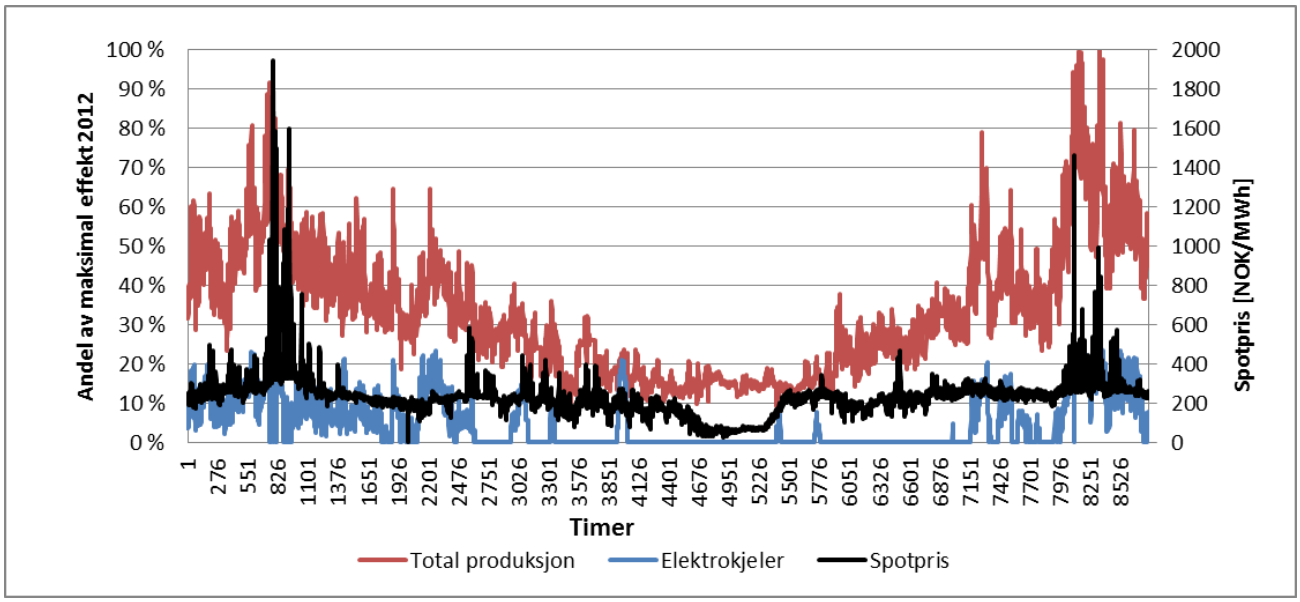
Figur 28 viser gjennomsnittlig spotpris hentet fra Nordpool for perioden 2002 – 2012. Som den sorte linjen i figuren indikerer var spotprisen relativt høy i 2003, 2006, 2008, 2010 og 2011. Hvis man ser på hvordan andelen av de typiske spisslastkildene olje, gass og el av samlet fjernvarmeproduksjon varierer med gjennomsnittlig spotpris for elektrisitet (NOK/MWh), ser man tydelig at produksjon av fjernvarme basert på elektrisitet går ned når strømprisen er høy. Dette gjelder særlig for årene 2003 og 2010-2011. Disse tre årene hadde vintre som var mye kaldere enn normalen. I 2012 var spotprisen igjen relativt lav, hvilket reflekteres i høyere elektrisitetsandel og lavere oljeandel i fjernvarmeproduksjonen.

Figur 28 Sammenligning av andel ulike spisslastkilder og gjennomsnittlig spotpris over året for perioden 2002 – 2012.



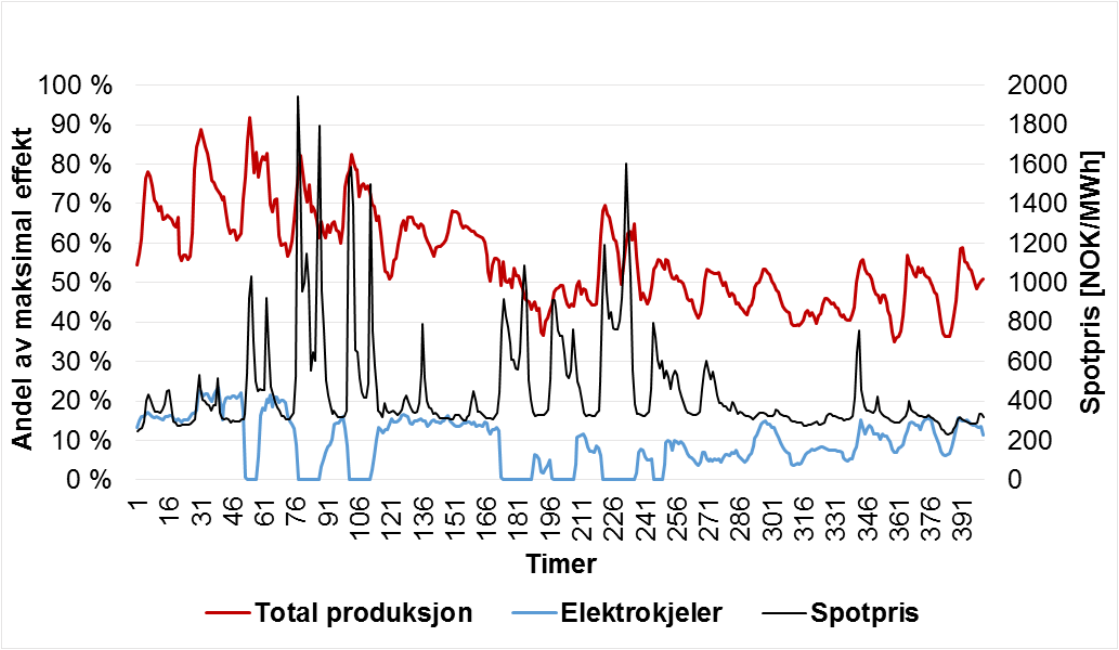
Hvis vi ser på timesmålinger for noen anlegg og tilhørende spotpris pr time, så kan vi i noen perioder se en tydelig prisavhengighet i bruken av elkjeler. I Figur 29 viser vi fjernvarmeproduksjon og bruk av elkjel (som tidligere vist i Figur 25) sammenlignet med spotpris for hele 2012. Her ser vi tydelig to perioder hvor spotprisen var mye høyere enn normalt og dette inntreffer da i overgangen januar/februar (rundt time 700 – 1100) og i desember (rundt time 8100 – 8400).

Figur 29 Spotpris pr time fra Nordpool plottet samtidig med timesmålinger for elkjel for anlegg Nr 5 i 2012



For å se nærmere på hvordan bruken av elektrisitet i fjernvarme påvirkes av svært høye kraftpriser, er det hensiktsmessig å se nærmere på bruk av elkjel over en kort periode med svært høye priser. Figur 30 representerer et utdrag fra 2012 for anlegg Nr 5 fra time 700 til 1100, hvilket tilsvarer en 17 dagers periode i starten av februar. Her ser vi tydelig at bruk av elkjel ikke harmonerer med total fjernvarmeproduksjon og dette vises som en motfase mellom høye spotpriser og lav produksjon fra elkjeler. Dette indikerer stor prissensitivitet for bruken av elkjel i dette anlegget.

Figur 30 Utdrag fra Figur 29 for å se nærmere på forbruk elkjel og spotpris ved høye spotpriser i jan/feb 2012.

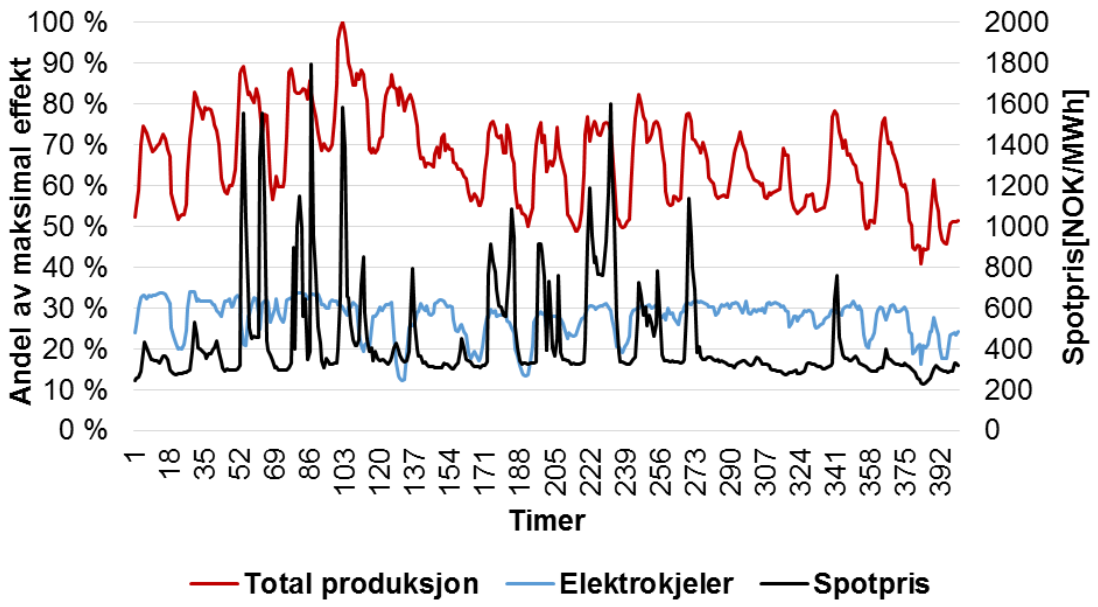


De samme periodene med høye spotpriser inntreffer også i andre deler av landet samtidig for 2012. I Figur 31 er det tatt et utdrag fra anlegg Nr 3 i samme 17 dagers periode i starten av februar som for anlegg Nr 5. Som figuren illustrerer påvirkes bruken av elkjel i dette anlegget for samme perioden lite av endringer i spotprisen ved de høyeste prisene, men bruk av elkjel er mer avhengig av å dekke totalt

varmebehov i fjernvarmenettet. Følgende forhold kan forklare hvorfor elforbruket er lite avhengig av elprisen i dette tilfellet:

- På kalde dager er ofte også den dyreste spisslastkilden i bruk. Marginal alternativpris på denne kan være høy.
- Korte perioder med høy spotpris gjør at det av driftsmessige hensyn ikke er hensiktsmessig å bytte kilde som tar lengre tid å starte/stoppe.

Figur 31 Utdrag fra anlegg Nr 3 for å se nærmere på forbruk elkjel og spotpris ved høye spotpriser i jan/feb 2012.



Elforbruket i fjernvarmesystemet varierer mellom år og sesong som figurene over har vist. Hvorvidt anleggene er fleksible på timesbasis varierer mellom anleggene, men fra år til år ser vi en tydelig sammenheng mellom høye spotpriser og redusert forbruk av elkjeler i fjernvarmeanleggene samlet sett.

3.4 Andre forhold enn kraftpris som påvirker bruken av elkjeler

Som beskrevet og vist i figurene over er det andre forhold enn pris som påvirker bruken av elektrisitet i fjernvarmeanleggene. Dynamikken i anleggene er forskjellig som følge av ulike effektinstallasjoner for grunnlast og spisslast, hvilket igjen setter føringer for bruk av elkjel. I tillegg til kraftpris, oppgis følgende årsaker til variasjon i fjernvarmeanleggenes elforbruk:

1. Elkjeler benyttes på sommeren fordi biokjelen ikke kan reguleres langt nok ned til å produsere i perioder med laveste last eller i tilfeller hvor varmepumpene i hovedsak produserer kjøling
2. Ved revisjonsstopp i grunnlastanlegg
3. Elkjeler benyttes som mellomlast
4. Anlegget er i en oppbyggings- eller utvidelsesfase, der elkjelen benyttes inntil konvensjonell grunnlast kan bygges
5. Elkjeler har egenskaper som gjør de gunstige å bruke som rask effektreserve
6. Elkjeler benyttes til dampproduksjon

Vi går nærmere inn på hver av årsakene i avsnittene under.

3.4.1 Elkjeler som sommerlast

Biokjeler kan ikke reguleres ned til mer enn ca. 20 prosent av installert effekt. I anlegg med biokjel som grunnlastkilde vil man da få uforholdsmessig mange start og stopp om sommeren og derfor benyttes ofte elkjel som sommerlast i slike anlegg. Samtidig er gjerne strømprisen om sommeren gunstig for å benytte elkjeler på denne måten.

Anleggene som benytter varmepumpe som grunnlast har gjerne behov for å benytte elkjelene som spisslast til varmeleveranser i periodene varmepumpen går i kjølemodus. Her gjelder det også at strømprisen er gunstig på denne tiden av året og elkjelen fungerer da som sommerlast.

3.4.2 Elkjeler brukt som reservelast ved revisjonsstopp

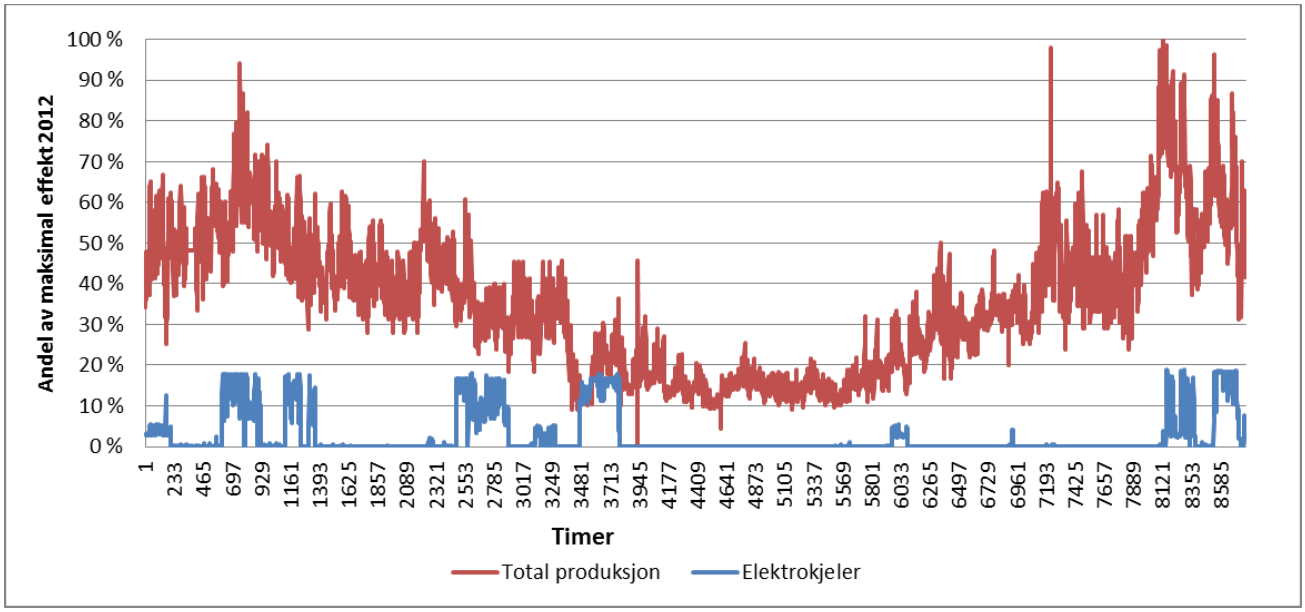
Planlagte revisjonsstopp av hovedgrunnlastkilder i fjernvarmeanlegg, slik som avfallsforbrenning, spillvarme, biokjeler og varmepumper, skjer som regel i sommerhalvåret når effektetterspørselen i fjernvarmenettet er lav. I slike tilfeller er det vanlig å benytte elkjel som reservelast hovedsakelig på grunn av gunstig strømpris på denne årstiden.

3.4.3 Elkjeler som mellomlast

Noen anlegg benytter elkjeler som mellomlast, hvilket innebærer at elkjelen er den første energikilden som kobles inn etter at grunnlastkilden har nådd sin maks effekt. Filosofien bak dette er å redusere totalkostnad pr kWh for bruk av elkjel da prisregimet for bruk av strøm gir et meget stort effektledd, i tillegg til å redusere fossilandelen i fjernvarmeanlegget. I områder med elkjel som mellomlast kan også elkjelene benytte prioritert overføring på strøm for å kunne opprettholde forsyningssikkerhet til fjernvarmen, samt oppfylle N-1 kravet.

Eksempel på bruk av elkjel som mellomlast er vist i Figur 32. Anlegg Nr 2 benytter elkjel i mye mindre grad enn anlegg Nr 5 (som tidligere vist i Figur 25). De fleste elkjeler er enkle å starte og stoppe, men elkjelen i dette anlegget er relativt gammel og har en lang oppstartsfase (flere dager). Når anlegget da først benytter elkjel, er det ønskelig at denne er inne i en lengre periode. Tallene viser også at fjernvarmeanlegg Nr 2 benytter elkjel bevisst som mellomlast, og ikke spisslast. En nærmere studie av tallunderlaget viser at elkjelen benyttes mindre i perioden hvor lasten i fjernvarmenettet kommer over 80 % av maks last.

Figur 32 Timesmålinger for fjernvarmeanlegg Nr 2 for 2012 fordelt på total produksjon og elektrokjeler.



3.4.4 Elkjeler som grunnlast i en oppbyggingsfase

Bruk av elkjel i fjernvarmeanlegg kan avhenge av hvor langt man er kommet i utbyggingen av det aktuelle fjernvarmenettet. I en tidlig oppstartsfase er det vanlig å benytte midlertidige løsninger slik som olje- og elkonteinere, eller alternativt bygge en sentral med olje og elkjeler som på sikt skal fungere som spiss-/reservelast. Årsaken til at elkjeler benyttes i slike tilfeller er at de er enkle i drift – de kan enkelt startes/ stoppes og kan fungere som en rask reserve som også kan fjernstyres. Grunnlasteffekt i disse anleggene bygges ut når man kan forsvare en slik investering i forhold til kundegrunnlaget, gjerne etter et par år.

3.4.5 Elkjeler brukt som rask effektreserve

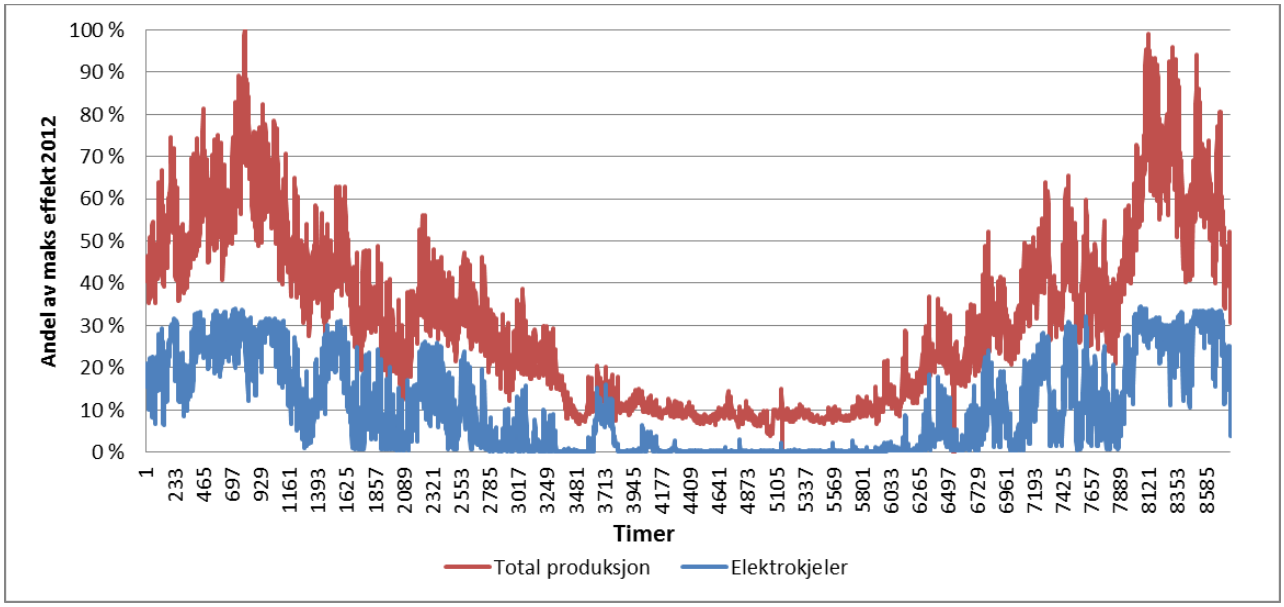
De fleste energikildene knyttet til fjernvarmeanlegg bruker en del tid på å starte og stoppe. Dette kan variere fra noen få timer til flere dager, avhengig av om kjelene er varmholdt eller ikke. Når det gjelder nyere elkjeler, så kan start av en varmholdt kjel skje i løpet få minutter (avhengig av hvordan denne er koblet inn), noe som fører til at disse kjelene er veldig gunstige å koble inn og ut for å ta små topper i effektbehovet i fjernvarmenettet. Disse kjelene kan også startes og stoppes ved hjelp av fjernstyring fra en overvåkningssentral og man trenger ikke å ha driftspersonell til stede i den gitte sentralen.

3.4.6 Elkjel til produksjon av damp

I tillegg vet vi at mange fjernvarmeselskaper også er ansvarlige for produksjon av damp året rundt, i hovedsak til sykehus. Dette må produseres lokalt og som oftest skjer det ved hjelp av olje- eller elkjeler.

Anlegg Nr 3 benytter elkjeler store deler av året, også om sommeren (se Figur 33). Hovedtyngden av bruk av elkjeler for denne aktøren er om vinteren, men noe el benyttes også vår, sommer og høst, hovedsakelig på grunn av dampleveranse.

Figur 33 Timesmålinger for fjernvarmeanlegg Nr 3 for 2012 fordelt på total produksjon og elektrokjeler.

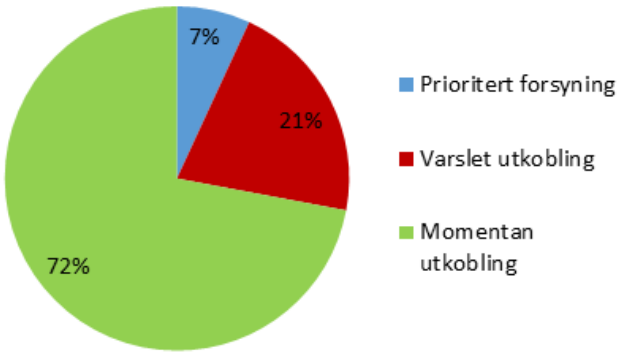


3.5 Med få unntak er elbruk i fjernvarme på fleksible tariffer

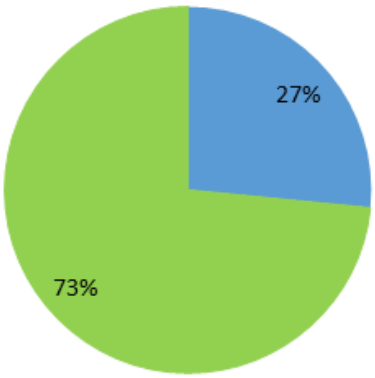
I områder hvor nettselskapet finner det nødvendig å tilby fleksible tariffer ut fra leveringssikkerhetshensyn, er det mulig å velge mellom prioritert og uprioritert kraft til elkjeler og varmepumper i fjernvarmeanlegg. For uprioritert kraft kan man da velge mellom momentan utkobling eller utkobling med for eksempel 12 timers varsel. For å kunne benytte uprioritert kraft må fjernvarmeselskapene ha nok effektreserve til å oppfylle N-1 kriteriet selv om elkjeler eller varmepumper kobles ut.

Blant aktørene i spørreundersøkelsen er det totalt installert effekt på elkjeler på 400 MW og motoreffekt på varmepumper på 30,5 MW. For elkjelene fordeler kraftforsyningen seg på 27,5 MW prioritert overføring, 84 MW uprioritert overføring med 12 – 24 timers varsel og 287,2 MW momentanutkobling, se Figur 34 for fordeling. Det vil si at 93 % av effekten til elkjeler i vår undersøkelse er på fleksible tariffer. Når det gjelder varmepumper, så fordeler effekten seg på 8,1 MW prioritert overføring og 22,4 MW momentan utkobling blant de spurte aktørene. Dette gir en andel på 73 prosent på uprioritert kraft som vist i Figur 35.

Figur 34 Fordeling mellom tariffer benyttet til elkjeler.



Figur 35 Fordeling mellom tariffer benyttet til varmepumper.



I løpet av de neste fem til syv årene foreligger det konkrete planer om utbygging av ytterligere 155 MW elkjeler, og noe mer usikre planer om 45 MW elkjeler, blant de spurte aktørene. 25 MW av de konkrete utbyggingsplanene er planlagt med prioritert overføring.

En stor andel av elektrisiteten som benyttes til fjernvarme er følgelig basert på fleksible tariffer med momentan utkobling. Det er videre interessant å se nærmere på hvor ofte elkjelene i disse fjernvarmeanleggene faktisk er blitt koblet ut og om dette har ført til noen problemer i forhold til fjernvarmens leveringssikkerhet.

Svarene fra de ulike aktørene viser at det i praksis har vært lite utkobling i de senere årene for de fleste aktørene. Når elkjelene først har blitt koblet ut, så har elkjelene i hovedsak vært ute i noen få timer, hvilket ikke har medført problemer med tilstrekkelig effektdekning for fjernvarmeanleggene.

Noen anlegg opplevde imidlertid at de ikke fikk lov å koble inn elkjelene i 2010 på grunn av ekstremkulde og høy belastning på strømnettet i de aktuelle områdene. To aktører oppgir at de har blitt koblet ut hvert vinterhalvår på grunn av høy belastning på strømnettet inn til disse regionene. Den gjentatte utkoblingen, og at elkjelene skal fungere som mellomlast i stedet for spisslast, har bidratt til at én av aktørene har overført sitt strømabonnement fra uprioritert til prioritert forsyning.

4 Kraftnettet har en begrenset positiv nytte av fjernvarme framover

I regioner med store fjernvarmesystem og knappe marginer i kraftsystemet (sentralnettet) på vinterstid er fjernvarme viktig for forsyningssikkerheten i dagens system. I byer som Trondheim og Oslo som har utviklet fjernvarme over lang tid utgjør effektbehovet til fjernvarme et betydelig volum (40-30 prosent) sammenlignet med maksimalt uttak av elektrisitet. De utfordringene som finnes i sentralnettet i dag, vil imidlertid løses ved bygging av nye sentralnettsforbindelser inn til de aktuelle områdene.

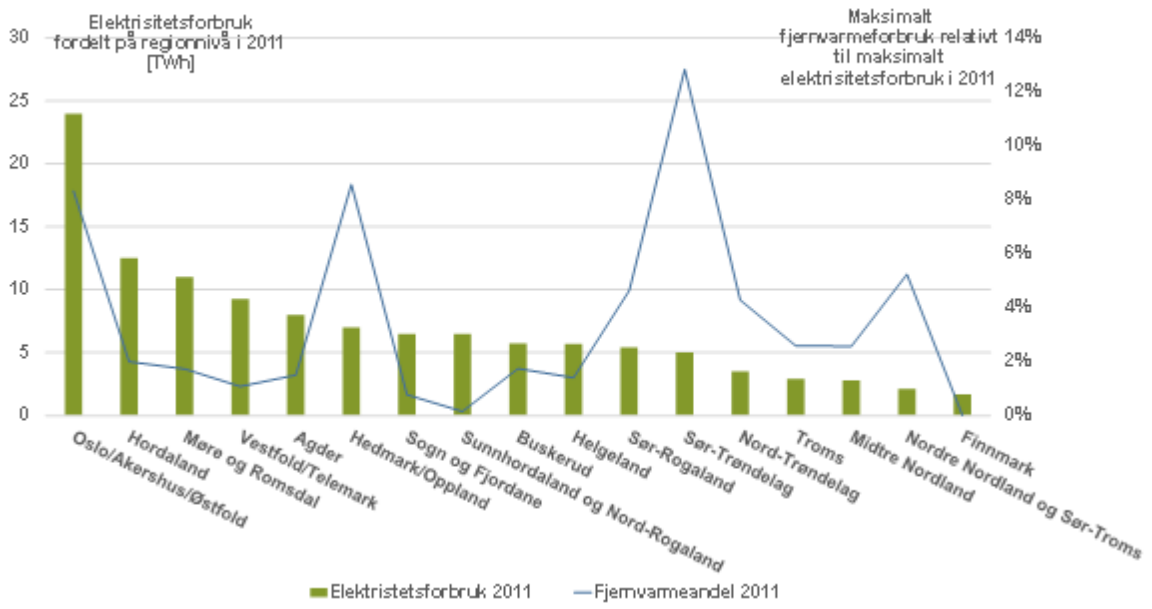
Fjernvarme påvirker i liten grad forsyningssikkerheten på distribusjon- og regionalnettsnivå i et 10 årsperspektiv. Årsaken til dette er at kapasiteten i ledningene i liten grad driver kostnadene. I tillegg er det stor usikkerhet knyttet til prognoser for maksimal effekt i regionalnettet og oppgraderinger skjer i store sprang. Disse to forholdene sammen med et begrenset omfang på fjernvarme de fleste steder, gjør at fjernvarmeutbygging i liten grad påvirker forsynings-sikkerheten på regionalnettsnivå. I et langsiktig perspektiv (30-40 år) kan bildet trolig være mer nyansert. Nettstasjonene tilpasses i større grad til faktisk lastutvikling, og utbygging av fjernvarme reduserer behovet for investeringer i nettstasjonene. Fjernvarme kan trolig også spille en rolle i reserve- og balansemarkedene, men dette potensialet er lite utforsket per i dag.

4.1 Fjernvarmeleveransen er lav sammenlignet med leveransen av el

Siden årtusenskiftet har fjernvarme hatt en betydelig vekst. I 2001 var årsproduksjonen 1 TWh, mens den i 2010 var rundt 5 TWh. Til sammenligning produseres det mellom 120 TWh og 130 TWh fra vannkraft i tillegg til rundt 6-7 TWh fra henholdsvis gasskraft og vindkraft.

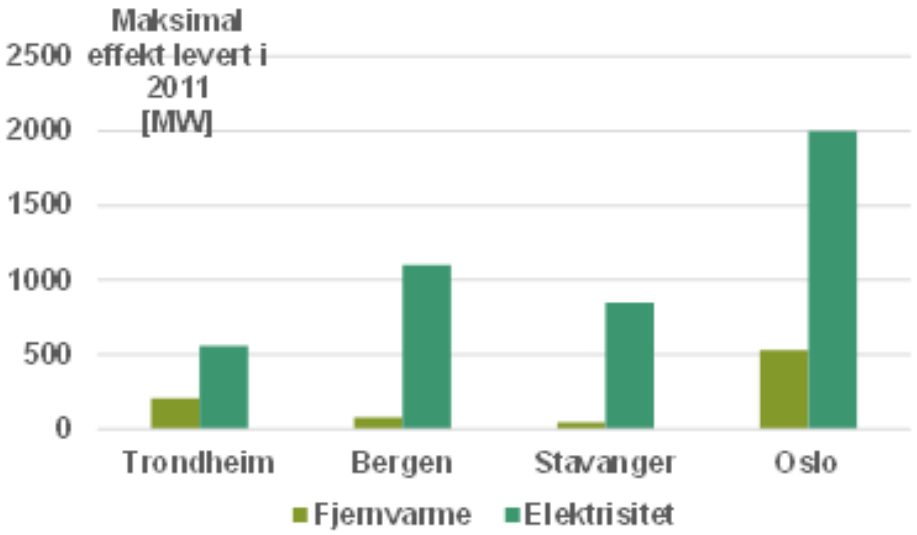
Fjernvarme har størst utbredelse i fylker med større byer. I 2011 ble det i Oslo, Akershus og Østfold levert 2 TWh fjernvarme, mens elektrisitetsforbruket var opp mot 24 TWh. Fjernvarme utgjør da rundt åtte prosent av levert energimengde elektrisitet. Det er Oslo og Trondheim som står for det meste av fjernvarmebruken. Figur 36 viser forbruk av elektrisitet og hvor mye fjernvarme som benyttes sammenlignet med forbruket av elektrisitet for de ulike nettområdene i Norge (slik de er definert av NVE for de de regionale kraftsystemutredningene). Som vi ser, er fjernvarmeforbruket relativt til elforbruket størst i Oslo/Akershus/Østfold, Hedmark/ Oppland og i Sør-Trøndelag.

Figur 36: Elforbruk og fjernvarmeforbruk som andel av elforbruket per fylke i 2012. Kilde: Regionale kraftsystemutredninger



På samme måte som i fjernvarmeanlegg er det effektuttaket i topplast som er den dimensjonerende parameteren for strømnettet. Figur 37 viser maksimalt uttak av effekt i 2011 for fjernvarme og elektrisitet. For Trondheim er maksimal effekt i fjernvarmesystemet opp mot 40 prosent av det maksimale uttaket for elektrisitet, og tilsvarende tall for Oslo er ca. 30 prosent. I Bergen og Stavanger har fjernvarmeanleggene ikke vært i drift like lenge, hvilket bidrar til at fjernvarmeleveransene fremdeles er relativt små og dermed er levert effekt fra fjernvarme lav sammenlignet med elforbruket.

Figur 37: Maksimal levert effekt i fjernvarme sammenlignet med maksimal effektforbruk av el i de fire største byene i 2012. Kilde: Regionale kraftsystemanalyser og data fra fjernvarmeselskaper.



Kraftforsyning er kritisk for alle funksjoner i samfunnet, og myndighetene kan derfor ikke akseptere en langvarig situasjon med utfordrende forsyningssikkerhet. Kraftnettet blir derfor forsterket der det er

nødvendig for å opprettholde sikker kraftforsyning. Fjernvarme kan bidra til økt forsyningssikkerhet ved å avlaste kraftnettet i topplastperioder i områder der det er (midlertidige) kapasitetsutfordringer. Fjernvarmeleveranser kan også bidra til å redusere eller utsette investeringer i kraftnettet fordi veksten i elforbruket dempes

4.2 Fjernvarme øker forsyningssikkerheten inntil nye sentralnettsledninger er etablert

Det er per i dag flere områder i landet der sentralnettet er belastet opp mot sin kapasitetsgrense i topplast. Felles for disse områdene er at de har et høyt forbruk og at det enten ikke finnes tilstrekkelig kraftproduksjon i området til å dekke forbruket, eller at magasinene ikke er store nok til å levere tilstrekkelig kraft i kalde, tørre år. I en situasjon med en større feil, planlagt utkobling i sentralnettet, eller mangel på vann i magasiner knyttet til vannkraftanlegg, vil det være økt risiko for strømbrudd. Fjernvarme vil bidra til å bedre situasjonen i disse områdene framover, men betydningen er begrenset og midlertidig (inntil nettforsterkninger i sentralnettet er gjennomført).

I Midt-Norge er det risiko for energiknapphet på våren ved sen snøsmeltingen ("vårknipe"). Slike knapphetssituasjoner defineres som anstrengte kraftsituasjoner. Fjernvarme bidrar til å diversifisere energiforsyningen, noe som er har særlig stor nytte for samfunnet i anstrengte kraftsituasjoner. Vi har bl.a. har sett at fjernvarme har vært viktig for å styrke forsyningssikkerheten i Midt-Norge og særlig i Trondheims-regionen. . Det er områder med begrensede muligheter for å bygge ut mer regulerbar kraft i området. Utbygging av nytt nett til og i Midt-Norge vil være viktig for å bedre forsyningssituasjonen. En sentralnettsledning mellom Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal er under bygging (Ørskog-Sogndal), og vil stå ferdig i 2016. Det er også planlagt oppgraderinger av sentralnettsledninger nordover mot Nordland fylke.

På Vestlandet er det per i dag også flere områder med utfordrende forsyningssikkerhet. Ålesund by har ikke tilstrekkelig sikkerhet ved feil i en viktig komponent i kraftsystemet. I 2016, ved ferdigstillelse av sentralnettsledningen Ørskog-Sogndal, vil forsyningssikkerheten i dette området igjen være tilfredsstillende.

I deler av Hordaland og i hele Bergensområdet, er forsyningssikkerheten per i dag ikke tilfredsstillende i tørre og kalde år. Situasjonen for Hordaland som helhet vil bedres etter at sentralnettsledningen Sima-Samnanger blir ferdigstilt i 2013. I Bergensområdet vil midlertid ledningen Kollsnes-Mongstad-Modalen være nødvendig for å betjene forventet vekst i forbruket. Estimert ferdigstillelse av denne ledningen er 2017 (Statnetts nettutviklingsplan, 2013). Fjernvarmeutbygging i Bergensområdet vil bidra til å dempe forbruksveksten fra alminnelig forsyning. Men fjernvarmeutbyggingen vil monne lite innen 2017, og vil være svært begrenset sammenlignet med forventet økning i kraftetterspørselen.

Det finnes ikke kraftproduksjon i Stavanger by, hele forbruket i Stavanger og de tettbygde områdene rundt forsynes via sentralnettsledninger sørfra. Det finnes heller ikke noen store industriforbrukere som kan kobles fra i kritiske situasjoner. Feil på en av de to hovedledningene inn til området i høylastperioder vil være kritisk for forsyningssikkerheten. . På grunn av dette, planlegger Statnett og Lyse å bygge en ny sentralnettsledning inn til Stavanger by fra Lyse innerst i Lysefjorden. Konsesjonssøknaden for ledningen er sendt, og dersom alt går etter planen, vil ledningen være på plass ca. 2019. Fjernvarmeutbygging i Stavangerområdet vil kunne avlaste etterspørselen etter kraft i området. Planlagt utvidelse i fjernvarmenettet fram til 2020 tilsvarer den økningen man forventer i kraftetterspørsel i løpet av et år.

I Oslo utgjør fjernvarme som vist i Figur 37 en stor andel av energiforbruket i regionen i topplast. Det er så godt som ingen kraftproduksjon i Oslo, slik at alt forbruket må importeres fra andre deler av landet. Topplasten er i dag ca. 4250 MW, og dagens kapasitetsgrense er anslått til 4400 målt etter N-1

kriteriet, dvs at leveransen skal opprettholdes selv med feil på en viktig komponent. Det er i følge Statnett (2013) ikke mulig å forsyne et forbruk over 5000 MW i dagens nett. Forventet økning i topplasten fram til 2020 er 500 MW. Dersom man ikke gjør tiltak i nettet, vil topplasten dermed overskride kapasitetsgrensen (med N-1 kriteriet) innen 2020. Statnett utarbeider nå en plan for oppgradering av sentralnettet i og inn til Oslo der disse spørsmålene trolig vil belyses mer i detalj - inkludert når sentralnettet vil bli oppgradert.

Hafslund forventer en årlig vekst i fjernvarmeleveransene på ca. 40 GWh, noe som vil bidra til å dempe veksten i kraftetterspørselen dersom strømoppvarming er alternativet til fjernvarme (eller strøm blir spisslast i lokale energisentraler i nybygg). Veksten i fjernvarme er tatt hensyn til i prognosene for etterspørselen etter el i Oslo-området. Fjernvarme bidrar dermed også her til å dempe utfordringene i sentralnettet og å bedre forsyningssikkerheten i kraftsystemet fram til sentralnettsledningene er på plass. Uten et stort omfang i fjernvarmeleveranser i Oslo, ville oppgraderinger i sentralnettet i regionen måtte vært gjennomført tidligere.

4.3 Fjernvarme har begrenset betydning for regionalnettet i et 10-års perspektiv

Utviklingen av regionalnettet for de neste 10 årene er beskrevet i de regionale kraftsystemutredningene (RKSU). I disse utredningene er betydningen av fjernvarme enten ikke kommentert, eller oppgitt til å ha liten betydning i den perioden utredningen gjelder. For å utdype det bildet som ble gitt i RKSUene, har vi intervjuet utredningsansvarlig i de områdene fjernvarme var kommentert i den regionale kraftsystemutredningen.

Regionalnettet er i de fleste områder dimensjonert for å dekke en forbruksøkning og en økning i maksimalt effektuttak i regionen. Det er usikkerhet i framtidig etterspørsel og hvordan etterspørselen etter el vil påvirkes av blant annet befolkningsvekst, elbiler, industri og bruk av induksjonsovner. Nettselskapene påpeker imidlertid at fjernvarmeveksten har relativt liten betydning sammenlignet med andre drivere for den neste 10års perioden.

I områder som Oslo, Asker og Bærum har fjernvarme dekket oppvarmingsbehovet til nye boligblokker og næringsbygg. I Oslo-området har man startet en oppgradering av hele 33 kV-nettet og deler av 50 kV-nettet til 132 kVsom skal være ferdigstilt innen 2020. Med denne investeringen får man et sprang i kapasiteten i regionalnettet, som dermed vil være tilstrekkelig for å dekke behovet i lang tid framover.

I Trøndelag er det Trondheim som står for den største andelen av fjernvarmeproduksjon, men det er også mindre anlegg andre steder. På de mindre stedene er det forventet at fjernvarmen i første rekke vil erstatte oljekjeler eller uprioriterte elkjeler og dermed ikke redusere maksimallasten i kraftsystemet. Overføringskapasiteten i regionalnettet i Trondheimsområdet er tilstrekkelig i dagens situasjon. Det er uttalt at når det gjelder forsyningssikkerheten i kraftnettet i området rundt Trondheim er ikke betydningen av fjernvarme spesielt stor. Historisk har fjernvarme imidlertid redusert behovet for kapasitet i regionalnettet. Uten fjernvarmeleveransene i Trondheim ville det vært behov for en ny 66 kV ledning fra Strinda inn til Trondheim sentrum, samt to ekstra transformatorstasjoner. Samlet kostnad for dette er estimert til 150 millioner kroner.

Regionalnettet i Hedmark og Oppland er generelt godt dimensjonert og derfor godt rustet til å takle en forbruksøkning. I 2002 ble det imidlertid gjort en analyse som konkluderte med et behov for spenningsoppgradering på strekningen Tynset-Tolga for å bedre forsyningen til Røros sørfra. Etter den tid har forbruksutviklingen flatet ut og til dels sunket, og oppgraderingen ble utsatt. Fjernvarme har vært en viktig forklaring på at behovet for oppgradering av nettet ble redusert. Forsyningssikkerheten i kraftnettet er betydelig bedret ved at forsyningen kan opprettholdes i de fleste situasjoner, også ved

utfall av regionalnettet sørover. Produksjon av fjernvarme Røros E-verk sitt nettområde er 6 MW, topplasten på uttak i elnettet er 34 MW. Topplasten i fjernvarme er dermed 18 prosent av topplasten i kraftnettet i dette området. Redusert tap i kraftnettet og større margin mot spenningsproblemer (spenningsfall/ spenningskollaps) i topplast er også oppgitt som nytte for kraftsystemet i regionen.
I Rogaland utgjør fjernvarme omtrent to prosent at totalt stasjonært energiforbruk. I følge nettselskapet er betydningen av fjernvarme for fremtidige investeringer i regionalnettet i Rogaland liten.

De fleste av de utredningsansvarlige vi intervjuet la vekt på at de ikke hadde gjort noen grundig vurdering av hva økt bruk av fjernvarme ville bety for forsyningssikkerheten i nettet eller for framtidige investeringer. Nettselskapene har naturlig nok ikke hatt mye fokus på forbruk som ikke har vært en del av deres prognoser, slik at de i liten grad kan si noe om betydningen ikke-forbruk har for kraftnettet. Det vil dermed være interessant å gjøre grundigere analyser av hvordan fjernvarme påvirker kapasitets-behovet og forsyningssikkerheten i kraftnettet. Tidsaspektet har trolig stor betydning for hvordan fjernvarme påvirker investeringer i kraftsystemet. Levetiden for både kraftnett og fjernvarmenett er minst 30- 40 år, samtidig som planleggingshorisonten i praksis ofte ikke er lenger enn 10-20 år. Dette gjør at man historisk kan se at investeringene i kraftnettet er begrenset som følge av fjernvarmeutbygging, men at man ikke ser en stor betydning for de neste 10 årene som har vært planleggingshorisonten i regionalnettet (RKSU). For å få et bedre bilde av hvordan fjernvarme faktisk påvirker investeringer og forsyningssikkerhet i fjernvarme, kan det også være interessant å se på historisk utvikling av fjernvarme og kraftnettet i parallell i andre nordiske land.

4.4 Distribusjonsnettet påvirkes lite av fjernvarme

I intervjuene ble det oppgitt at fjernvarmeutbygging i liten grad hadde påvirkning på utbyggingen av og forsyningssikkerheten i distribusjonsnettet. Ved legging av kabel i distribusjonsnettet er det kostnaden ved graving av grøfter som er den største utgiftsposten. Kostnadsøkningen ved å velge en kabel med større tverrsnitt (og kapasitet) er liten, hvilket innebærer at man gjerne velger en høy kapasitet på kablene når man først har valgt å legge en ny strømkabel. De fleste nettselskapene oppgir også at de benytter standardtverrsnitt på kablene, og at dette reduserer kostnadene i nettet sammenlignet med å tilpasse kapasiteten i kabler på hvert enkelt prosjekt.

Også i nybyggprosjekter som har fjernvarme som oppvarmingskilde, må man legge strømkabler frem til nybygget. Ofte er det utbygger som da bestiller kabelen fra nettselskapet og kostnaden dekkes ved anleggsbidrag. I slike tilfeller leverer nettselskapet den kapasiteten som utbygger har bestilt, til tross for at behovet ofte er lavere. Men også her vil ekstra kapasitet ikke ha stor betydning for nettselskapets kostnader.

4.5 Kostnader til nettstasjoner reduseres i områder med fjernvarme

Kapasiteten i nettstasjonene mellom distribusjonsnettet og regionalnettet er tilpasset det faktiske forbruket som skal forsynes. Dermed førerfjernvarmeutbygging til lavere investeringer i nettstasjoner og til å utsette oppgraderinger. I intervjuene fikk vi flere konkrete eksempler på nettstasjoner i fjernvarmeområder der forventede utvidelser i nettstasjonene kunne skrinlegges på grunn av at fjernvarmeutbygging hadde flatet ut forbruksveksten.

I Hamar sentrum er det to nettstasjoner som ikke er bygget fordi forbruksveksten har vært mindre enn antatt. Dette skyldes utbygging av fjernvarme. Det er estimert at spart investeringskostnad er opp mot 50 millioner NOK.

Det generelle kostnadsnivået for prefabrikkerte trafostasjoner er 270 - 380.000for kapasitet i området 315-800 KVA og 24 kV. Selve trafoen utgjør 80 – 130.000 av dette.

4.6 Elkjeler i fjernvarme kan også bidra i drift av elnettet

Vi har tidligere beskrevet at fjernvarmeaktørene kan ha et incentiv for å optimere sin fleksibilitet. Denne optimeringen vil kunne skje i tre ulike markeder.

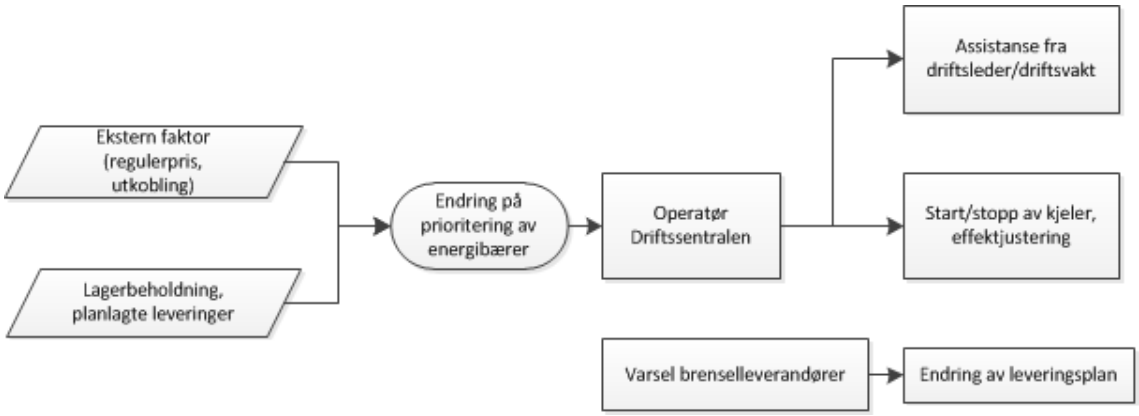
For det første så kan de benytte elkjeler når spotprisene er lave relativt til alternative brensler. På den måten brukes elkjelenes fleksibilitet for å minimere kostnadene ved sin egen varmeproduksjon.

For det andre så kan elkjeler delta i intradagmarkedet og tilby fleksibilitet til markedsaktører som har betalingsvilje for å balansere endringer i sine planer (endret forbruk eller endret produksjon). Deltakelse i intradagmarkedet krever at elkjelene på kort varsel (en time) kan øke eller redusere sitt kraftforbruk i forhold til den planen som lå til grunn for de budene spotmarkedet. Elkjelenes fleksibilitet brukes i dette tilfelle for å skape en merverdi til sine eiere gjennom deltakelse i intradagmarkedet.

Endelig så kan elkjelene delta i reservemarkedene og tilby fleksibilitet til TSOen. TSOen benytter eventuelle bud fra elkjeler til å balansere kraftsystemet innad i driftstimen. Elkjeler kan delta i markedet for manuelle reserver (regulerkraftmarkedet og RKOM) evt. også i markedet for automatiske reserver. I dag er det i hovedsak kraftproduksjon som deltar i disse markedene, men noen større industriforbrukere deltar også. Elkjeler i fjernvarme vil i mange tilfeller ha tilstrekkelig størrelse for å kunne delta i reservemarkedet. Elkjelenes fleksibilitet brukes i dette tilfelle for å skape en merverdi til sine eiere gjennom deltakelse i reservemarkedet.

Skjemaet under viser arbeidsflyt i Hafslund Varme for å endre den planlagte produksjonen på grunn av prissignaler, utkobling eller andre ytre forhold. Produksjonsplanleggeren overvåker prissignalene, endrer prioritering på produksjonsenheter og varsler operatøren om endringene. Operatører sørger da for at kjeler fysisk kobles av og på (eventuelt kobles elkjelen automatisk ut av nettselskapet). For å kunne starte en oljekjel raskt, må den holdes varm – oljekjelen kan da oppnå full effekt i løpet av noen minutter. For en kald oljekjel, kan det ta inntil en time å nå full produksjon. Ved endringer i produksjonsplanen, må også leverandører av brensel varsles, slik at de kan endre sine leveranser til fjernvarmeselskapet på grunn av endret forbruk – dette gjelder for eksempel olje- og gassleverandører.

Figur 38: Flytskjema for endringer i produksjonsplan. Kilde: Hafslund Varme



Aktørenes ubalanser (avvik mot plan anmeldt i spotmarkedet) kan reduseres av aktørene selv gjennom handel i intradagmarkedet. De ubalansene som faktisk oppstår i driftstimen håndteres av TSOen, først i regulerkraftmarkedet (manuelle reserver). Prisene i regulerkraftmarkedet settes ved at aktører byr inn på hvilke prisnivåer de vil kunne øke/redusere sin produksjon/forbruk med gitte volumer. Tabellen under viser priser i regulerkraftmarkedet 11. desember 2012. Røde priser viser timer med oppregulering (produksjon økes eller forbruk reduseres), mens grønne pris (kun for time 13) er en time med

nedregulering. Dette var en dag med uvanlig høye priser i regulerkraftmarkedet, dvs relativt høye priser for effekt (effektprising) og forretningsmuligheter for elkjeler og andre som deltok i regulerkraftmarkedet og som reduserte sitt kraftforbruk i disse timene..

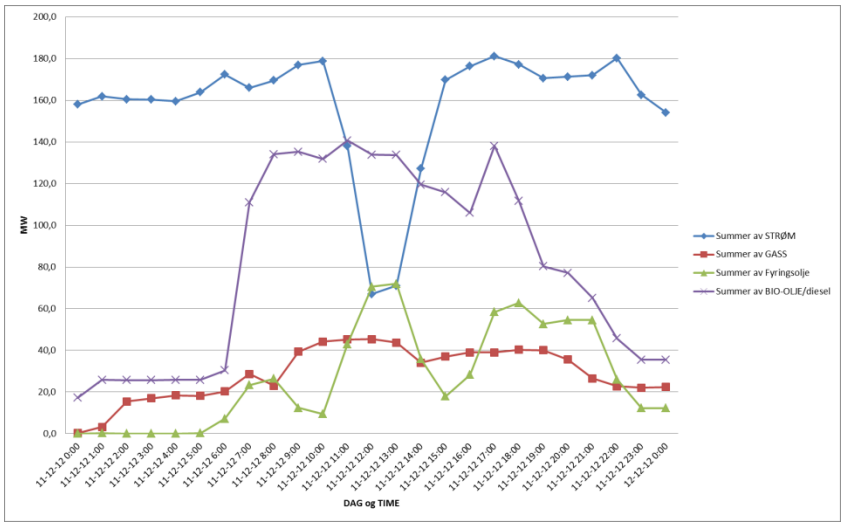
Tabell 5: Timespriser i regulerkraftmarkedet 11. desember 2012. Kilde: Hafslund Varme

Prices in NOK/MWh and volumes in MWh — Export to XLS

	Price up	Price down	Dominating direction	Imbalance price consumption	Imbalance price production purchase	Imbalance price production sale	Volume up	Volume down
11-12-2012								
00 - 01	297,48	265,94	U	297,48	297,48	265,94	120	0
01 - 02	297,48	265,06	U	297,48	297,48	265,06	120	0
02 - 03	310,00	262,71	U	310,00	310,00	262,71	333	0
03 - 04	315,00	264,84	U	315,00	315,00	264,84	362	0
04 - 05	330,23	272,03	U	330,23	330,23	272,03	397	0
05 - 06	330,23	284,14	U	330,23	330,23	284,14	200	0
06 - 07	365,01	317,68	U	365,01	365,01	317,68	254	0
07 - 08	1 614,45	492,04	U	1 614,45	1 614,45	492,04	31	0
08 - 09	3 669,20	537,02	U	3 669,20	3 669,20	537,02	25	0
09 - 10	3 669,20	500,55	U	3 669,20	3 669,20	500,55	25	0
10 - 11	2 311,60	440,16	U	2 311,60	2 311,60	440,16	25	0
11 - 12	1 967,87	425,70	U	1 967,87	1 967,87	425,70	8	0
12 - 13	417,04	417,04	-	417,04	417,04	417,04	0	0
13 - 14	425,26	300,87	D	300,87	425,26	300,87	0	0
14 - 15	1 511,78	464,59	U	1 511,78	1 511,78	464,59	28	0
15 - 16	1 511,78	502,31	U	1 511,78	1 511,78	502,31	40	0
16 - 17	1 511,78	579,00	U	1 511,78	1 511,78	579,00	0	0
17 - 18	1 511,78	768,62	U	1 511,78	1 511,78	768,62	0	0
18 - 19	800,00	587,15	U	800,00	800,00	587,15	0	0
19 - 20	550,00	386,00	U	550,00	550,00	386,00	0	0
20 - 21	403,61	332,87	U	403,61	403,61	332,87	165	0
21 - 22	366,92	322,52	U	366,92	366,92	322,52	165	0
22 - 23	359,58	297,06	U	359,58	359,58	297,06	180	0
23 - 00	330,23	284,44	U	330,23	330,23	284,44	56	0
Min	297,48	262,71		297,48	297,48	262,71	0	0
Max	3 669,20	768,62		3 669,20	3 669,20	768,62	397	0
Avg / Total	-	-		-	1 049,06	-	-	-

Hafslund Varme byr ikke inn sin fleksibilitet i regulerkraftmarkedet, men minimere sine kostnader gjennom sin deltakelse i spotmarkedet – i disse budene angir Hafslund sin betalingsvilje for kraft time for time. Hafslund sine bud i spotmarkedet medførte at de reduserte bruken av elkjeler fra 160 til 65 MW i timene med de høyeste prisene. Denne reduksjonen ble gjort gradvis over 2 timer, og bruken ble justert opp etter at prisene i markedet "normaliserte seg", dette er vist i Figur 39.

Figur 39: Tilpassing i produksjonen av fjernvarme i Hafslund 1. desember 2012 som følge av høye priser i intradaymarkedet: Kilde Hafslund Varme



Fjernvarme kan ta vare på overskudd av elektrisk kraft. I perioder hvor pris på elektrisk kraft er lav og konkurransedyktig med andre aktuelle energikilder vil fjernvarme kunne ta vare på overskudd av elektrisk kraft. Effektbehovet i norske fjernvarmeanlegg er i 2013 i størrelsesorden 2 GW. Imidlertid vil el normalt ikke kunne erstatte gjenvunnet varme fra avfall, allerede bruk av el til varmepumper og andre spillvarmekilder. I hovedsak vil el kunne erstatte delvis sommerlast med bioenergi, samt topp og mellomlast med bioenergi, bioolje og fossile energikilder. Dvs. at det i hovedsak er i vinterhalvåret at fjernvarmen kan bidra vesentlig til å ta vare på overskudd av elektrisk kraft.

5 Fjernvarmens rolle i framtidens bygg er avhengig av rammebetingelser

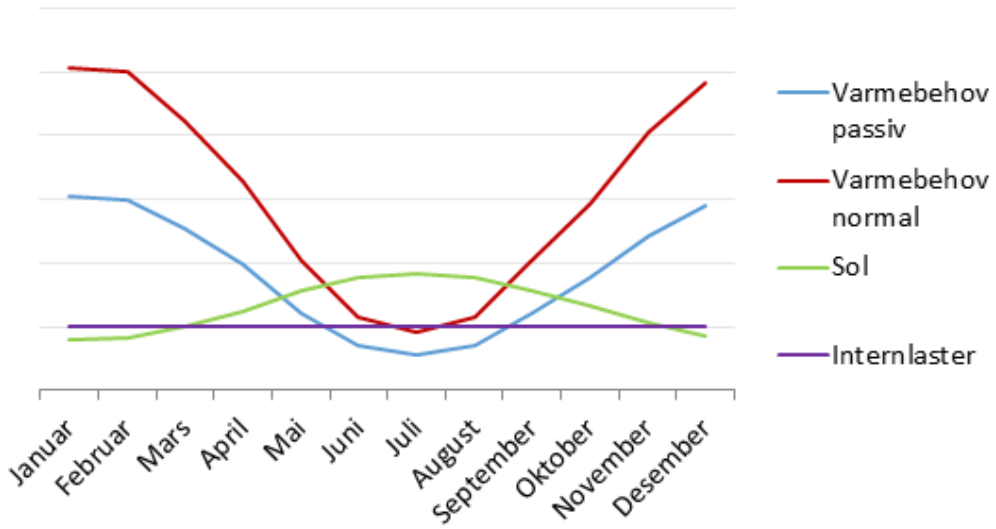
Framtidens bygg vil ha et lavere oppvarmingsbehov og en lavere brukstid på oppvarmings-kildene enn dagens bygg. Dette innebærer at enhetskostnadene for oppvarming vil bli høyere enn i dag for alle energikilder – og at kostnaden til effekt (investering) får en større betydning for energikostnaden enn brenselskostnaden. Myndighetenes krav til oppvarming i framtidens bygg og rammevilkår for fjernvarme forøvrig vil ha stor påvirkning på omfanget av fjernvarmeleveranser til framtidens bygg. Dersom fjernvarmeanleggene i framtiden får et betydelig større innslag av leveranser til bygg med et lavt oppvarmingsbehov, vil grunnlastkildene få redusert brukstid og behovet for spisslast vil øke sammenlignet med dagens situasjon. Aktuell spisslast i fjernvarme er i dag olje, gass, bioolje og el. Dersom fjernvarmeselskapene lykkes i sin ambisjon med å fase ut fossilt brensel vil bioolje og el være aktuelle spisslaskilder i framtiden.

5.1 Både effektbehovet og brukstiden reduseres i framtidens bygg

5.1.1 Maksimaleffekten reduseres betydelig i framtidens bygg

For å oppnå lavt varmebehov i bygg, kan en velge mellom ulike energireduserende tiltak. Gjøres tiltak på klimaskallet og gjenvinning av ventilasjonsluft til bygget, reduseres det klimaavhengige varmetapet til bygget, samtidig vil soltilskudd og internlaster holde seg relativt likt. Bedring av klimaskallet fører til lavere effektbehov til oppvarming over hele året, men når dette blir veldig lavt i forhold til internlaster og soltilskudd, blir også tiden det er behov for oppvarming redusert. Dette er illustrert Figur 40 for varmebehov til normalhus, passivhus, varmetilskudd fra sol og internlaster for et kontorbygg.

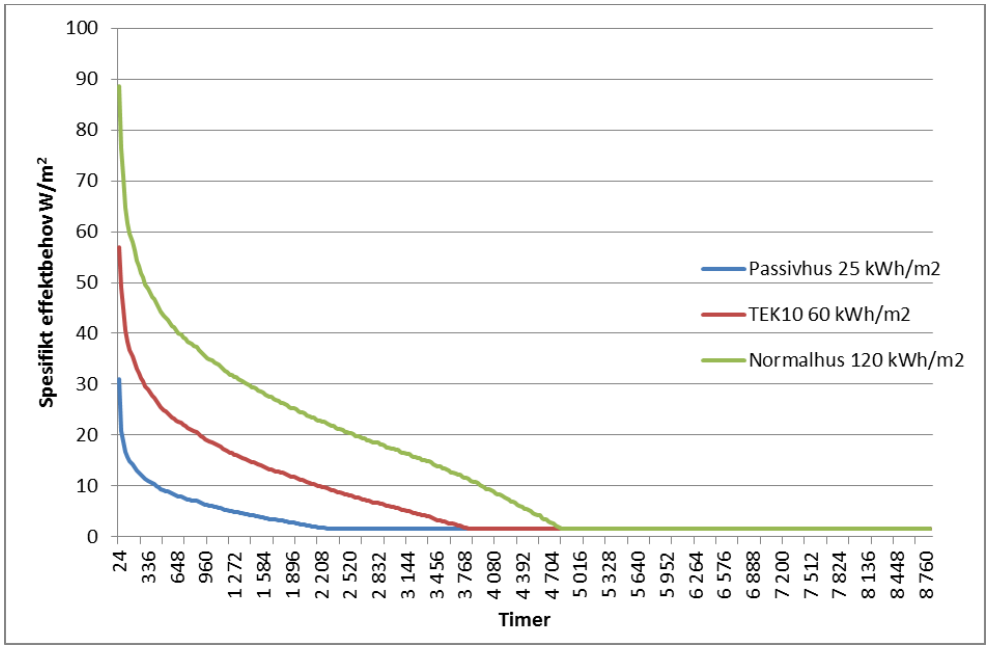
Figur 40: U-profil for oppvarming i et kontorbygg



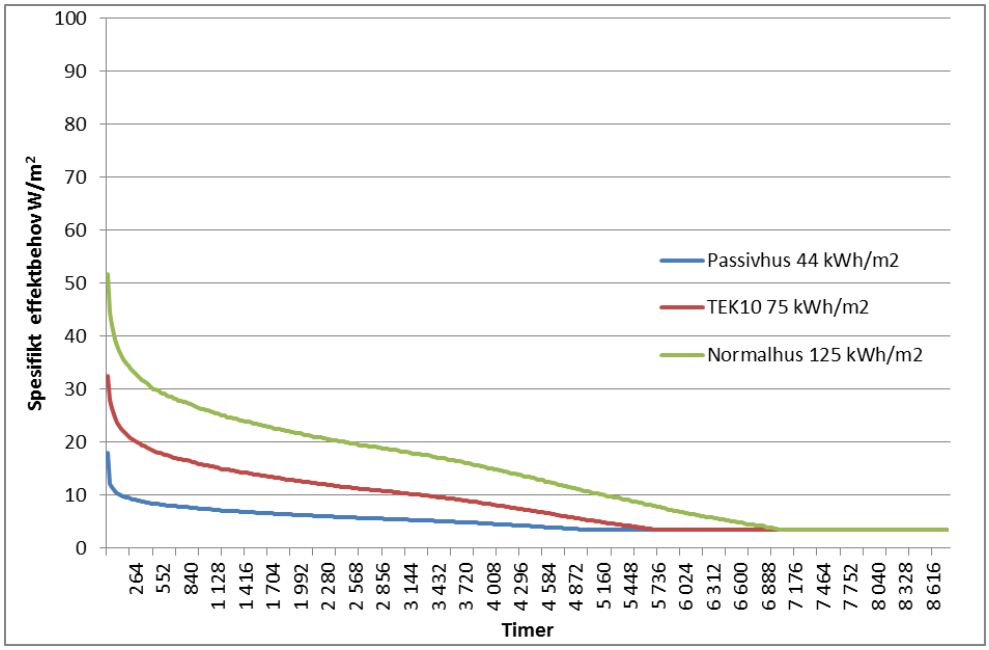
Dette gir igjen de typiske varighetskurvene for boligblokker og kontorbygg som «normalbygg», TEK 10-bygg og passivhus med forventet effekt- og energibehov, se Figur 41 og Figur 42. Forutsetninger for effekt- og energibehov satt til standardverdier for lavenergi og passivhus. «Normalbygg» er byggestandard etter TEK87 med noe enøktiltak. (Cowi, 2013) Alle tall er for Oslo-klima

En ser tydelig at spesifikt energi- og effektbehov er lavere for passivhus, men en ser også at de har en kortere periode med oppvarmingsbehov utover tappevann.

Figur 41 Teoretiske varighetskurver for kontorbygg



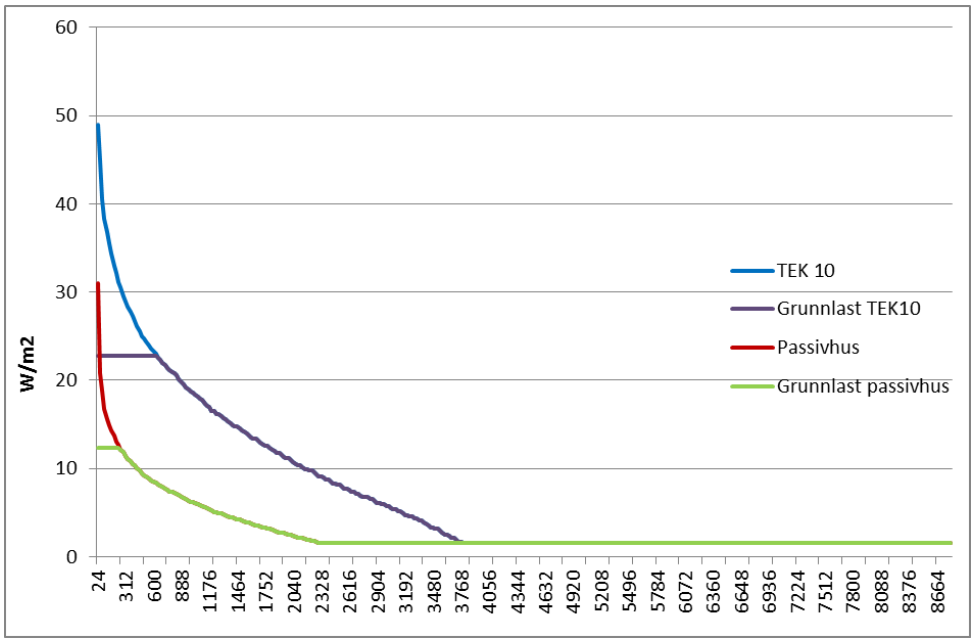
Figur 42 Teoretiske varighetskurver for boligblokker



5.1.2 Brukstiden til oppvarming reduseres

For å illustrere hvordan formen på varighetsdiagrammet påvirker energileveransen, er det vist kurver for TEK10 og passivhus, begge med en grunnlastdekning på 40 prosent av maks effektbehov.

Figur 43Varighetskurve med grunnlast TEK10 og passivhus



Tabell 6 oppsummerer energibruk og leveranse til de ulike byggtypene. Som tabellen viser, reduseres både effektbehovet og brukstiden på oppvarming i bygg med lavt energiforbruk. Redusert brukstid innebærer at enhetskostnaden på energi øker.

Dersom man i bygg med lavt energibehov opprettholder at grunnlastkilden skal dekke ca. 40 prosent av det maksimale effektbehovet i bygget, blir resultatet som vist i tabellen at energidekningen fra grunnlasten øker og energibehovet for spisslast blir redusert – både i boligblokker og i kontorbygg. Samtidig reduseres brukstiden på grunnlasten for kontorbygg, noe som tilsier at kostnaden i grunnlasten øker. Generelt er kapasiteten i grunnlast mer kostbart enn kapasitet i spisslast, dette vil være en driver for å redusere effektdekningen i grunnlast i bygg med lavt energiforbruk sammenlignet med hva som er vanlig i dagens bygg. I så fall vil en større andel av effekten i framtidens bygg dekkes av spisslast til tross for at en mindre andel av energien blir fra spisslast.

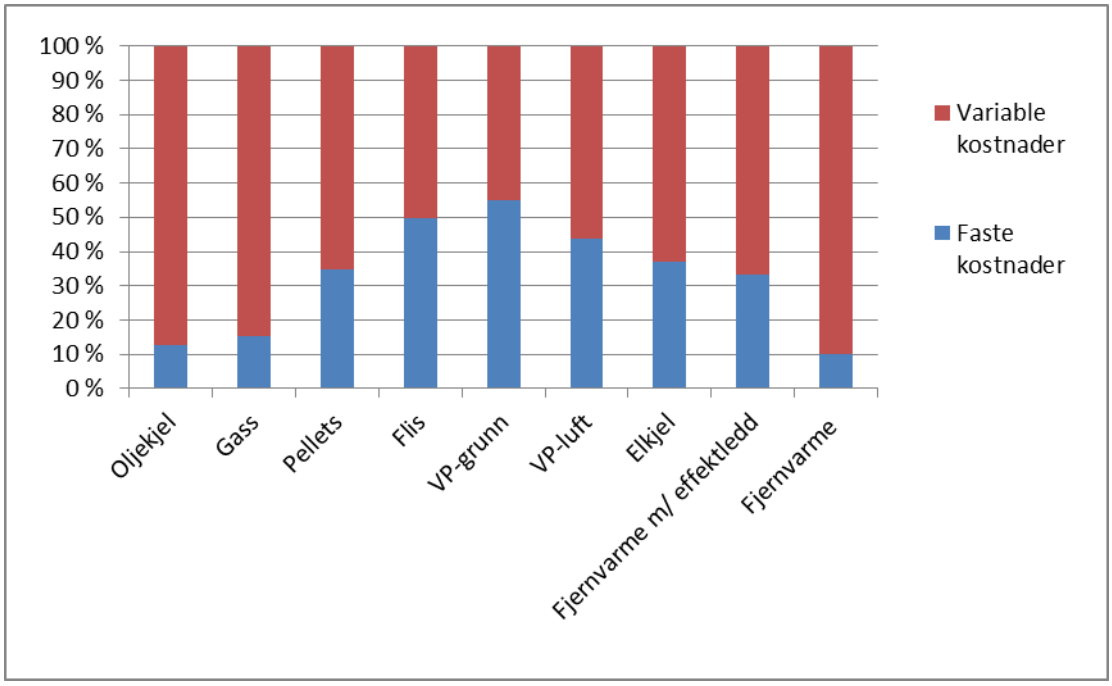
For boligblokker med lavt energibehov, vil imidlertid både energidekningen og brukstiden økes for grunnlastkilder med en kapasitet på 40 prosent av maksimallasten. Årsaken til at det er forskjell mellom kontorbygg og boligblokker er tappevannsbruk i boligblokker som øker brukstiden i framtidens passivhus.

Tabell 6: Energi og effektbehov til ulike bygg – hentet fra varighetskurver

	Kontor			Boligblokk		
	Passivhus	TEK10	Normalbygg	Passivhus	TEK10	Normalbygg
Brukstid maksimal effekt, timer	800	1 000	1 300	2400	2300	2400
Spesifikt energibehov kWh/m2	25	60	119	44	75	125
Spesifikt effektbehov W/m2	31	57	89	18	33	52
Energidekning 40 % grunnlast	97 %	92 %	91 %	96 %	91 %	89 %
Brukstid grunnlast	1 966	2 433	3 072	5 443	5 209	5 381

Kortere brukstid øker enhetskostnaden for oppvarming og endrer kostnadsstrukturen ved at investeringskostnaden utgjør en større andel av samlet energikostnad. Dette gjør det særlig dyrere med kilder med stor investering og dermed store faste kostander. Dette er gjerne fornybare energikilder slik som varmepumper og bioenergi. Figur 44 illustrerer typisk fordeling mellom faste og variable kostnader for ulike energikilder sett fra byggeier.

Figur 44 Faste og variable kostander for ulike energikilder [Norsk Energi]



5.2 Regulering avgjør fjernvarmes rolle i framtidens bygg

5.2.1 Vil framtidens bygg ha et vannbårent oppvarmingssystem?

Et vannbårent oppvarmingssystem i bygget er en forutsetning for fjernvarmeleveranser til bygget. Investeringen i et vannbårent varmesystem består av rørledninger til distribusjon og radiatorer eller gulvvarme til oppvarming. Et elektrisk system i bygget består av strømledninger til distribusjon fra sikringsskapet og varmekabler/ panelovner.

I beregningen over er det ikke sett på kostander for det vannbårne distribusjonssystemet i byggene. COWI (2012) viser at det vil være dyrere med vannbåren enn helelektrisk oppvarming, se Tabell 7. Kostnadsøkningen knyttet til vannbårne anlegg utgjør i størrelsesorden 200 kr/m^2. Dette innebærer at konkurransekraften til fjernvarme, men også varmepumper og bioenergi, er avhengig av at det settes krav enten til vannbåren oppvarming eller til andel fornybar energi til oppvarming.

Tabell 7: Kostnader for vannbåren varme sammenliknet med elvarme i kr/m2 [Kostander for elektrisk og vassboren oppvarming, COWI 2012]

	Elvarme		Vannbåren varme	
PH TEK 10 PH	TEK 10	Passivhus	TEK 10	Passivhus
Enebolig	160-196	102-124	447-541	351-423
Boligblokk	140-172	101-123	335-406	261-316
Barnehage	186-228	147-179	466-566	453-550
Kontor 3600 m²				
Fullfleks	107-131	77-95	280-339	236-286
Forenklet		48-58		141-170
Kontor 7200 m²	98-120	72-88	225-267	201-244

Med slike kostnadsforskjeller vil det i hovedsak være tre hovedårsaker til at en byggeier vil velge et vannbårent framfor et elektrisk oppvarmingssystem:

- Det er risiko for høye oppvarmingskostnader ved bruk av strøm
- Brukere av bygget krever et vannbårent oppvarmingssystem for eksempel fordi det vurderes til å gi høyere komfort
- Et vannbårent varmesystem kreves i tekniske byggeforskrifter (inkludert ved tilknytningsplikt for fjernvarme)

De neste 10 til 15 årene vil strømprisene være under press på grunn av høy fornybarutbygging i Norden. Kostnadene som forbrukeren må betale til elsertifikatordningen vil trekke samlet strømkostnad i motsatt retning, men det er fortsatt usikkert hvor mye. Prisprognosene for strøm og elsertifikater samlet tilsier at elektrisk oppvarming vil være det rimeligste alternativet de neste 10-15 årene. For at de fleste bygg innenfor et fjernvarmeområde skal bygges med vannbårne varmesystemer, vil det trolig være nødvendig med pålegg fra myndighetene i en eller annen form. I dagens tekniske byggeforskrifter (TEK10) er det gitt krav til energiforsyningen i bygget som vanskelig kan oppnås uten at det installeres et vannbårent oppvarmingssystem. Det er imidlertid uvisst om et slikt pålegg videreføres i TEK15.

I TEK10 stilles det krav om at en gitt andel av energibehovet i bygget skal dekkes av fornybare kilder (som ikke er el). I forslag til krav i TEK15 fra Rambøll (2013) er det foreslått at systemgrensen skal settes som netto levert energi til bygget, noe som i utgangspunktet favoriserer lokal energiproduksjon i bygget framfor leveranser av fjernvarme. Bygg som forsynes av fjernvarme vil ved netto levert energi som systemgrense måtte ha et betydelig lavere netto energibehov (dvs være svært godt isolert) enn bygg med lokal energiproduksjon (fra sol, varmepumper) for å oppfylle energikrav i byggeforskriften.

Rambøll har foreslått at man skal ta i bruk en korrigeringsfaktor for fjernvarme ved beregning av netto levert energi til bygget for at fjernvarme skal levere til bygg uten at det fører til et krav om betydelig høyere isoleringsevne i bygget. Ved en slik løsning, vil utforming av korrigeringsfaktoren få stor betydning for utbredelsen av fjernvarme i et område.

5.2.2 Vil det fortsatt være plikt til å koble seg på fjernvarme og hvilke unntaksmuligheter finnes?

Plan- og bygningslovens §66 åpner for at kommunene kan pålegge bygg innenfor et fjernvarmeområde å koble seg på fjernvarmenettet. Byggeforskriftene innebærer også et pålegg om å installere et vannbårent oppvarmingssystem i bygget. Tilknytningsplikt til fjernvarme finnes imidlertid ikke i alle

områder med konsesjon for fjernvarme i og med at det er opp til hver enkelt kommune om tilknytningsplikt skal innføres eller ikke. Hvordan disse bestemmelsene vil bli i fremtiden er usikkert.

Det er også en del diskusjoner knyttet til hva som skal gi grunnlag for unntak fra tilknytningsplikten, og om deler av oppvarmingsbehovet kan dekkes av andre kilder enn fjernvarme. For eksempel er det en del utbyggere som ønsker elektrisk oppvarming på baderom, fjernvarme kun til tappevann eller fjernvarme kun som spisslast. Dersom brede unntaksmuligheter blir tillatt, vil varmegrunnlaget for fjernvarme-utbygging reduseres og dermed også det økonomiske grunnlaget for å bygge fjernvarme i nye området. Særlig stor betydning får dette i områder med en stor andel nybygg som bruker lavere varmevolumer enn dagens bygg. Her vil det være utfordrende å få lønnsomhet i fjernvarmeutrulling selv uten unntak for tilknytningsplikten.

5.2.3 Vil fjernvarmeinntektene kunne dekke kostnadene ved fjernvarme?

Fjernvarmeprisen er i dag regulert for å beskytte kundene mot monopolpriser, dette er særlig viktig i områder med tilknytningsplikt for fjernvarme. Forskriften om prisreguleringer er utformet slik at prisen på fjernvarme ikke kan overstige prisen på elektrisk oppvarming i det aktuelle bygget.

En slik formulering er mest aktuell dersom elektrisk oppvarming er det reelle alternativet for oppvarming i et bygg. I dagen tekniske byggeforskrifter er det stilt krav om at en andel av oppvarmingen skal dekkes av andre kilder en el – og alternativene er som regel mer kostbare enn elektrisk oppvarming. Da kan det oppstå tilfeller der fjernvarmeselskapene ikke kan få dekket sine kostnader ved leveranser av fjernvarme – selv om fjernvarme er det rimeligste tilgjengelige alternativet for en byggeier.

Eventuelle endringer i prisreguleringer vil påvirke lønnsomheten i fjernvarme – og dermed i hvilken grad og til hvilke kunder det vil være aktuelt å tilby fjernvarme.

Fjernvarmeselskapene kan i dag kreve en tilknytningsavgift eller et anleggsbidrag for å koble til en ny kunde. Denne er regulert til maksimalt å dekke den faktiske kostnaden ved tilknytting av den aktuelle kunden. Den vil således dekke kostanden for investeringen direkte knyttet til kunden.

5.3 Fjernvarme er normalt konkurransedyktig i bygg med et vannbårent oppvarmingssystem

For å sammenlikne ulike oppvarmingsløsninger i bygg med lavt energibehov, er det brukt en regnemodell som har typiske investeringskostnader, energikostnader (strøm, olje, gass eller biobrensel og drift og vedlikeholdskostnader) for ulike oppvarmingsteknologier.

Når en legger inn ulike energi- og effektbehov og bruker disse til å regne ut total kostnad for varme i øre/kWh, kan en sammenlikne de kostnadene varmebrukeren vil få med de ulike alternativene for oppvarming i TEK 10 eller passivhus. Beregningene her viser at fjernvarme i områder hvor den er tilgjengelig normalt vil være et konkurransedyktig alternativ for kunden også i bygg med lavt energibehov.

I en slik beregning av kostnader for oppvarming er det en rekke forutsetninger som kan variere fra prosjekt til prosjekt og gjøre store utslag på resultatene. Det er brukt typiske investeringskostnader for varmepumpeanlegg med gass som spisslast. Elpris består av en spotpris på 28,5 øre/kWh og er brukt nettleiesatser for Fortum Nett. For fjernvarme er det i beregningene brukt en fjernvarmetariff tilsvarende reguleringen i energiloven. Det vil si alternativ kostnad ved bruk av el. Det er lagt inn at

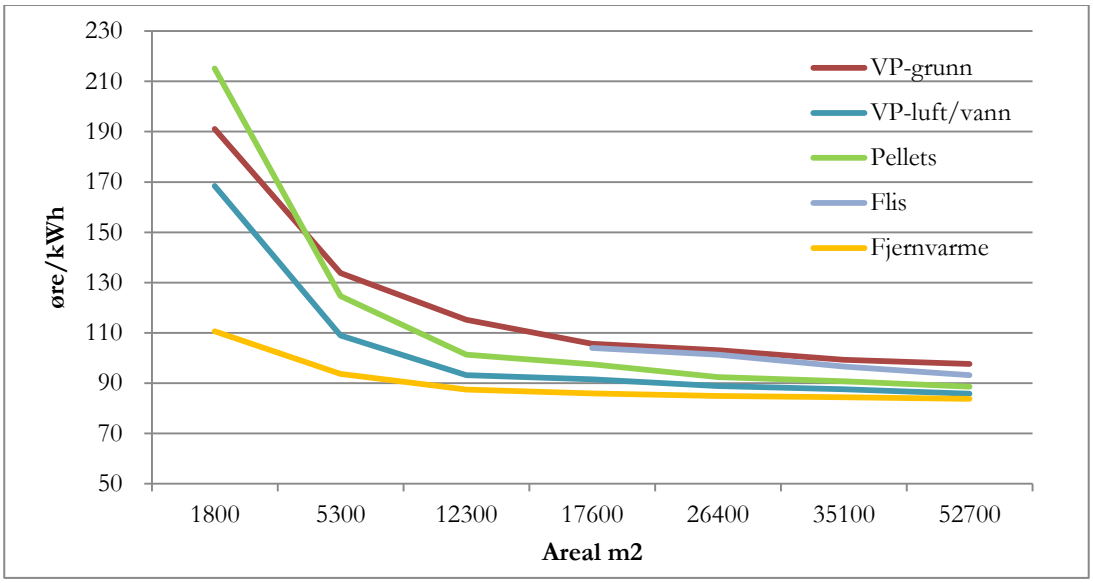
tilknyttingsavgift dekker kundesentral og all installasjon i bygget og kostnad for stikkledning på 50-100 meter.

5.3.1 Fjernvarme er bedriftsøkonomisk lønnsomt i TEK10-bygg med vannbåren varme

Beregningene viser at fjernvarme normalt er et godt alternativ der den er tilgjengelig og når det blir installert vannbåren varme. Ved innføring av TEK 10 ble det stilt krav om at 40 eller 60 prosent av oppvarmingsbehovet skal dekkes av fornybar energi (utenom el). De mest aktuelle alternativene er da varmepumper som henter energi fra luft eller grunn, pellets, flis (for store anlegg) eller fjernvarme. Alle disse alternativene fordrer et vannbårent oppvarmingssystem, slik at kostnadene til dette kan holdes utenom. Vi har gjort en sammenligning av kostnader til de aktuelle oppvarmingskildene i TEK10 som inkluderer byggeiers kostnader til investeringer, drift og vedlikehold for oppvarmingsløsningen.

Figur 45 viser kostander for alternativene under TEK 10. Her er fjernvarme med 100 prosent dekning sammenliknet med varmepumpe og bioenergi som dekker 60 prosent av energien og resten olje eller gass. Fjernvarme kommer rimeligere ut enn bygg med lokale energisentraler.

Figur 45 Kostnad i øre/kWh for ulike alternativer for vannbåren varm, kontorbygg TEK 10

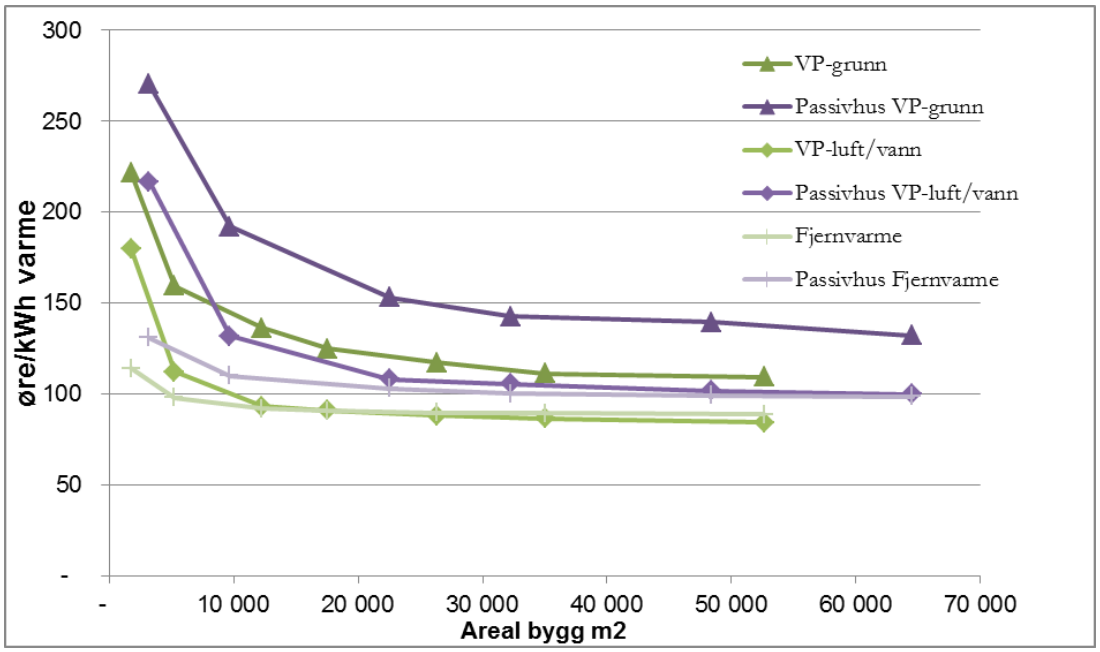


5.3.2 Fjernvarme vil trolig være konkurransedyktig for passivhus med vannbårent varmesystem

Det er flere forhold som påvirker hvordan varmekostnaden for bygg med vannbåren varme utvikler seg med lavere energibehov. Generelt vil det bli mindre anlegg med mindre energibehov. Dette innebærer at spesifikk investering går opp. Videre er det vist over at brukstiden for energileveransen går ned for kontorbygg med lavt energibehov, mens den er relativt konstant eller økende for boligblokker.

Dette innebærer at den spesifikke kostnaden for fornybar varme øker for bygg med lavere energibehov. Dette er vist i Figur 46 hvor det er sammenliknet kostnader for varmepumper med fjernvarme i passivhus (PH) og TEK10 kontorbygg. Her ser en også at det er større differanse mellom fjernvarme og varmepumper i passivhus. Mens luft/vann varmepumper har omtrent samme kostand som fjernvarme for store TEK10 bygg, er den 5-10 øre høyere for store passivhus kontorbygg.

Figur 46 Kostnad varme sammenlikning av passivhus(PH) med TEK 10 kontorbygg.



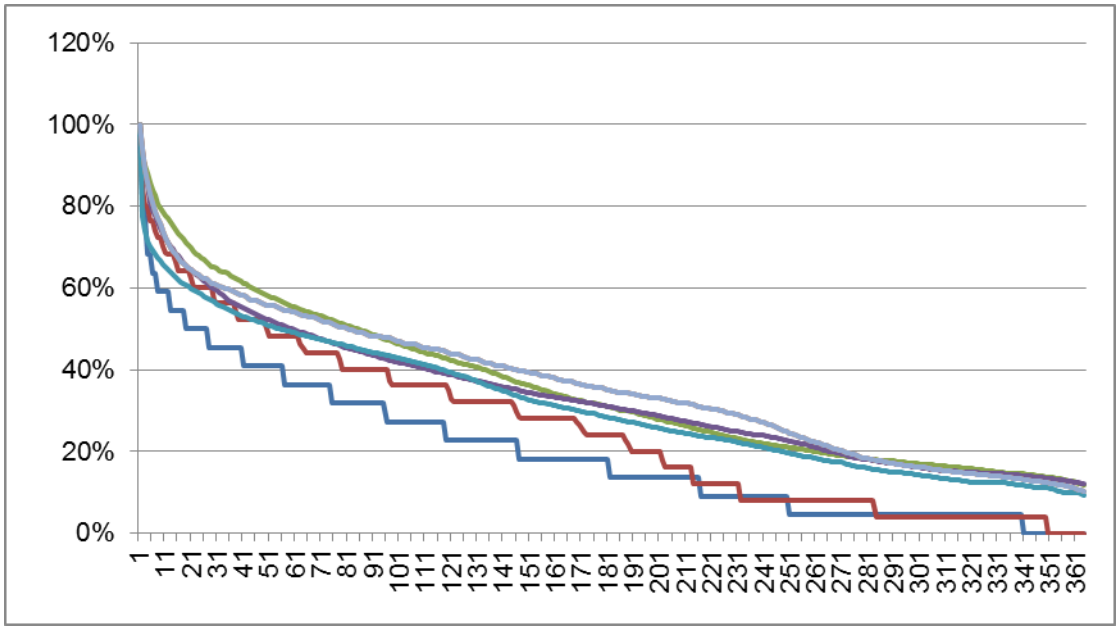
Selv om fjernvarme blir relativt sett billigere for kunden på grunn av prisreguleringen, vil ikke nødvendigvis de totale kostandene for fjernvarmeleverandøren reduseres.

5.4 Lønnsomheten i fjernvarme reduseres ved leveranser til framtidens bygg

5.4.1 Brukstid i fjernvarme reduseres

Faktiske varighetsdiagram i noen fjernvarmeanlegg er vist i Figur 47. Tallene er hentet fra timesmålinger for fjernvarme for tre ulike fjernvarmeselskap fordelt på to ulike år.

Figur 47 Effektvarighets diagram for ulike fjernvarmenett



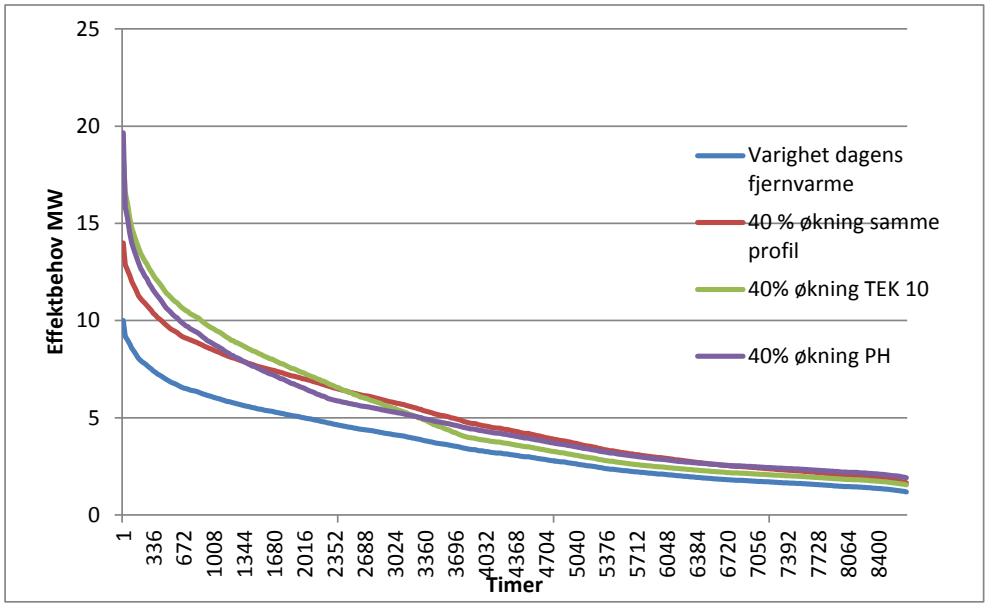
For å illustrere hvordan utbygging av fjernvarme til områder med lavere energibehov endrer seg, har vi ut i fra et faktisk varighetsdiagram generert nye varighetsprofiler for fjernvarmenett der vi legger inn at økningen skjer i bygg med lavt energibehov. Det er brukt sammenlagring på 85 prosent for den nye effekten.

Varighetsdiagram med 40 prosent økning av energileveranse med TEK 10 eller passivhus

Vårt eksempel er ved en 40 prosent økning av energileveranse fra et fjernvarmenett der utvidelsen skjer mot 20 prosent kontor og 80 prosent boligblokker med TEK 10 eller passivhusstandard.

Figur 48 viser de genererte varighetsdiagrammene. Tabell 8 oppsummerer ulike resultater fra varighetsdiagrammene. Ved en 40 prosents økning av energileveransen til kun passivhus, økes det maksimale effektbehovet med 97 prosent. For TEK 10 er økningen i effektbehovet ca. 84 prosent. Til sammenlikning vil økningen i effektbehov være lik energiøkningen om de nye kundene ikke gav endring på formen til varighetsdiagrammet, dvs ved tilkobling av samme kundesammensetning som anlegget har pr i dag.

Figur 48 Varighetskurver med utbygging mot bygg med lavt energibehov



Tabell 8: Energi og effekt fra ulke varighetskurver

	Varighet dagens fjernvarme	Fjernvarme 40 % økning	40 % økning TEK 10	40 % økning passivhus
Maks effektbehov MW	10	14	18	20
Total energileveranse GWh	31	43	43	43
Brukstid totalt	3085	3085	2349	2197
Kun utvidelse spisslast				
Effekt grunnlast MW	4	4	4	4
Energi grunnlast GWh	26	30	28	30
Energi-dekning	83 %	68 %	64 %	69 %
Brukstid grunnlast	6 390	7 395	6 945	7 400
Utvidelse grunnlast til 40 % av total effekt				
Effekt grunnlast MW	4	6	7	8
Energi grunnlast GWh	26	36	38	40
Energidekning	83 %	83 %	87 %	92 %
Brukstid grunnlast	6 390	6 389	5 070	5 015

Varighetsdiagrammet viser følgende virkninger for fjernvarmen:

- Behov for spisslast øker relativt for bygg med mindre energibehov.
- Uten utvidelse av grunnlastkildene gir bygg med lavt energibehov redusert utnyttelse av eksisterende grunnlast i forhold til om kundene hadde samme sammensetning som historisk utbygging.
- Bygges grunnlast ut med samme effektdekning som opprinnelig (her 40 prosent,) gir det økt energidekning fra grunnlastkilden.
- MEN det vil gi kortere brukstid for maksimal effekt(færre fullasttimer) for grunnlastkilden og dermed mindre utnyttelse. Dette betyr at den nye fasongen på varighetsdiagrammet totalt vil kunne gjøre det økonomisk gunstig å redusere effektdekningen fra grunnlastkildene for å oppnå omtrent samme brukstid og energidekning for grunnlastkildene som normalt

5.4.2 Inntektene reduseres mer enn kostnadene

Vurdering av utbygging av fjernvarme til bygg eller utbyggingsområder med lavt energibehov vil i all hovedsak foregå på samme måte som i dag. Tilsvarende vil utbygger basere seg på de samme type vurderinger ved utbyggingsbeslutninger. Dette er i hovedsak å vurdere kostnader ved tilknytting og leveransen mot mulige inntekter, dvs. en lønnsomhetsvurdering.

Kostnader er i hovedsak;

- Investeringskostnader i rørnett og kundesentral,
- Investeringskostnader for produksjon
- Faste drifts- og vedlikeholdskostnader.
- Energikjøpskostnader og andre variable kostander

Disse kostnadene avhenger også av en rekke forhold som ikke påvirkes av hvilken energistandard bygget har, som for eksempel avstand til kunde fra eksisterende rørnett. Energistandarden til bygget påvirker lønnsomheten ved tilknyttingen på følgende måter:

- **Effektbehovet** avgjør dimensjoner på rør og kundesentral og påvirker dermed investeringskostnadene direkte knyttet til påkoblingen. I tillegg påvirker det behovet for installert effekt i produksjonen og kapasitet i overføringsnett og nivået på de faste drifts- og vedlikeholdskostnadene. Effektbehovet er også med på å påvirke prisen på grunn av effektledd i nettleien i elpris som fjernvarmeprisen er regulert mot.

- **Energibehovet** avgjør salgsvolum på leveransen og sammen med pris gir dette den mulige inntekten. Det påvirker i tillegg de variable driftskostnadene som i all hovedsak er kostnadene til kjøp av energiråvarer som strøm, bioenergi eller olje. Øvrige driftskostnader påvirkes i liten grad direkte av volumet.

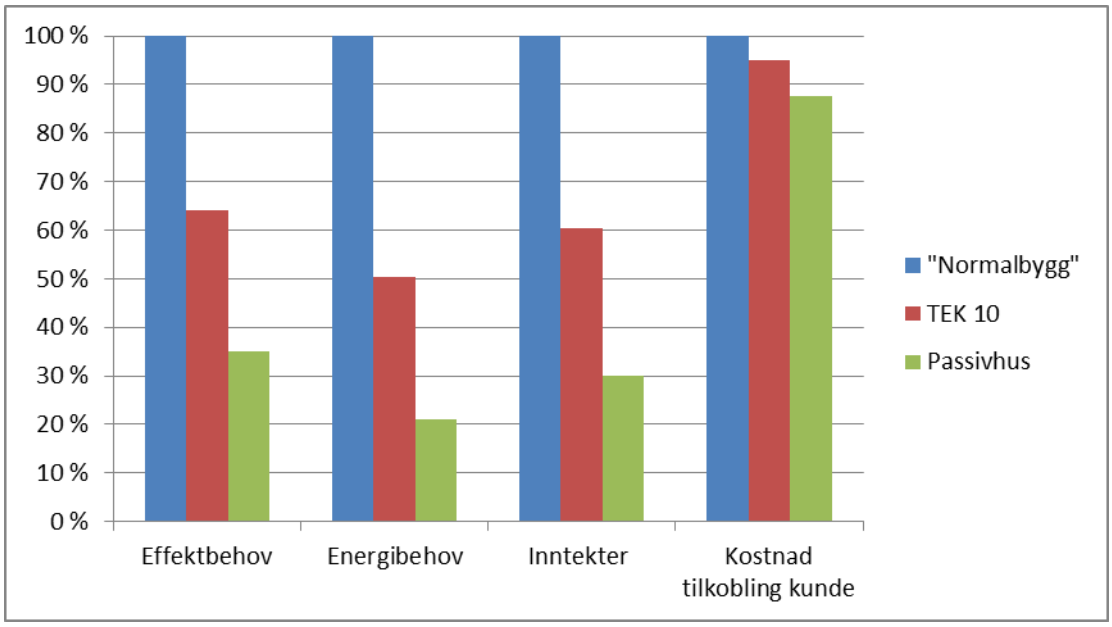
For passivhus og andre bygg med lavt energibehov medfører dette følgende:

- Lavere energibehov gir lavere inntekter. Kostnadene til variable utgifter reduseres også, men ikke på langt nær like mye som inntektene.

- Lavere effektbehov gir også lavere kostander, men de reduseres ikke like mye som effektbehovet. Videre har vi sett over at for mange bygg med lavt energibehov får de et økt effektbehov relativt til energibehovet, det vil si en lavere brukstid. Når effektbehovet øker relativt til energibehovet øker også de faste kostnadene relativt til inntektene.

For å sammenlikne hvordan lavere energibehov i bygg påvirker kostandene for fjernvarmeutbyggingen har vi i Figur 49 illustrert hvordan kostnader og inntekter vil kunne være til ett passivhus og TEK 10 kontorbygg relativt til et «normalt» bygg. Kostnad tilkobling kunde tilsvarer kostander direkte til tilknytting av den aktuelle kunden. Dette er tilsvarende det nettselskapet normalt dekker gjennom tilknyttingsavgift. Inntektene for bygg med lavt energibehov er relativt lave selv om pris mot kunde kan være noe høyere.

Figur 49 Sammenlikning kostnader ved fjernvarmeutbygging til passivhus [Norsk Energi]



5.4.3 Aktørene vurderer ulike forhold for produksjonen ved tilknytting av bygg med lavt energibehov

Hvor lønnsomt det er å koble til bygg med lavt energibehov er også avhengig av hvor stor tilgjengelig kapasitet i grunnlast og spisslastkildene i det aktuelle anlegget er. Når investeringen i varmesentral først er foretatt, vil det være ønskelig å utnytte tilgjengelig kapasitet. Relativ andel lastbehov om sommeren for kunder med lavt energibehov vil være høyere enn for dagens kunder. Dette kan igjen være positivt for anlegg som får utnyttet sin grunnlastkapasitet om sommeren. Ved rehabilitering og ombygging av allerede tilkoblede bygninger vil strengere forskriftskrav føre til frigjort kapasitet i fjernvarmeanlegget.

På den andre siden, hvis anlegg med sprengt kapasitet skal koble til bygg med relativt lavt energibehov og høyt effektbehov, kan dette være utløsende for videre utbygging av varmesentraler. Investering pr kW for spisslast vil fordele seg over mindre energimengde og dermed gi lavere lønnsomhet for fjernvarmeaktøren. Per i dag er det for liten andel av bygg med lavt energibehov tilknyttet fjernvarmeanleggene til å se noen effekt av dette. Flere aktører melder også at faktisk energibehov er en del høyere enn prosjektert energibehov i bygg som er tilknyttet som lavenergi og passivhus.

Aktørene i spørreundersøkelsen bekrefter at økt andel av bygg med lavt energibehov forventes å få lavere brukstid. Dette vil på sikt føre til at fjernvarmeanleggene må få på plass større andel spisslast.

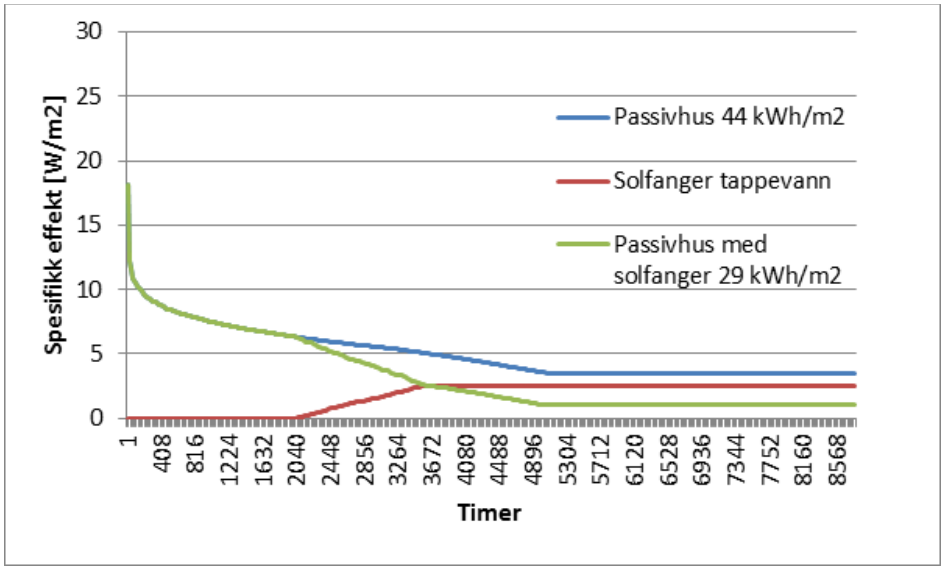
Alle aktørene vi snakket med hadde målsetning om å øke fornybarandelen, men dette varierte fra 70 til 100 prosent og også om det var inklusive eller eksklusive elkjeler. Noen anlegg oppgir at de ikke vil klare mer enn mellom 80 til 90 prosent da de er avhengige av strøm til varmepumper som fungerer som grunnlastkilder. Andre oppgir at de har målsetning om å være 100 prosent fornybare og vil da bygge om eksisterende spisslastsentraler til for eksempel bioolje. Disse tallene er da eksklusive elkjeler.

I mange selskaper refereres det til ikke-fossil energidekning i stedet for fornybarandel. Dette på bakgrunn av at elektrisitet i Norge i all hovedsak kommer fra fornybare kilder. Dette antyder at økt spisslastandel i fjernvarmeanlegg basert på spissere varighetskurver vil føre til en videre utbygging av bioolje, men også elkjeler som spisslastkjeler.

5.4.4 Fjernvarme som spisslast til bygg med egen varmeleveranse

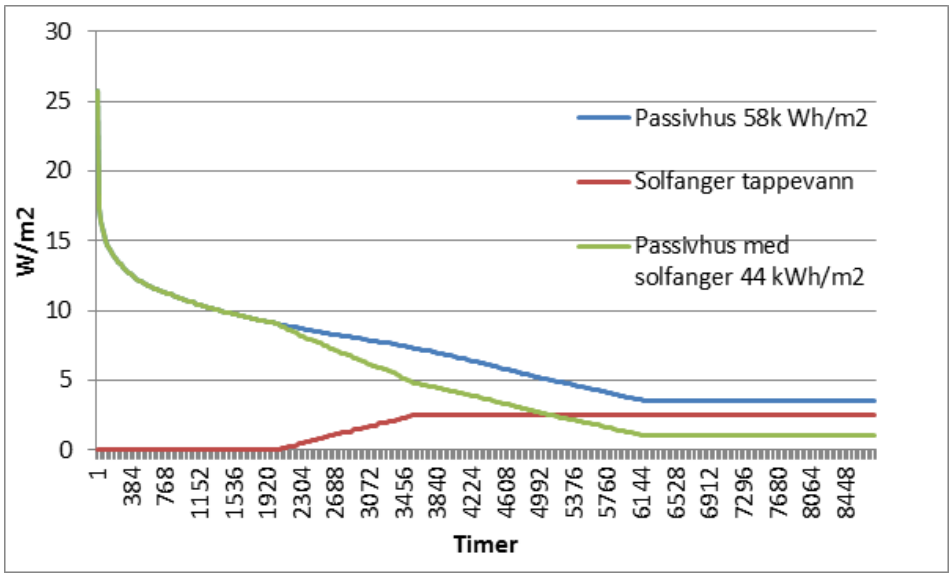
Alternativt til å gjøre alle tiltak på bygningskroppen, vurderes det i TEK15 å åpne for alternative tiltak for å redusere energibehovet. Dette kalles beregningsmetode for levert energi. Her kan tiltak som solvarmeoppvarming av tappevann eller varmepumper inngå i energirammen. I Figur 50 er det vist hvordan solfangere til oppvarming av tappevann vil påvirke kurve og energibehov for en boligblokk med bygningskropp mm. tilpasset passivhusstandard med 44 kWh/m^2. Solfanger er ikke nøyaktig beregnet, men er tatt ut for ca. 50 prosent av energibehovet for tappevann. Dette gir en betydelig reduksjon i energibehovet ned til totalt 29 kWh/m^2. Solvarme reduserer tappevannsbehovet i den delen av året oppvarmingsbehovet er lavt og bidrar til en spissere form på varighetskurven; maks effektbehov er likt og en brukstiden blir lavere.

Figur 50 Passivhus med soloppvarming av tappevann i tillegg. Hele energirammen dekkes av klimaskall



Hvis en derimot bruker beregningsmåte for levert energi og den leverte energien skal være 44 kWh/m^2, kan en øke energibehovet uten soloppvarming til 58 kWh/m^2.Figur 51 viser en kurve for boligblokk for totalen, når solvarme er trukket fra. Med denne beregningsmåten øker maks effektbehov med 44 prosent i forhold til et hus der solfanger ikke er tatt med i beregningen

Figur 51 Passivhus med solvarme dimensjonert for tappevann -reduserte tiltak på klimaskall



Tabell 9 sammenlikner de ulike alternativene. Ved å installere solfanger kan man unngå andre tiltak for å redusere energibehovet. Dette fører til økt brutto oppvarmingsbehov på 58 kWh/m^2 og effektbehov på 26 W/m^2. Hvis solvarme kommer i tillegg til andre tiltak, reduseres netto energibehov til 29 kWh/m^2 og effektbehovet er konstant på 18 W/m^2.

Solfangere vil redusere energibehovet til bygget, men samtidig reduserer det brukstiden til varmebehovet og øker dermed spesifikk kostand for varmeleveransen fra andre kilder. Hvis solfangere

erstatter tiltak på bygget for redusert varmetap, vil det gi betydelig økt effektbehov, økt behov for spisslast relativt til energileveranse og redusert energidekning fra eventuell annen grunnlastkilde.

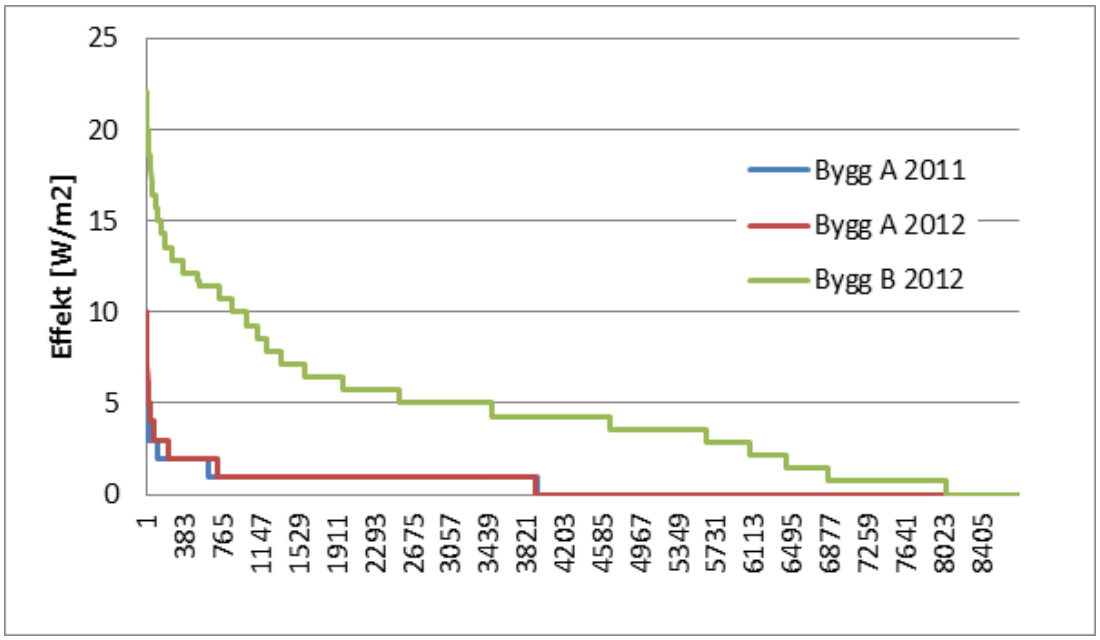
Tabell 9: Bolig blokk med og uten solfanger, passivhus standard

	Boligblokk med og uten solvarme		
	Passivhus	Solvarme redusert isolering	Solvarme+ full isolering
Brukstid maksimal effekt, timer	2400	1 706	1 622
Spesifikt energibehov kWh/m2	44	44	29
Spesifikt energibehov uten solfanger kWh/m2	44	58	44
Spesifikt effektbehov W/m2	18	26	18
Energidekning 40% grunnlast	97 %	94 %	91 %
Brukstid grunnlast	5 665	3 989	3 785
Energileveranse grunnlast kWh/m2	41	41	27

I mange lavenergibygg og passivhus pr i dag har byggherren installert egne varmeanlegg basert på for eksempel varmepumpe og solfangeranlegg. I slike tilfeller vil fjernvarmen kun installeres som spiss- og reservelast. Dette vil føre til enda lavere brukstid, samtidig som maks installert effektbehovet vil være det samme for å kunne være reservelast for lokal varmesentral.

Figur 52 viser timesmålinger fra to lavenergi kontorbygg tilknyttet et fjernvarmeanlegg. Bygg A benytter kun fjernvarme som spisslast og har installert varmepumpe for lokal forsyning av varme og kjøling, mens Bygg B benytter kun fjernvarme til oppvarmingsformål. Brukstid for maks effekt er ca. 500 timer for fjernvarme tilknyttet bygget som spisslast og 1800 timer for fjernvarmeanlegg tilknyttet bygget som eneste energikilde til oppvarming. Årlig fjernvarmesalg i 2012 for disse to byggene er henholdsvis 5,0 kWh/m^2 og 39,6 kWh/m^2 for Bygg A og B.

Figur 52 Varighetskurve basert på målt forbruk i to lavenergibygg med fjernvarme som spisslast (Bygg A) og fjernvarme som hovedkilde (Bygg B).



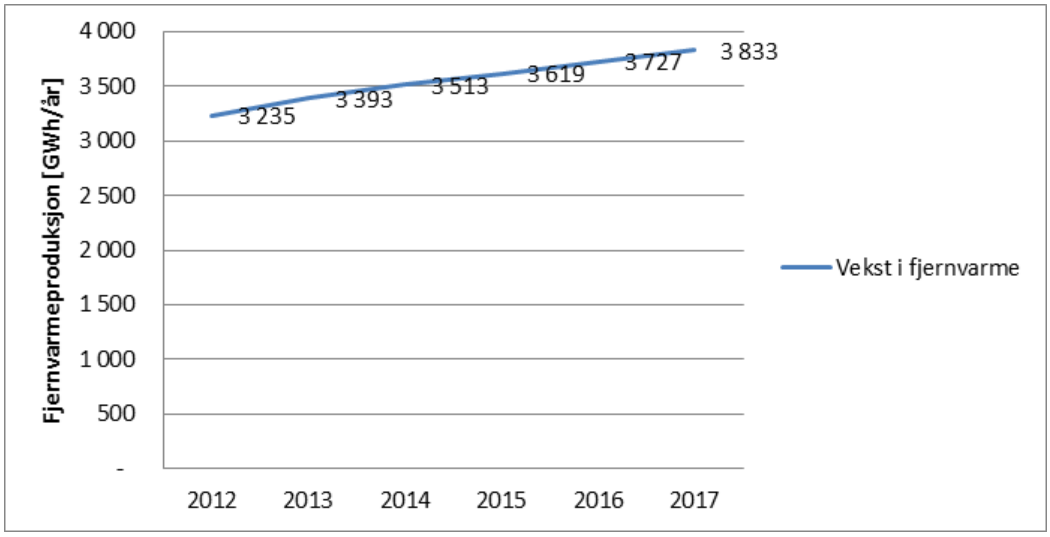
De fleste aktørene har uansett nedjustert sine utbyggingsplaner i takt med innføringen av nye byggeforskrifter og utbyggingshastigheter for både varmesentraler og distribusjonsnett tilpasses.

Lavenergi- og passivhus dimensjoneres ofte for lavere turtemperaturer enn konvensjonelle bygg pr i dag. Dette vil være positivt i anlegg hvor grunnlastkilden er en varmepumpe som har en temperaturbegrensing og bedre virkningsgrad ved lavere turtemperaturer. Innslag av bygg med lavtemperaturanlegg vil også kunne føre til en større delta T for fjernvarmeanlegg generelt, dvs større forskjell mellom tur- og returtemperatur, og dermed en bedre utnyttelse av eksisterende distribusjonsnett og sirkulasjonspumper.

5.5 Fjernvarmeselskapene forventer vekst i leveranser – også til nybygg

Forventet utbyggingshastighet de neste fem årene for de ulike fjernvarmeanleggene i spørreundersøkelsen er vist i Figur 53 relatert til oppgitt totalproduksjon for 2012. Det er stor variasjon mellom anleggene, men denne oversikten viser at samlet vekstpotensial ligger forholdsvis jevnt på mellom 110 – 160 GWh. Anlegg som har eksistert i mange år har en relativt lav, men jevn vekst. Anlegg i utbyggingsfasen har stor vekst, mens noen anlegg i mindre byer er nesten ferdig utbygd og har nedadgående vekstkurve.

Figur 53 Forventet utbyggingshastighet i ti fjernvarmeanlegg basert på fjernvarmeproduksjon i 2012.



Seks av aktørene har oppgitt forventet fjernvarmepotensial i 2025. Hvis man sammenstiller dette med levert fjernvarme i 2012, samt andel nye bygg som forventes tilknyttet fremover, vil man få en gjennomsnittlig andel bygg med lavt energibehov på 27 prosent i disse anleggene i 2025. Det er da antatt at nye bygg tilkoblet fra og med 2013 er etter TEK10, lavenergi- eller passivhus standard og kan betegnes som bygg med lavt energibehov.

Andelen nybygg som skal kobles til i perioden 2013 – 2025 varierer mellom 30 – 90 prosent og total andel nybygg tilkoblet anleggene i 2025 varierer da mellom 10 – 39 prosent. Basert på dette har vi i kapittel 5.4.1 gjort teoretiske framskrivinger av varighetsdiagram for å se hvordan innføring av bygg med lavt energibehov påvirker kundesammensetningen og videre produksjonssammensetningen.

Mange aktører ønsker å tilby fjernvarme uansett type nybygg, så lenge dette er innenfor konsesjonsområdet og tilknytningsplikten står sterkt. I tilfeller med lavenergi og passivhus kan det være ønskelig å se på mulighetene for å forenkle distribusjonssystemet og dermed få ned anleggskostnadene i forbindelse med tilkobling.

For andre aktører vil dette være et rent prisspørsmål avhengig av størrelsen på bygget, samt effekt- og energibehov. Hvis bygget er stort nok, så kobles det til. Alternativt, ved lavenergi eneboliger, så er man da avhengig av større betalingsvillighet hos kunden eller kort nok avstand til eksisterende distribusjonsnett. Noen aktører ønsker ikke å koble til lavenergi eller passivhus der fjernvarme kun inngår som spisslast. Dette gir en uforholdsmessig høy investering i forhold til mulig solgt energimengde og en slik tilkobling vil ikke lønne seg for fjernvarmeaktøren.

Over halvparten av de spurte aktørene tilknytter ikke boliger eller småhus da varmetettheten er for lav til at det vil gi lønnsomhet med en slik tilkobling. Noen aktører tilknytter boliger i nye boligfelt og ønsker da å forholde seg til en byggherre som koordinerer en felles vekslerstasjon for det nye feltet. Hvis betalingsvilligheten er stor nok, samt nærhet til eksisterende trase er tilstede, kan også boliger og småhus tilknyttes fjernvarmeanlegget. Alle aktørene tilknytter boligblokker og mange også firemannsboliger.

I følge vår undersøkelse, så vil ca. 60 prosent av nye tilkoblinger være nybygg. Det vil si at det vil være en større andel nybygg i byene som tilkobles fjernvarmeanlegg enn tidligere. Dette tallet varierer mellom 30 og 90 prosent avhengig av hvor mye som allerede er utbygd i de forskjellige byene. I tillegg vil en rehabilitering av eksisterende tilkoblede bygninger kunne før til endret bruksmønster basert på strengere forskriftskrav.

REFERANSER

COWI (2012): *Faktastudie – kostnader for vannbåren oppvarming* Utarbeidet for Enova
Cowi (2013): *Hensiktsmessige varme- og kjøleløsninger i bygninger* Utarbeidet for Enova
Norsk Energi (2005): *Faktaprosjekt Fjernvarme Norge*. Utarbeidet for NVE og Enova
Norsk Petroleumsinstitutt (2013): *Salgs- og prisstatistikk fra* www.np.no
Prognosesenteret (2011): *Vannbåren varme i Norge – et studium av markedsutviklingen i perioden 2008-2011*.
SSB (2009): *Statistikkbanken, Tabell 06926: Energibruk, etter kilde og forbruksgruppe (K)*
SSB (2011): *Husholdninger med ulike typer av oppvarmingsbehov.*
THEMA (2013): *Kapasitet og tilgjengelighet for oljefyring*. THEMA Notat 2013-2. Utarbeidet for Olje og energidepartementet.
SSB (2012): *Fjernvarme, 2012*
THEMA (2013): *Kapasitet og tilgjengelighet for oljefyring*. Notat THEMA N-2013-3. Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og Energidirektoratet.
Xrgia (2007): *Fornybar varme 2020* Utarbeidet for Enova

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2014

Nr. 1 Analyse av energibruk i forretningsbygg. Formålsdeling. Trender og drivere

Nr. 2 Det høyspente distribusjonsnettet. Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata

Nr. 3 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Dimensjonerende korttidsnedbør for Telemark, Sørlandet og Vestlandet: Eirik Førland, Jostein Mamen, Karianne Ødemark,Hanne Heiberg, Steinar Myrabø

Nr. 4 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 7. Skred og flomsikring. Sikringstiltak mot skred og flom Befaring i Troms og Finnmark høst 2013

Nr. 5 Kontrollstasjon: NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen

Nr. 6 New version (v.1.1.1) of the seNorge snow model and snow maps for Norway. Tuomo Saloranta

Nr. 7 EBO Evaluering av modeller for klimajustering av energibruk

Nr. 8 Rapport etter ekstremværet Hilde

Nr. 9 Rapport etter ekstremværet Ivar

Nr. 10 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 3. kvartal. Ellen Skaansar (red.)

Nr. 11 Energibruksrapporten 2013

Nr. 12 Fjernvarmens rolle i energisystemet

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no