



Rapport 2022/37 | For Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE)



Varme til riktig pris

Ny reguleringsmodell for prising av fjernvarme

Haakon Riekeles, Dag Morten Dalen, Lars Bugge og Andreas Stranden Hoel-Holt

Dokumentdetaljer

Tittel	Varme til riktig pris
Rapportnummer	2022/37
Forfattere	Haakon Riekeles, Dag Morten Dalen, Lars Bugge og Andreas Stranden Hoel-Holt
ISBN	978-82-8126-595-0
Prosjektnummer	22-HWA-02
Prosjektleder	Haakon Riekeles
Oppdragsgiver	Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
Dato for ferdigstilling	01.11.2022
Kilde forsidefoto	He Gong, Unsplash.com
Tilgjengelighet	Offentlig
Nøkkelord	Kraft og energi, reguleringer og konkurranseøkonomi, fjernvarme

Om Vista Analyse

Vista Analyse AS er et samfunnsfaglig analyseselskap med hovedvekt på økonomisk utredning, evaluering, rådgivning og forskning. Vi utfører oppdrag med høy faglig kvalitet, uavhengighet og integritet. Våre sentrale temaområder er klima, energi, samferdsel, næringsutvikling, byutvikling og velferd. Vista Analyse er vinner av Evalueringsprisen 2018.

Våre medarbeidere har meget høy akademisk kompetanse og bred erfaring innenfor konsulentvirksomhet. Ved behov benytter vi et velutviklet nettverk med selskaper og ressurspersoner nasjonalt og internasjonalt. Selskapet er i sin helhet eiet av medarbeiderne.

Forord

Vista Analyse har, i samarbeid med Asplan Viak og på oppdrag fra Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE), utredet en ny reguleringsmodell for prising av fjernvarme. Oppdraget besto av to deler, hvor den første var å foreslå en forvaltningspraksis for beregning av dagens maksimalpris som er tilpasset innføringen av effektledd i nettleien, mens den andre og mest omfattende delen besto i å utforme en ny prisregulering. I begge deler har vi kartlagt og vurdert en rekke ulike alternativer, og konkludert med klare anbefalinger.

I NVE har Birger Bergesen vært vår hovedkontaktperson. Vi har også hatt kontakt med Benedicte Langseth underveis i prosjektet. Vi vil takke begge for et konstruktivt og lærerikt samarbeid. Vi vil også takke referansegruppen, som har gitt nyttige innspill underveis.

Denne rapporten er utarbeidet av Haakon Riekeles, Dag Morten Dalen og Andreas Stranden Hoel-Holt fra Vista Analyse og Lars Bugge fra Asplan Viak. I tillegg har Henning Wahlquist bidratt til prosjektet i en tidlig fase. Professor Espen Moen og Sylvia Helene Skar har vært eksterne faglige ressurser.

01.11.2022

Haakon Riekeles

Seniorøkonom,
Vista Analyse AS

Innhold

Sammendrag og konklusjoner	7
1 Innledning	11
2 Ny forvaltningspraksis for klager på fjernvarmeprisen.....	12
2.1 Bakgrunn for behovet	12
2.2 Vurdering av metoder for å beregne maksimal pris på fjernvarme	13
2.3 Alternative metoder for beregning av effektbruk fra fjernvarme	15
2.4 Bruk av anslått effekt til å fastsette et effektledd i nettleien	19
2.5 Samlet anbefaling effektleddet i nettleien	24
2.6 Tidsdifferensiert energileddet i nettleien	25
3 Dagens fjernvarmemarked	26
3.1 Andelen fjernvarme i energiforbruket hos husholdningene øker	26
3.2 Spillvarme fra avfallsforbrenning er den viktigste energikilden	27
3.3 Det er lokale variasjoner i hvilke energikilder som brukes	29
3.4 Prisen på fjernvarme varierer over tid og mellom regioner	31
4 Alternative teknologier for oppvarming	34
4.1 Om fjernvarme	34
4.2 Elektrisk oppvarming	35
4.3 Bioenergi	35
4.4 Varmepumpeløsninger	37
4.5 Solenergiløsninger	38
4.6 Spillvarme- og overskuddsvarme	39
4.7 Kort oppsummering - fjernvarme vs. alternativene	39
5 Alternative reguleringsmodeller	40
5.1 Grad av markedsmakt	40
5.2 Mål for reguleringen	43
5.3 Uregulerte fjernvarmepriser – fri prisdannelse	44
5.4 Avkastningsregulering	46
5.5 Inntektsrammeregulering	47
5.6 Maksimalpris	49
5.7 Oppsummering	52
6 Fremtidig regulering av fjernvarmeprisen – et bedre pristak.....	53
6.1 Riktig nivå på et pristak	53
6.2 Endring i den alternative varmekilden som utgjør pristaket	55
6.3 Referanseprisen på kraft	58
6.4 Påslag for sparte investeringskostnader	62
6.5 Bruken av et nytt pristak – åpning for ulike tariffstrukturer	64
6.6 Tilknytningsavgift og prising av spisslast	65
6.7 Implementering av pristaket	68
Referanser	71

Figurer

Figur S.1	Nivået der foreslåtte pristaket ville hatt historisk og anslag på dagens pristak basert på nasjonale tall for kraftpris og nettleie.....	10
Figur 1	NVEs forklaring av beregning av strømpris	12
Figur 2	Effektledd hos de 15 største nettselskapene – trinn som er mest relevante for husholdninger.....	20
Figur 3	Effektledd hos de 15 største nettselskapene – trinn opp til 250 kW.....	21
Figur 4	Total nettoproduksjon av fjernvarme (GWh).....	26
Figur 5	Forbruk av fjernvarme per sektor (GWh).....	26
Figur 6	Energiforbruk til oppvarming i husholdninger og fritidshus, etter energikilde	27
Figur 7	Energikilder levert fra varmesentral, 2021	28
Figur 8	Forbruk av brensel til bruttoproduksjon av fjernvarme	28
Figur 9	Nettoproduksjon av fjernvarme, etter varmesentral.....	29
Figur 10	Variasjon i energikilder i de ti største fjernvarmebyene (2021).....	30
Figur 11	Variasjon i energikilder hos de ti største fjernvarmeselskapene (2021)	30
Figur 12	Årlige gjennomsnittspriser fjernvarme, eks. MVA	31
Figur 13	Sluttbrukerpris på strøm for husholdningene, eks. MVA. Kvartalsvis gjennomsnitt	32
Figur 14	Spotpriser på strøm, månedlig gjennomsnitt	32
Figur 15	Fjernvarme: Investeringer og salgsinntekter over tid	33
Figur 16	Skjematisk fremstilling av skritt ved vurdering av passende regulering av fjernvarme.....	41
Figur 17	Fjernvarmekonsensjoner, søkt produksjon (GWh).	49
Figur 18	Skjematisk fremstilling av hensyn og utfall ved ulike prisnivåer	54
Figur 19	Kvartalsvis utvikling i kraftpris og nettleie	59
Figur 20	Historiske snitt av kraftprisen (eks. mva, i øre per kWh)	60
Figur 21	Energileddet i nettleien	61
Figur 22	LCOE for et utvalg løsninger for varmeproduksjon, grunnlast.....	63
Figur 23	Nivået der foreslåtte pristaket ville hatt historisk og anslag på dagens pristak basert på nasjonale tall for kraftpris og nettleie.....	68

Tabeller

Tabell S.1	Oppsummering av vurderingskriterier for ulike former for prisregulering	9
Tabell 2.1	Sammenligning av alternativer for beregning av effekt.....	18
Tabell 3.1	De ti største fjernvarmestedene	29
Tabell 4.1	Kostnader ved bioenergiløsninger	36
Tabell 5.1	Sammenligning av alternativer for økonomisk regulering av fjernvarmeproduksjon- og distribusjon	52

Sammendrag og konklusjoner

Produksjon og distribusjon av fjernvarme er et naturlig monopol. Markedsmakten til fjernvarmeselskaper er begrenset av konkurranse med andre varmeløsninger. Vi finner likevel at en innlåsingeffekt for mange kunder, kombinert med virkningen av tilknytningsplikten, gjør at det nødvendig med regulering av priser. En kostnadsbasert regulering er lite hensiktsmessig, da det reduserer incentiver til effektiv drift. En inntektsrammeregulering vil være vanskelig å implementere grunnet stor heterogenitet mellom fjernvarmeaktører. På bakgrunn av det anbefaler vi en forbedret maksimalprisregulering.

Norge har gode erfaringer med dagens maksimalprisregulering, men det er flere forbedringspunkter. Dagens regulering baserer seg på en alternativ oppvarmingskilde som er vesentlig dyrere for brukere enn de mest aktuelle og rimelige løsninger for de fleste kunder i dag. Dagens pristak er også komplisert å beregne og inneholder flere komponenter som ikke bidrar til en riktig prising av fjernvarme. Vi foreslår på bakgrunn av det et pristak som tar utgangspunkt i den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved oppvarming med varmepumpe. Vi foreslår også at pristaket gjøres mer stabilt, og at NVE fastsetter og publiserer nivået på pristaket.

Dagens regulering er moden for en revurdering

Dagens regulering fastslår at prisen på fjernvarme ikke skal overstige prisen på elektrisk oppvarming. Denne reguleringen har eksistert siden innføringen av fjernvarmeloven i 1986, og har senere blitt videreført i energiloven. Hensikten er at fjernvarmekunder, særlig de som utsettes for tilknytningsplikt, ikke skal komme dårligere ut. For å få konsesjon er det et krav om å få vurdert om drift- og investeringskostnadene for fjernvarme er lavere enn alternativ oppvarming.

NVE behandler klager på fjernvarmeprisen ved å sammenligne fjernvarmeprisen med hva prisen ville vært med direkte elektrisk oppvarming. I det inngår alle elementer av strømprisen, det vil si spotprisen, nettleien fra det lokale nettselskapet, alle avgifter og støtteordninger og et påslag. Fra og med 1. juli 2022 er det innført nye regler for nettleiestruktur for husholdningskunder, der fastleddet i nettleien skal differensieres etter effekt. Å foreslå en forvaltningspraksis for hvordan det kan gjøres innenfor dagens reguleringsregime utgjør første del av denne utredningen.

Siden maksprisreguleringen ble innført i 1986 har det skjedd store endringer i energimarkedene og i hvilke teknologier som er tilgjengelig for oppvarming av bygg. Det er derfor nødvendig å se på om dagens direkte kobling mellom forbrukeres samlede strømkostnader og fjernvarmeprisen er hensiktsmessig. Denne problemstillingen aktualiseres av den siste tids svært høye kraftpriser i store deler av landet. Dette utgjør del to og den største delen av denne utredningen.

Ny forvaltningspraksis med dagens regulering – Effektleddet i nettleien lar seg ikke direkte omgjøres til en tilsvarende fjernvarmepris

For å fastslå hvordan effektleddet i nettleien skal reflekteres i maksimalprisen på fjernvarmeprisen, er det to problemer som må løses. Først må det anslås en effektbruk av fjernvarme for den enkelte kunde. Deretter må man finne en metode å putte denne effektbruken inn i det enkelte nettselskaps modell for effektledd, på en måte som gjør at man får ut merkostnaden for kunden dersom effektbruken fra fjernvarme i stedet hadde vært effektbruk fra elektrisk oppvarming.

Effektledet i nettleien har vært mulig å innføre fordi det tidligere er innført krav om AMS-måler for alle strømkunder. For fjernvarme har de fleste kunder ikke en måling av energibruk med høy nok tidsoppløsning til at det er mulig å direkte fastslå kundens maksimale effektbruk per måned. Vi har vurdert ulike måter å komme rundt dette problemet, og konkluderer med at den beste løsningen er å fastsette effektbruken ut ifra en antakelse om jevn effektbruk fra kunden i den perioden man har måling for. Alternative metoder vil være vesentlig mer komplisert å implementere, uten at de nødvendigvis vil gi et mer nøyaktig resultat for den enkelte kunde.

Når denne anslåtte effektbruken skal omgjøres til en merkostnad i kundens effektledd i nettleien, står man overfor problemet knyttet til at nettselskapenes effektledd er beregnet ut ifra trinnbaserte modeller, med ulik avstand mellom trinnene innad i hvert selskaps modell, og ulike størrelse på prisøkningen ved hvert enkelt trinn.

Effektbruk i form av fjernvarme skal, basert på maksimalprisens logikk, bare gi en økt kostnad dersom det bringer den samlede effektbruken til kunden over på et nytt trinn. Om effektbruken fra fjernvarme gjør det, avhenger da av den samlede effektbruken av strøm og fjernvarme i sum for den enkelte kunde. Det er ikke gjennomførbart å kreve at fjernvarmeselskaper må kjenne til strømforbruket time for time til hver enkelt kunde for å vite hvor høyt effektledet og dermed den samlet fjernvarmeprisen kan være. Det er heller ikke ønskelig for kunden eller NVE som skal behandle eventuelle klager på fjernvarmeprisen med en så komplisert makspris.

I tillegg er det mange tilfeller der fjernvarmekunden ikke samsvarer med en enkelt strømkunde, for eksempel i boligblokker der fjernvarme faktureres sameie eller borettslaget samlet, mens strøm faktureres hver enkelt leilighet. Basert på disse hensynene konkluderer vi med at det må beregnes et separat effektledd for fjernvarme, som ikke tar hensyn til effektledet kunden allerede betaler for strøm.

Dagens fjernvarmemarked

I 2021 var total produksjon av fjernvarme i Norge på 7,45 TWh. Produksjonen av fjernvarme har økt jevnt siden 1980-tallet. Den største brenselskilden i produksjon av fjernvarme er gjenvunnet varme. Av denne, utgjorde spillvarme fra avfallsforbrenning 89 prosent i 2021 og spillvarme fra industrien og kraftproduksjon resten. Bioenergi er nest største energikilde og sto for 29 prosent av energien levert fra varmesentraler i 2021, der om lag halvparten produseres ved forbrenning av skogflis. Fjernvarme er best egnet i urbane strøk der befolkningstettheten er høy og det er mange kun-der å dele investeringskostnaden på. Oslo er byen med klart størst produksjon av fjernvarme i Norge. Fordi fjernvarme produseres av lokalt tilgjengelig restvarme i ulike former, vil det også være lokale variasjoner i hvilke energikilder som brukes. Andelen gjenvunnet varme varierer for eksempel fra 0 til 82 prosent blant de ti største fjernvarmeprodusentene i landet. Den heterogeniteten er en utfordring for noen typer prisregulering, særlig inntektsrammeregulering. Prisen på fjernvarme varierer over tid, og ser ut til å følge prisen på strøm tett. Fjernvarmeselskapene legger seg stort sett på, eller tett opp til maksprisen i sin pris.

Alternativene i varmemarkedet

Det vanligste alternativet i varmemarkedet er fortsatt elektrisk oppvarming, med ved som den nest største varmekilden. En økende andel av varmemarkedet dekkes imidlertid av ulike former

for varmepumper. Varmepumper bruker også strøm, så deres energibruk reflekteres i tallene over bruk av elektrisitet. Men varmepumper henter i tillegg varmeenergi fra omgivelsene, det seg være uteluft, sjøvann, ellevann, berggrunnen eller jord. NVE anslo at det i 2015 var cirka 750 000 varmepumper i drift, og at om lag 27 prosent av husholdningene hadde varmepumpe. Siden da har det blitt solgt over 600 000 nye varmepumper. De fleste varmepumpene er luft-til-luft varmepumper, som ikke konkurrerer direkte med fjernvarme, men også luft-til-vann og væske-til-vann varmepumper har opplevd en betydelig vekst. Bioenergi er også en viktig varmekilde. De mest brukte brenslene utenom ved er pellets, flis, briketter og bioolje.

Fjernvarmeselskapene har markedsrett og prisen bør reguleres

Selv om fjernvarme er i konkurranse med andre varmekilder, er vår konklusjon at fjernvarmeselskapene har markedsrett overfor sine kunder. Det er særlig grunnet innlåsingeffekter når varmeteknologi først er valgt, men også tilknytningsplikten bidrar til markedsretten. På bakgrunn av det mener vi det ikke er ønskelig med et deregulert fjernvarmemarked. Flere land har deregulerte fjernvarmemarkeder, som viser at det er mulig. I disse landene har det imidlertid vist seg å være behov for ulike former for markedsovervåking av forbrukermyndigheter eller konkurransemyndigheter for å hindre at fjernvarmeselskaper utnytter sin stilling ovenfor kundene.

Vi mener en kostnadsbasert regulering av fjernvarmeprisen ikke er hensiktsmessig, da det gir dårlige incentiver til effektiv drift hos fjernvarmeselskapene. Det er også en reguleringsform som krever tett overvåking fra regulator, noe erfaringer fra Danmark viser. En inntektsrammeregulering er et nærliggende alternativ, som vi har erfaring med i Norge i reguleringen av nettselskaper. Vi finner imidlertid at det er for stor heterogenitet i fjernvarmebransjen til at det er mulig å innføre en inntektsrammeregulering.

Vår konklusjon er derfor at en maksprisregulering, der det settes et tak på prisen som kan tas, fortsatt er det beste alternativet.

Tabell S.1 Oppsummering av vurderingskriterier for ulike former for prisregulering

Vurderingskriterier	Fri pris-dannelse	Avkastnings-regulering	Inntektsramme-regulering	Pristak
Effektive teknologi-/varmevalg	+	--	+	++
Effektive investeringer i ny kapasitet	++	--	-	++
Fordelingseffekter	--	++	+	-
Transparens og lav kompleksitet	++	-	--	++
Regulators informasjonsbehov	+++	-	--	++

Vi anbefaler at pristaket baserer seg på de samfunnsøkonomiske kostnadene ved det beste tilgjengelige alternativet.

Et bedre pristak er mulig

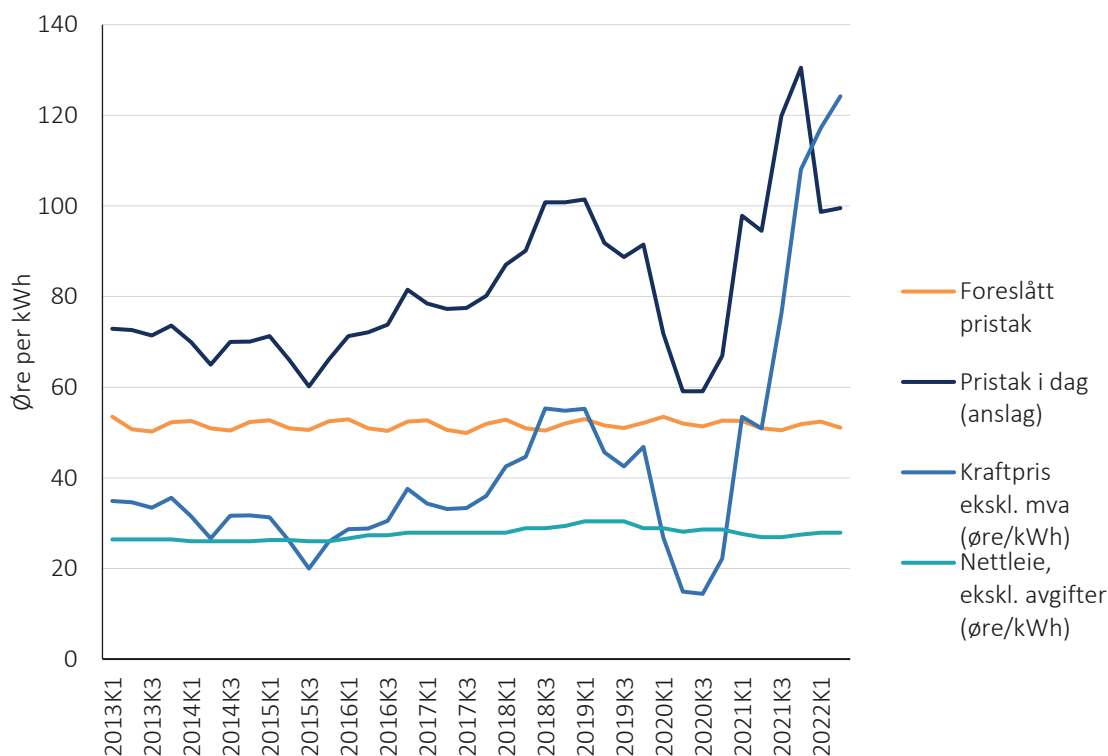
Et pristak basert på det beste tilgjengelige alternativet i varmemarkedet bør ikke ta utgangspunkt i prisen på direkte elektrisk oppvarming. Vår vurdering er at prisen på oppvarming med varmepumpe bør være grunnlaget for pristaket. Ut ifra det foreslår vi et pristak som beregnes ut ifra følgende komponenter:

$$P_T = \left(\frac{1}{E}\right)P_E + a$$

Der P_T er pristaket, P_E er en referansepris på kraft, E er gjennomsnittlig effektfaktor på aktuelle varmepumpealternativer, og a er et påslag som skal reflektere kundens og samfunnet sparte investeringskostnader ved bruk av fjernvarme heller enn varmepumpe. For at et pristak skal være praktisk gjennomførbart å håndheve for NVE, mulig å forholde seg til for fjernvarmeselskapene og forståelig for kundene, må både effektfaktoren og investeringskostnaden for varmepumpe som skal inngå i pristaket være basert på gjennomsnittsbetraktninger som gjelder likt for alle bygg.

Vi foreslår at referanseprisen skal glatte ut kortsiktige svingninger i kraftprisen, for å gi fjernvarmeselskaper og kunder et mer stabilt pristak å forholde seg til. Med våre antagelser om størrelsen på de ulike komponentene og vår beregningsmetode, ville pristaket i årene fra 2013 til i dag vært som vist i figuren under

Figur S.1 Nivået der foreslåtte pristaket ville hatt historisk og anslag på dagens pristak basert på nasjonale tall for kraftpris og nettleie



Vi anbefaler at pristaket settes og publiseres av NVE, heller enn at det overlates til det enkelte fjernvarmeselskap å estimere nivået på pristaket. Vi anbefaler at spisslast og tilknytningsavgift holdes utenfor pristaket, samt at det åpnes for å inngå fastprisavtaler innenfor pristaket.

1 Innledning

Fjernvarmeprodusenter med konsesjon er i dag underlagt en regulering av den maksimale prisen de kan ta fra kunder med tilknytningsplikt. Energiloven § 5-5 fastslår at prisen på fjernvarme ikke skal overstige prisen for elektrisk oppvarming. Denne regelen har eksistert siden fjernvarmeloven ble innført i 1986, i fjernvarmemarkedets spede begynnelse i Norge. Regelen ble senere videreført i dagens form i energiloven. Fjernvarmekunder kan klage til Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) over priser og leveringsvilkår.

Siden innføringen av denne regelen har det skjedd store endringer både i fjernvarmemarkedet, markedet for andre varmeløsninger og hvordan den samlede prisen på strøm er utformet. Det gjør at det er et behov for å se på nytt på denne reguleringen.

Vårt oppdrag og denne rapporten består av to deler.

Del 1 av oppdraget handler om å utforme en ny forvaltningspraksis for NVEs behandling av klager på fjernvarmeprisen med dagens prisregulering. Denne delen av oppdraget er i sin helhet omtalt i kapittel 2 i denne rapporten. Bakgrunnen for dette oppdraget er at det er innført nye regler for nettleie, som krever endringer i dagens praksis for å sammenligne strømpris og fjernvarmepris.

Del 2 av oppdraget handler om å gi en helhetlig vurdering av hvordan regulere prisen nye og eksisterende fjernvarmeanlegg. Dagens regulering er fra en tid der direkte oppvarming med strøm var det dominerende varmealternativet, og som del av en helhetlig politikk for å få realisert utbygging av fjernvarme. Fjernvarmeanlegg over en viss størrelse krever konsesjon for å sikre at det er samfunnsmessig rasjonelt å gi tillatelse til anlegget. I konsesjonsbehandlingen vurderes det blant annet om de samlede kostnadene er lavere enn alternative oppvarmingskilder. Plan- og bygningsloven ilegger i utgangspunktet en tilknytningsplikt til nye utbygginger i konsesjonsområdet. For å sikre at fjernvarmekunder ikke kommer dårligere ut, så har kunder med tilknytningsplikt klagerett, og de et pristak.

I kapittel 3 beskriver vi kort dagens fjernvarmemarked, mens vi i kapittel 4 presenterer de ulike alternativene som er i varmemarkedet.

I kapittel 5 drøfter vi behovet for en regulering av pris, og vurderer ulike former for prisregulering opp mot hverandre.

I kapittel 6 beskriver vi hvordan et pristak basert på varmepumpe som den alternative oppvarmingskilden bør utformes, og tar vurderer andre regulatoriske spørsmål som hvordan håndtere spisslast, tilknytningsavgift og fastprisavtaler.

2 Ny forvaltningspraksis for klager på fjernvarmeprisen

2.1 Bakgrunn for behovet

Energilovens §5-5 sier at «*prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming*». Maksimal pris for fjernvarme for kunder med tilknytningsplikt er altså bestemt av prisen på elektrisk oppvarming. NVE har en fastsatt forvaltningspraksis for å behandle klager på fjernvarmeprisen for kunder med tilknytningsplikt. I denne beregnes fjernvarmeprisen i øre per kWh som alle fakturerte fjernvarmekostnader, unntatt eventuell tilknytningsavgift, delt på forbruket av fjernvarme. For å beregne strømprisen som denne fjernvarmeprisen skal sammenlignes med, brukes månedlig gjennomsnittspris fra NordPool pluss alle øvrige kostnader, inkludert nettleie, avgifter og den midlertidige kompensasjonen for høy strømpris. Figur 1 viser en forklaring fra NVEs nettsider om hvordan strømprisen som brukes i fastsettingen av maksimalprisen på fjernvarme beregnes.

Figur 1 NVEs forklaring av beregning av strømpris

BEREGNING AV STRØMPRIS I SAMMENLIGNINGEN	
Spotpris i prisområdet (øre/kWh). Her bruker vi månedlig gjennomsnittspris fra NordPool.	
+ Påslag på spotprisen 3,5 øre/kWh (inkluderer elsertifikatprisen)	
+ Forbruksavgift	
16,69 øre/kWh for 2021	
8,91 øre/kWh for januar, februar og mars 2022	
15,41 øre/kWh for resten av 2022	
+ Avgift til Energifondet 1 øre/kWh	
+ Energiledet i nettleien i det aktuelle nettselskapet (øre/kWh)	
+ Evt effektledd i nettleien i det aktuelle nettselskapet (omregnet til øre/kWh)	
- Kompensasjon for høy strømpris fra og med desember 2021 til og med mars 2023	
= Strømpris til sammenligning (øre/kWh)	
Alle priser og avgifter er her oppgitt uten mva.	

Kilde: NVE.no

Fra 1. juli 2022 er det innført nye regler for nettleiestruktur for husholdningskunder, der fastleddet skal differensieres etter effekt. Dette er regulert i forskrift om kontroll av nettvirksomhet, § 14-2 femte ledd: «*Effektleddet skal baseres på kundens effektuttak i definerte perioder. En periode kan maksimalt gjelde én måned. Effektleddet skal tidsdifferensieres.*» Det er opp til nettselskapene å utforme et effektledd som er i tråd med denne regelen. De fleste nettselskaper har valgt å basere effektleddet på de timen(-e) med maksimal energibruk i løpet av hver måned inngår.

Med innføring av et effektledd kan ikke den nåværende forvaltningspraksisen, der fjernvarmeprisen sammenlignes med den totale prisen på elektrisk kraft ved at begge omgjøres til en pris per kWh, videreføres uten tilpasninger. Tilpasning av forvaltningspraksis til ny nettleiestruktur kompliseres ytterligere av at forbruket av fjernvarme normalt ikke måles automatisk per time, slik tilfellet er for strømforbruket. Fjernvarmeforbruk måles i mange tilfeller sjeldent, spesielt for private husholdninger

NVE har fastsatt en midlertidig praksis for behandling av klager på fjernvarmeprisen, som er basert på nettleien fra 2019, justert for KPI.¹ NVE har imidlertid behov for en mer varig metode for å beregne maksimal pris på fjernvarme for kunder med tilknytningsplikt.

2.2 Vurdering av metoder for å beregne maksimal pris på fjernvarme

Vår vurdering av ulike metoder for å beregne maksimal pris på fjernvarme finnes i de påfølgende kapitlene. Først gjennomgår vi våre kriterier for å vurdere om en ny forvaltningspraksis er hensiktsmessig. Deretter går vi gjennom problemstillingen, og ulike metoder for å håndtere den. Problemstillingen kan deles inn i to ulike deler. Den første delen er hvordan estimere en relevant effektbruk for fjernvarmekunder der det i dag kun måles samlet energibruk med en lav tidsoppløsning. Estimering av effektbruken kan gjøres på flere ulike måter, og det kan gjøres detaljert eller grovt.

Den andre delen består av hvordan en estimert effektbruk av fjernvarme kan omgjøres til en tilsvarende merkostnad i effektleddet på nettleien. Effektleddet i nettleien er i de type nettleiemodeller de fleste nettselskaper bruker, ikke basert på en lineær eller fast sammenheng mellom effekt og pris. I stedet bruker nettselskapene modeller med ulike trinn. Det gir en ekstra utfordring for å fastsette hva som er sammenligningsgrunnlaget for fjernvarme.

2.2.1 Kriterier for å vurdere metodene

En regulering av maksprisen på fjernvarme bør i prinsippet vurderes ut ifra følgende kriterier:

- Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i utnyttelse av eksisterende produksjonskapasitet (kort sikt)
- Samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved investering av i ny produksjonskapasitet (lang sikt)
- Fordelingsvirkninger, særlig mellom produsent og konsument
- Hvor forståelige alternativene er for fjernvarmekundene (transparens og kompleksitet)
- Praktisk gjennomførbarhet for NVE og fjernvarmeselskapene

¹ <https://www.nve.no/energi/energisystem/termisk-energi/varme/klagerett-paa-fjernvarmepris/foreloepig-tilpasning-til-nye-regler-om-nettleiestruktur/>

I utgangspunktet vil det kunne gi en mer samfunnsøkonomisk utnyttelse av fjernvarmekapasitet, dersom kostnadene for produsentene av høy effektbruk reflekteres i prisen kundene møter. Det er i dag full frihet for fjernvarmeselskaper å fastsette strukturen på sine tariffer, og det er derfor mulig å ha med elementer i prisen som belønner jevn effektbruk. Den eneste begrensningen er at den samlede fjernvarmeprisen for alle kundene må i alle tidsperioder være lavere enn maksimalprisen. Dersom fjernvarmeselskaper skal differensiere pris etter effektbruk, betyr det at kunder med lavt (eller jevnt) effektbruk må få en samlet pris som ligger under maksimalprisen, for at de med høyt (eller ujevnt) effektbruk skal få en høyere pris som fortsatt er i tråd med maksimalprisen. Vi har ikke funnet eksempler på fjernvarmeselskaper som velger en slik tilnærming; de aller fleste har en pris for alle kunder som ligger på, eller svært nær, maksimalprisen. Det kan tolkes som at gevinsten for selskapene ved å gi incentiver til jevnere effektbruk, er lavere enn kostnaden i form av tapte inntekter slike differensierte tariffer gir. Dersom maksimalprisen også hadde et effektelement, så kan det gi en viss samfunnsøkonomisk gevinst, ved at det blir lettere for fjernvarmeselskapene å innføre et effektledd i sine tariffer. Effektledet i nettleien er imidlertid indirekte basert på kostnadene ved høyt effektbruk i kraftnettet, og det er ingen grunn til å anta at de tilsvarer kostnadene ved effektbruk i fjernvarmenettet. Effektbruken er som regel jevnere hos fjernvarmekunder enn kraftkunder. På bakgrunn av disse vurderingene anser vi at måten effektledet i nettleien innarbeides i maksimalprisen på kraft, vil ha begrenset innvirkning på samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

I vurderingen av en ny forvaltningspraksis, så er det et absolutt krav at den må være i tråd med dagens energilov § 5-5. Det gir begrensede muligheter til å påvirke de tre første kriteriene om samfunnsøkonomisk lønnsomhet på kort og lang sikt og fordelingsvirkninger. Dette er hensyn som derimot vil ha stor betydning for vurderingen av alternative reguleringsmodeller fra dagens, et tema som er omtalt i kapittel 5 og utover. I den grad det finnes et tolkningsrom i energiloven § 5-5, så er det ønskelig at en ny forvaltningspraksis innebærer en likest mulig forståelse av innholdet i denne paragrafen som dagens forvaltningspraksis. Denne reguleringen av maksimal pris på fjernvarme har eksistert siden innføringen av fjernvarmeanleggsloven i 1986, og ble tatt uendret inn i energiloven. Denne paragrafen har dermed blitt anvendt og tolket av myndighetene i lang tid.

I tillegg så er det et absolutt krav at forvaltningspraksisen må være gjennomførbart for fjernvarmeselskaper i dagens situasjon, noe som tilsier at det ikke kan forutsettes ny teknologi, eller teknologi som ikke allerede er universelt anvendt. Det gjelder for eksempel målinger av energibruk hos kundene med høy tidsoppløsning, som er tilgjengelig i dag, men ikke er et krav og heller ikke brukes av alle fjernvarmeselskaper. Det kan imidlertid være hensiktsmessig å vurdere hvordan ulike forvaltningspraksiser påvirker incentivene til å ta i bruk ny teknologi blant annet på målersiden.

Hensikten med forvaltningspraksisen er å gi klare regler for hvordan NVE skal behandle klager fra kunder på fjernvarmeprisen. Det er derfor også et absolutt krav at NVE kan vurdere ut ifra tilgjengelig informasjon om prisen er i tråd med reguleringen. Videre, så må fjernvarmeselskapene selv vite om prisen de fakturerer til den enkelte kunde er i tråd med kravet i § 5-5 i energiloven.

Til sist er det ønskelig at forvaltningspraksisen er mest mulig forståelig for kundene. At kundene selv kan se om prisen på fjernvarme som de betaler er i tråd med energiloven er ønskelig for å unngå unødvendige klager på pris. Det kan også øke legitimiteten til dagens regulering og fjernvarme som oppvarmingsalternativ.

2.3 Alternative metoder for beregning av effektbruk fra fjernvarme

Energilovens § 5-5 kan tolkes som at maksimal pris på fjernvarme skal tilsvare hva det ville kostet å bruke strøm direkte til oppvarming (i praksis panelovner eller el-kjel for varmtvann og der det uansett er vannbåren varme), i stedet for fjernvarme, for å realisere en bestemt innetemperatur og en bestemt mengde varmtvann for den enkelte kunde. Når den samlede prisen på elektrisk oppvarming nå inkluderer betaling for effektbruk i nettleien, trenger man dermed først et anslag på hvor mye effekt den enkelte fjernvarmekunde ville brukt på strøm hvis kunden erstattet fjernvarme med elektrisk oppvarming, deretter en metode for å omgjøre den anslåtte effektbruken til en tilsvarende nettleiekostnad.

For de fleste fjernvarmekunder måles ikke effektbruk direkte i dag. Energiforbruket måles også med lav tidsoppløsning for mange kunder. I mange tilfeller er målingen på månedsbasis, selv om det også finnes kunder med kontinuerlig eller timesbasert måling, og kunder der målingen skjer sjeldnere enn på månedsbasis.

Det skiller seg fra strømforbruk, der innføring av AMS gjør at man har informasjon om energibruk med høy tidsoppløsning, og dermed enkelt kan fastslå timeseffekt. Siden det ikke er mulig å gjøre direkte for de fleste fjernvarmekunder, må man utarbeide en metode for å lage anslag. Slike anslag kan gjøres veldig detaljert eller veldig grovt. De ulike metodene vi her vurderer skiller seg i hovedsak gjennom grad av detaljering i anslagene av effektbruk. Vi vil her presentere fire ulike alternativer til beregning/anslag av effektbruk.

2.3.1 Alternativ 1: Beregning av effektbruk per kunde ved hjelp av detaljert simuleringsprogram

Det mest detaljerte alternativet innebærer å beregne effektbruk per kunde ved hjelp av et beregningsprogram, hvor NVE beregner maksimalt forbruk av strøm per kunden hvis kunden erstatter fjernvarme med elektrisk oppvarming. Dette kan for eksempel gjøres ved hjelp av simuleringsprogrammet Simien. Simien beregner effektforbruket ved hjelp av klimadata fra en klimastasjon i nærheten av bygget og diverse bygningsdata (størrelse, bygningstype og standard på bygget). Nøyaktigheten på beregningen vil variere med hvor eksakte data som legges til grunn.

En klar fordel med dette alternativet er at en slik individuell beregning av effektbruk per kunde vil i stor grad være i tråd med ordlyden i Energiloven § 5-5. Hver enkelt kunde vil da få beregnet hvor stor bruk av elektrisk energi og effekt som ville vært nødvendig for å oppnå tilsvarende ytelse i bygget, og ut ifra det være sikret å ikke måtte betale mer enn kostnaden ville vært ved elektrisk oppvarming.

En ulempe med en slik løsning er at det er komplekst å implementere for fjernvarmeselskapene og NVE. Det vil kreve innføring av et nytt simuleringsprogram. I tillegg vil den faktiske maksimale prisen variere mellom kunder, og at det kan være veldig vanskelig både for kunder og fjernvarmeselskap å vite hva maksimal pris er. Hvis denne metoden blir valgt, kan det bety at NVE burde tilgjengeliggjøre verktøyet for kunder og fjernvarmeselskaper, eller gjennomføre beregninger for alle fjernvarmekunder og tilgjengeliggjøre resultatene på nett. Dette alternativet fremstår uansett som lite transparent og forståelig for kunden.

Et annet aspekt ved dette alternativet er at det legger en litt annen forståelse av energiloven § 5-5 til grunn enn det som gjelder i dag. Dagens tolkning går ut på at maksimalprisen skal settes ut ifra at input til kunden i form av energi ikke skal koste mer enn tilsvarende input ville kostet i form av strøm. Et slikt beregningsprogram legger til grunn at prisen skal være lik for samme output, det vil si varme og mengde varmtvann oppnådd. En slik ny forståelse av loven er ikke nødvendigvis urimelig, men det kan være uheldig å endre hvordan loven anvendes etter at den har vært i bruk i lang tid.

En siste ulempe ved dette alternativet er at kundene ikke kan påvirke hvor mye de faktureres for effektbruken direkte gjennom å bruke mindre effekt, kun ved å endre på karakteristika som inngår i beregningsprogrammet. Det gir dermed ikke incentiver til å tilpasse effektbruken etter hva som er samfunnsøkonomisk optimalt, og kan gi incentiver til å gjøre tilpasninger som ikke fører til lavere effektbruk hos den enkelte kunden, selv om modellen predikerer at de tilpasningene i snitt ville gitt lavere effektbruk.

2.3.2 Alternativ 2: Beregnet effekt gitt samme forbruksprofil for grupper av kunder

Et grovere alternativ er å bruke innmatingen av netto energi inn i det aktuelle fjernvarmenettet til å utforme en overordnet profil på effektbruken. Deretter kan enten denne overordnede profilen brukes til å fastsette den anslåtte effektbruken til alle kunder (heretter alternativ 2a), eller det kan lages differensierte effektprofiler etter ulike kundegrupper (heretter alternativ 2b). Det kan for eksempel være aktuelt å skille mellom boligkunder, næringskunder som primært bruker fjernvarme til oppvarming (som kontorbygg), og næringskunder som også har behov for en del varmt tappevann (eksempelvis hoteller eller sykehus).

En slik beregningsmetode vil ligne på måten en tilsvarende problemstilling håndteres for kraftforbruk, der det brukes innmatingsprofiler for ikke-timemålte målepunkter.² Denne likheten kan anses som en fordel. En annen fordel med løsningen er at det innebærer at fjernvarmekundenes samlede fakturerte effektbruk tilsvarer samlet faktisk effektbruk, noe som gjør at fjernvarmeselskapene til en viss grad blir kompensert for ujevnt effektuttak. Den maksimale prisen på effektuttak vil imidlertid følge nettselskapenes prising av effekt i nettleien, som ikke vil tilsvare den faktiske ekstra kostnaden for fjernvarmeleverandøren.

En slik beregningsmetode gir derimot ingen incentiver til den enkelte kunde til å tilpasse effektuttaket. Kundens betaling vil avhenge av den generelle effektprofilen, som en enkelt kunde ikke i nevneverdig grad kan påvirke.

En annen ulempe er at en slik prising kan fremstå vanskelig å forstå for kundene. Det er vanskelig for kunder å etterprøve om den overordnede profilen på effektbruken samsvarer med den totale effektbruken i fjernvarmenettet eller i den aktuelle kundegruppen. Det vil også være mer krevende for NVE å etterprøve effektprofilene fjernvarmeselskapene benytter, spesielt dersom det brukes ulike profiler for ulike kundegrupper. Dersom NVE ikke kan etterprøve om de ulike effektprofilene tilsvarer den aktuelle kundegruppens gjennomsnittlig effektuttak, så gir det en fare for at fjernvarmeselskapene kan tilpasse effektprofilene på en måte som gjør at det reelt sett tas en

² Forskrift om kraftomsetning og netjtjenester § 6-7

høyere pris enn maksprisen for de minst prissensitive kundene. Det vil i så fall undergrave målet i energiloven § 5-5.

Dette alternativet er også noe mer komplekst for fjernvarmeselskapene enn enkelte andre alternativer.

2.3.3 Alternativ 3: Beregning av effektbruk forutsatt flatt effektuttak for alle kunder

Det enkleste alternativet innebærer å beregne effektbruk ved å legge til grunn et kontinuerlig og lik effektbruk over den aktuelle måleperioden, for den enkelte kunden. Da blir maksimal pris på fjernvarme kun et resultat av målt energibruk. Dermed har man omgjort den effektbaserte komponenten i nettleien til en pris per kWh. Effekten som benyttes til beregning av maksprisen blir da lik total energibruk i kWh i den aktuelle måleperioden, delt på antall timer i måleperioden. Det er to ulike måter en slik beregning kan implementeres på. Den ene er at det fastsettes at beregningen av effektbruk i alle tilfeller gjøres på månedsbasis (heretter kalt alternativ 3.1). Det vil tilsvare dagens praksis for å beregne makspris, der det brukes månedlig snitt for spotprisen på kraft også for kunder med måling av fjernvarmebruk med en høyere tidsoppløsning enn det.

Den andre måten det kan gjøres på er at fjernvarmeselskapet kan bruke informasjon om energibruk på så høy tidsoppløsning som man har tilgjengelig for den enkelte kunde (heretter kalt alternativ 3.2). Det vil si at dersom en kunde har en måler som viser energibruk per time, så beregnes effektbruken ut ifra det. En fordel med variant 3b er at det gir fjernvarmeselskapet incentiv til å implementere energimåling med høyere tidsoppløsning, særlig for kunder med variabel effektuttak/energibruk, og for kunder med måling med høy tidsoppløsning gir det incentiver til jevnt effektuttak. Det gjør også prisingen av fjernvarme likere prisingen av kraft. Dersom man bruker høyest mulig tidsoppløsning på energibruken for å beregne effektelementet i maksprisen, er det naturlig at man også får anledning til å gjøre det samme for prising av energibruken.

Uavhengig av tidsoppløsningen som brukes, er hovedfordelen med alternativ 3 at det er svært enkelt for fjernvarmeselskapet og NVE å anvende. Det kan sees på som en enkel og muligens forbedret videreføring av dagens forvaltningspraksis. I dag settes som nevnt maksimal pris på fjernvarme basert på KPI-justerte fastledd og energiledd fra nettleien for strøm i 2019. Alternativet er også relativt forståelig for kundene, selv om en del kunder kan muligens reagere på at de betaler et effektledd på noe som ikke reelt sett er effektbruk. Det er imidlertid opp til fjernvarmeselskapene om de ønsker å strukturere tariffen sin på denne måten. Dette alternativet gir selskapene muligheten til å bake denne delen av maksprisen inn i et energiledd i fjernvarmeprisen.

Ulempene er at å anta jevn effektbruk er en stor forenkling, som til en viss grad svekker sammenligningen med prisen på elektrisk kraft. Det gir heller ikke noen individuelle incentiver til å jevne ut effektbruken.

2.3.4 Alternativ 4: Effektbruk basert på abonnert effekt

For en del større kunder er prisen på fjernvarme i dag basert på abonnert/bestilt effekt. Dette betyr at kundene betaler for et potensielt maksimalt uttak av fjernvarme, uavhengig av om det øvre potensialet benyttes eller ikke. En slik ordning kan også være et alternativ for mindre kunder. Dermed kan man unngå kostnader forbundet med installasjon og bruk av utstyr for hyppig måling

av fjernvarmeforbruket. Strømnettutvalget (NOU 2022:6) anbefalte nylig at tariffen i regional- og transmisjonsnettet for strøm baseres på abonnert effekt, i tillegg til målt effekt som i dag utgjør grunnlaget for effektleddet.

Ved å knytte prisen på fjernvarme til abonnert effekt kan man sørge for at prisen i større grad enn i dag reflekterer fjernvarmeselskapenes kostnader. Fjernvarmeselskapene må investere i fleksibilitet for å sikre at alle eksisterende kunder kan forsynes til enhver tid, selv hvis forbruket er høyere enn normalt. Investering i slik fleksibilitet har en kostnad og det kan fremme samfunnsøkonomisk lønnsomhet at kundene belastes kostnaden (av slike opsjoner). På den andre siden er det uklart om prising basert på abonnert effekt for fjernvarme er i tråd med energiloven da prisen på fjernvarme skal reflektere prisen (og dermed produksjonskostnadene) av elektrisk oppvarming, ikke kostnadene av fjernvarmeproduksjon. Ved innføring av et effektelement i nettleien for husholdninger ble det vurdert, og forkastet, at denne skulle være basert på maksimalt mulig effektuttak for den enkelte kunden. Å innføre dette for fjernvarmekunder blir dermed et vesentlig avvik fra målet i energiloven om at prisen på fjernvarme ikke skal overstige prisen for elektrisk oppvarming.

En fordel med dette alternativet er at det er enkelt for fjernvarmeselskapene og forståelig for kundene. Det kan imidlertid være vanskelig for NVE å vite hvor stor abonnert/bestilt effekt hver enkelt kunde har.

2.3.5 Sammenligning av alternativer og anbefaling om metode for å beregne effektbruk

Ingen av alternativene som er skissert gir en perfekt løsning på problemet. Innføring av et effektledd i nettleien er gjort etter at det er innført krav om AMS i hvert enkelt målepunkt. Tilsvarende krav finnes ikke for fjernvarme. I kraftnettet er det også et betydelig behov for å jevne ut effektbruk, for å redusere behovet for nettinvesteringer. For fjernvarme er ikke behovet for å jevne ut effektbruken like stor, da de fleste kunder har en relativt jevn effektbruk.

Tabell 2.1 Sammenligning av alternativer for beregning av effekt

Vurderingskriterier	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Enkelt for fjernvarmeselskaper	---	-	+++	+
Enkelt for NVE	---	-	+++	-
Forståelig for kundene	--	-	++	+++
Samsvarer best mulig med § 5-5 i energiloven	?	+	-	--
Gir riktige incentiver til bl.a. jevn effektbruk til kunder	+	-	--/-	--
Gir incentiver til selskapene til mer presis måling	-	+	+	-

Kilde: Vista Analyse

Alternativ 1 (bruk av et detaljert simuleringsprogram) er det mest detaljerte, men også mest kompliserte alternativet. Det gir kundene noe bedre incentiver til å utjevne effektbruken, noe ingen av de andre alternativene gjør. Imidlertid må man legge til grunn en litt annen forståelse av §5-5 i energiloven enn det som er vanlig praksis i dag, noe som kan være uheldig. Det vil også kunne være krevende å implementere for selskapene og NVE, og fremstå som lite transparent for kundene.

Det eneste alternativet som synes å samsvare med §5-5 i energiloven er alternativ 2 (antagelse om samme forbruksprofil for grupper av kunder). Dette alternativet vil også gi selskapene incentiver til å måle effektbruken mer presist. Kundene vil imidlertid ikke ha incentiver til en jevn effektbruk, og alternativet er vanskelig å implementere for selskapene og NVE, og vanskelig å forstå for kundene.

Det enkleste alternativet er alternativ 3 (antagelse om flatt effektuttak for alle kunder), både for selskapene og NVE. I tillegg vil alternativ 3 gi selskapene incentiver til mer presis måling av effekt, og det vil være forståelig for kundene. Imidlertid vil ikke kundene ha de rette incentivene til å jevne ut effektbruken, og alternativet samsvarer noe dårligere med § 5-5 i energiloven.

Alternativ 4 (beregning basert på abonnert effekt) er det mest forståelige alternativet, og det er også nokså enkelt for selskapene. Imidlertid gir alternativ 4 dårlige incentiver til selskapene og kundene, og det samsvarer dårligst med energiloven §5-5 blant alle alternativene.

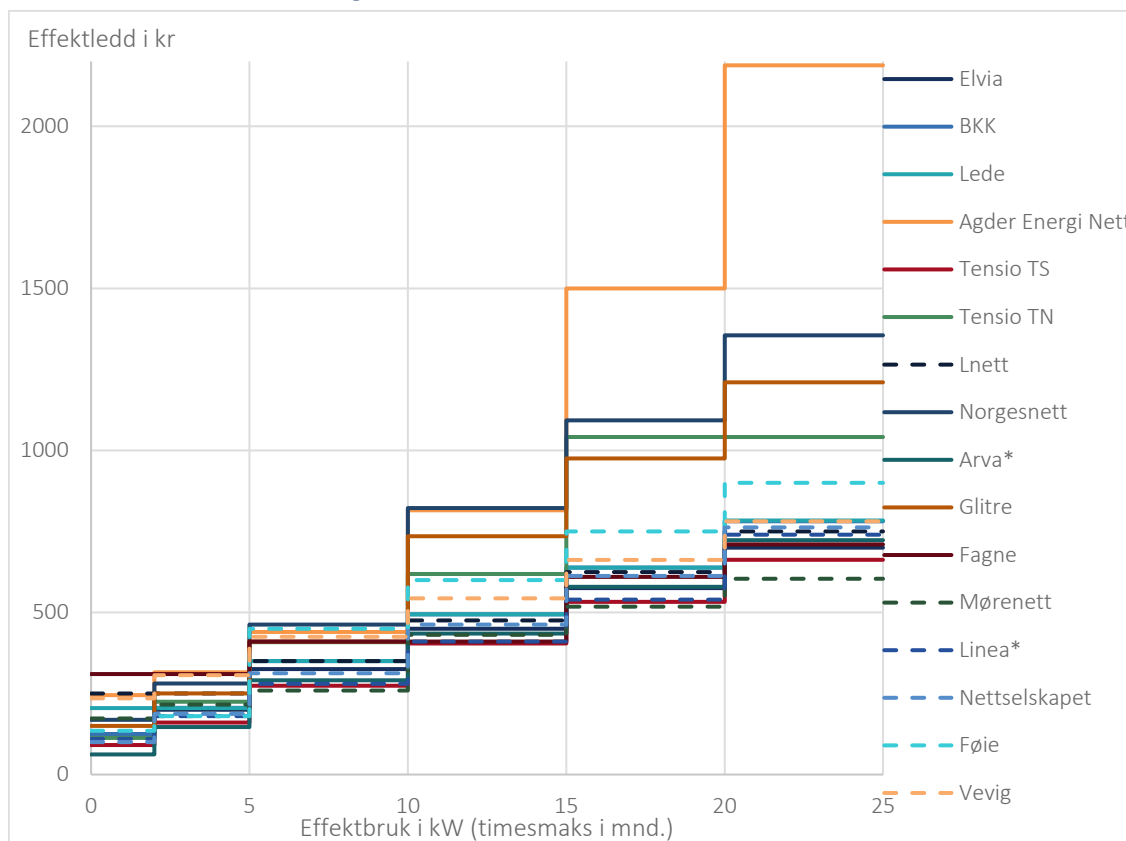
2.4 Bruk av anslått effekt til å fastsette et effektledd i nettleien

Uavhengig av hvilket alternativ som velges for å anslå eller beregne fjernvarmekundenes effektbruk (kapittel 2.3), så er dette kun første skritt i å fastslå hva den relevante maksprisen skal være. Det neste skrittet er at effektbruken fra fjernvarme må brukes til å fastsette hva merkostnaden ville vært dersom det ble betalt effektledd i nettleien for denne effektbruken. I motsetning til for energibruk er det ikke for en strømkunde en lineær sammenheng mellom effektbruk og merkostnaden det gir i nettleien. Effektbruken må innpasses i det enkelte nettselskaps modell. Tilsvarende må da også anslått effektbruk fra fjernvarme legges inn i disse modellene for å fastsette nivået på maksprisen for fjernvarmekundene.

Det er krevende fordi modellene som brukes av nettselskapene for effektleddet er kompliserte og lite tilpasset behovet til § 5-5 av energiloven. Forskrift om kontroll av nettvirksomhet gir dessuten stor frihet til å utforme effektledd. Kravet er at «*Effektleddet skal baseres på kundens effektuttak i definerte perioder. En periode kan maksimalt gjelde én måned. Effektleddet skal tidsdifferensieres.*» (§ 14-2 femte ledd i forskrift om kontroll av nettvirksomhet). Metoden for å beregne makspris på fjernvarme må ta hensyn til at det er mange ulike måter dette kravet kan oppfylles av det lokale nettselskapet, og det må tas hensyn til at det kan innføres nye modeller for effektledd som skiller seg vesentlig fra de som er i bruk i dag.

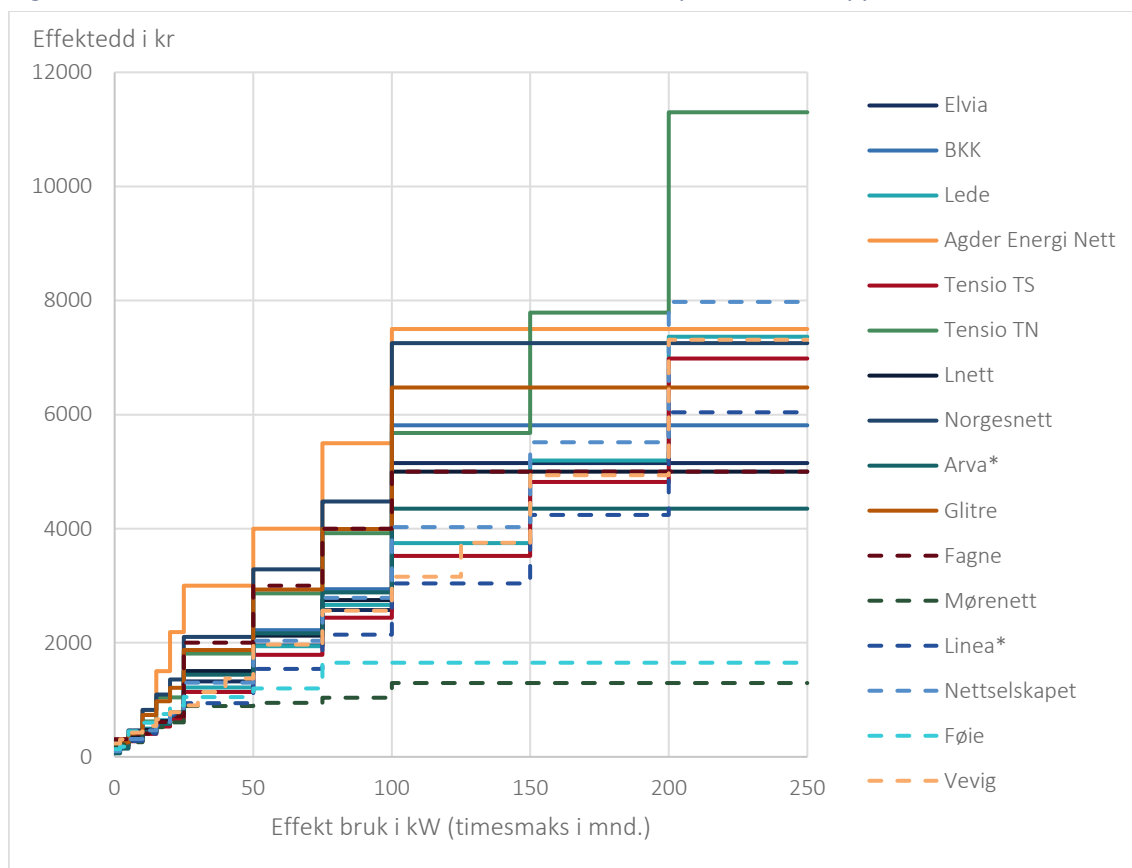
Figur 2 og Figur 3 illustrerer utformingen av effektleddene til de femten største nettselskapene i Norge. Det er en del likhetstrekk mellom de valgte modellene. Alle bruker trinnbaserte modeller, der hvilket trinn man kommer på som regel fastsettes ut ifra snittet av de tre timene med høyest effektuttak i måneden. Det er stor grad av sammenfall i hvor trinnene gjelder, med noen unntak. Det er ikke alle nettselskap som har et eget minstetrinn fra 0 til 2 kW. Det er også noen nettselskaper som har flere trinn mellom 25 og 50 kW, mens det store flertallet har kun ett trinn som dekker dette spennet.

Figur 2 Effektledd hos de 15 største nettselskapene – trinn som er mest relevante for husholdninger



Kilde: Nettselskapenes nettsider. Nettleien vises inkludert avgifter med unntak av de markert med *

Figur 3 Effektledd hos de 15 største nettselskapene – trinn opp til 250 kW.



Kilde: Nettselskapenes nettsider. Nettleien vises inkludert avgifter med unntak av de markert med *

Størst variasjon er det i hvor det øverste trinnet i modellene er. For en del nettselskaper er det høyeste trinnet i nettleien for effektbruk på over 100 kW. Andre har høyeste trinn for effektbruk over 200 kW, mens et fåtall av de største nettselskapene har egne trinn for vesentlig høyere effektbruk enn det, helt opp til 500 kW. Ingen nettselskaper har en fast avstand mellom trinnene, eller en fast «høyde» på trinnene (dvs. et fast kronebeløp nettleien øker med for hvert trinn man går opp). Det kan være stor variasjon innad i det enkelte nettselskaps modell i ekstrakostnaden av etterfølgende trinn. Det betyr at med de modellene som brukes i dag, kan ikke forholdet mellom maksimal effektbruk og betaling forenkles til en lineær sammenheng.

At nettselskapene beregner effektledd basert på trinnbaserte modeller har stor betydning for beregningen av makspris for fjernvarme. I trinnbaserte modeller utløser økt effektbruk kun økt kostnad dersom den økte effektbruken gjør at man bringes over i et høyere trinn. Med ulik avstand mellom trinnene, så er det vanskelig å vite om effektbruken i form av fjernvarme ville flyttet kunden opp et trinn eller ikke. For å vite om effektbruken i form av fjernvarme ville innebære en økt nettleie dersom kunden brukte tilsvarende elektrisk effekt til oppvarming, må man i teorien kjenne til kundens effektbruk i form av strøm. Hvis en kunde for eksempel har en beregnet effektbruk i fjernvarme på 5 kW, så vil det i de aller fleste nettselskaper være sikkert at det utløser minst ett høyere trinn dersom den kunden har en maksimal effektbruk fra kraft på mellom 0 og 25 kW, fordi avstanden mellom trinnene er på 5 kW eller mindre. Hvis den samme kunden derimot har en effektbruk fra kraft på over 25 kW, så er det vesentlig mindre sannsynlig at kunden kommer over i et nytt trinn, fordi avstanden mellom trinnene er betydelig større.

Generelt «flater» modellene ut på høy effektbruk, og for kraftkunder som uansett er på det høyeste trinnet, vil økt effektbruk aldri kunne utløse økt nettleie. Samtidig er de øverste trinnene hos mange av nettselskapene veldig «høye», i betydning at å komme over på det neste trinnet gir en svært stor økning i nettleie. Da har det stor økonomisk betydning på hvilken side av tringgrensen det maksimale effektuttaket havner på.

I tillegg så kan man ikke bare legge til den maksimale effektbruken fra strøm og fjernvarme, da det ikke er sikkert at disse samsvarer i tid. I teorien må man vite effektbruken for alle timer for både fjernvarme og strøm, finne de timene der summen av disse er høyest, og sammenligne dette med de timene med maksimal effektbruk fra kun strøm. Fordi effektbruken fra fjernvarme er relativt jevn for de fleste kunder, så vil det som oftest være tilnærmet riktig å legge til effektbruken fra fjernvarme til den maksimale effektbruken fra strøm. For kunder med variabel effektbruk fra fjernvarme, så vil det imidlertid være ufordelaktig å anta at den maksimale effektbruken fra fjernvarme samsvarer i tid med den maksimale effektbruken fra kraft.

Vi vil i det følgende skissere ulike alternativer for hvordan disse problemene kan løses, med for- og ulemper for hvert alternativ.

2.4.1 Alternativ A: Effektbruken av fjernvarme legges til effektbruken av strøm

Det første alternativet, som vi kaller alternativ A, er at den relevante estimerte fjernvarmeeffekten (snittet av de tre timene med høyest effektuttak siste måned, eller tilsvarende basert på hva det lokale nettselskapet bruker) legges til den tilsvarende faktiske effektbruken av strøm.

Basert på prismodellen til det lokale nettselskapet regnes det ut hva effektleddet ville vært for den samlede effekten av det faktiske effektforbruket av strøm pluss tillegget i effektbruken som ville ha kommet om kunden brukte strøm i stedet for fjernvarme. Differansen mellom effektleddet kunden ville hatt med den samlede effekten og det effektleddet kunden allerede betaler til nettselskapet vil da inngå i maksprisberegningen for fjernvarme.

Alternativet kan illustreres med et regneeksempel (basert på Elvias prismodell):

Kunde 1:

- 4 kW effektbruk i form av kraft, og 1,5 kW fjernvarme. Samlet effekt på 5,5 kW gir effektledd på 325 kr.
- Betalt effektledd til nettselskap basert på 4 kW er på 200 kr.
- Differansen på 125 kr inngår i maksprisen

Kunde 2:

- 11 kW effektbruk i form av kraft, og 3,5 kW fjernvarme. Samlet effekt på 14,5 kW gir effektledd på 450 kr.
- Betalt effektledd til nettselskap basert på 11 kW er på 450 kr.
- Differansen på 0 kr inngår i maksprisen

I dette eksempelet vil «effektleddet» som beregnes i den maksimale fjernvarmeprisen for kunde 1 inkludere merkostnaden kunden ville ha hatt om effektbruken ble brukt i form av strøm heller enn i form av fjernvarme. Kunde 2 ville derimot ikke ha krysset grensen til et nytt effekttrinn på strømregningen, og vil derfor ikke belastes for merkostnaden av økt effektbruk av strøm.

En fordel med dette alternativet er at effektleddet i maksprisen blir helt riktig etter §5-5 i energiloven, fordi man tar hensyn til hvordan effektledes på kundens strømgning ville ha endret seg dersom kunden byttet ut fjernvarme med strøm. En annen fordel er at kundens incentiver til å redusere effektbruken av fjernvarme vil sammenfalle med kundens incentiver til å redusere effektbruken av strøm. En tredje fordel er at denne modellen vil være robust for fremtidig alternative modeller for effektleddet i nettleien.

Dette alternativet har også noen ulemper. For det første, så kan fjernvarmeselskapet kun vite hva maksprisen for den enkelte kunde er etter at den kundens effektledd fra strømforbruk er kjent. Dette reduserer forutsigbarheten for fjernvarmeselskapene. For det andre, så må fjernvarmeselskapet ha tilgang på detaljerte data fra nettselskapet om hver enkelt kunde og deres effektbruk. For det tredje, så samsvarer ikke nødvendigvis fjernvarmekundene med strømkundene. For eksempel har borettslag eller sameier gjerne individuell strømmåling per leilighet, men felles fakturering for fjernvarme. Til sist, det er krevende for kunder, særlig husholdninger, å ha oversikt over den samlede effektbruken fra fjernvarme og strøm, og vite når man nærmer seg en effektgrense i modellen. Det gjør at de økonomiske incentivene i praksis vil være svake.

Av disse motforestillingene mener vi den mest avgjørende er at det ikke er mulig for fjernvarmeselskapene å vite hvilken pris de kan ta før de vet kundenes strømforbruk og effektbruk av strøm, informasjon de vanskelig kan få tilgang på. Selv om det kan tenkes at selskapene kan gis tilgang til den nødvendige informasjonen via Elhub, mener vi dette er en avgjørende innvending mot dette alternativet.

2.4.2 Alternativ B: Effektledet for fjernvarme beregnes separat

I alternativ B vil det beregnes et separat effektledd for den estimerte fjernvarmeeffekten, som om det var en egen kunde/målepunkt, uten noe kraftforbruk i tillegg. Dette effektleddet vil inngå i maksprisen på fjernvarme, og det sees bort ifra interaksjonen mellom effektledd fra fjernvarme og kraftbruk.

Vi illustrerer alternativet med et regneeksempel (basert på Elvias prismodell):

Kunde 1:

- 4 kW effektbruk i form av kraft, og 1,5 kW fjernvarme.
- Betalt effektledd til nettselskap basert på 4 kW er på 200 kr, men inngår ikke i beregning av maksprisen på fjernvarme.
- Effektledd for 1,5 kW fjernvarme er på 125 kr. Det inngår i maksprisen

Kunde 2:

- 11 kW effektbruk i form av kraft, og 3,5 kW fjernvarme.
- Betalt effektledd til nettselskap basert på 11 kW er på 450 kr, men inngår ikke i beregning av maksprisen på fjernvarme.
- Effektledd for 3,5 kW fjernvarme er på 200 kr. Det inngår i maksprisen.

I likhet med alternativ A vil også dette alternativet være robust for fremtidig alternative modeller for effektleddet i nettleien. En annen fordel er at fjernvarmeselskapet og NVE kan beregne

maksprisen for kunden uten å ha informasjon om kundens effektbruk fra kraft. Det vil være tilstrekkelig å vite hvilket nettselskap kunden har.

En ulempe med dette alternativet er at det ikke gir et helt riktig «effektledd» i maksprisen etter § 5-5. For noen kunder kan dette gi svært skjeve utslag fordi de utløser et lavere trinn to ganger, heller enn å holde seg på ett trinn. For eksempel, en stor kunde med 21 kW krafteffekt og 51 kW fjernvarmeeffekt, betaler 700 kr + 1950 kr, i stedet for kun 1950 kr dersom all effektbruk var i form av kraft (basert på Elvias prismodell).

2.4.3 Alternativ C: anslå effektbruk av strøm for ulike kundegrupper

Et alternativ kan være å lage anslag for ulike typer kundegrupper om hvilket effektnivå de typisk ligger på i sitt kraftforbruk, og legge effektbruken av fjernvarme på toppen av dette anslåtte nivået. Det vil for eksempel innebære at et boligbygg anslås å ha en samlet maksimal effektbruk på et gitt nivå som varierer med antall boenheter, et kontorbygg anslås å ha en effektbruk ut ifra antall kvadratmeter, mens et hotell anslås å ha en annen effektbruk som varierer etter størrelsen.

Hvis disse anslagene treffer godt på den gjennomsnittlige effektbruken for hver gruppe, og det er stor homogenitet i effektbruken av strøm innenfor hver gruppe, så vil det å beregne økningen i effektleddet som man får ved å legge til den anslåtte fjernvarmeeffekten til den enkelte kunde være ganske treffsikkert. For å få tilstrekkelig med homogenitet innenfor de ulike gruppene kan det imidlertid være behov for å lage mange ulike kundegrupper. Det vil være en krevende øvelse, som ikke nødvendigvis gir særlig merverdi.

2.5 Samlet anbefaling effektleddet i nettleien

Basert på en helhetlig vurdering av de ulike alternativene anbefaler vi det kombinerte alternativet 3B. Med andre ord foreslår vi at effektforbruket av fjernvarme anslås ved å forutsette et flatt effektuttak for den enkelte kunden (alternativ 3) og at dette forbruket beregnes separat (alternativ B). Vi mener at dette samlet sett gir den enkleste løsningen, både for reguleringsmyndigheten, selskapene og kundene.

Det er imidlertid ikke klart om fjernvarmekunder i sum kommer bedre eller dårlige ut med denne kombinasjonen. Alternativ 3 antar en jevn effektbruk, som vil være en fordelaktig for kundene fordi de da er antatt å ha et «optimalt» effektuttak. Dette gir selskapene et incentiv til å måle kunders effektbruk mer nøyaktig, som reduserer kundens fordel, men som gjør prisingen riktige. Alternativ B der det beregnes et egen effektledd for fjernvarme uavhengig av effekt bruk fra kraft gir en ulempe for kundene i noen tilfeller. Dette vil avhenge av modellen brukt i det aktuelle selskapet. Dette alternativet er ikke det som best samsvarer med en direkte tolkning av energiloven §5-5. Vi anser likevel at alternativet ligger nært nok til paragrafens intensjon.

Problemstillingene i dette kapittelet viser uansett at det er lite hensiktsmessig med en prisregulering som krever en detaljert beregning av nettleien den enkelte kunde ville betalt. Dette er et tema vi kommer tilbake til i kapittel 6 i drøftingen av en ny prisregulering.

2.6 Tidsdifferensiert energileddet i nettleien

Nettleiens energiledd har nylig blitt endret til at det kan tidsdifferensieres. Hos Elvia for eksempel er det nå høyere energiledd fra kl 6-22 hverdager, enn kl. 22-6 hverdager og helg/helligdager. Det reiser samme type problemstilling som effektleddet, nemlig at energibruken for fjernvarme ikke måles med høy nok tidsoppløsning til at det er mulig å tidsdifferensiere nettleiekomponenten i maksprisen tilsvarende.

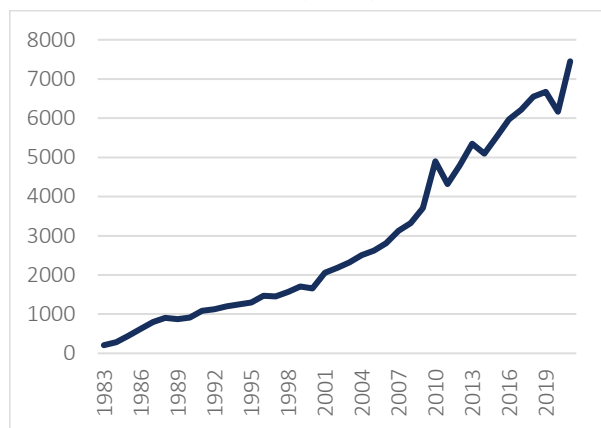
Vår anbefaling er at siden problemstillingene er tilsvarende, bør de løses på samme måte. Vi anbefaler derfor samme løsning som det som er beskrevet i alternativ 3, det vil si at det antas at forbruket er jevnt fordelt mellom de ulike periodene, med mindre fjernvarmeselskapet har forbruksmåling med tilstrekkelig høy tidsoppløsning.

Dersom NVE i stedet velger for eksempel alternativ 2 for å løse problemet med effektleddet i nettleien, så anbefaler vi at det tilsvarende brukes en innmatingsprofil for energibruken gjennom døgnet og at energileddet baseres på det.

3 Dagens fjernvarmemarked

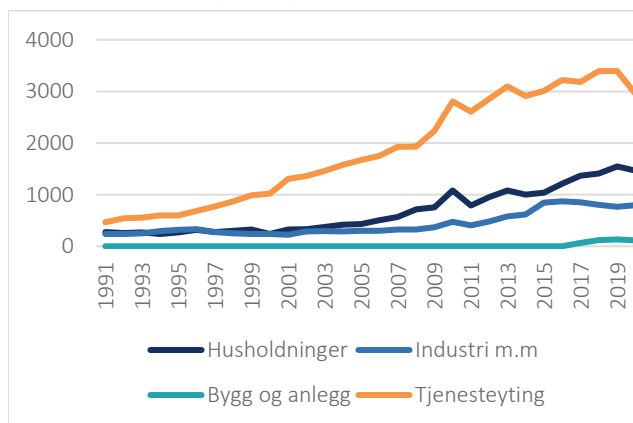
I 2021 var total nettoproduksjon av fjernvarme i Norge på 7,45 TWh. Produksjonen av fjernvarme har økt jevnt siden 1980-tallet, og med omtrent 9,4 prosent i året (Figur 4).³ Den største økningen har skjedd i tjenesteytende sektor (for eksempel undervisning, varehandel, hoteller og restauranter), etterfulgt av husholdninger og industri (Figur 5). I 2021 sto tjenesteytende sektor for litt over halvparten av totalt forbruk og husholdningene for om lag en fjerdedel.

Figur 4 Total nettoproduksjon av fjernvarme (GWh)



Kilde: SSB (2022)

Figur 5 Forbruk av fjernvarme per sektor (GWh)



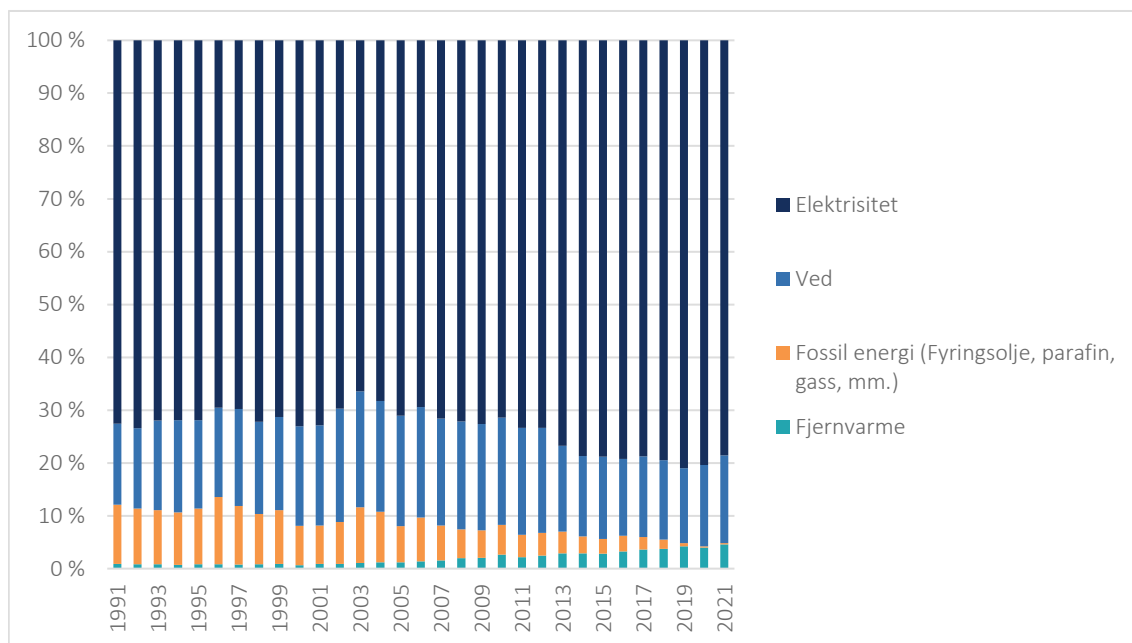
Kilde: SSB (2022)

3.1 Andelen fjernvarme i energiforbruket hos husholdningene øker

Norske husholdninger bruker i hovedsak elektrisitet til oppvarming, se Figur 6. Historisk er det også blitt brukt fossile energibærere, som fyringsolje og parafin. Bruken av disse har blitt erstattet av fjernvarme og elektrisitet de siste årene. Etter det generelle forbudet mot fyringsolje som trådte i kraft i 2020 brukes det nesten ikke fyringsolje i husholdningene, og fossile oppvarmingskilder utgjør nå kun en svært liten del av husholdningens energimiks.

³ $\frac{\ln(7450) - \ln(209)}{38} \approx 0,094$

Figur 6 Energiforbruk til oppvarming i husholdninger og fritidshus, etter energikilde



Kilde: Statistisk sentralbyrå, Vista Analyse

Selv om produksjonen av fjernvarme totalt sett har økt raskt, er andelen fjernvarme i husholdningenes energimiks fremdeles relativt lav. I 2021 utgjorde fjernvarme omtrent 3,6 prosent av energiforbruket i husholdninger og fritidshus, men andelen er økende (SSBa, 2022). Dette er imidlertid ekskludert drivstoff, men inkludert andre bruksområder enn oppvarming, som matlaging og annet husarbeid. I tillegg brukes elektrisitet i økende grad som energikilde til husholdningens transportbehov på grunn av elektrifiseringen av bilparken. Derfor vil fjernvarme utgjøre en større andel av energiforbruket til oppvarmingsformål. Vi antar at oppvarming utgjør 74 prosent av husholdningenes forbruk av elektrisitet, basert på beregninger gjort av Oslo Economics og Asplan Viak (2020) for NVE. Dette gir oss en fjernvarmeandel på omtrent 4,6 prosent.

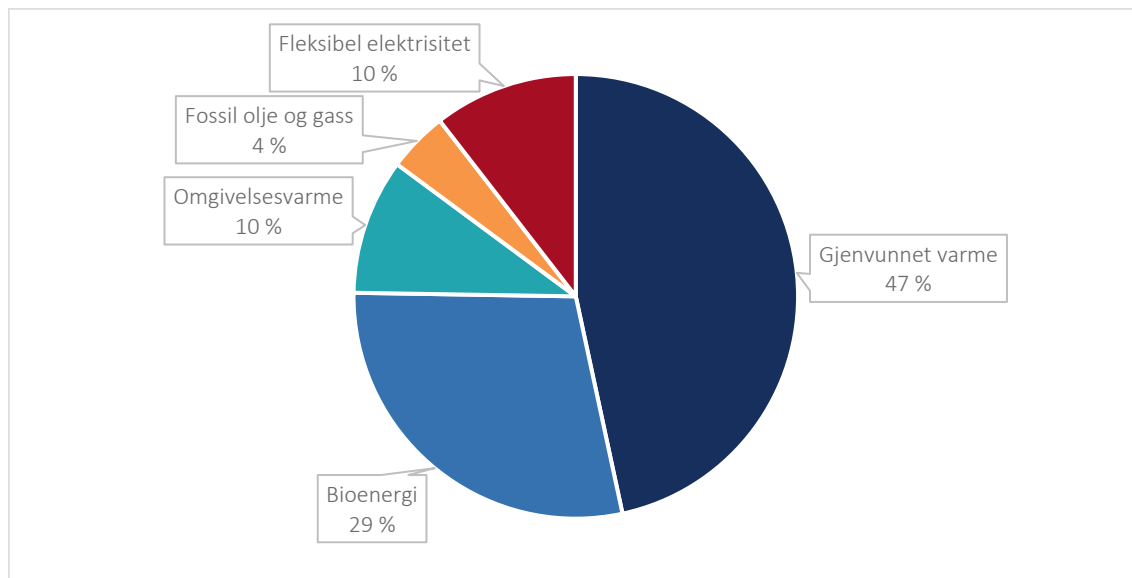
Det tar imidlertid ikke hensyn til at en stor og voksende andel av elektrisiteten som brukes til oppvarming går til å drive varmepumper, der den totale varmeenergien som oppnås inkluderer omgivelsesvarme. NVE anslo at det i 2015 var cirka 750 000 varmepumper, som leverte rundt 15 TWh med varme og trakk rundt 6,5 TWh elektrisitet (NVE, 2016). Siden da har tallet på antall varmepumper økt ytterligere, statistikk fra Norsk Varmepumpeforening tilsier at det fra 2016 til andre kvartal 2022 ble solgt over 600 000 varmepumper (Norsk varmepumpeforening, 2022).

3.2 Spillvarme fra avfallsforbrenning er den viktigste energikilden

Den største brenselskilden i produksjon av fjernvarme er gjenvunnet varme, se Figur 7. Av denne, utgjorde spillvarme fra avfallsforbrenning 89 prosent i 2021 og spillvarme fra industrien og kraftproduksjon resten (Norsk Fjernvarme, 2021). Bioenergi sto for 29 prosent av energien levert fra varmesentraler i 2021, der om lag halvparten produseres ved forbrenning av skogflis, som i hovedsak er basert på lavkvalitetsvirke fra skogbruket. Omgivelsesvarme produseres ved å hente ut varme fra omgivelsene ved å bruke ulike typer varmepumper. I likhet med omgivelsesvarme, sto fleksibel elektrisitet for 10 prosent av energien i levert fjernvarme i 2021. Elektrisitet brukes for å varme vann, og benyttes som mellom- og spisslast i perioder med lav strømpris (Norsk

Fjernvarme, u.d.). Ulike typer fossile brenslers brukes også hovedsakelig som spisslast, og utgjør en relativ lav andel av energimiksen.

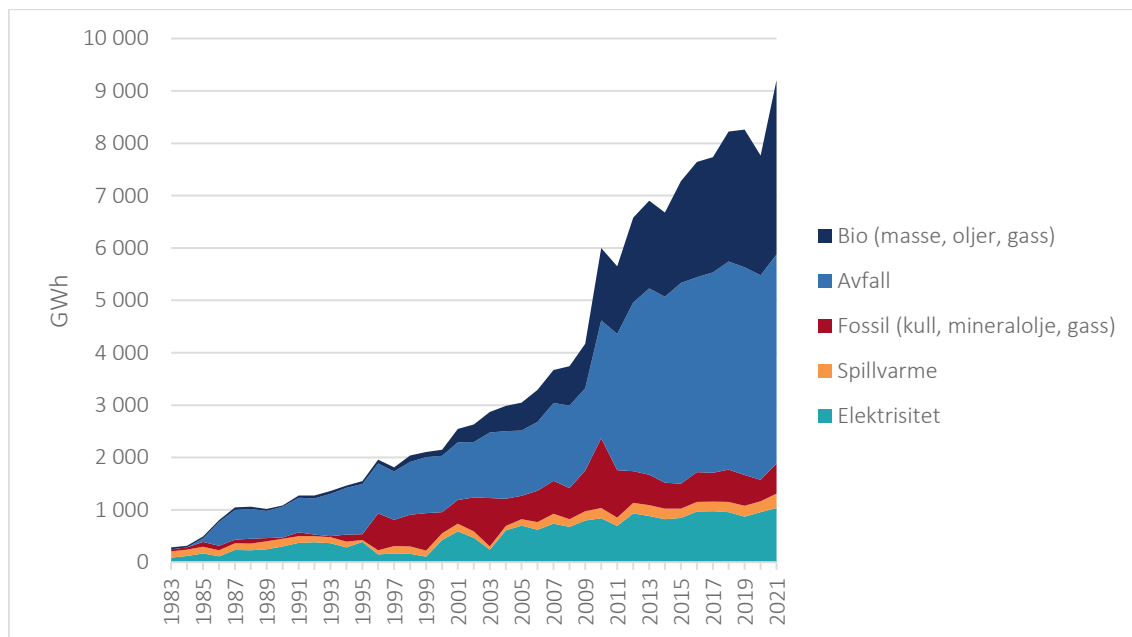
Figur 7 Energikilder levert fra varmesentral, 2021



Kilde: fjernkontrollen.no

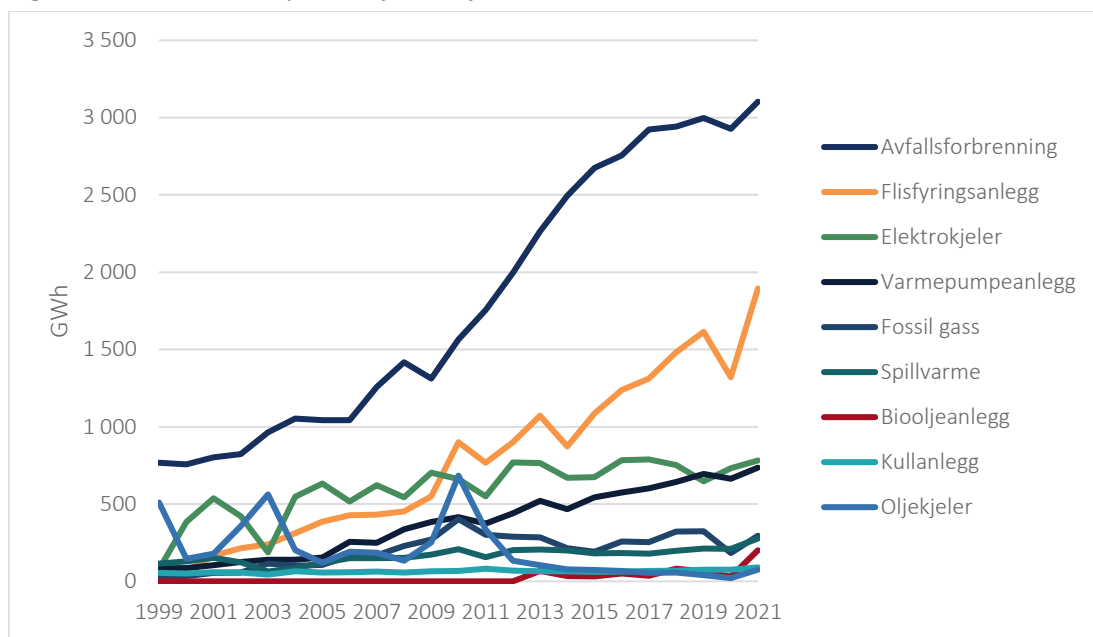
Restavfall er har lenge vært den største brenslensilden i fjernvarmeproduksjon, se Figur 8. I 2009 ble det innført et forbud mot deponering av restavfall, som betyr at avfallet i stedet må sendes til et forbrenningsanlegg (Norsk Fjernvarme, u.d.). Dette medførte en stor økning i bruken av spillvarme fra avfallsforbrenning som innsatsfaktor i fjernvarmeproduksjon, som kan ses tydelig i Figur 8 og Figur 9.

Figur 8 Forbruk av brensel til bruttoproduksjon av fjernvarme



Kilde: Statistisk sentralbyrå

Figur 9 Nettoproduksjon av fjernvarme, etter varmesentral



Kilde: Statistisk sentralbyrå

3.3 Det er lokale variasjoner i hvilke energikilder som brukes

Fjernvarme er best egnet i urbane strøk der befolkningstettheten er høy og det er mange kunder å dele investeringskostnaden på. Oslo er byen med klart størst produksjon av fjernvarme i Norge, se Tabell 3.1. Produksjonen i Oslo er omtrent like høy som i de ni neste byene på listen til sammen.

Tabell 3.1 De ti største fjernvarmestedene

Sted	Selskap	Produksjon (GWh)
Oslo	Hafslund Oslo Celsio ⁴	1923
Trondheim	Statkraft Varme	710
Bergen	Eviny Termo	278
Tromsø	Kvitebjørn Varme	176
Hamar	Eidsiva Bioenergi	173
Stavanger/Sandnes/Forus	Lyse Neo	149
Kristiansand	Agder Energi Varme	141
Lillestrøm	Akershus Energi Varme	140
Ålesund	Tafjord Kraftvarme	127
Fornebu/Lysaker/Lilleaker	Oslofjord Varme	123

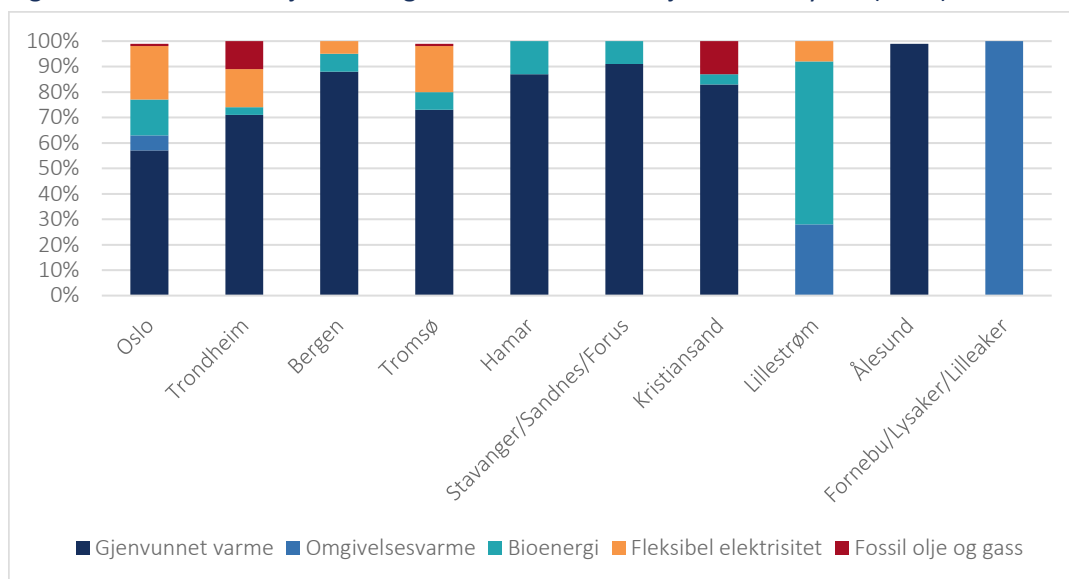
Kilde: Norsk Fjernvarme (fjernkontrollen.no)

Fordi fjernvarme produseres av lokalt tilgjengelig restvarme i ulike former, vil det også være lokale variasjoner i hvilke energikilder som brukes. Figur 10 viser at gjenvunnet varme var den viktigste energikilden i de fleste av de ti største fjernvarmebyene i 2021. Men det er også en viss heterogenitet blant disse byene. I Lillestrøm og området rundt Lysaker i Bærum ble det i 2021 ikke brukt

⁴ Hafslund Oslo Celsio har nylig endret navn fra Fortum Oslo Varme.

gjenvunnet varme i det hele tatt, men kun omgivelsesvarme, bioenergi og elektrisitet. Andelen fleksibel elektrisitet viser også en viss variasjon blant byene.

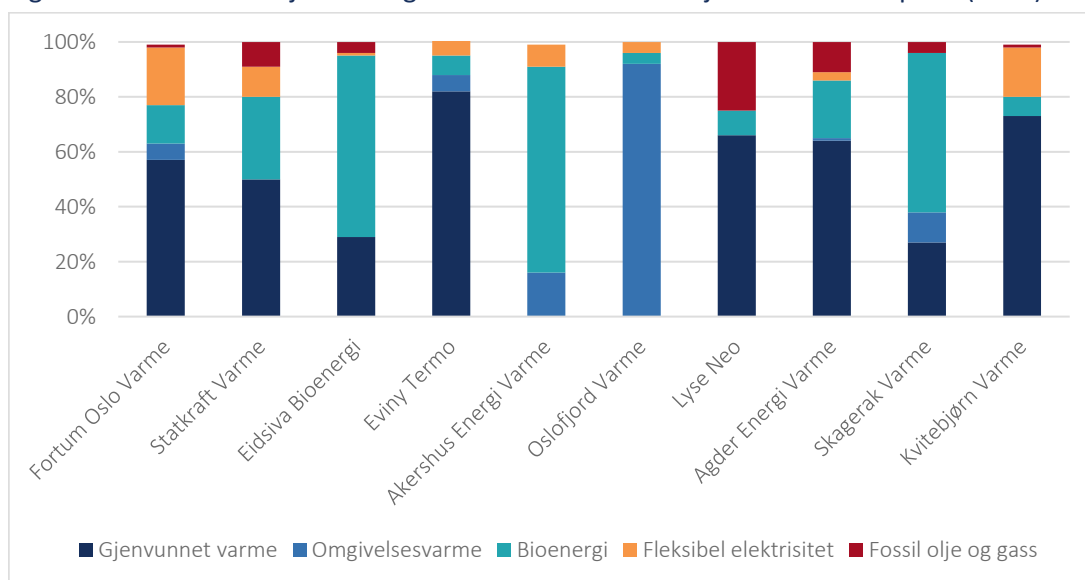
Figur 10 Variasjon i energikilder i de ti største fjernvarmebyene (2021)



Kilde: Norsk Fjernvarme (fjernkontrollen.no)

En større heterogenitet er synlig blant de største fjernvarmeselskapene, illustrert i Figur 11. I 2021 var gjenvunnet varme den viktigste energikilden for seks av de ti største selskapene. Tre av ti hadde bioenergi som viktigste kilde, og ett selskap brukte mest omgivelsesvarme. Blant disse ti største selskapene, sto gjenvunnet varme for mellom 0 og 82 prosent av energien i 2021. En liknende variasjon mellom selskapene finner vi også for omgivelsesvarme og bioenergi, mens bruken av fleksibel elektrisitet og fossile brenslere hadde en lavere variasjon.

Figur 11 Variasjon i energikilder hos de ti største fjernvarmeselskapene (2021)

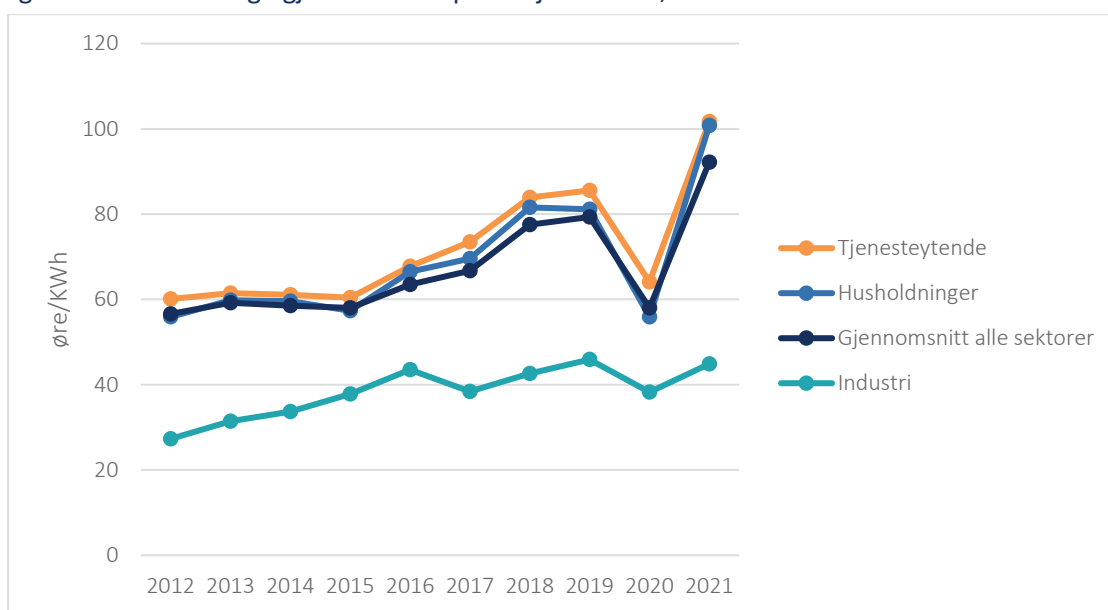


Kilde: Norsk Fjernvarme (fjernkontrollen.no)

3.4 Prisen på fjernvarme varierer over tid og mellom regioner

SSB beregner og publiserer årlig gjennomsnittspriser på fjernvarme blant de ulike sektorene. Industrien har en lavere gjennomsnittspris enn husholdninger og tjenesteytende sektor, se Figur 12. Ifølge SSB (Bøeng, 2022), skyldes de lave prisene bilaterale avtaler mellom industribedrifter og fjernvarmeprodusenter. Figuren viser også at den årlige gjennomsnittsprisen har variert mer siden 2015 for husholdningene og tjenesteytende sektor enn for industrien. Denne variasjonen skyldes den sammenfallende økte variasjonen i strømprisene i det samme tidsrommet, på grunn av koblingen mot strømprisen (se Figur 12).

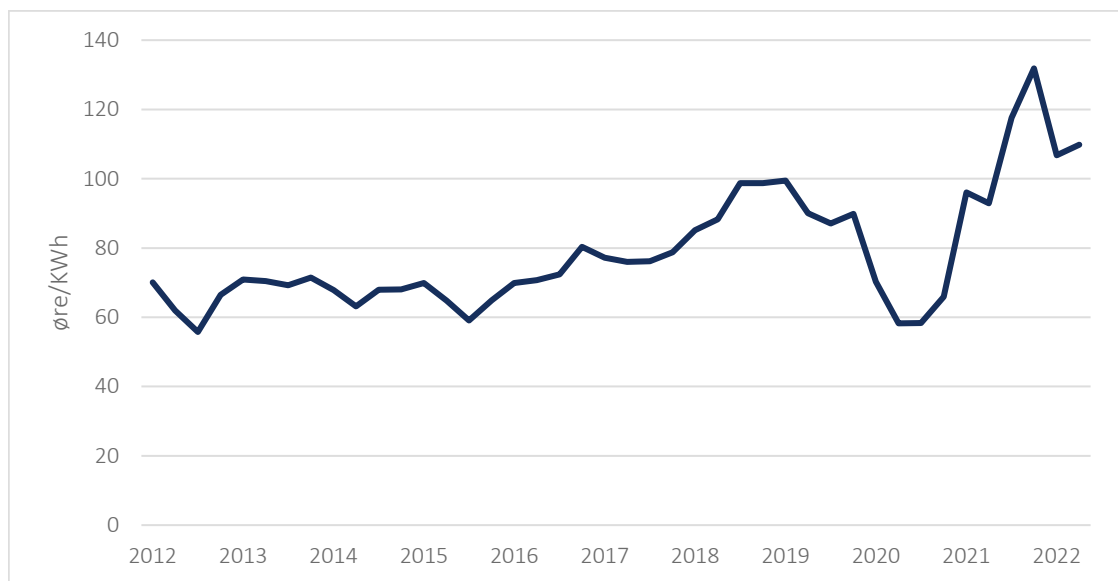
Figur 12 Årlige gjennomsnittspriser fjernvarme, eks. MVA



Kilde: Statistisk sentralbyrå

Figur 13 viser det kvartalsvise landsgjennomsnittet av sluttbrukerprisen på strøm, ekskludert MVA. Her blir det synlig at Figur 12 skjuler prisvariasjon innad i enkeltår, og at det en viss (sesong)variasjon i priser mellom kvartalene. Imidlertid er det de månedlige gjennomsnittsprisene på strøm som legges til grunn i NVE sin klagebehandling, ikke de kvartalsvise.

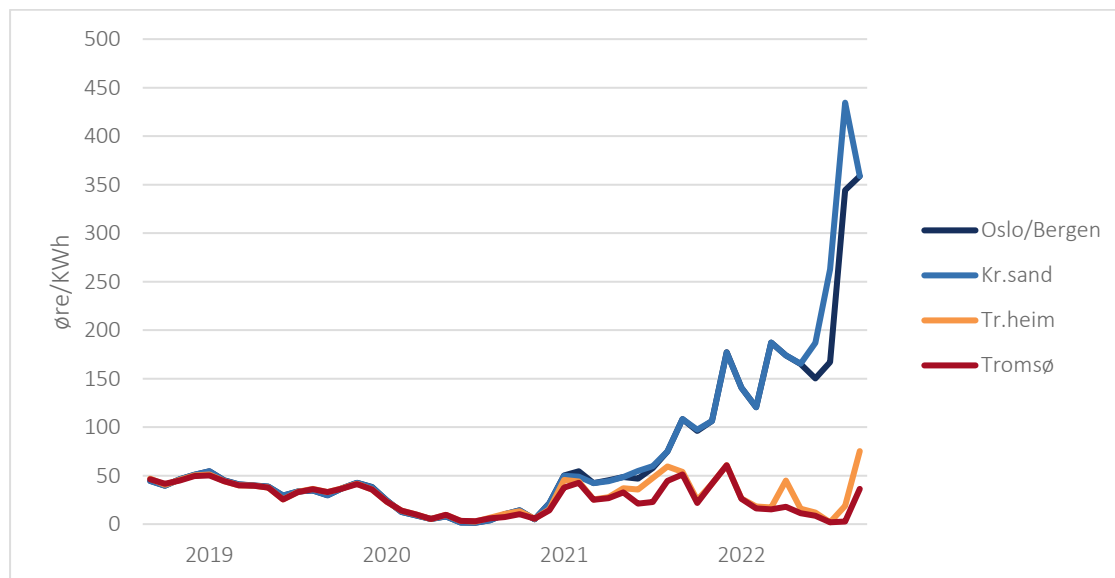
Figur 13 Sluttbrukerpris på strøm for husholdningene, eks. MVA. Kvartalsvis gjennomsnitt.



Kilde: Statistisk sentralbyrå

Figur 14 viser månedlige gjennomsnitt av spotprisen på strøm i de ulike norske prissonene i de fire siste årene.⁵ Mellom utgangen av 2018 og starten av 2020 var prisene nokså stabile. I 2020 falt prisene og holdt seg svært lavt gjennom året før de steg kraftig i 2021 og 2022. Fra 2021 økte også variasjonen i prisene fra måned til måned betraktelig.

Figur 14 Spotpriser på strøm, månedlig gjennomsnitt



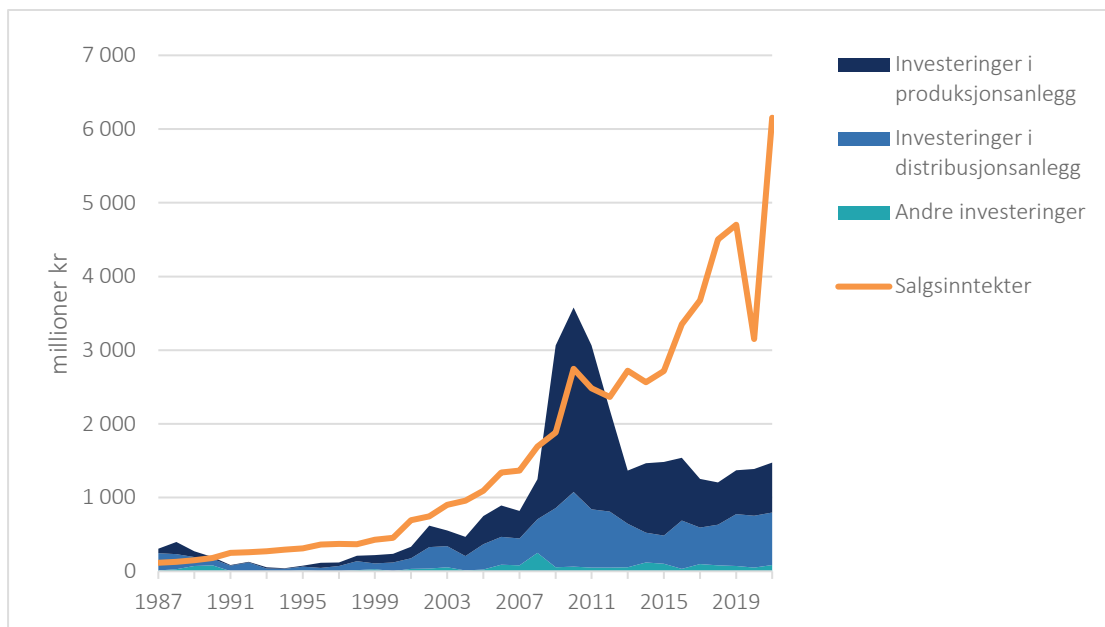
Kilde: Nord Pool

I tillegg til variasjoner over tid, er geografiske variasjoner også viktig. Mellom 2019 og 2021 var det få lokale variasjoner i de månedlige gjennomsnittene av spotprisene på strøm. Dermed førte

⁵ Vi har slått sammen kurvene for Oslo og Bergen, siden disse prisbanene er så like at grafen ble vanskelig å lese.

ikke heterogene spotpriser til at forbrukere hadde ulik makspris på fjernvarme.⁶ Dette bildet endret seg fra 2021, da spotprisen i de ulike sonene koblet seg fra hverandre. Det har siden da blitt en særlig stor forskjell mellom Nord- og Sør-Norge. Denne forskjellen bidrar til at den effektive maksprisen på fjernvarme i det relativt kaldere Nord-Norge blir lavere enn i Sør-Norge hvor behovet for oppvarming er lavere.

Figur 15 Fjernvarme: Investeringer og salgsinntekter over tid



Kilde: Statistisk sentralbyrå

Strømprisen er én av faktorene som påvirker salgsinntektene til fjernvarmeselskapene. I Figur 15 ser man et kraftig fall i salgsinntektene i 2020. SSB forklarer de relativt lave salgsinntektene med lave strømpriser, varmt vær og lavere etterspørsel (Bøeng, 2022). I 2021 var situasjonen motsatt, som førte til at salgsinntektene nesten doblet seg fra året før.

Det ble foretatt store investeringer i produksjonsanlegg i tiden rundt da deponiforbudet trådte i kraft i 2009. Dette er også synlig i Figur 15. Det ble også investert mer i distribusjonsnett i forbindelse med forbudet. Investeringene har holdt seg på et jevnt nivå siden 2013, selv om det ble innført et forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming i 2020. Dette kan være et tegn på modenhet i markedet for fjernvarme, siden det ikke var behov for ekstraordinært høye investeringer for å møte en forventet økt etterspørsel.

⁶ Det er imidlertid forskjeller i avgiftsstrukturen på strøm, som vil gi ulike priser lokalt uavhengig av spotprisen. For eksempel er husholdninger i Troms og Finnmark fritatt elavgift.

4 Alternative teknologier for oppvarming

Innledningsvis kan det være grunn til å minne om at bruk av fjernvarme krever i praksis at brukeren har vannbårne varmeanlegg i sine bygg. Tidligere var det vanlig at større bolig- og næringsbygg benyttet el og olje i egne fyrkjeler. På 1980 og -90 tallet ble det vanligere å utruste bygg med direkte el-oppvarming (panelovner), og flere tilfeller ble vannbårne anlegg skrotet fordi el-løsninger var enklere og i en del tilfeller billigere. I dag sikrer teknisk forskrift (TEK17) at større bygg får energifleksible oppvarmingsløsninger, i praksis vannbårne varmeanlegg. Skal man benytte fjernvarme er det en viktig forutsetning at man også har vannbårne varmeanlegg.

4.1 Om fjernvarme

Fjernvarme produseres på grunnlag av energibærere som avfall, biomasse, elektrisitet, spillvarme, gass, solenergi og bioolje. Hvilke energibærere som brukes i de ulike fjernvarmeanleggene kan man undersøke på nettstedet fjernkontrollen.no, og er omtalt i kapittel 3.2. Med unntak av avfall og spillvarme kan disse energibærerne også brukes i anlegg tilpasset den enkelte bygning eller samling av bygninger.

For energibrukeren er fjernvarme et gunstig alternativ i den forstand at man slipper egne investeringer i fyrhus, brensellager og drift av disse. Fjernvarme blir som regel levert via en kundesentral der varme overføres fra fjernvarmenett til kundens eget anlegg for varmedistribusjon i eget eller egne bygg. Kundesentralen er dermed et grensesnitt mellom byggets oppvarmingsanlegg og distribusjonsnettet for fjernvarme. En varmeveksler som er del av kundesentralen, brukes for å levere tappevann. Den gjør det mulig å levere nesten ubegrensede mengder med varmt tappevann, og krever liten plass i forhold til varmtvannsberedere og akkumulatører. Dette er særlig gunstig for bygg med stor variasjon i tappevannsbehov.

Fjernvarme fungerer dermed på samme måte som når elektrisitet overføres fra el-nettet til el-kunder (bygg). Som fjernvarmekunde får man varme med stor forsyningsikkerhet levert «på døra», uten særlig behov for egeninnsats. Man sparer dermed areal til varmeutrustning og utfordringer knyttet til teknisk drift.

Et bygg som normalt benytter fjernvarme kan også ha egen varmforsyning. Dette kan man benytte dersom man av ulike årsaker ikke vil benytte fjernvarme, f.eks. dersom pris på fjernvarme ligger høyere enn alternativet. Fjernvarmetilknytning betyr dermed ikke at man har kjøpsplikt. I noen tilfeller har noen byggeiere i de senere år investert i egne varmeanlegg, i første rekke varmepumper. Dette fører til redusert behov for fjernvarme, og betraktes da som ofte et energieffektiviseringstiltak.

Andre forsyningsløsninger enn fjernvarme fordrer at man investerer i eget energianlegg. Det er et stort spenn i investeringsbehov beroende på valg av teknisk løsning, stedlige forhold m.m. Noen løsninger krever daglig driftsinnsats, andre bare sporadisk tilsyn. For løsninger som er avhengige av el, slik som varmepumper, vil energikostnadene utvikle seg som et speilbilde av el-markedet. Prisene på biobrensel vil på sin side være koblet til andre markeder enn energi.

4.2 Elektrisk oppvarming

El fra nettet forsyner en elektrokjel og varmer opp vann som distribueres til bygget, både til romoppvarming og tappevann. Elektrokjeler innebærer beskjedne investeringskostnader, krever som regel beskjedne arealer og er enkle i drift.

I mange tilfelle finnes det tilstrekkelig kapasitet i el-nett nær det aktuelle bygget med oppvarmingsbehov. I andre tilfeller må nettet oppgraderes, noe som kan medføre at brukeren må betale et anleggsbidrag til det lokale nettselskapet.

Ulempen med denne el-basert oppvarming løsningen er at den fordrer tilstrekkelig kapasitet på elforsyningen (effekt), og man er låst til priser og øvrige betingelser i el-markedet.

4.3 Bioenergi

De viktigste faste biobrensler er ved, pellets, flis og briketter. De produseres hovedsakelig av rent trevirke fra skog, inkludert hogstavfall og restprodukter fra treforedlings- og treindustri. I noen grad brukes også halm som brensel i gårdsanlegg.

Skogbruket er kilde til produksjon av skogsflis. Såkalt energivirke, dvs. tømmer av trær bl.a. med tørke- og råteskader, er råstoff for produksjon av skogsflis. I noen grad vil også tynningsvirke og virke f.eks. fra rydding av tomter, rydding av vei- og jordkanter benyttes.

Bioolje produseres på basis av bl.a. planteoljer. Etter at forbudet mot oljefyring kom i 2020 (fossile oljeprodukter) har noen byggeiere gått over til å bruke bioolje. Det skyldes først og fremst at mange oljefyrte anlegg forholdsvis enkelt kan bygges om slik at de kan bruke bioolje. Ulempen er først og fremst at bioolje ofte er relativt kostbart å bruke. Tidligere har det også vært utfordringer knyttet til lagringsevnen biooljer har hatt.

Biogass kan brukes til å drive gasskjeler og lage varmt vann. Biogass produseres imidlertid i liten skala i Norge, og brukes i begrenset grad til oppvarmingsformål.

Ved brukes først og fremst i private husholdninger og i noen litt større gårdsanlegg. Ved krever i praksis manuell innmating i fyrkjelen, og er lite brukt som brensel i større bygg.

Pellets kan på mange måter sammenlignes med oljeprodukter. Det kan lagres i tanker og siloer og mates inn i fyrkjeler med mekaniske løsninger (skruematere). Pellets kan fraktes/leveres med bulkbiler som kan «blåse» brenselet fra bil til silo gjennom slangetilkoblinger. Pellets er forholdsvis lagringsstabil, men krever god overvåking av lager med tanke på fare for selvantennelse. Pelletsfyrte anlegg krever omtrent samme areal som oljebaserte anlegg. Men siden energitettheten i pellets er om lag halvparten av hva den er i fyringsolje, vil behov for lagerplass (volum) være større. Utslipp fra pelletsfyring vil kunne overholde nødvendige myndighetskrav, og i praksis innebærer røyk fra pelletskjeler få utfordringer. I motsetning til i Sverige, brukes pellets fortsatt i beskjeden grad i Norge. Det kan henge sammen med at man i Sverige har et stort antall produsenter og leverandører av anlegg. I tillegg konkurrerer sannsynligvis pellets bedre mot el i Sverige enn det det gjør i Norge.

Anlegg som fyres med skogsflis (med relativ høy fuktighet) handler ofte om mer industrielle anlegg, typisk nær- og fjernvarmeanlegg. Tørr flis brukes ofte i litt mindre anlegg, typisk gårdsanlegg.

Flisfyrte anlegg krever areal til brensellager og manøvreringsområde for større lastebiler som tipper flis ned i lageret. Flisfyring innebærer ofte daglig driftsoppfølging. Flis

Bruk av briketter er en slags mellomting mellom pellets og tørr flis. Briketter brukes imidlertid i beskjeden utstrekning i Norge.

Fyring med både pellets og flis skjer ved hjelp av moden og gjennomprøvd teknologi. I land som Sverige, Tyskland og Østerrike er bruken utbredt. Mest på grunn av større arealeffektivitet og mindre krevende drift er sannsynligvis pellets mer egnet enn flis for forsyning av bygg som alternativt vil kunne bruke fjernvarme.

4.3.1 Kostnader ved bioenergiløsninger

Kapitalkostnadene vil være avhengig av både anleggsstørrelse og -type, rentekostnader og brukstid på anlegg, samt støtteordninger. Brenselskostnader vil i noen grad svinge med kostnader for andre energibærere, først og fremst strøm, men de kan også variere med bl.a. tømmerpriser. Driftskostnadene er relativt lave, men vil henge sammen med automatiseringsgrad og hvordan eier/driver av anlegget priser arbeidstid og øvrige ressurser. Et velfungerende pelletsfyringsanlegg vil f.eks. kreve mindre manuell innsats enn et anlegg som fyres med flis.

Generelt vil bearbeidet brensel som pellets og briketter koste mer enn flis per kWh i råvare pris. Men for kapitalkostnadene er det generelt motsatt; de er lavere for anlegg med bearbeidet brensel.

Energirapporten nr. 38/2020 forteller at prisene på flis i 2020 lå på 24 øre/kWh for fuktig flis og 28 øre/kWh for tørr flis, levert terminal, eks mva. NIBIO angir noenlunde samme prisbilde, men med noe lavere brenselskostnader (NIBIO, 2017). Tallene fra den publikasjonen er gjengitt i tabellen nedenfor.

Tabell 4.1 Kostnader ved bioenergiløsninger

	Investering *	Brensel	Drift	Total
Flis	48	21	2	61
Halm	27	14	7	48
Ved	74	31	13	118

Kilde: NIBIO (2017).

Energirapporten nr. 26/2022 forteller at prisene på flis i 2022 lå på 32 øre/kWh for fuktig flis og 34 øre/kWh for tørr flis, levert terminal, ekskl. mva.

Prisene for pellets varierer med volum og transportavstand. Energirapporten nr. 26/2022 forteller at prisen i september 2022 ligger om lag på 54 øre/kWh, opp fra rundt 38-42 øre/kWh i 2021. Disse prisene gjelder for bulkleveranser opplastet ved fabrikk, eks. mva. Bare for en sammenligning kan nevnes at pellets i småsekk (16 kg) fra Byggmax innebærer en energipris på ca 117 øre/kWh (inkl mva). Kjøper man en pall med sekker (52 stk a 16 kg) ligger prisen på 114 øre/kWh (inkl mva). Disse prisene er fra september 2022.

4.4 Varmepumpeløsninger

Varmepumper henter energi fra omgivelsene, fra uteluft, fra vann (sjøvann eller grunnvann) eller fra grunnvarme (jord eller fjell). Ved hjelp av varmepumpen løftes temperaturen på varmen fra omgivelsene f.eks. i sjøvann til et høyere nivå som kan anvendes til romoppvarming. Oppvarmingen av bygg skjer via luft eller normalt via vannbåren varme.

Virkningsgraden til varmepumpen avhenger av temperaturnivået til kilden som varmen skal hentes fra og temperaturnivået man trenger i varmeanlegget. Lavt temperaturløft betyr høy varmfaktor. Varmefaktoren er forholdet mellom avgitt effekt (som tilføres som varme) og tilført elektrisk energi til kompressoren(e). Ofte omtales denne også som COP (engelsk Coefficient of performance). Typisk varmfaktor er 2,5-3,5. Det betyr at dersom man tilfører varmepumpen 1 kWh elektrisk energi, vil man få levert 2,5 – 3,5 kWh som utnyttbar varme.

For ene- og flermannsboliger har luft/luft varmepumper blitt vanlige i de senere år. Dette handler om mindre enheter som henter energi fra uteluft og leverer varmluft som bidrag til romoppvarming i boligen.

Det finnes også varmepumper som henter energi fra uteluft og leverer varme til vannbårne systemer, såkalte luft/vann varmepumper. Anleggsstørrelsene er som regel større enn luft/luft anleggene. Blant ulempene slike anlegg har er fare for viftestøy og ising på anleggenes utedeler.

Vann/vann varmepumper kan leveres i størrelser som passer eneboliger og oppover. Men for større bygg er slike varmepumper mest aktuelt. I slike anlegg utnyttes gjerne grunnvarme som i hovedsak er solvarme som er magasinert i grunnen, samt et lite bidrag fra spalting av radioaktive elementer i berggrunnen. Denne energien lagres i berg, jord og grunnvann og kan benyttes som energikilde til oppvarming ved hjelp av varmepumpe. Temperaturen i grunnen er vanligvis 1-2 grader høyere enn årsmiddel luft-temperatur på stedet, noe avhengig av antall dager med snødekke. Grunnvarmeløsninger kan benyttes for både for oppvarming og kjøling. Energi kan hentes/dumpes enten ved etablering av brønnpark eller bruk av grunnvann, avhengig av de stedlige forholdene.

4.4.1 Energibrønner

I de fleste anlegg av denne typen hentes varmen fra borehull (energibrønner) i fjellet. En energibrønn lages ved å bore med en diameter på om lag 140 mm ned til typisk 200-300 meters dybde. Brønnen utrustes med en kollektor som litt forenklet er en plastslange som føres ned i brønnen i en U-form. Et kjølemedium, ofte bare vann, pumpes ned i kollektorslangen. På sin vei både ned og opp henter kjølemediet varme opp fra brønnen, og det er denne varmen varmepumpa utnytter. Energipotensialet avhenger av berggrunnens egenskaper. Energibrønner i fjell er den vanligste grunnvarmeløsningen, og kan etableres stort sett i hele Norge. Men i områder hvor det er veldig langt ned til fjell vil etableringskostnadene for energibrønner kunne svekke lønnsomheten såpass mye at bergvarme i praksis ikke er egnet.

Dersom egnet areal er for lite til tradisjonelle 200-250 meters brønner, kan 500-800 meter dype energibrønner mulige alternativ. I dypere energibrønner er det spesifikke energiuttaket per meter brønn høyere, i tillegg til at energiuttaket per brønn er større. På den annen side øker kostnadene for boring og kollektorer.

Skal man bore energibrønner kreves det at man har tilgang på ubebygde areal. Der man river bygg i byer og tettsteder for å føre opp nye bygg, er energibrønner og varmepumpe derfor spesielt interessant, nettopp fordi hele «fotavtrykket» der byggene stod blir tilgjengelig for boring av brønner. Disse arealene kan imidlertid benyttes til andre formål senere.

Fordelen med slike anlegg er at de er driftssikre, og har relativt lang levetid. Teknologien er moden. Investeringskostnadene varierer i forhold til størrelsen på anlegget, og grunnforholdene. Anleggene kan dimensjoneres og bygges ut trinnvis etter behov.

Grunnvarmeanlegg kan utformes for kun uttak av varme (eller kjøling), eller som et energilager med balansert uttak og tilbakeføring av varme, det vil si der netto varmeuttak fra brønnene over året er null. På denne måten kan grunnen betraktes som en akkumulator eller en stor lagertank der sommerens overskuddsvarme lagres til bruk på kalde vinterdager. Forutsatt balansert drift, vil et energilager dekke samme energibehov med færre borehull og ved bruk av mindre areal på grunn av kortere avstand mellom borehullene. Et energilager vil dessuten medføre noe lavere investeringsbehov.

Et energilager i fjell består av flere energibrønner plassert tett inntil hverandre. For bygg uten kjølebehov, kan balansen i energilageret opprettholdes ved å tilbakeføre annen overskuddsvarme, for eksempel fra overskuddsvarme fra butikkjøling, salg av kjøling til nabobygg, avkastluft fra ventilasjonsanlegg, uteluft eller solfangere – enten som bakkesolfanger eller vanlig solfanger på vegg eller tak. (En bakkesolfanger er en solfanger som i stedet for å være montert på tak eller vegg, er integrert som en del av dekket på parkeringsplasser, gangvei, idrettsbaner etc. Bakkesolfangeren kan brukes som gatevarme-/snøsmelteanlegg om vinteren.)

Løsninger med energibrønner og varmepumpe vil kunne kombineres med fjernvarme og representere et alternativ for varme- og kjøleleveranser til ny bygningsmasse. Kostnadene for grunnvarmeanlegg varierer, bl.a. ut fra lokale grunnforhold. For et lite anlegg for en enebolig eller tomannsbolig trengs en eller to brønner, som hver kan koste typisk rundt 40 000 kr/stk. Så kommer sleve varmepumpen på om lag 120 000 kr. Når anlegget er montert og kjørt i gang vil samlede kostnader typisk ligge på 200-300 000 kr. (Kilde: Varmepumpeinfo.no)

4.5 Solenergiløsninger

Solenergi kan omdannes til varme og el ved hjelp av ulike teknologier. Solvarme kan produseres ved hjelp av aktive eller passive løsninger. Aktive solvarmeanlegg omfatter solfangere som fanger opp solvarmen og mater denne inn i vann- eller luftbårne systemer for varmelagring og distribusjon. Passiv utnyttelse av solvarme skjer ved at varme fanges opp og lagres i ulike bygningskomponenter som har høy varmekapasitet, f.eks. betong.

Solvarme kan også i noen tilfelle komplettere andre forsyningsløsninger, eksempelvis i kombinasjon med bruk av energibrønner og varmepumpe. I et slikt tilfelle handler det om lagring av solvarme fra sommer for utnyttelse i vintersesongen.

I de senere år har solvarmeløsningene fått sterkere konkurranse fra solcelleteknologien, fordi solceller/solstrøm har falt betydelig i enhetskostnader. I tillegg er solvarmeproduksjonen betydelig på solfylte sommerdager, og vil ikke alltid sammenfalle med tidspunkt for stort varmebehov. Dette varmeoverskuddet går ofte tapt på grunn av lagringsutfordringer. Produksjonsoverskudd fra solceller kan derimot «eksporteres» til nettet.

Solceller kan monteres på tak og i fasade på de deler av bygget som er eksponert for sol. På tak er solceller imidlertid i konkurranse med andre formål, i første rekke takterrasser og grønne tak.

Solenergi produseres mest i sommerhalvåret og bidrar lite i fyringssesongen. Dermed vil solenergi ikke være noe selvstendig alternativ, men heller være et supplement til andre forsyningsløsninger.

4.6 Spillvarme- og overskuddsvarme

I visse tilfeller kan det være sammenfall mellom spillvarmeressurser et sted og varmebehov, f.eks. i bygningsmasse i nærheten. Noen ganger vil spillvarmekilden være stor og i seg selv danne grunnlag for et fjernvarmeanlegg. Et eksempel på dette er Mo fjernvarme i Mo i Rana. fjernvarmeproduksjonen her er basert på er overskuddsenergi fra prosessbedriftene i Mo Industripark.

I andre tilfeller kan det tenkes det finnes annen virksomhet slik som bakerier eller næringsmiddelvirksomhet som kan utnytte overskuddsvarme ved å levere til nabobygg. I nabobyggene kan slik varmforsyning f.eks. kunne brukes i kombinasjon med el-kjeler. Dette er i midlertid neppe veldig vanlig å gjøre, noe som kanskje skyldes mer organisasjonsmessige og forretningsmessige årsaker. Men vi vet at bare en vanlig dagligvareforretning kan ha et varmeoverskudd på flere hundre tusen kWh som f.eks. kan nyttiggjøres i nabobygg.

4.7 Kort oppsummering - fjernvarme vs. alternativene

- Arealbehov: Grunnvarme og bioenergi krever tilgang på mer areal og/eller bygningsvolum i ulike former enn det fjernvarme gjør. El-kjel krever noe mer areal.
- Drift: Fjernvarme krever lite eller ingen egeninnsats knyttet til drift og oppfølging. El-kjel krever også lite oppfølging Grunnvarme krever noe driftsoppfølging, bioenergi enda mer.
- Økonomi: Hvordan alternativene konkurrerer økonomisk kommer i stor grad an på hvilke forutsetninger man legger til grunn. Men vår erfaring er at alternativene kan konkurrere godt. Bioenergi har så langt ikke hatt samme svingninger som det el-prisene har hatt.

5 Alternative reguleringsmodeller

Fjernvarmeanlegg krever store investeringer i varmesentraler og distribusjonsnett, noe som gir fallende enhetskostnader og tilhørende karakter av å være det som fra et samfunnsøkonomisk perspektiv kalles naturlige monopoler. Et naturlig monopol er en situasjon der det blir lavest samlede kostnader med én enkelt leverandør, og bestemmes ut ifra kostnadsstrukturen. Det er stor enighet i litteraturen om fjernvarme at fjernvarme har kjennetegnene til et naturlig monopol.

At noe er et naturlig monopol betyr imidlertid ikke nødvendigvis at priser må reguleres eller at leverandøren har markedsrett overfor kundene. Et naturlig monopol kan være utsatt for konkurranse fra andre potensielle leverandører som kan komme inn i markedet, et såkalt «contestable» naturlig monopol. Et naturlig monopol kan også være i konkurranse med andre alternative teknologier. I noen markeder, så kan det være naturlig monopol i deler av tjenesten og konkurranse i andre. For eksempel er distribusjon av kraft via nettet og distribusjon av naturgass i rør eksempler på naturlige monopoler, mens salg av selve den elektriske energien og gassen er preget av konkurranse.

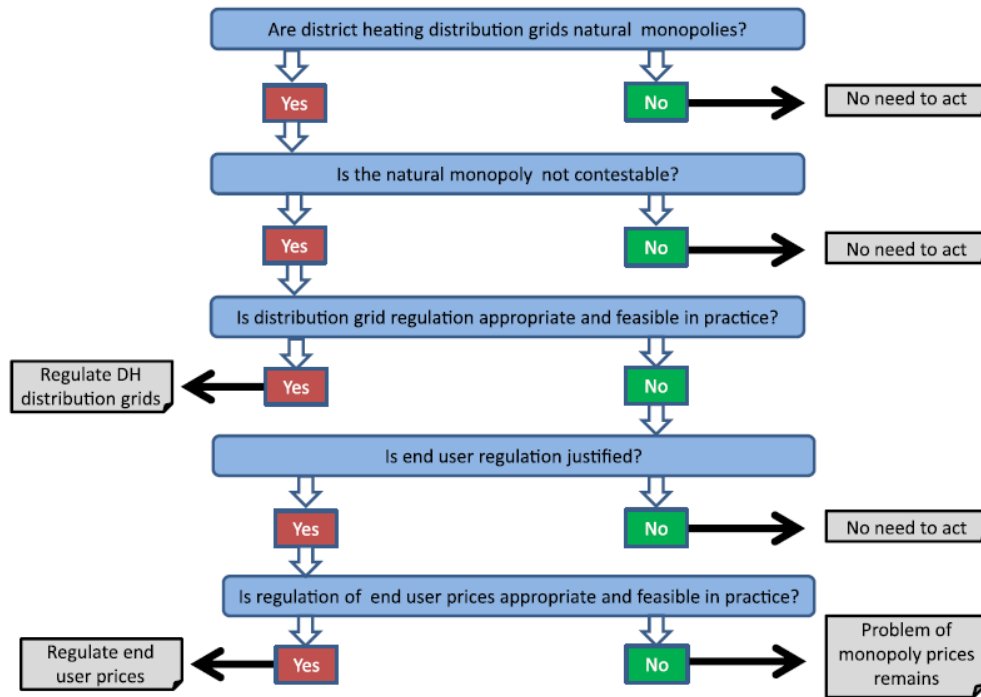
Graden av markedsrett og konkurranse er derfor sentrale spørsmål i vurderingen av hvordan fjernvarmemarkedet bør reguleres.

I dette kapittelet går vi først gjennom hva som er kjennetegnene ved fjernvarmemarkedet i dag, basert både på forskning og konkrete erfaringer. Deretter går vi gjennom hva som bør være målene med en regulering av fjernvarmepris. Så beskriver vi fire ulike former for regulering med erfaringer fra land som har valgt den reguleringsløsningen der det finnes, før vi konkluderer med en anbefaling om type regulering for det norske fjernvarmemarkedet.

5.1 Grad av markedsrett

Figur 16 viser en skjematisk fremstilling av hvordan man kan vurdere om det er behov for regulering av fjernvarmepriser. Det første trinnet er om fjernvarme er et naturlig monopol. De store faste kostnadene involvert i å lage et fjernvarmenett tilsier at det er et naturlig monopol, og det er lite omstridt. For at et naturlig monopol skal være «contestable», må det være lave barrierer for å komme inn og trekke seg ut av markedet. Det er heller ikke tilfelle for fjernvarmemarkedet.

Figur 16 Skjematisk fremstilling av skritt ved vurdering av passende regulering av fjernvarme



Kilde: *Wissner (2014)*

Det neste spørsmålet er da om det er mulig å kun regulere distribusjonen av fjernvarme i nettet, og overlate det til markedet å fritt fastsette priser på energien. Det vil være en form for regulering som ligner på kraftmarkedet, der nettleie er regulert, mens kraftprisen settes i et marked.

Rent teknisk er det mulig å med tredjepartsadgang (TPA) til fjernvarmeinfrastrukturen, slik at varmeprodusenter med ulik teknologi og kostnader konkurrerer om å mate inn varmt vann i transportsystem frem til sluttbruker, men det krever et tilstrekkelig med fjernvarmevolum og tilgang på ulike varmeproduksjonsløsninger for å oppnå en konkurranseeffekt som forsvaret investeringene. TPA vil fremdeles kreve regulering av infrastrukturen for selve distribusjonen av varme. I praksis ser man at også steder med omfattende tredjepartsadgang i fjernvarmenettet, så er det én dominerende aktør i de fleste fjernvarmenett, som setter prisen. Det er blant annet fordi fjernvarmenett er geografisk avgrenset, sammenlignet med for eksempel kraftnettet. Med én dominerende aktør i leveranse av varme i ett fjernvarmenett, vil det ikke fungere å kun regulere prisen på tilgangen til infrastrukturen, fordi den dominerende aktøren vil kunne samlet sett kunne ta en monopolpris gjennom å øke prisen på energien levert (Wissner, 2014). Uansett er ikke TPA utstrakt i Norge, som tilsier at å kun regulere distribusjonen av fjernvarme ikke er en realistisk løsning.

Selv om leveransen av fjernvarme ikke utsatt for konkurranse, så betyr ikke det at varmemarkedet er uten konkurranse. Flere varmeteknologier er i varierende grad tilgjengelig for kundene, som f.eks. elektrisk oppvarming, grunnvarme, ulike varmepumpeløsninger og fjernvarme. Den teknologiske utviklingen kan tilføre flere. Ulike varmeaktører kan i prinsippet konkurrere i dette markedet, der konkurransen styrer investeringsinsentivene, prisnivået og dermed forbruksnivået fremover.

Vår vurdering er at konkurransen med andre varmekilder ikke er sterk nok til å erstatte økonomisk regulering av priser i fjernvarmeanleggene. Det er flere grunner til det. Den viktigste er at det er betydelig innlåsingeffekter i valg av varmekilde. Når et bygg er under oppføring, eller når det gjennomføres en større rehabilitering, kan fjernvarme være i konkurranse med andre varmeteknologier. Når valget av varmeløsning første er foretatt kan det derimot være svært krevende å legge om. De mest aktuelle alternativene til fjernvarme er ulike former for varmepumpeløsninger, som krever vesentlig investeringer. Ofte vil det også være nødvendig å legge til rette for disse løsningene i byggefasen, og plassmangel kan gjøre det vanskelig å installere det i etterkant. Innlåsingeffektene gir fjernvarmeselskapene markedsrett overfor eksisterende kunder. Wissner (2014) konkluderer med at fjernvarmemarkedet er preget av innlåsingeffekter, og at det på bakgrunn av det kan være behov for reguleringer. Erfaringer fra andre land uten prisreguleringer (omtalt i 5.3.1), tilsier også at konkurransen mellom fjernvarme og andre varmekilder ikke alltid er tilstrekkelig.

En annen grunn til at det kan være behov for å regulere pris, er at noen kundegrupper potensielt kan være i en svakere situasjon, med begrenset informasjon og begrensede muligheter til å foreta store investeringer for alternative varmekilder som potensielt kan være billigere på sikt. Det er en fare for at fjernvarmeselskapene vil kunne ta en urimelig høy pris fra slike lite prissensitive kunder. Det gjelder særlig boligsektoren, der sameier, borettslag og i noen tilfeller enkelthusholdninger, må fatte beslutninger om varmekilder. I boligmarkedet er det også mulig at kjøpere i nybygg ikke fullt ut tar med i beregningen de langsiktige kostnadene ved oppvarming, og at utbyggere derfor heller velger løsninger med lavere investeringskostnader, som å knytte seg til et eksisterende fjernvarmenettverk, enn å undersøke om andre løsninger kan ha lavere langsiktige kostnader. Det er sannsynligvis stor variasjon i hvor profesjonelle boligkunder er i sitt valg av varmeløsning, både når det gjelder nybygg og sameier/borettslags løpende beslutninger. Vi mener det er grunn til å ta hensyn til behovet for å beskytte forbrukere, selv om mange forbrukere vil være prissensitive.

For nye næringskunder er hverken innlåsingeffekter eller forbrukerbeskyttelse argumenter for regulering av pris. For denne gruppen kan imidlertid fjernvarmeselskapers bruk av tilknytningsplikten for å låse inn kunder være en grunn til å regulere.⁷ I hvor stor grad fjernvarmeselskapene aktivt bruker tilknytningsplikten for å skaffe kunder er omstridt. Fjernvarmeselskaper vi har snakket med fremhever at de skaffer seg kunder på kommersielle vilkår, og tilknytningsplikten har liten eller ingen betydning. Enkelte næringskunder vi har vært i kontakt med opplyser derimot at tilknytningsplikten har betydning, særlig i møte med noen fjernvarmeselskaper. At det finnes en tilknytningsplikt kan også ha betydning i en forhandlings situasjon, selv om fjernvarmeselskapet ikke aktivt håndhever plikten.

Tilknytningsplikten innebærer ikke en plikt til å bruke fjernvarme som varmekilde. Det er imidlertid vanlig blant flere store fjernvarmeselskaper å ha som vilkår i avtaler med nye næringskunder at kunden forplikter seg til å kun bruke fjernvarme, og ikke installere andre varmekilder. På den

⁷ Tilknytningsplikten er regulert i plan- og bygningsloven § 27-5 og fastslår at «Hvis et byggverk skal oppføres innenfor et konsesjonsområde for fjernvarme, og tilknytningsplikt for tiltaket er bestemt i plan, skal byggverket knyttes til fjernvarmeanlegget». Tilknytningsplikten gjelder for nye bygg og ved større ombygginger. Kommunen kan gi unntak fra tilknytningsplikten.

måten kan fjernvarmeselskapet skape en innlåsing, spesielt når det kombineres med avtaler med lang varighet.

Energiloven § 5-5, fjerde ledd, fastslår at kunder med tilknytningsplikt skal betale tilknytningsavgift og fast årlig avgift, også hvis fjernvarme ikke benyttes. Denne regelen gir fjernvarmeselskaper muligheten til å bruke den lovpålagte faste årlige avgiften for å sørge for at det ikke vil være lønnsomt for en kunde med tilknytningsplikt å investere i en konkurrerende varmekilde, selv der den ville vært billigere. Vårt inntrykk er fjernvarmeselskapene i dag ikke benytter seg av muligheten til å kreve en fast årlig avgift av kunder med tilknytningsplikt som ikke bruker fjernvarme. At loven åpner for det, betyr at denne muligheten likevel må tas hensyn til.

Aktørenes opptreden i markedet kan også tyde på at fjernvarmeselskapene har markedsmakt. I de aller fleste tilfeller legger fjernvarmeselskapene sine priser tett opp til den maksimale tillate prisen. Det gjelder selv om det utvilsomt finnes varmeløsninger som er tilgjengelig for i hvert fall en del av kundemassen, som er billigere enn direkte elektrisk oppvarming. Nye næringskunder som inngår langsiktige kontrakter med fjernvarmeselskaper, får i noen tilfeller rabatter ift. den regulerte maksimalprisen, men vårt inntrykk ut ifra kontakt med aktører i markedet, er at disse rabattene er av beskjedne størrelse. Det kan være fordi dagens maksimalpris treffer svært godt på hva en konkurransedyktig pris er, men kan vel så gjerne være et tegn på at fjernvarmeselskapene har markedsmakt.

Siste ledd i den skjematiske fremstillingen til Wissner 2014 i Figur 16 er spørsmålet om regulering av prisen på fjernvarme er gjennomførbart og ønskelig i praksis. Det spørsmålet ser vi på i de etterfølgende avsnittene.

5.2 Mål for reguleringen

Ved utforming av den økonomiske reguleringen av fjernvarmeproduksjon og -distribusjon er det en rekke hensyn som skal ivaretas:

- Best mulig utnyttelse av eksisterende varmeanlegg, der kostnaden ved å forsyne varme balanserer kundenes betalingsvilje for mer varme.
- Effektive investeringer i nye anlegg, inkludert kapasitetsutvidelser.
- Akseptable fordelingseffekter, varmekunder vs. varmeprodusentene.
- Transparens og lav kompleksitet, som gir forutsigbare og forståelige virkninger for både produsenter og kunder.
- Realistiske krav til regulators informasjon om kostnader og effektivitet i produksjon og distribusjon.

Nedenfor kommenterer vi sentrale regulatoriske spørsmål, slik disse er identifisert av oppdragsgiver i kravspesifikasjonen, samt noen konkrete tilnærminger vi foreslår for å belyse problemstillingen.

Det er flere aktuelle former for økonomisk regulering av naturlige monopoler, som både har vært anvendt i praksis og vært gjenstand for omfattende forskning for å avdekke fordeler og ulemper med de ulike alternativene. Nedenfor gir vi en omtale de fire hovedalternativene: uregulerte fjernvarmepriser, avkastningsregulering, inntektsrammeregulering og maksimalpris.

5.3 Uregulerte fjernvarmepriser – fri prisdannelse

I dette alternativet overlater myndighetene prisfastsettelsen til markedsmekanismene. Markeds-mekanismene kan komme til uttrykk på flere måter. Store kunder kan få fastsatt sine fjernvarmepriser i forhandlinger med produsenten. I et konkurranseutsatt varmemarked uten tilknytningsplikt vil prisene påvirkes av det som ofte omtales som deltakerbetingelsene: kundene må se seg tjent med å velge fjernvarmeløsningen, og det skjer bare dersom samlet varmekostnad er lavere enn for alternative varmevalg (evt. korrigert for opplevde kvalitetsforskjeller).

I disse forhandlingene er det grunn til å tro at begge parter (kjøper og selger av varme) har god innsikt i realistiske alternativer til fjernvarme, og hva disse vil gi av kostnader for kunden. Hovedstyrken med fri prisdannelse er at begge parter ser seg tjent med å inngå en avtale om fjernvarmeleveranser dersom kostnadene ved alternativene er høyere enn fjernvarmeselskapets kostnader. Det skal i prinsippet sikre effektive varmeløsninger.

Mindre kunder, som i praksis ikke vil gjennomføre forhandlinger på denne måten, kan også komme gunstig ut med fri prisdannelse. Det avhenger av hvor god innsikt de har i alternativene, og selvsagt hva disse varmeløsningene vil koste kunden. Selv om fjernvarmeselskapet er i monopolsituasjon, er ikke nødvendigvis markedsmakten høy. Fjernvarmeselskapene må kunngjøre priser som kundene aksepterer. Hvis alternativene er vesentlig rimeligere enn fjernvarme, må fjernvarmeprisene settes tilsvarende lavt, konsumentoverskuddet blir høyt og lønnsomheten til fjernvarmeselskapene kommer under press.

I et uregulert marked vil fjernvarmeselskapet kunne se seg tjent med å tilby tariffen med ulike elementer: et fast kronebeløp per avregningsperiode (tilknytning), energiledd og effektledd. Bruk av slike flerdelte tariffen i et uregulert marked bidrar til samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse av anleggene, men kan ha uheldige fordelings effekter. Hvis fjernvarmeselskapet har god informasjon om kundenes betalingsvilje, inkludert kundenes alternative varmeløsninger, er det i selskapets økonomiske interesse å holde energileddet på nivå med marginal varmekostnad, og heller bruke fastleddet til å dra inn størst mulig overskudd. Marginalkostnadsprisingen øker kundenes verdi av fjernvarmeløsningen, og den kan fjernvarmeselskapet nærmest «skattelegge» med fastleddet. Hvor kraftig skatteleggingen blir i et uregulert marked avhenger av kostnadene ved alternative varmeløsninger.

I tillegg til potensielle uheldige fordelings effekter, kan et uregulert varmemarked også kunne gi samfunnsøkonomisk ineffektive varmeløsninger. Hovedgrunnen til det er å finne på begge sider av markedet, og kan spores til innlåsnings effekter av teknologivalgene som gjøres.

Varmekunder må foreta investeringer som støtter den valgte varmeløsningen, enten det er elektrisk oppvarming, fjernvarme, eller andre løsninger. Når slike valg er foretatt, vil det være kostbart å ombestemme siden det utløser behov for nye investeringer. Når et fjernvarmeanlegg har etablert seg og fått knyttet til seg et de aktuelle kundegruppene, endres forhandlingsposisjonen i kundenes disfavør. Det utgjør ikke bare et fordelingsproblem (selskapsoverskudd vs. konsumentoverskudd), men et potensielt stort effektivitetsproblem. Nye kunder har grunn til å frykte denne innlåsnings effekten på fremtidige priser, og til vegre seg for å låse seg til fjernvarmeløsninger – også i de tilfeller der fjernvarmeløsningen samfunnsøkonomisk fremstår som er den mest beste varmeløsningen.

Kundenes posisjon kan også svekkes ved at alternative varmeløsninger ofte vil kreve høye investeringer på kort sikt. Det gjelder for eksempel for flere varmepumpeløsninger. Besparelsen av å bytte kommer først flere år frem i tid. Særlig for mindre kunder og utbyggere kan slik store ekstrainvesteringer øke terskelen for å bytte teknologi, selv om det skulle være regningsvarende på sikt.

Det er ikke bare kundesiden som kan komme i en svak forhandlingsposisjon i et helt uregulert marked. Når produksjons- og distribusjonsanlegget et utbygd, er en betydelig del av kostnadene faste og driftsuavhengige. Det svekker selskapets forhandlingsposisjon mot store kunder, og kan gjøre det mer krevende å ta priser som både dekker de variable og faste kostnadene. Dette er påpekt av flere, og utgjør i seg selv en god begrunnelse for ordningen med tilknytningsplikt (Dalen, Moen, & Riis, 2007):

«Det er imidlertid mulighetene for å koble til fremtidig bygningsmasse som vil være avgjørende for lønnsomheten av anlegget. I et konsesjonsområde vil det ofte foreligge planer for fremtidige bebyggelser - både nærings- og boligareal. I et uregulert varmemarked er det en fare for at disse potensielle fremtidige kundene kan komme i en for gunstig forhandlingsposisjon. Når disse byggherrene går inn i forhandlinger med varmeselskapet, vil varmeselskapets investeringer allerede være foretatt. Reservasjonsprisen til varmeselskapet vil dermed være lavere enn det totalkostnaden i anlegget skulle tilsi.»

Begge disse problemene kan i prinsippet håndteres med langsiktige prisavtaler, men slike avtaler reiser nye utfordringer knyttet til å forutse fremtidige behov for prisjusteringer i takt med markeds- og teknologiutvikling.

5.3.1 Erfaringer fra andre land

Det er forholdsvis vanlig å ha uregulerte priser i fjernvarmemarkeder. I litt under halvparten av landene i Europa med en viss mengde fjernvarme er det ingen direkte regulering av pris (EU-kommisjonen, 2022). Det må imidlertid sees i sammenheng med at flere land har en høy grad av offentlig eierskap i fjernvarmeanleggene, og at det varierer fra land til land om offentlig eide fjernvarmeselskap setter markedspriser eller om prisene til dels er politisk bestemt. Det er også betydelig variasjon i om land har tilknytningsplikt eller ikke for kundene. Finland har tidligere hatt tilknytningsplikt, men har opphevet dette. I Tyskland kan kommunen pålegge tilknytningsplikt.

Vi har valgt å undersøke erfaringene i tre land med en betydelig mengde fjernvarme som ikke har en direkte regulering av prisnivået er Finland, Sverige og Tyskland. Undersøkelsen er basert på hva som er rapportert i sekundærlitteratur og offentlige kilder. I en gjennomgang av EU-kommisjonen av fjernvarme i Europa er disse landene likevel klassifisert som å ha en delvis prisregulering,⁸ fordi selv om prisnivået ikke er direkte regulert finnes det regler om blant annet hvordan priser skal være utformet eller beregnes, og ulike mekanismer for forbrukerklager på pris. Det viser at også land som regnes å ha uregulerte priser, er det ulike mekanismer på plass som kan ha noen av de samme effektene som regulering av prisnivået.

I land uten direkte regulering av prisnivået er ofte konkurransemyndigheter eller forbrukermyndigheter involvert i fjernvarmemarkedet.

⁸ Side 63 i District Heating and Cooling in the European Union (EU-kommisjonen, 2022)

I Tyskland er det vanlig med kontrakter som binder kunder i opptil ti år, for å sørge for at selskapenes investeringskostnader blir dekket. Disse kontraktene inneholder som regel prisendringsklausuler for å blant annet ta høyde for endringer i fjernvarmeselskapenes kostnader. Prisendringer under denne typen klausuler har vært en kilde til klager til konkurransemyndigheter. I Tyskland undersøkte konkurransemyndighetene fra 2013 til 2017 flere fjernvarmeselskaper for misbruk av markedsrett og overdrevne prisøkninger. Resultatet av undersøkelsen ble at flere av selskapene under undersøkelse godtok tilbakebetaling til kunder eller fremtidige prisreduksjoner (Bundeskartellamt, 2017). De tyske konkurransemyndighetene uttalte i 2012 at de anser kunder som delvis innelåste.

I Finland har også konkurransemyndighetene iverksatt undersøkelser av fjernvarmepriser. En slik undersøkelse i 2012 konkludert med at terskelen for «klar overprising» ikke var nådd, men at gjennomsnittsprisen til selskapene som ble undersøkt var høy tatt i betraktning profittnivået og risikoen for selskapene (BEIS, 2019). Finske konkurransemyndigheter fremhever at det er begrenset konkurranse for fjernvarmeselskapene fordi store investeringer låser kundene til leverandøren. Prisingen av fjernvarme blir imidlertid til en viss grad påvirket av konkurranse med andre kilder når kunder tar valg om hvilken varmekilde å benytte.

I Sverige ble fjernvarmemarkedet deregulert i 1996. En oppfatning om at det førte til store prisøkninger, spesielt i noen byer, gjorde at det ble vedtatt en fjernvarmelov i 2008 som skulle styrke forbrukernes stilling. Loven krever at all informasjon om priser må være lett tilgjengelig for allmenheten, og at det må foreligge en forklaring på hvordan prisen settes. Det ble også nedsatt en fjernvarmenemnd som kunder kan klage til. Nemnden kan ikke fatte bindende vedtak om pris, dens funksjon er å fungere som megler mellom kunde og fjernvarmeselskap ved uenighet om pris (Werner, 2017).

Empirisk undersøkelse av fjernvarmeselskaper i Sverige fra 1997 til 2007 konkluderer med at fjernvarme er et eget marked, ikke utsatt for betydelig konkurranse fra andre varmekilder (Björnerstedt & Söderberg, 2011).

Erfaringer fra disse tre landene viser at det er mulig å ha velfungerende fjernvarmemarkeder uten regulering av pris, men at det ofte gir et behov for ulike former for markedsovervåking for å hindre eller motvirke at fjernvarmeselskaper utnytter sin stilling ovenfor kundene.

5.4 Avkastningsregulering

Avkastningsregulering gir fjernvarmeselskapet stor grad av frihet til å utforme tariffstrukturen, men det settes et tak på hvor stor avkastning selskapet kan realisere på den investerte realkapitalen. Modellen ble gradvis utviklet i USA basert på en rekke rettsavgjørelser som fastholdt at infrastrukturselskaper hadde krav på «fair» avkastning på kapitalen (Newbery, 1999), og ble etter hvert en vanlig reguleringspraksis av naturlige monopoler i mange land frem til 1980-tallet, også i Norge.

Siden selskapet her gis en rett til «normal» avkastning på kapitalen, omtales modellen ofte som kost-pluss, eller kostnadsdekning. Det er de faktiske kostnadene, inkludert kapitalkostnadene, som bestemmer hvor store inntekter selskapet kan hente inn fra sine kunder.

Modellens hovedstyrke er at den gi trygghet til investorer som skal foreta store, irreversible investering i realkapital. Slike investeringer er som nevnt sårbare for reforhandlinger over tid, og

kan redusere de økonomiske insentivene til å bygge opp nødvendig infrastruktur. Dersom reguleringsmyndighetene gir varmeselskapene et troverdig løfte om at de skal få å ta ut en rimelig avkastning, kommer også investeringsviljen.

Det er denne garantien som også skaper modellens hovedutfordring, og som forklarer hvorfor modellen er mindre i bruk i dag. Den gir svake insentiver til kostnadseffektivitet og fare for overinvesteringer, siden de økte kostnadene kan veltes over på kundene. Med tilstrekkelig høy betalingsvilje for slike kritiske leveranser som varme, vann og elektrisitet, klarer selskapet å ta ut normalavkastningen selv om de overinvesterer og driver med for høye kostnader.

Selv om avkastningsreguleringen ofte presiseres med at selskapet kun skal oppnå en rimelig avkastning på effektiv realkapital, omtalt som «used-and-useful», er det utfordrende for regulator å avdekke hvilken del av realkapitalen som er «effektiv». Informasjonsproblemet utfordrer regulatoren også her, med mindre regulator helt gir slipp på ambisjonen om å overprøve selskapets vurderinger av nødvendige kostnader for å produsere og distribuere varme.

5.4.1 Erfaringer fra andre land: Danmark

Danmark har en streng avkastningsregulering av fjernvarme. En rapport bestilt av den danske fjernvarmeforeningen finner at prisene i Danmark er 6 og 19 prosent lavere enn i Sverige og Tyskland, når det tas hensyn ulike avgiftsnivåer (EA Energy Analysis, 2015). Ulempen med en streng avkastningsregulering er at det ikke gir incentiver for produsentene til å redusere kostnadene. En nødvendig forutsetning for lave priser er derfor krav om en grundig utredning i forkant av investeringer i fjernvarmekapasitet som skal dokumentere at fjernvarmen vil være billigere enn alternative kilder (Odgaard & Djørup, 2020).

En utfordring med en streng kostnadsregulering, som gir lite rom for avkastning, er at det gir et incentiv til å øke kostnader. I Danmark er det regulert at alle kostnader må være markedsbasert, men det har likevel vært et problem at private fjernvarmeaktører har økt prisene ved å kjøpe varer og tjenester til høye priser fra andre selskaper i samme konsern. For at avkastningsregulering skal fungere er man derfor avhengig av detaljert regulering av hvilke kostnader som kan inkluderes, tilgang på betydelig mengder data fra produsentene og effektive reguleringsmyndigheter (Odgaard & Djørup, 2020).

I Danmark har man også vedtatt endringer i lovgivning for å gi egne incentiver til fjernvarmeselskaper å bytte til fornybare energikilder som er billigere enn de konkurrerende fossile kildene. Slike incentiver er nødvendige på tross av at kostnadene er lavere, fordi med avkastningsreguleringen så kommer ikke besparelsene selskapene til gode, kun kundene.

5.5 Inntektsrammeregulering

Inntektsrammeregulering kan sees på som en videreutvikling av avkastningsregulering, men der regulator tar spesielle grep for sikre at normalavkastningen bare kan nås gjennom kostnadseffektiv drift. Fremfor å benytte de faktiske kostnadene, tar denne reguleringspraksisen utgangspunkt i hva kostnadene skal kunne være dersom det drives effektivt. Insentivene til kostnadseffektiv drift styrkes siden inntektene ikke følges faktiske kostnadene, men en kostnadsnorm som selskapet egne kostnadstall ikke får være med å definere. Lykkes selskapet med å redusere kostnadene gir dette økt overskudd og avkastning.

En slik regulering krever at regulator har tilstrekkelig informasjon om hvor store kostnadene vil være ved effektiv drift. Hvis NVE med troverdighet skal binde seg til en inntektsramme for et fjernvarmselskap, må NVE være rimelig sikker på at rammen er tilstrekkelig høy. Hvis ikke, risikerer vi at selskapet går med underskudd.

Inntektsrammereguleringen er ofte begrunnet i at regulator kan øke presisjonsnivået i anslaget på kostnadene ved effektiv drift, enten gjennom å utvikle modeller for simulering av effektive anlegg eller gjennom å utnytte regnskaps- og produksjonstall fra andre sammenlignbare selskaper. I sistnevnte tilfelle vil kostnadene i andre, sammenlignbare selskaper legges til grunn for inntektsrammen. På den måten blir inntektsrammen uavhengig av selskapets egne kostnader, men regulators treffsikkerhet øker gjennom denne formen for benchmarking.

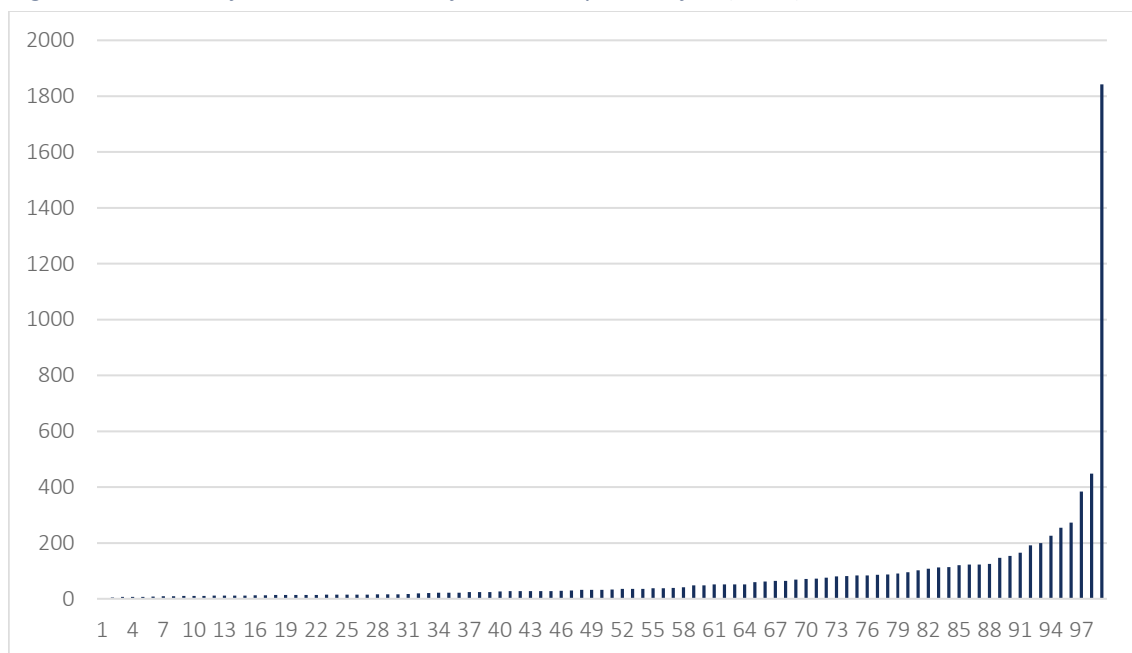
En svakhet ved inntektsrammeregulering som har vært trukket frem er at selskapene også kan redusere kostnadene ved å redusere volum eller fire på kvalitetskravene (Fehr, Hagen, & Hope, 2002). Isolert sett vil inntektsrammeregulering gi selskapene insentiver til å øke energiprisen for å dempe varmeetterspørselen, og justere den faste tariffen for å hente ut den maksimale inntektsrammen. Vi tror imidlertid ikke denne effekten vil være sterk i praksis. Selv om inntektsrammene ikke påvirkes av egen kostnadseffektivitetsutvikling, oppdateres den med hensyn til produksjonsvolum. Dersom selskapet forsøker å spare kostnader ved å øke energiprisen, vil inntektsrammen over tid skaljusteres.

Inntektsrammeregulering, basert på benchmarking, ble i 2015 foreslått av en interdepartemental arbeidsgruppe i Danmark. En viktig avgrensning var imidlertid at denne kun ble foreslått anvendt på distribusjons- og overføringsdelen av fjernvarmeselskapene. Begrunnelsen for å ikke inkludere varmeproduksjonen var at fjernvarmeselskaper ofte er låst inn med de lokale varmekildene, og at de dermed ikke står fritt til å «kopiere» andre selskaper med lavere kostnader. Det er stor variasjon i varmekilder, som av arbeidsgruppen ble vurdert som bestemt av mer spesifikke lokale betingelser – utenfor selskapenes direkte kontroll.

I tillegg til store variasjoner i brenselskilder og liten fleksibilitet i valget, kommer en betydelig del av varmeproduksjonen i Danmark fra kraftvarmeanlegg. Kraftproduksjonen skjer i et konkurranseutsatt marked, og det blir krevende å fordele kostnader mellom spillvarme- og elektrisitetsproduksjon i slike integrerte anlegg.

Som det kommer frem av Figur 17 nedenfor har vi i Norge mange svært små anlegg, i tillegg til de færre store anleggene rundt de større byene. Mulighetene for å få til gode benchmarkingsmodeller, med et tilstrekkelig robust sammenligningsgrunnlag, mener vi derfor er begrenset. Det er store variasjoner i innlåste produksjonsløsninger, og en utskilling av distribusjonsdelen vil være administrativt svært krevende. I tillegg vil vi da bli stående igjen med en annen regulering av produksjonsdelen, som har stått for en betydelig andel av samlede investeringer i fjernvarmeanlegg.

Figur 17 Fjernvarmekonsensjoner, søkt produksjon (GWh).



Kilde: NVE

5.6 Maksimalpris

Maksimalpris, også omtalt som pristak, er en målrettet regulering mot det som er det potensielle hovedproblemet med naturlig monopoler. Med pristak avskjæres monopolistens mulighet til å sette for høye priser, men som et hvert forsøk på å gripe inn i prisbeslutningene til en bedrift, skaper også denne informasjonsutfordringer for regulator. Hvor høyt skal det være under pristaket?

Hvis vi ser bort fra marginalkostnadsprising i kombinasjon med skattefinansiert inndecking av faste infrastrukturkostnader, er det få frihetsgrader igjen hvis vi antar at inntekten bestemmes av en såkalt uniform pris (pris per kWh) og den tilhørende varmeetterspørselen.

I praksis er frihetsgradene flere, både fordi det benyttes flerdelte tariffier (fast, energi, effekt) og fordi kundene kan deles inn i ulike grupper etter observerbare kjennetegn (som f.eks. næring, bolig og industri). Da er spørsmålet hvilke av disse priskomponentene og hvilke kundegrupper som skal gi det største bidraget til inndecking av faste kostnader. Hvordan prisene fordeles på de ulike gruppene og komponentene har både effektivitets- og fordelings effekter.

5.6.1 Teoretisk bakgrunn

Samfunnsøkonomisk forskning har gir mye innsikt i hvordan slike pristak optimalt bør utformes for å dekke inn faste kostnader med minst mulig effektivitetstap, forskning med nært metodisk slektskap til optimal beskatning.

Den optimale prismenyen, som dekker inn selskapets samlede kostnader med lavest mulig effektivitetstap, omtales som «Ramsey-Boiteux»-prising.⁹ Selv om pristakregulering har «Ramsey-Boiteux»-regelen som ledestjerne, er det er enklere sagt enn gjort å følge. Regulator kan fremdeles ikke observere de effektive kostnadene, og priselastisitetene på etterspørselssiden, som er viktig for de optimale prisene, er heller ikke enkelt å avdekke.

Privatiseringen av statlige monopoler på 1980-tallet skapte behov for formalisering av reguleringsmodellene, og pristak ble lansert som en foretrukket modell. Siden pristaket ikke skal forankres i utviklingen av realiserte kostnader, må det i praksis fastsettes en mer eksogen (for selskapet) regel for hvordan pristaket skal justeres over tid – en prisbane. En god pristaksbane treffer potensialet for produktivitetsøkning og kostnadsreduksjoner over tid. Littlechild (1983) anbefalte «KPI – X» for regulering av prisene i forbindelse med den kommende privatiseringen av British Telecom. Ved etablering av pristaket, skulle selskapet ta utgangspunkt i det eksisterende prisnivået, med en årlig justering i tråd med en relevant prisindeks (KPI) fratrukket et prosentkutt (X). X-faktoren ble foreslått som en pragmatisk mekanisme for å sikre at konsumentene fikk ta del i gevinsten av kostnadseffektiviseringer.

Slike pristak kan tilpasses regulerte monopoler som opererer med flerdelte tariffer. Pristaket blir da en pristakskurv, der den regulerede bedriften må sørge for at et vektet gjennomsnitt av prisene utvikler seg i tråd med KPI-X. Hvis bedriften velger å øke en av prisene, f.eks. prisen per kWh, må de andre prisene (effekt, fastledd, osv.) justeres tilstrekkelig ned.

Slik ble fordelene med pristaksregulering beskrevet av Littlechild selv (sammen med Beesley) i 1989:

“Because the company has the right to keep whatever profits it can earn during the specified period (and must also absorb any losses), this preserves the incentive to productive efficiency associated with unconstrained profit maximization. Part of this expected increased efficiency can be passed on to customers, via the level of X. Prices are therefore lower than they would be under rate-of-return control, without producers being worse off. Second, RPI – X allows the company greater flexibility to adjust the structure of prices within the basket, and in principle there is no constraint on prices outside the basket. This is of particular importance where, as with British Telecom, initial prices were thought to be considerably out of line with relative costs, yet “optimal” prices could not be immediately determined and achieved because of inadequate knowledge of costs and demands, as well as political constraints on speed of adjustment. Third, RPI – X is simpler to operate by the regulator and the company. It is more transparent and better focused on the parameter(s) of greatest concern to customers, hence providing them with greater reassurance.”
(Beesley & Littlechild, 1989)

I BT-tilfellet ble X satt til 3 prosent, men det skapte raskt problemer. Prisbanen viste seg å ligge for høyt, og profittmuligheten ble for gode. Justeringer i etterkant er unngåelig dersom inntjeningen blir for god eller for dårlig. Det ivaretas ved å fastsette prisbaner for en tidsavgrenset periode, f.eks. 5 år. Ved slutten av perioden gjennomføres det en ny vurdering basert på faktisk kostnadsutvikling og lønnsomhet. Selv om pristak ikke er kost-pluss, er det i praksis vanskelig å

⁹ Marcel Boiteux utledet disse prinsippene i en artikkel som ble publisert i 1956 på fransk, og senere i engelsk oversettelse i 1971. Prinsippene lå tett opp til prinsippene for optimal beskatning, slik Ramsey utledet disse i en artikkel fra 1927, og av den grunn bærer regel navnet til de begge.

unngå delvis kostnadsovervelting. Jo kortere reguleringsperioder, desto nærmere er vi avkastningsregulering.

Det finnes altså ikke enkle løsninger uten potensielle negative effekter. Informasjonsproblemet kommer ofte tilbake, om enn i en ny form, når man endrer reguleringspraksis. Informasjonsproblemet lar seg imidlertid påvirke. Regulator kan for eksempel utnytte informasjon fra hele bransjen (slik inntektsrammereguleringen av nettselskapene gjør), bedre kvaliteten og oppfølgingen av rapporterte kostnader og hente inn informasjon om kostnadene alternativene varmeteknologier.

En teoretisk modellering som sammenligner utfallene i et fjernvarmemarked med henholdsvis en pristakregulering og avkastningsregulering har vist at et pristak bidrar til optimal tilpasning i energimiksen hos produsentene, mens en avkastningsregulering ikke gjør det grunnet manglende incentiver hos produsentene (Oh & Kim, 2022).

5.6.2 Pristaket

Pristaket kan forankres på to ulike måter:

1. Fjernvarmekostnaden
2. Alternativkostnad – dvs. kostnader ved alternative varmeløsninger

Ved å forankre pristaket i varmekostnaden er ambisjonen prinsipielt den samme som inntektsrammeregulering og avkastningsregulering. Prisen skal speile kostnadene i den produksjonen som reguleres. Dette er et høyt ambisjonsnivå som er krevende å iverksette i praksis. Som påpekt ovenfor om inntektsrammeregulering er det store variasjoner mellom selskapene, både i skala og varmekilder. Dersom prisen knyttes til anslag på marginal- eller gjennomsnittskostnadene, sniker kost-pluss seg inn bakdøren.

Et alternativ er å sette et pristak som kan begrunnes i kostnadene ved alternativet til fjernvarme-produksjon. Alternativet for fjernvarmekunder er ikke å «slå av varmen», men å bytte over til andre varmeteknologier. Kostnadene ved det rimeligste (evt. komfort- og kvalitetsjustert) til fjernvarme representerer alternativkostnaden – som er den samfunnsøkonomisk kostnadsgevinsten ved å produsere fjernvarme. Ved å sette et pristak som ligger på nivå med det rimeligst alternativet, vil fjernvarmeselskapene bare klare å drive lønnsomt over tid dersom gjennomsnittlige fjernvarmekostnader er lavere enn alternative varmeløsninger.

En slik regulering scorer godt på samfunnsøkonomisk effektivitet på to måter. Den gir gode incentiver til kostnadseffektiv produksjon og distribusjon av fjernvarme, og den stimulerer fjernvarmeløsninger når disse er rimeligere enn alternativene.

En potensiell ulempe er igjen at overskuddene kan bli større (på kundenes bekostning) enn det forsøk på direkte kostnadsdekning ville ha gitt. I hvilken grad det skjer, avhenger av kostnadsutviklingen på alternative løsninger og hvor store byttekostnadene for kundene er. Et pristak er ikke bindende nedover for selskapet. Fjernvarmeselskapet kan senke prisene under taket, og det vil skje dersom kostnadene ved alternativene, inkludert kundenes byttekostnader blir lave. Da må prisene senkes for å unngå kundeflukt.

Hvis fjernvarmeanleggene er kostnadmessig konkurransedyktige, vil et pristak forankret i alternativkostnaden bli høyt, og inntjeningen bedre. Det er ikke ineffektivt i samfunnsøkonomisk forstand, men kan gi fordelingseffekter som ansees å være uønsket.

5.7 Oppsummering

Gjennomgangen av de fire hovedmodellene for økonomisk regulering av fjernvarmeproduksjon og -distribusjon viser at det alle har sine styrker og svakheter. Tabellen nedenfor oppsummerer disse, basert på kriteriene vi startet ut med.

Tabell 5.1 Sammenligning av alternativer for økonomisk regulering av fjernvarmeproduksjon- og distribusjon

Vurderingskriterier	Fri pris-dannelse	Avkastnings-regulering	Inntektsramme-regulering	Pristak
Effektive teknologi-/varmevalg	+	--	+	++
Effektive investeringer i ny kapasitet	++	--	-	++
Fordelingseffekter	--	++	+	-
Transparens og lav kompleksitet	++	-	--	++
Regulators informasjonsbehov	+++	-	--	++

Kilde: Vista Analyse

Vi konkluderer med at pristak kommer best ut. Gjennomgående vil den ha relativt gode effektivitetsegenskaper og lav kompleksitet, men med en risiko for mindre gunstige fordelingseffekter dersom kostnadene ved alternativene vurderes for høyt. Transparens og kompleksitet ved pristak avhenger av hvordan pristaket skal fastsettes. Vår anbefalte utforming av pristaket, slik denne beskrives i neste kapittel, vil score bra både på kompleksitet og transparens.

6 Fremtidig regulering av fjernvarmeprisen – et bedre pristak

Basert på gjennomgangen av ulike alternative reguleringsformer i kapittel 5, anbefaler vi at prisen på fjernvarme reguleres med en maksimalprisregulering (pristak). Vi mener det mest aktuelle grunnlaget for en slik maksimalpris er den alternative oppvarmingskostnaden. Det er også grunnlaget for dagens maksimalpris. Den konkrete implementeringen av pristaket i dagens regulering har flere svakheter, både av praktisk og prinsipiell karakter.

Vi mener det bør være den samfunnsøkonomiske kostnaden ved den alternative oppvarmingskostnaden som legges til grunn. Videre så mener vi det er et behov for å oppdatere hvilken alternativ oppvarmingskilde skal danne grunnlaget for maksimalprisen. Som beskrevet i kapittel 4, er det flere alternativer til direkte oppvarming, som stort sett er billigere enn elektrisk oppvarming. At alternativene har blitt billigere, bør reflekteres i fjernvarmeprisen. Vi mener også det bør gjøres flere andre endringer i innretningen for å gi en enklere regulering og bedre incentiver. Det gjelder blant annet å ha en maksimalpris som er enklere å beregne, og som settes og offentliggjøres av NVE.

6.1 Riktig nivå på et pristak

Som beskrevet i kapittel 5.6, så er et pristak en type regulering man tyr til fordi reguleringsmyndighetene ikke har tilstrekkelig med informasjon til å sette en optimal pris eller en inntektsramme for hvert enkelt selskap. Fordelen med denne typen regulering er at incentivene til selskapene til effektiv drift ivaretas, samtidig som kundene beskyttes mot urimelig høye priser. Fordi et pristak ikke sikter etter å oppnå en «perfekt» pris, så kan mange ulike prisnivåer være forenlig med pristakets heldige incentiveeffekter og relativt gode fordelingssegenskaper.

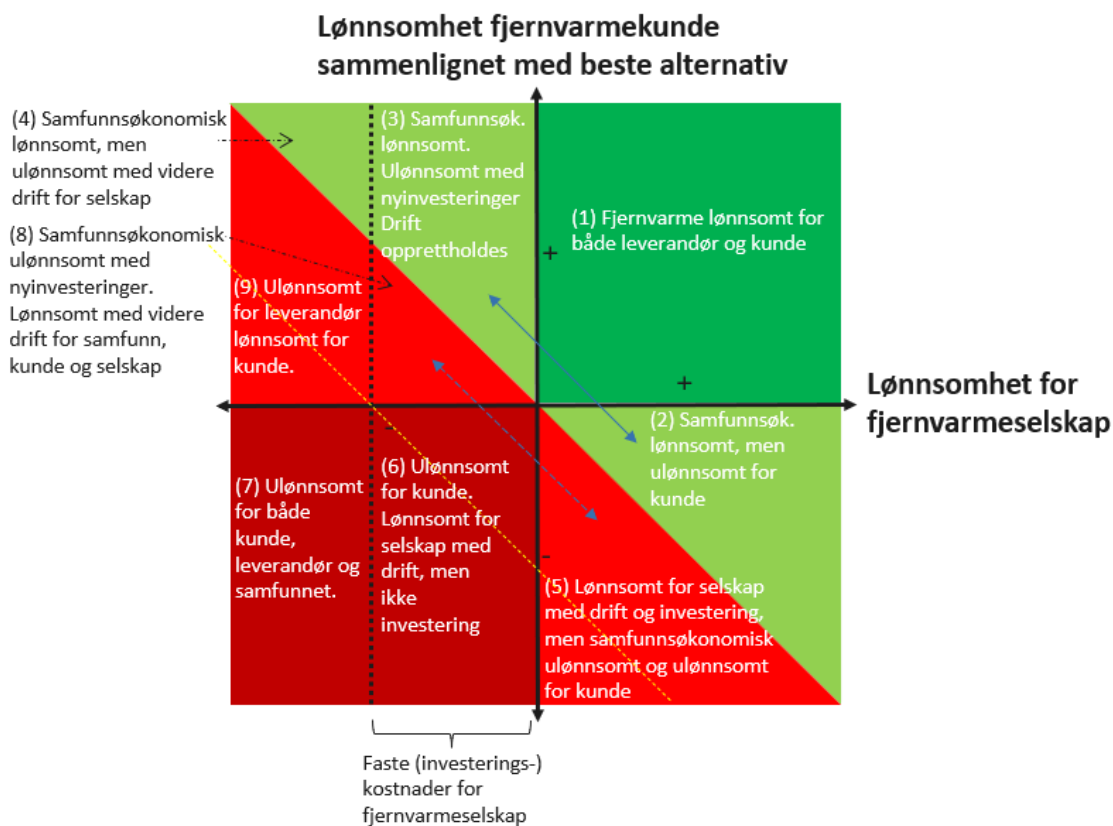
Det er hovedsakelig to hensyn som er sentrale: at pristaket ikke settes så lavt at nyinvesteringer eller eventuelt også videre drift for fjernvarmeselskaper blir ulønnsomt, og at det ikke settes så høyt at fjernvarmekundene som av ulike grunner er låst inne får en økonomisk ulempe.

Figur 18 er et forsøk på å gi en stilisert illustrasjon av de ulike utfallene, som hjelp for å vurdere konsekvensene av et pristak satt for høyt eller for lavt. Lønnsomhet for fjernvarmekunden er vist langs den vertikale akse. Fjernvarme er lønnsomt for kunden i øvre halvdel av figuren, og ulønnsomt i nedre halvdel. Lønnsomhet for kunden er målt i forhold til de samlede kostnadene ved beste alternativ. Langs den horisontale akse vises lønnsomhet for fjernvarmeselskapet, med posisjoner lengre til høyre sammenfallende med høyere lønnsomhet. Til venstre for origo, der de to aksene krysser, er det ulønnsomt for fjernvarmeselskapet når alle kostnader medregnes. Det er imidlertid store faste kostnader i fjernvarme. Derfor vises også en sort stiplede linje. Til høyre for den er prisen høy nok til å dekke alle variable kostnader, men ikke de faste kostnadene, mens til venstre for den stiplede linjen dekkes hverken de faste eller de variable kostnadene.

Det er for enkelthets skyld forutsatt at alle eksterne virkninger er priset korrekt for kunde eller selskap. Dermed blir samfunnsøkonomisk lønnsomhet lik lønnsomhet for kunden pluss

lønnsomhet for selskapet. Fjernvarme er da samfunnsøkonomisk lønnsomt i alle de ulike grønne områdene, og ulønnsomt i alle de ulike røde områdene.¹⁰

Figur 18 Skjematisk fremstilling av hensyn og utfall ved ulike prisnivåer



Kilde: Vista Analyse

Regulatoren som setter pristaket kan ikke fritt velge posisjon i figuren. Å øke eller redusere pristaket er en overføring mellom kunde og fjernvarmeselskapet, og er dermed en bevegelse diagonalt illustrert med den heltrukne blå pilen i figuren, gitt at fjernvarme er samfunnsøkonomisk lønnsomt.¹¹ Det kan også være at fjernvarme er samfunnsøkonomisk ulønnsomt, da er en endring i pristaket en bevegelse langs den stiplede blå pilen.¹² Det avgjørende poenget er at regulator ikke vet sikkert hvor langs den blå pilen man er fordi kostnadene for fjernvarmeselskapet og alternativkostnaden for kundene ikke er nøyaktig kjent. Regulator vet heller ikke sikkert om fjernvarme (fortsett) er den mest lønnsomme varmekilden for den enkelte kunde, dvs. man er på den heltrukne eller stiplede blå pilen. Hadde regulator hatt tilstrekkelig med kunnskap om kostnadsbildet til alle fjernvarmeselskaper, så hadde man valgt en annen type regulering. Formålet er da, gitt den kunnskapen man har, å velge et pristak som har høy sannsynlighet for å være et fordelaktig sted i figuren.

¹⁰ Dersom det finnes eksterne virkninger som er priset for lavt, eller prisen på alternativet for kunden inneholder elementer som ikke reflekterer samfunnsøkonomiske kostnader (for eksempel fiskale avgifter eller nettleie til ineffektive nettselskaper), så skal det diagonale skille som markerer overgangen til samfunnsøkonomisk lønnsomhet skiftes hhv. nedover eller oppover.

¹¹ I behandlingen av konsesjon for fjernvarme skal det dokumenteres samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

¹² Fjernvarme kan være ulønnsomt fordi vurderingen i konsesjonsbehandlingen var feil, fordi kostnadsbildet har endret seg siden konsesjon ble gitt slik at alternative oppvarmingskilder er å foretrekke, eller det kan være lønnsomt generelt, men ulønnsomt for den spesifikke kunden fordi den har tilgang på en billigere varmekilde.

Område nummer 1 i figuren er der man helst vil være. Da er pristaket satt slik at det er lønnsomt både for kunder og fjernvarmeselskapet. I område nr. 2 er prisen for høy til at det er lønnsomt for kunden. Gitt at det er innlåsingeffekter som gjør at kunden har begrensede muligheter til å bytte varmekilde, så er dette hovedsakelig et fordelingsproblem. Dersom det finnes noen kunder som har mulighet til å enkelt bytte varmekilde, og fjernvarmeselskapet ikke kan identifisere disse og/eller ikke kan differensiere pris, så kan det føre til et samfunnsøkonomisk tap ved at disse kundene bytter til en mindre effektiv varmekilde. I område nr. 3 så er fjernvarme lønnsomt for kunden, og fjernvarmeselskapet får dekket sine variable kostnader. Det er imidlertid ikke lønnsomt å investere i ny kapasitet, og det kan være problematisk å få til reinvesteringer når det er nødvendig. Område nr. 4 er enda mer problematisk; her får ikke fjernvarmeselskapet dekket de variable kostnadene, på tross av at fjernvarmeproduksjonen er lønnsom.

Dersom man er i en situasjon der fjernvarme er samfunnsøkonomisk ulønnsomt (det vil si i feltene 5 til 9 i figuren), som kan være situasjonen for enkelte selskaper med dyr drift så er vurderingene annerledes. Felt nummer 5 er ikke ønskelig å være i, da det i dette området er lønnsomt for fjernvarmeselskapet å investere i ny kapasitet som ikke er lønnsom for samfunnet eller kunden. Utover det er det avgjørende spørsmålet hvilken side av den gule stiplede linjen man er. Over den linjen, så er det samfunnsøkonomisk lønnsomt med fortsatt drift, men ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt med investeringer, mens under den gule linjen er hverken videre drift eller nye investeringer samfunnsøkonomisk lønnsomt. Felt 8 er det beste feltet å være i dersom videre drift er lønnsomt. Da får både kunden og selskapet en gevinst fra at driften er lønnsom, uten at det er incentiver til ulønnsomme investeringer. I den situasjonen er også felt nr. 6 bedre enn felt nr. 9, da lønnsomhet for selskapet sikrer videre drift i felt 6, mens felt 9 fører til avvikling.

Vi anser det som mindre sannsynlig at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved noen fjernvarmeanlegg er så lav at ikke engang driftskostnadene kan dekkes uten at det innebærer et tap for samfunnet (under den gule linjen, felt 6, 7 og 9). I det tilfellet er styrt avvikling det beste alternativet i prinsippet.

Et pristak basert på den samfunnsøkonomiske kostnaden ved alternative oppvarmingskilder har flere positive egenskaper. Det gjør at man med stor sannsynlighet sikrer at fjernvarme er lønnsomt for kunden, det vil si i den øvre halvdel av figuren. Ved at alternative varmekilder har blitt billigere, så kan det hende at enkelte fjernvarmeselskaper som tidligere var det mest lønnsomme alternativet, ikke lenger er det. Dette pristaket bidrar da til at man unngår en situasjon der disse fjernvarmeselskaper har incentiver til å gjennomføre nyinvesteringer som er samfunnsøkonomisk ulønnsomme (område 5). Med et pristak som er høyt nok til å dekke driftskostnader, inkludert vedlikehold, så vil man likevel sørge for at lønnsom drift opprettholdes. Samfunnsøkonomisk lønnsomme fjernvarmeselskaper vil fortsatt ha incentiver til å gjennomføre nyinvesteringer.

6.2 Endring i den alternative varmekilden som utgjør pristaket

Maksimalprisen for fjernvarme har siden 1986 vært forankret i prisen på elektrisk oppvarming. Begrunnelsen har vært å skjerme kundene mot en merkostnad knyttet til valg av eller krav om fjernvarmeløsning. I tillegg til å beskytte kundene mot en merkostnad ved å bli låst til fjernvarme, representerer kostnadene ved elektrisk oppvarming en alternativkostnad. Kostnadene ved elektrisk oppvarming er enklere å måle og er dessuten relativt lett observerbart for alle aktører på etterspørselssiden, produsentene og regulator. Den teknologiske og markedsmessige utviklingen

knyttet til andre varmeløsninger gjør imidlertid at vi mener oppvarming basert utelukkende på elektrisitet ikke nødvendigvis er det mest aktuelle alternativet.

Alternativer til elektrisk oppvarming er flere (se kapittel 4). Særlig ulike varmepumpeløsninger fremstår som stadig mer relevante. NVE anslo at det i 2015 var cirka 750 000 varmepumper i drift (NVE, 2016), og at om lag 27 prosent av husholdningene hadde varmepumpe. Det ble videre anslått av NVE at varmepumper leverte rundt 15 TWh med varme og trakk rundt 6,5 TWh elektrisitet. Det betyr at varmepumper i 2016 leverte mer varme enn fjernvarme. Siden da har tallet på antall varmepumper økt ytterligere, statistikk fra Norsk Varmepumpeforening tilsier at det fra 2016 til andre kvartal 2022 ble solgt over 600 000 varmepumper (Norsk varmepumpeforening, 2022). Det tilsier at varmepumper nærmer seg et punkt der det er den vanligste varmekilden for norske husholdninger.

De aller fleste varmepumper i drift er luft-til-luft varmepumper. Det er en teknologi som først og fremst er aktuelt for mindre bygg, særlig husholdninger i eneboliger. Husholdninger i eneboliger utgjør en svært liten del av fjernvarmemarkedet. For næringsbygg og boligbygg i blokkbebyggelse, som utgjør mesteparten av markedet for fjernvarme, er det særlig væske-til-vann og luft-til-vann varmepumper som er aktuelle varmeteknologier. Også disse typene varmepumper har opplevd en betydelig vekst. I 2015 utgjorde væske-til-vann varmepumper over 1 GW installert effekt av en samlet installert effekt for varmepumper på 5,4 GW. At luft-til-vann varmepumper og væske-til-vann varmepumper er blant de mest aktuelle alternativene til fjernvarme forsterkes ved at TEK17 i praksis krever vannbåren varme i nybygg som er større enn 1000 kvm.

Prinsippet bak en varmepumpe er å bruke elektrisk energi for å hente ut en større mengde varmeenergi fra en kilde med lav temperatur. Varmeenergi hentes typisk ut fra omgivelsene, det seg være luft ute, sjøvann, ellevann, grunnvann, jordvarme eller bergvarme. Forholdet mellom mengden total varme man får ut av en varmepumpe, og mengden energi som tilføres i form av elektrisitet, kalles effektfaktoren. Effektfaktoren vil variere mellom ulike typer varmepumper. Omgivelsesvarmen er det ingen kostnad ved, utover investeringskostnadene og vedlikeholdskostnaden ved selve varmepumpen. Den marginale varmekostnaden ved bruk av varmepumpe er derfor kraftprisen, delt på den til enhver tid gjeldende effektfaktoren. I tillegg kommer investeringskostnadene, som kan være betydelig.

Et annet relevant alternativ til fjernvarme er oppvarming med bioenergi. Ved er en av de mest brukte oppvarmingskildene i norske husholdninger, men for bygg der fjernvarme er aktuelt, det vil si vannbåren varme og som typisk er av en viss størrelse, er det andre former for bioenergi som er aktuelt. Det kan være pellets, flis, briketter eller bioolje. Ulike typer bioenergi har ulik kostnad og ulik virkningsgrad.

På tross av at bioenergi kan være et aktuelt alternativ, og i noen tilfeller være det billigste alternativet, mener vi at det blir unødig komplisert å inkludere flere ulike typer kilder, med ulike innsatsfaktorer i alternativprisen som skal ligge til grunn for pristaket. Varmepumpe er også et mer brukt alternativ for den type bygg som er mest aktuelle å ha fjernvarme. Vi anbefaler derfor å kun basere pristaket på kostnadene ved varmepumper. Siden innsatsfaktoren til varmepumper er elektrisk kraft, foreslår vi en beregning som tar utgangspunkt i kraftprisen. Detaljene er beskrevet nærmere i de etterfølgende kapitlene.

6.2.1 Hvordan definere prisen på oppvarming med varmepumpe

Å basere et pristak for fjernvarme på alternativkostnaden på oppvarming med varmepumpe er mer komplisert enn å basere det på direkte oppvarming med strøm.

Den første grunnen til det er at mens det for direkte oppvarming med strøm er likhet mellom energibruk inn i form av elektrisitet og varmeenergi ut, så vil man med varmepumpe få mer energi levert enn den energien man tilfører i form av elektrisitet. Hvor mye mer avhenger av effektfaktoren. Effektfaktoren avhenger igjen av type varmepumpe, utetemperatur (eller temperaturen der omgivelsesvarmen hentes fra), hvilket temperaturnivå varmen leveres ved og om anlegget drives riktig. Desto høyere varmeløft som er nødvendig, desto lavere blir effektfaktoren, noe som gjør at luft-til-vann varmepumper kan ha vesentlig lavere effektfaktor om vinteren. Vann/vann varmepumper, større varmepumper og nyere varmepumper har typisk høyere effektfaktorer enn luftbaserte, mindre og eldre varmepumper. Effektfaktoren er også høyere desto høyere temperatur det er på kilden til omgivelsesvarmen. Det gir lavere effektfaktor vinteren enn om sommeren, og forskjellen er størst for varmepumper som bruker en varmekilde med stor sesongvariasjon i temperatur, slik som uteluft.

Den andre grunnen er at investeringskostnaden utgjør en vesentlig større andel av kostnaden ved oppvarming med varmepumpe enn med panelovner. Investeringskostnaden vil avhenge mye av type varmepumpe, størrelsen på anlegget, og av lokale forhold for det enkelte bygg knyttet til tilgang på egnede kilder til omgivelsesvarme. Hvor stor investeringskostnaden er per kWh varme produsert avhenger igjen av hvilken levetid man forutsetter for anlegget, renten og antall brukstimer per år.

For at et pristak skal være praktisk gjennomførbart å håndheve for NVE, mulig å forholde seg til for fjernvarmeselskapene og forståelig for kundene, må både effektfaktoren og investeringskostnaden for varmepumpe som skal inngå i pristaket være basert på gjennomsnittsbetraktninger som gjelder likt for alle bygg. Det er ikke mulig eller ønskelig å utarbeide et spesifikt pristak for hver enkelt kunde, basert på hvilken type varmepumpe som ville vært aktuelt å benytte for dem.

Vi mener pristaket basert på alternativet med bruk av varmepumpe bør defineres som:

$$P_T = \left(\frac{1}{E}\right)P_E + a$$

Der variablene er definert på følgende måte:

P_T – Pristaket for fjernvarme, øre per kWh

P_E – Referanseprisen på elektrisk energi

E – Gjennomsnittlig effektfaktor (SCOP) for beste tilgjengelige varmepumper,

a – Påslag for å reflektere sparte investeringskostnader, øre per kWh

Pristaket i formelen over består av: en referansepris på kraft (P_E) som skal reflektere den samfunnsøkonomiske verdien av unngått kraftforbruk, multiplisert med 1 over en faktor (E), som skal ta hensyn til at den alternative oppvarmingskilden varmepumper gir mer varmeenergi enn

mengden elektrisk energi brukt, pluss et påslag (a), som skal reflektere sparte investeringskostnader, hovedsakelig den unngåtte investeringskostnaden for kundene ved bruk av fjernvarme heller enn varmpumpe.

Referanseprisen på kraft er definert nærmere i kapittel 6.3. Mulige nivåer på effektfaktoren og påslaget diskuteres under.

NVE Rapport nr. 2 2015 om kostnader i energisektoren (NVE, 2015) opererer med et forholdstall mellom spesifikt brenselforbruk (elektrisitet) og varmeenergi produsert (som tilsvarer inversen av effektfaktoren), på 0,417-0,37 for luft-til-vann varmpumper, og på 0,35 til 0,29 for ulike former for væske-til-vann varmpumper.

Ut ifra det tar vi utgangspunkt i en effektfaktor på 3 i våre beregninger. Vi anbefaler at NVE, ut ifra mer oppdaterte tall, definerer en relevant effektfaktor for varmpumper E , som skal inngå i formelen for pristaket, basert på ett snitt for de ulike aktuelle varmpumpetyper og enhver tid beste tilgjengelig. Effektfaktoren det tas utgangspunkt bør ta hensyn til variasjon gjennom året, det vil si det som gjerne kalles årsvarmefaktor eller «Seasonal Coefficient of Performance» (SCOP).

Et alternativ til å bruke en standard SCOP kan være å bruke ulike effektfaktorer for ulike årstider. Det vil reflektere det faktum at varmpumper er mer effektive om sommeren, når omgivelsestemperaturen er høy, enn om vinteren. Vi anbefaler imidlertid ikke det av to grunner. For det første vil det være unødvendig kompliserende. For det andre er forskjellen i effektfaktor mellom sommer og vinter relativt beskjeden for mange væske-til-vann varmpumper som får omgivelsesvarme fra kilder med lite temperaturvariasjon (som grunnvarme).

Referanseprisen på kraft er drøftet i det neste underkapittelet (6.3). Påslaget a som skal ta høyde for de samlede sparte investeringskostnadene er drøftet i 6.4.

6.3 Referanseprisen på kraft

I dag er prisen på elektrisk kraft som NVE benytter i fastsetting av pristaket, det månedlige snittet av spotpriser, pluss nettleien til det lokale nettselskapet, pluss alle avgifter og støtteordninger. Vi foreslår flere endringer i dette. Begrunnelsen for disse endringene er todelt. For det første mener vi det er den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden som er relevant. Det tilsier at kostnader for sluttbruker av kraft som ikke er basert på samfunnsøkonomiske kostnader, men kun er en overføring fra én aktør til en annen, ikke skal inngå.

For det andre er dagens referansepris unødvendig komplisert å beregne, og gir unødvendig volatilitet for fjernvarmeselskaper og kunder.

6.3.1 Redusert volatilitet – fra spotpris til gjennomsnittspris over tid

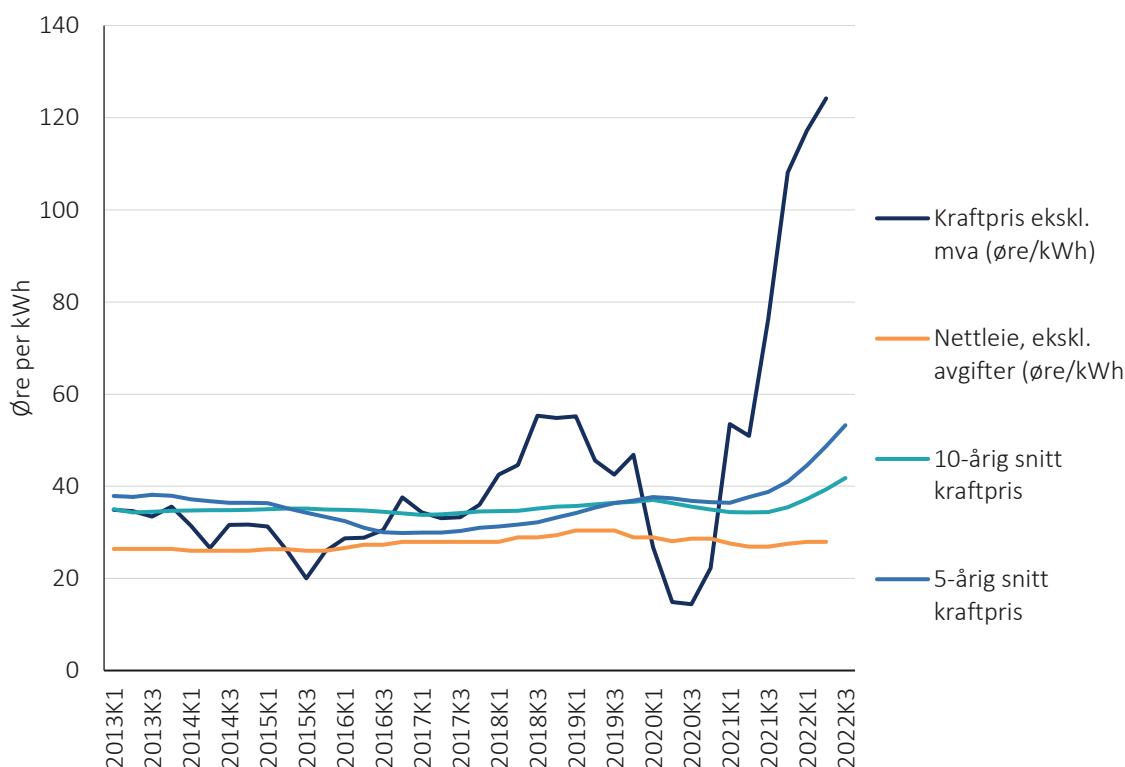
Prisen på elektrisk kraft er volatil. Dagens beregning av maksimalpris påføre kundene en risiko-kostnad. Volatiliteten i kraftmarkedet slår rett inn i varmekundenes kostnader. Figur 19 viser hvordan kraftprisen og nettleien har variert per kvartal fra første kvartal 2013 til og med andre kvartal 2022. Den viser en svært stor prisøkning i det siste, men også tidligere perioder med høye

og lave priser. Dette er nasjonale tall. Tall for enkelte prisområder og med høyere tidsoppløsning, vil vise enda større svingninger.

Volatiliteten i kraftprisen skaper en uforutsigbarhet som ikke reflekterer kostnadene ved å produsere og distribuere fjernvarme, og som derfor ikke er nødvendig at inngår i fjernvarmeprisen. Den tidligere omtalte innlåsingseffekten for fjernvarmekunder tilsier at disse kundene på kort sikt ikke lett kan endre varmeløsninger i takt med alternativkostnadene (kraftprisen).

Selv om forankringen i kraftprisen opprettholdes ved at en referansepris på kraft inngår i formelen for pristaket, bør det etableres en mekanisme som demper volatiliteten og prissikoen for kundene. Fastpriser er en løsning som kan dempe for mer kortsiktige svingninger, men et pristak bør uansett innrettes på en måte som unngår unødvendig volatilitet. Fjernvarmekundene bør eksponeres for de mer langsiktige prisbevegelsene i kraftmarkedet, som for eksempel hvis vi går inn i en periode med varig høyere eller lavere priser, da kraft er en sentral innsatsfaktor i de mest aktuelle oppvarmingsalternativene. Kortsiktige bevegelser som reflekterer midlertidige markeds-situasjoner i kraftmarkedet bør imidlertid fjernvarmekunder langt på vei skjermes for.

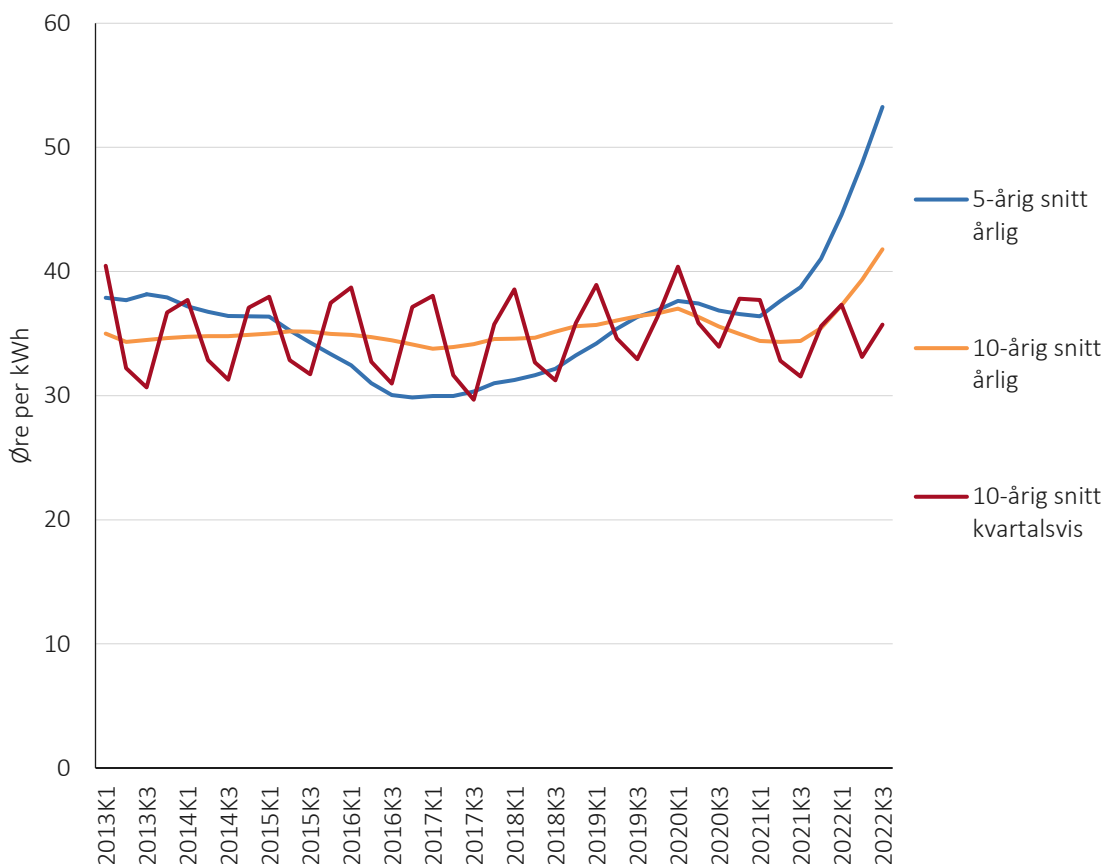
Figur 19 Kvartalsvis utvikling i kraftpris og nettleie



Kilde: SSB tabell 09387 og 08448, Vista Analyse

Figur 20 viser ulike måter prissvingningene kan dempes på. Kraftprisen som inngår kan være basert på et 5-årig eller 10-årig snitt av historiske priser. Et 10-årig snitt gir naturlig nok en større demping av prissvingningene enn et 5-årig snitt. Dagens meget høye priser bidrar til å dra opp begge deler. Det 5-årige snittet ser vi at også svingen en del før dagens periode med høye priser. Figuren viser også effekten dersom man tar et tiårig snitt per kvartal, det vil si at man for første kvartal 2022, beregner snittprisen i første kvartal for de ti foregående årene. Det gir en klar sesongmessig variasjon i prisen.

Figur 20 Historiske snitt av kraftprisen (eks. mva, i øre per kWh)



Kilde: SSB tabell 09387 og 08448, Vista Analyse

Et alternativ til å bruke historiske priser er å bruke fremtidspriser fra terminmarkedet. Vi mener det er mindre hensiktsmessig, da det både er mer komplisert å beregne en gjennomsnittlig fremtidspris, og bevegelsene i fremtidsprisene har en tendens til å være positivt korrelert med dagens pris. Det vil si at når spotprisen øker eller synker, så gir det tilsvarende (men svakere) utslag i fremtidsprisene. Dermed gir fremtidspriser en dårligere prisdempende effekt enn bruk av historiske priser.

Vi anbefaler bruk av et kvartalsvis 10-årig snitt av kraftprisen. Å bruke 10-år med data gir en god demping av kortsiktige prissvingninger. Elektrisk kraft har høyere verdi om vinteren enn om sommeren, som man ser av den regelmessige sesongmessige variasjonen av kraftprisen når man tar et kvartalsvis snitt. Vi mener det er ønskelig at referanseprisen tar høyde for det.

6.3.2 Inkludering av nettleien

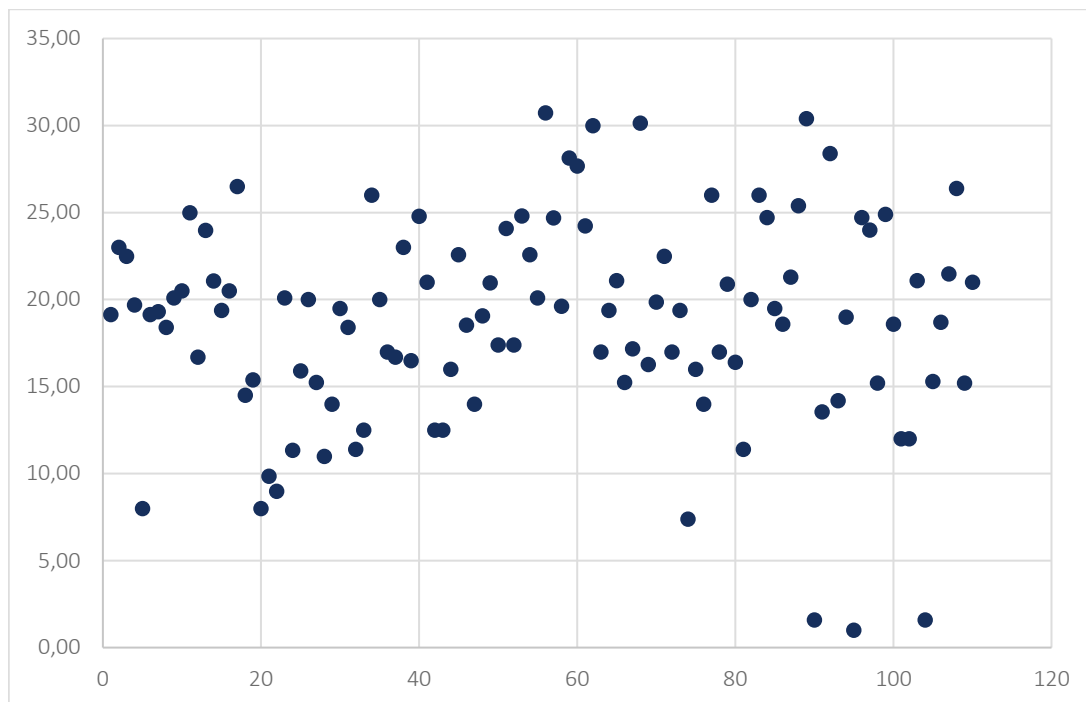
Gitt at fjernvarmeprisen skal ta utgangspunkt i kostnaden ved oppvarming med varmepumpe, bør nettleien for leveranse av den elektriske energien i utgangspunktet inngå som en del av denne kostnaden.

Å inkludere nettleien til det enkelte nettselskapet eksplisitt i beregningen av et pristak har likevel uheldige sider. For å sikre samfunnsøkonomiske effektive utbygginger og reinvesteringer, skal fjernvarmeanleggene bare fortrenge alternative løsninger dersom kostnadene ved bruk av

fjernvarme er lavere enn de samfunnsøkonomiske kostnader ved disse alternativene. Nettleien, inkludert energileddet i denne, finansierer store faste kostnader, som i svært liten grad påvirkes av endringer i fjernvarmeproduksjonen. Den kommer på toppen av selve kraftprisen når fjernvarmeselskaperes maksimale priser fastsettes på grunnlag av gjeldene regelverk.

Figur 21 nedenfor viser nivået på energileddet i nettleien (øre/kWh) for samtlige nettselskaper, etter hvordan de varierer med de variable kostnadene i nettet. Observasjonene i figurene er nettselskaper, sortert etter fylkestilhørighet.¹³ Vi ser at det er store variasjoner i nettleien, og denne vil i svært liten grad avspeile de variable kostnadene i nettet.

Figur 21 Energileddet i nettleien



Kilde: NVE

Det er ikke hensiktsmessig at den lokale prisen på fjernvarme varierer etter hva kostnadsnivået til det lokale nettselskapet tilfeldigvis er.

Et tilleggsargument mot å inkludere den lokale nettleien i referanseprisen, er at den inneholder flere elementer, herunder trinnbaserte effektledd, som er svært komplisert å gjøre om til en pris per kWh (se del 1 av denne utredningen i kapittel 2).

Som alternativ til å inkludere nettleien i referanseprisen for kraft, foreslår vi å inkludere sparte nettinvesteringer sammen med alle andre sparte investeringskostnader for samfunnet i påslaget a (omtalt i avsnitt 6.4).

¹³ Oslo (1), Viken (18), Innlandet (13), Vestfold og Telemark (9), Agder (1), Rogaland (6), Vestland (21), Trøndelag (5), Nordland (13), Troms og Finnmark (12).

6.3.3 Inkludering av fiskale avgifter, strømstøtte og andre deler av sluttbrukers kraftpris

I dag inkluderer pristaket på fjernvarme alle elementer av strømprisen for sluttbruker, inkludert elavgift og strømstøtte. Vår anbefaling er at pristaket skal være basert på den samfunnsøkonomiske kostnaden ved beste alternative oppvarmingsteknologi. Hverken el-avgiften eller strømstøtten reflekterer samfunnsøkonomiske kostnader ved bruk av strøm. El-avgiften er en ren fiskal avgift som skal gi inntekter til staten. Strømstøtten er en overføring til husholdninger og næringsliv for å sikre en akseptabel fordeling i en tid med ekstraordinært høye strømpriser. Det gir ikke mening at fordi staten krever inn inntekter fra forbrukere av strøm, så skal det øke prisen fjernvarmeselskaper kan ta fra sine kunder. Like lite gir det mening at fjernvarmeselskaper skal tjene mindre når staten velger å støtte strømkunder. At fjernvarmeprisen har blitt urimelig høy når strømprisene i 2022 har vært svært høye, bør heller tilsi at dagens pristak bør endres enn at strømstøtten skal inngå i pristaket.

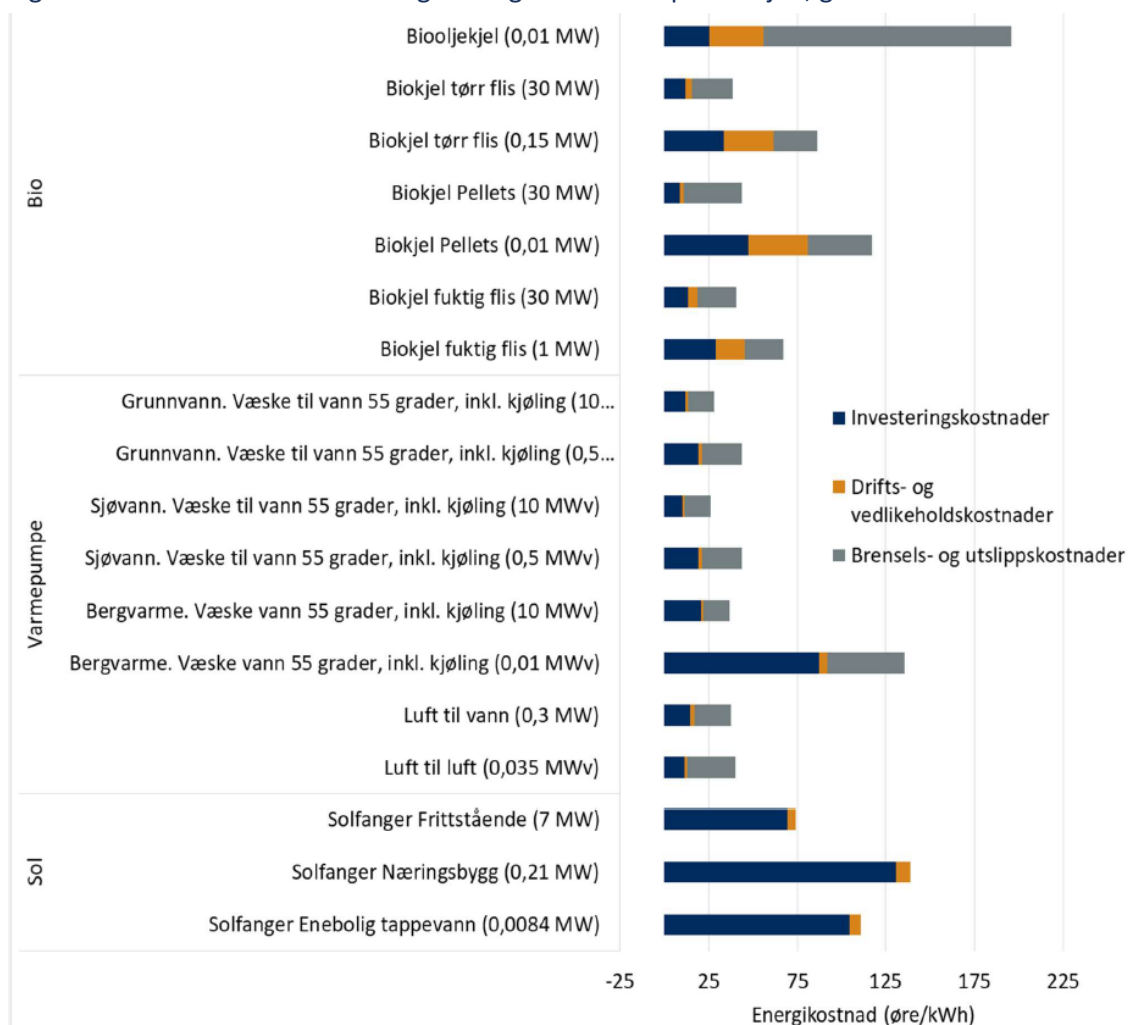
Vi anbefaler på bakgrunn av dette at fiskale avgifter som el-avgiften, og subsidier for sluttbrukere som dagen strømstøtte, ikke inkluderes i referanseprisen på strøm. Dersom staten velger å avgiftsbelegge eller subsidiere fjernvarme, bør det skje direkte heller enn via at avgifter og subsidier på strøm påvirker pristaket.

6.4 Påslag for sparte investeringskostnader

De samlede sparte investeringskostnadene for kunder og samfunnet ved bruk av fjernvarme er vanskelig å anslå presist. Det viktigste er imidlertid å finne et nivå for disse kostnadene som er i riktig størrelsesorden, for at pristaket ikke blir for høyt (slik at kundene kommer dårlig ut og det er incentiver til å investere i samfunnsøkonomisk ulønnsom fjernvarmekapasitet) eller for lavt (slik at det ikke blir investert i lønnsom fjernvarmekapasitet). Måten vi anbefaler at investeringskostnadene tas hensyn til i pristaket, er at det defineres av NVE en fast sum målt i øre per kWh, som legges til i pristaket, som et påslag a .

Den mest åpenbarte sparte investeringskostnaden når alternativet er varmepumper, er investeringskostnaden ved selve varmepumpen og eventuell varmebrønn. Vi mener et naturlig utgangspunkt for å definere denne faste summen er investeringskostnadens del av beregnet LCOE for et snitt av relevante varmepumpeløsninger. Figur 22 viser et utdrag fra en gjennomgang av LCOE for et utvalg varmeløsninger (NVE, 2017).

Figur 22 LCOE for et utvalg løsninger for varmeproduksjon, grunnlast.



Kilde: NVE Revidert kostnadsrapport 2017, side 4. (NVE, 2017)

Som det fremkommer av figuren, utgjør investeringskostnadene for varmepumpe i underkant av 25 øre per kWh for de fleste varmepumpeløsninger. Vi mener på bakgrunn av det at et nivå på de sparte investeringskostnadene fra varmepumpe på rundt 20 øre per kWh vil være rimelig. Drifts- og vedlikeholdskostnader bør i prinsippet også inkluderes i påslaget, men basert på Figur 17 fremstår de som av mindre betydning.

For en del enkeltkunder vil installering av varmepumpe innebære vesentlig høyere kostnader enn det som er beskrevet her, grunnet ufordelaktige lokale forhold knyttet for eksempel til lokasjon eller trekk ved selve bygget. Det kan for eksempel være manglende plass til å etablere en energi-brønn etter at bygget er oppført. Det er ikke meningen at kostnadene for varmepumpe for den enkelte kunde skal legges til grunn for pristaket på fjernvarme. Hensikten med et pristak er blant annet å skjerme kunder som i større eller mindre grad er låst til fjernvarme som varmekilde. For å oppnå den hensikten må pristaket ta utgangspunkt i kostnadsbilde for en kunde som *ikke* ennå er låst til en varmeløsning og som har tilgang på gode alternativer.

Vi anbefaler i kapittel 6.3.2 at nettleien ikke skal inngå i referanseprisen for kraft, ettersom den faktiske nettleien til nettselskapene i for liten grad samsvarer med de samfunnsøkonomiske kostnadene ved distribusjon av kraft. Samtidig så bidrar bruk av fjernvarme utvilsomt til lavere

investeringskostnader i kraftnettet. I tillegg kan det være positivt for samfunnsberedskapen at det brukes et mangfold av ulike varmekilder, heller enn at alle er avhengige av kraftmarkedet. Vi foreslår at dette reflekteres i påslaget a . Hvor mange øre per kWh det bør utgjøre er ikke åpenbart, men sannsynligvis i størrelsesordenen 10-20 øre.

Vi antar at et rimelig nivå på det samlede påslaget er 30-40 øre per kWh. Vi anbefaler at NVE gjør grundigere undersøkelser av de sparte investeringskostnadene for kunder og samfunn ved bruk av fjernvarme for å fastsette påslaget. Disse vurderingene bør oppdateres med jevne mellomrom, for eksempel hvert femte år, for å sørge for at pristaket på fjernvarme fortsatt samsvarer med den samfunnsøkonomiske kostnaden ved det beste tilgjengelig alternativet.

Imidlertid vil vi påpeke at et vel så viktig hensyn som å treffe nøyaktig riktig på nivået på de sparte investeringskostnadene, er at nivået på det endelige pristaket blir slik at det har de rette egenskapene (se avsnitt 6.1).

6.5 Bruken av et nytt pristak – åpning for ulike tariffstrukturer

Pristaket, slik det er foreslått fastsatt i 6.2, skal gi fleksibilitet med hensyn til hvordan fjernvarmeselskapets utformer tariffene. Vi anbefaler ikke at det innføres en tvungen tariffstruktur for selskapene. Bakgrunnen for det er at det er ønskelig at fjernvarmeselskapene tilpasser tariffstrukturen til sitt kostnadsbilde så langt det er mulig, innenfor rammene av pristaket.

For å presisere dette nærmere, viser vi her hvordan det kan skje i praksis. La oss først definere de aktuelle delene av en fjernvarmetariff:

P_V – energiprisen for fjernvarme, øre per kwh

P_W – effektprisen for fjernvarme, kundespesifikk basert på målt effektuttak, i kr/kW

kwh – antall kwh varmeforbruk

F – fast tilknytningsavgift for fjernvarme

P_T – vårt foreslåtte pristak, øre per kwh

P_T må fjernvarmeselskapet ta for gitt siden det er selve pristaket. De øvrige prisene står fjernvarmeselskapet fritt til å fastsette, men med et krav om at samlet fjernvarmekostnad for kunden er lavere enn kundens fjernvarmeenergiforbruk verdsatt til pristaket:

$$F + P_V \cdot kwh + P_W \leq P_T \cdot kwh$$

Ved å delegere selve tariffstrukturen til fjernvarmeselskapet, kan denne tilpasses lokal informasjon om kostnadsstruktur – både marginalkostnad knyttet til energiforbruket og effektkostnader. Den er også fleksibell med hensyn til et eventuelt ønske om å ha ulike priser over døgnet og sesong. Det vil ikke påvirke pristaket, men gir fjernvarmeselskapet anledning til intern optimalisering – der både prisfølsomhet og marginalkostnader kan på virke tariffstrukturen.

For å vise også dette, la oss anta at et selskap ser seg tjent med ha et energiledd som varierer mellom to perioder, 1 og 2. Det kan f.eks. være helg vs. virkedager eller natt og dag. Det gir følgende pristaksformel:

$$F + P_V^1 \cdot kwh^1 + P_V^2 \cdot kwh^2 + P_W \leq P_T \cdot \sum_{t=1}^2 kwh^t$$

Ved klage eller kontroll, kan NVE enkelt sjekke etterlevelsen ved å sammenligne den aktuelle kundens fakturerte fjernvarmekostnad og den samme kundens fjernvarmeenergiforbruk verdsatt til pristaket.

Dersom energiuttaket er prisfølsomt, vil fjernvarmeselskapene ha incentiver til å sette fjernvarmeprisen på energiuttak (P_V) slik at marginalkostnaden for varmeproduksjon balanserer pristaket. Selv om pristaket ikke skulle treffe den faktiske alternativkostnaden eksakt – dvs. kostnadene ved det rimeligste alternativet til fjernvarme – trekker like fullt de økonomiske incentivene i riktig retning:

- Hvis vi f.eks. går inn i en periode med vedvarende høye kraftpriser, øker pristaket og med det også fjernvarmeproduksjonen (slik at marginalkostnadene kommer opp til det nye nivået på pristaket). For å få til det, med «innlåste» kunder, vil fjernvarmeselskapene måtte redusere energiprisen i fjernvarmetariffen, og heller ta ut økt pristak ved oppjustering av den faste avgiften.
- Motsatt, dersom kraftprisen skulle falle ned på en langt lavere varig nivå, vil referanseprisen begynne å falle, og med det også selskapets optimale fjernvarmeproduksjon. Det krever en oppjustering av energileddet, men pristaket vil tvinge ned fastleddet for fjernvarmekundene.

Også i dag har fjernvarmeselskapene anledning til å fastsette sin egen tariffstruktur. Vi ser imidlertid at det klart vanligste er å ha en pris som tett følger dagens pristak, uten elementer som gir bedre incentiver til kundene, for eksempel knyttet til å belønne jevn effektbruk eller energibruk når nettet er lite belastet. En mulig grunn til det kan være at gevinstene for fjernvarmeselskapene av å få kundene til å tilpasse sitt forbruk i ønsket retning, er lavere enn de tapte inntektene ved å sette prisen lavere enn pristaket for de kundene som endrer sitt forbruk i ønsket retning. I så fall vil resultatet med det nye pristaket mest sannsynlig fortsatt være at fjernvarmeselskapene velger en tariffstruktur som ligger tett opp til strukturen på pristaket.

En annen mulig forklaring kan imidlertid være at dagens pristak er volatil, fordi svingninger i strømprisen slår direkte inn på prisen fjernvarmeselskapene kan ta. Den volatiliteten gjør det mer krevende å innføre mer kompliserte tariffstrukturer. Det foreslåtte pristaket vil i større grad være skjermet for svingninger i strømprisen, som vil gi økt forutsigbarhet for produsentene

6.6 Tilknytningsavgift og prising av spisslast

I dag er det to priser for fjernvarme som ikke er regulert av pristaket, tilknytningsavgiften og spisslast. Selv om det er to ulike problemstillinger, så har de til felles at når det er en regulering av noen priser, men ikke andre, så er det en fare for at produsenten bruker sin markedsrett på den uregulerte prisen. Dette er et problem som er kjent fra forskningslitteraturen om regulerte priser (Schiff, 2008). Det vil i så fall undergrave effekten av å regulere prisen, ved at

fjernvarmeselskapene kan utnytte sin markedsrett til å ta mer betalt fra innlåste kunder, enn det pristaket legger opp til. Faren for dette er noe regulator bør være oppmerksom på.

Samtidig kan det være gode argumenter for at både tilknytning og spisslast utelukkes fra pristaket. Siden det er egne kostnader for fjernvarmeselskapet forbundet både med å tilknytte nye kunder, og ved å tilby fjernvarme som spisslast, er det i utgangspunktet ønskelig at dette prises separat, heller enn at disse kostnadene bakes inn i den generelle fjernvarmeprisen.

Vi vil her drøfte ulike trekk ved tilknytningsavgift og pris på spisslast, for å vurdere om det er grunn til å være bekymret for at dette kan misbrukes.

6.6.1 Tilknytningsavgift

Tilknytningsavgiften er avgiften fjernvarmeabonnten betaler for stikklinjene fjernvarmeselskapet må føre fra overføringslinjene til den enkelte kunde. NVE har i form av en veileder påpekt at tilknytningsavgiften ikke bør være større enn de faktiske kostnadene, men dette er ikke fastsatt i lov eller forskrift.

Energi-loven åpner for at tilknytningsavgiften også kan belastes kunder som ikke velger å bruke fjernvarme, der det er tilknytningsplikt. Energi-loven § 5-5, fjerde ledd sier: «Når tilknytningsplikt til fjernvarmeanlegg er pålagt i medhold av plan- og bygningsloven § 27-5, skal abonnenten betale tilknytningsavgift og fast årlig avgift uavhengig av om fjernvarme nyttes eller ikke.» Vi kjenner ikke til at tilknytningsavgift og fast årlig avgift belastes kunder som ikke bruker fjernvarme, men kan heller ikke utelukke at det skjer.

Tilknytningsavgift er en avgift som belastes kunden før man er påkoblet fjernvarmenettet. En av de viktigste grunnene til at det er behov for prisregulering er at det for en del fjernvarmekunder vil være en innlåsingseffekt etter at man har investert i fjernvarme som varmeløsning. Tilknytningsavgiften kommer på et tidspunkt som er før innlåsing finner sted, som tilsier at det er mindre behov for å regulere denne prisen. Å tilknytte nye kunder er også i fjernvarmeselskapets interesse, siden fjernvarme har store faste kostnader i produksjons- og distribusjonsanlegg, som det ofte vil være lønnsomt å spre på flere kunder. I konsesjonsområdet til et fjernvarmeanlegg har nybygg i utgangspunktet en tilknytningsplikt, og man kan se for seg at det gjør at fjernvarmeselskaper likevel bruker tilknytningsavgiften til å dra inn ekstra inntekter. Men, tilknytningsplikten er ikke absolutt, kommunen har rett til å gi unntak fra denne plikten der det kan dokumenteres at bruk av alternative oppvarmingsløsninger er miljømessig bedre. Hvis et fjernvarmeselskap tar en urimelig høy kostnad for tilknytning, kan det bli brukt som argument av kunder til å få fritak fra tilknytningsplikten.

Vår konklusjon er derfor at det er begrenset grunn til å frykte at tilknytningsavgiften vil bli brukt til å dra inn høyere inntekter fra kundene enn det pristaket tillater. En annen fare kan være at fjernvarmeselskaper priser tilknytning for lavt for å tiltrekke seg kunder og velter disse kostnadene over på eksisterende kunder. Siden pristaket uansett vil gjelde for de eksisterende kundene, mener vi dette ikke er et aktuelt problem.

Vi ser likevel ingen åpenbare problemer med dagens situasjon der NVE har lagt føringer om at tilknytningsavgiften skal dekke faktiske kostnader. Dersom denne situasjonen skal videreføres, vil vi anbefale at det tydeliggjøres i lov eller forskrift.

At energiloven åpner for å ta en fast årlig avgift av kunder som ikke bruker fjernvarme vil vi derimot anbefale at endres. Denne regelen har potensiale for misbruk, ved at fjernvarmeselskaper flytter mest mulig av den samlede fjernvarmeprisen over på den faste årlige avgiften, krever denne avgiften også fra kunder som ønsker å bytte oppvarmingskilde og dermed låser fast kunder med bedre oppvarmingsalternativer. Vi har ingen indikasjoner på at den årlige avgiften brukes slik i dag, men vil likevel anbefale at denne muligheten fjernes.

6.6.2 Spisslast

NVE har i sin forvaltningspraksis lagt til grunn at kunder som bruker fjernvarme som spisslast er utenfor prisreguleringen. Spisslast er den delen av energibruken som skal dekke toppene i energibehovet. Det kan for eksempel gjelde bygg med varmepumper, som på spesielt kalde dager bruker fjernvarme til å dekke det ekstra behovet varmepumpene ikke kan dekke.

Det er gode grunner til å tillate en høyere pris på spisslast. Fjernvarme er godt egnet til å levere en jevn energimengde. Kunder som bruker fjernvarme som spisslast er da lite tilpasset fjernvarmes fortrinn. Fjernvarmeselskaper må i en del tilfeller bruke dyrere energikilder, som for eksempel bioolje eller elkjel, til å dekke de timene med høyest varmeetterspørsel. Det er naturlig at de kundene som i størst grad utløse behovet for disse dyrere energikildene dekker de ekstra kostnadene, heller enn at det spres på alle kunder. Det gir også incentiver til å begrense bruk av spisslast.

På bakgrunn av dette er det ønskelig at spisslast kan prises høyere enn det pristaket tillater for kunder som kun bruker fjernvarme til spisslast. Dette bør komme klarere frem i lov eller forskrift.

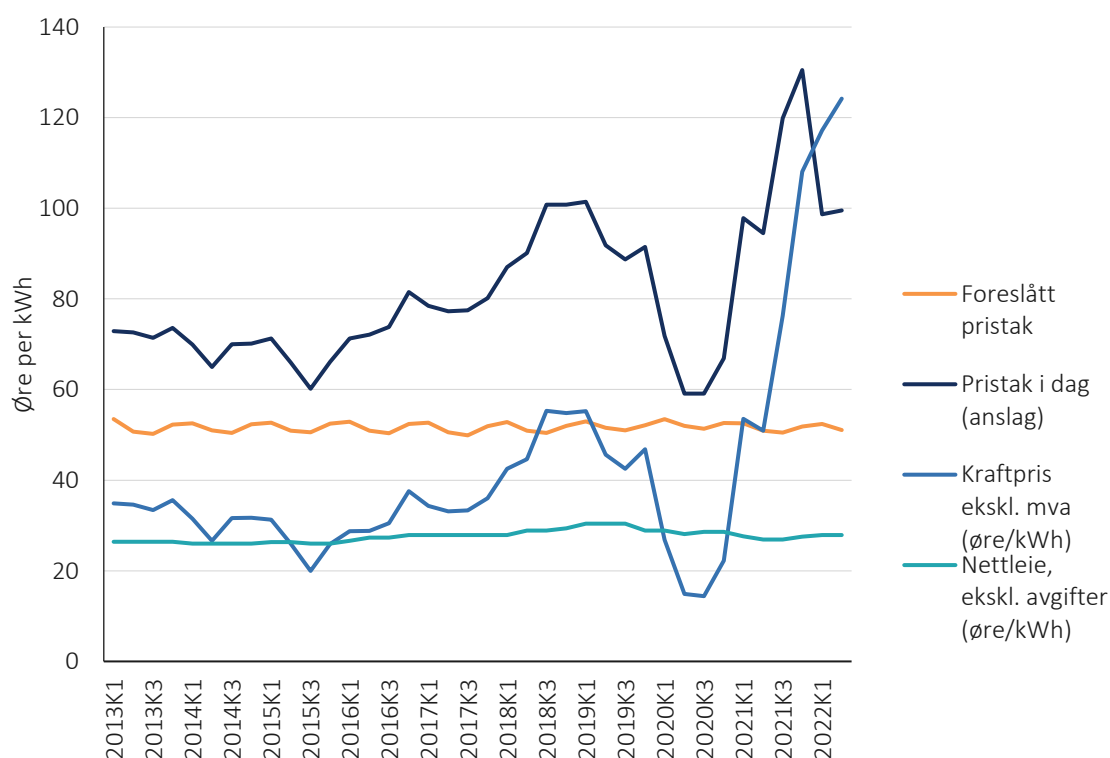
Denne adgangen til å prise spisslast høyere, bør i utgangspunktet ikke kun gjelde kunder som *utelukkende* bruker fjernvarme til spisslast. Det er ingen prinsipiell forskjell mellom kunder som har en grunnlast på null, og noen få timer i året med høy spisslast, og kunder som har en lav grunnlast som er høyere enn null, med samme høye spisslast i noen få enkelttimer. At grunnlasten er over null i de resterende timene endrer ikke at spisslasten påfører fjernvarmeselskapet ekstraordinære kostnader som må dekkes. Vi har anbefalt et pristak som ikke inneholder noe eget effektledd. Det vil si at dersom et fjernvarmeselskap ønsker å prise høy effektbruk hos enkelte kunder som er dekket, må det innebære lavere pris for alle kunder med jevn effektbruk. Å holde all spisslast utenfor pristaket, kan være en vei rundt de begrensningene det foreslåtte pristaket gir.

Å åpne for en høyere pris for ordinære kunders spisslast gir imidlertid en åpenbar risiko for at dette brukes til å omgå pristaket. Før det tillates, bør NVE fastslå en klar definisjon av hvor sjelden bruken kan være, og hvor mye over grunnlasten den må være, for at den skal regnes som spisslast. En eventuell anledning til å prise spisslast høyere, bør ikke åpne for at alle kunder gis vesentlig en høyere pris på de timene med høyest energibruk, det bør kun være kortvarig energibruk som ligger klart høyere enn grunnlasten som unntas fra pristaket. Vi anbefaler også at dersom det åpnes for en slik prising av spisslast hos ordinære kunder (ikke bare kunder som kun bruker spisslast), så bør det være et krav om at prisene på spisslast og omfanget det brukes rapporteres inn til NVE, slik at NVE som regulator kan påse at denne adgangen ikke misbrukes til å omgå pristaket.

6.7 Implementering av pristaket

Seksjon 6.2.1 beskriver vårt anbefalte pristak, mens 6.3 og 6.4 beskriver de to mest sentrale elementene, referanseprisen på kraft, og påslaget for sparte investeringskostnader. I sum gir dette et pristak som er lavere enn dagens og vesentlig mer stabil. Figur 23 viser et anslag på dagens pristak basert på nasjonale tall på kraftpris og nettleie,¹⁴ og hvordan vårt anbefalte pristak ville sett ut fra 2013 til andre kvartal 2022. I figuren er det tatt utgangspunkt i et påslag for investeringskostnader på 40 øre per kWh. At det anbefalte pristaket blir lavere enn i dagens er en viktig del av anbefalingen, som skal reflektere at de mest aktuelle alternative oppvarmingskildene er klart rimeligere enn direkte oppvarming med strøm. Samtidig vil det være en fordel for både fjernvarmeselskapene og kundene at prisen varierer mindre.

Figur 23 Nivået der foreslåtte pristaket ville hatt historisk og anslag på dagens pristak basert på nasjonale tall for kraftpris og nettleie



Kilde: SSB og Vista Analyse

I vårt foreslåtte pristak får strømprisen mindre betydning. For det første så skal strømprisen multipliseres med en over effekt faktoren, som vi har satt til 3. Dermed får kraftprisen 1/3 så stor virkning på pristaket. For det andre foreslår vi et fast påslag, som ikke varierer med kraftprisen. I praksis vil det være nivået på påslaget som har størst betydning for pristaket.

6.7.1 Geografisk variasjon i pristaket

Dagens pristak inkluderer nettleien til den enkelte kunde. Dermed må pristaket variere mellom ulike fjernvarmeselskaper etter hva nettleien til det lokale nettselskapet er. Vårt foreslåtte pristak

¹⁴ Dagens pristak beregnes for hver enkelt fjernvarmeproducent, basert på den lokale nettleien og prisen på kraft. Figuren viser derfor kun et anslag om et nasjonalt gjennomsnittsnivå på det eksisterende pristaket.

inneholder ikke denne lokale variasjonen. Vi anser det ikke som hensiktsmessig å forsøke å variere påslaget for investeringskostnader eller effektfaktoren etter lokale forhold.

Referanseprisen for kraft er basert på et historisk snitt av kraftpriser. Vi har for enkelhets skyld brukt nasjonale tall i våre beregninger. Kraftprisen er imidlertid ulik i de ulike prisområdene i Norge. Den ulike prisen reflekterer ulik samfunnsøkonomisk besparelse ved bruk av fjernvarme heller enn alternative oppvarmingskilder som har strøm som innsatsfaktor. Vi anbefaler derfor at det beregnes en ulik referansepris og pristak beregnes for hvert enkelt prisområde. Med den anbefalingen blir det fem ulike pristak.

6.7.2 NVE bør fastslå nivået på pristaket

Med fem ulike pristak (én for hvert prisområde for strøm) heller enn et pristak for hver enkelt fjernvarmeselskap, er det lite hensiktsmessig at det overlates til fjernvarmeselskapene å selv beregne maksimalprisen. Av de tre elementene i pristaket, referanseprisen på kraft, gjennomsnittlig effektfaktor for varmepumper og påslag for sparte investeringskostnader, er det bare den første som kan fastslås objektivt på bakgrunn av åpent tilgjengelige data. Effektfaktoren og påslaget krever vurderinger og skjønn for å fastsettes. Å overlate disse vurderingene til fjernvarmeselskapene vil undergrave deler av hensikten med det foreslåtte pristaket. Det vil også være lite transparent for kunder.

Vår klare anbefaling er derfor at NVE bør fastsette hva pristaket er, og publisere dette. Pristaket vi foreslår er basert på vår vurdering av hva som er de mest aktuelle oppvarmingsalternativene til fjernvarme i dag. Det kan endre seg over tid, etter hvert som teknologi og kostnader endrer seg. Det er derfor ikke ønskelig at strukturen i det anbefalte pristaket fastsettes i lov.

En måte pristaket kan iverksettes på er for eksempel å endre energiloven § 5-5 første ledd til: «NVE fastsetter i forskrift en maksimalpris på fjernvarme, basert på de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene ved beste tilgjengelige alternative varmeteknologi.» Det er ikke del av vårt oppdrag å utforme en presis lovtekst eller forskrift, og denne teksten er derfor kun ment som en illustrasjon på en mulig lovtekst.

6.7.3 Fastprisavtaler

Fjernvarmebransjen har et ønske om å kunne tilby fastpriskontrakter til sine kunder. Det er grunn til å tro at dette kan være ønsket av en del kunder, da det gir økt forutsigbarhet om oppvarmingskostnader. Med dagens pristak er det i praksis umulig å tilby fastprisavtaler. Måten NVE tolker dagens maksimalpris i energiloven er at fjernvarmeprisen til kunden må til enhver tid være under pristaket som beregnes ut ifra månedlig gjennomsnitt av spotprisen. Dersom en leverandør av fjernvarme tilbyr fastpris på samme nivå som forventet pris over tid, så vil da kunden kunne kreve en lavere pris straks maksprisen faller under den avtalte fastprisen. Det gjelder selv om fastprisen er basert på den forventede fremtidsprisen ved avtaleinngåelsen.

Vårt anbefalte pristak er vesentlig mer stabil enn dagens maksimalpris, ettersom vi foreslår at referanseprisen på kraft skal være et tiårig sesongbasert snitt og svingningene i denne referanseprisen i tillegg dempes ved at den skal multipliseres med én over effektfaktoren.

Et mer stabilt pristak vil både redusere behovet for fastprisavtaler, og gjøre det lettere for fjernvarmeselskapene å inngå fastprisavtaler som holder seg innenfor det til enhver tid løpende pristaket. Vi anbefaler likevel at det gis mulighet til å inngå fastprisavtaler basert på forventet fremtidig pris, satt inn i NVEs regnestykke for fastsetting av pristaket.

Vi har foreslått at referanseprisen skal være basert på ti års historisk snitt av kraftpriser. Hvis en leverandør av fjernvarme for eksempel ønsker å tilby en fastpriskontrakt med fem års varighet, så er den forventede referanseprisen på kraft i slutten av den perioden, et snitt av fem års historiske priser på tidspunktet kontrakten inngås, og fem års fremtidspriser. Gjennomsnittsprisen over fastprisen perioden på fem år, vil måtte beregnes av fjernvarmeselskapet på denne måten for alle tidsperioder i fastpriskontrakten, basert på en blanding av historiske priser og fremtidspriser. Siden dette blir noe kompliserte beregninger og det er uklart hvor stor etterspørsel det vil være etter fastprisavtaler når pristaket blir mer stabilt, anser vi det ikke som hensiktsmessig at NVE skal beregne de til enhver tid høyeste tillate fastprisene av ulik varighet. Vi anser det som tilstrekkelig at fjernvarmeselskapene får en plikt til å dokumentere at fastprisen de tilbyr er basert på fremtidsprisene i markedet over den relevante avtaleperioden.

6.7.4 Hvem pristaket og klageretten bør gjelde for

I dagens lov er det ikke spesifisert hvilke kunder pristaket gjelder for. Klageretten er derimot avgrenset til å kun gjelde for kunder som er dekket av tilknytningsplikten i plan og bygningsloven. Vår begrunnelse i kapittel 5 for at det er behov for en regulering av pris, er i stor grad basert på det finnes innlåsingeffekter for kunder som velger fjernvarme som oppvarmingsløsning. Disse innlåsingeffekter kan også eksistere for kunder som fritt velger å knytte seg til fjernvarme. På bakgrunn av det mener vi alle kunder bør være dekket av pristaket og ha klagerett.

Referanser

- Beesley, M. E., & Littlechild, S. C. (1989). The Regulation of Privatized Monopolies in the United Kingdom. *The RAND Journal of Economics*.
- BEIS. (2019). *International Review of Heat Network Market Frameworks - BEIS Research Paper Number 2019/032*. Department for Business, Energy & Industrial Strategy (UK).
- Björnerstedt, J., & Söderberg, M. (2011). The Market for District Heating in Sweden: an Empirical Analysis of the Relevant Product Market. *Working Paper 2011e01*.
- Bundeskartellamt. (2017, Februar 14). Press release - Proceedings against district heating suppliers concluded. Bonn. Hentet fra https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/EN/Pressemitteilungen/14_02_2017_Fernw%C3%A4rme_EN.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bøeng, A. (2022, mai 12). *Nye rekorder for fjernvarme*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/fjernvarme-og-fjernkjoling/artikler/nye-rekorder-for-fjernvarme>
- Dalen, D., Moen, E., & Riis, C. (2007). *Regulering av fjernvarme*. CREAM. Handelshøyskolen BI.
- EA Energy Analysis. (2015). *Comparison of district heating prices in Denmark, Sweden and Germany*.
- EU-kommisjonen. (2022). *District Heating and Cooling in the European Union - Overview of Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive*.
- Fehr, N.-H. M., Hagen, K. P., & Hope, E. (2002). *Nettregulering*. SNF.
- Newbery, D. (1999). *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. MIT Press.
- NIBIO. (2017). Flisfyring gir økt komfort og økt lønnsomhet. Hentet fra https://nibio.no/tema/skog/bruk-av-tre/bioenergi/Flisfyring/_/attachment/inline/a7fa6035-cfc3-416e-b9f1-fa9e0619add8:9d9ecbe6c10fff104866bec807f92e665e640bdd/9%20-%20Flisfyring%20gir%20%C3%B8kt%20komfort%20og%20%C3%B8kt%20l%C3%B8nnsomhet.pdf
- Norsk Fjernvarme. (2021). Hentet fra fjernkontrollen.no: <https://www.fjernkontrollen.no/>
- Norsk Fjernvarme. (u.d.). *Om energikildene*. Hentet fra fjernkontrollen.no: <https://www.fjernkontrollen.no/content/om-energikildene/>
- Norsk varmpumpeforening. (2022, August 25). *Statistikk*. Hentet 10 12, 2022 fra novap.no: <https://www.novap.no/om-varmepumper/statistikk>
- NVE. (2015). *Rapport nr 2/2015 del 1 Kostnader i energisektoren*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2016). *Rapport nr 60-2016 Varmepumper i energisystemet*. Norges vassdrags- og energidirektorat.

- NVE. (2017). *Revidert kostnadsrapport*. Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet fra https://www.nve.no/Media/5869/tekstforklaring_kostnadsrapport2017_publisert09102017.pdf
- Odgaard, O., & Djørup, S. (2020). Review of price regulation regimes for district heating. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, ss. 127-140.
- Oh, S., & Kim, S.-K. (2022). Impact of heat price regulation on the optimal district heating production mix and its policy implications. *Energy*(Volume 239, Part D).
- Oslo Economics og Asplan Viak. (2020). *Ekstern rapport nr. 8/2020 - Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge*. Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2020/eksternrapport2020_08.pdf
- Schiff, A. (2008). The "Waterbed" Effect and Price Regulation. *Review of Network Economics*, ss. 392-414.
- SSBa. (2022). *Tabell 11563: Energiforbruk i husholdninger og fritidshus 1990 - 2021*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/11563/>
- SSBb. (2022). *Tabell 04727: Fjernvarmebalanse (GWh) 1983 - 2021*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/04727/>
- Werner, S. (2017). District heating and cooling in Sweden. *Energy*, ss. 419-429.
- Wissner, M. (2014, September 1). Regulation of district-heating systems. *Utilities Policy*(31), ss. 63-73.



Vista Analyse AS
Meltzers gate 4
0257 Oslo

post@vista-analyse.no
vista-analyse.no