

Rapport 2010-017

**Regulering av prisen
på fjernvarme**

Regulering av prisen på fjernvarme

Utarbeidet for
Norges vassdrags- og
energidirektorat

Innhold:

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	3
1 INNLEDNING	3
1.1 Bakgrunn og problemstilling	3
1.2 Alternative modeller og vurderingskriterier	3
1.3 Om rapporten	3
2 KOSTNADER OG PRISER FOR FJERNVARME	3
2.1 Norsk fjernvarmevirksomhet	3
2.2 Oppbygging av et fjernvarmesystem	3
2.3 Prisfastsettelse.....	3
2.3.1 Elektrisitet til oppvarming	3
2.3.2 Eksempler på kostnader for elektrisk oppvarming	3
2.3.3 Praksis for prising av fjernvarme.....	3
2.4 Dagens praktisering av §5-5	3
3 SLUTTBRUKERPRISEN PÅ KRAFT	3
3.1 Engrosprisen på kraft	3
3.1.1 Observerte Nord Pool-priser.....	3
3.1.2 Terminpriser.....	3
3.1.3 Mulige prismekanismer	3
3.2 Påslag på engrosprisen til sluttbrukere	3
3.3 Forslag til reguleringsmekanismer.....	3
4 PRISEN PÅ OVERFØRING AV KRAFT	3
4.1 Kostnader i elnettet på kort og lang sikt	3
4.1.1 Kortsiktige variable kostnader	3
4.2 Langsiktige kostnader	3
4.3 Nettariffer i praksis	3
4.3.1 Energiledd.....	3
4.3.2 Fastledd og effektledd.....	3
4.3.3 Anleggsbidrag	3
4.3.4 Mulige endringer i reguleringen av tariffene i elnettet.....	3
4.4 Forslag til mekanismer.....	3
5 MILJØVIRKNINGER	3
5.1 Miljøkostnader ved eloppvarming	3
5.2 Metoder for å måle miljøkostnadene	3
5.2.1 Forbruksavgifter.....	3
5.2.2 CO ₂ -kvoter/kraftprisen.....	3
5.2.3 Støtte til fornybar kraftproduksjon	3
5.2.4 Estimerte miljøkostnader ved vannkraftproduksjon.....	3
5.3 Samlet vurdering.....	3
6 FORSLAG TIL KONKRETE MODELLER	3
6.1 Modell 1: Samfunnsøkonomisk alternativkostnad	3
6.2 Modell 2: Elprisbasert fjernvarmepris	3
6.3 Kombinasjonsløsninger	3
6.4 Noen praktiske spørsmål.....	3
6.4.1 Etablerte vs. nye fjernvarmeanlegg	3
6.4.2 Kapasitetsutnyttelse i fjernvarmeanleggene	3

6.4.3	Forholdet til støttesystemet for fjernvarme.....	3
6.4.4	Kostnader ved kundenes installasjoner for eloppvarming.....	3
6.4.5	Fritak for forbruksavgift og merverdiavgift.....	3
6.5	Samlet vurdering.....	3
REFERANSER.....		3

Sammendrag og konklusjoner

Resymé

Prisen på fjernvarme for kunder i anlegg underlagt tilknytningsplikt reguleres i dag gjennom energiloven §5-5, som sier at prisen på fjernvarme ikke skal overstige prisen på elektrisk oppvarming i det aktuelle området. Dagens praktisering av §5-5 kan forbedres ved å benytte a) faktiske tidsprofiler for forbruk av varme og områdepriser på kraft i Nord Pools spotmarked, b) faktiske nettariffer, både energi- og eventuelle effektledd pr. kunde, og c) samlede avgifter på sluttbruk av el inklusive finansiering av støtteordninger for fornybar energi. Dette gir en modell som er bedre i samsvar med prisene fjernvarmekundene faktisk betaler og ivaretar hensyn til fjernvarmeselskapenes økonomi, samtidig som den er praktisk håndterbar. På den andre siden gir en elprisbasert regulering ikke riktige signaler om den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme. Det skyldes at nettariffene ikke reflekterer de samfunnsøkonomiske kostnadene i elnettet ved økt bruk av el til oppvarming og at sluttbrukeravgiftene er et dårlig mål på miljøkostnadene ved produksjon og overføring av kraft. Det gir risiko for at de mest lønnsomme fjernvarmeprosjektene samfunnsøkonomisk sett ikke blir realisert, noe som er i strid med energilovens formål. Maksimalprisreguleringen alene kan ikke brukes til å nå mål om samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging av fjernvarme og fjernvarmeselskapenes økonomi samtidig, men krever supplerende virkemidler.

Bakgrunn

Fjernvarmedistribusjon er i likhet med strømmettet et naturlig monopol i den forstand at det ikke er økonomisk rasjonelt med mer enn ett fjernvarmenett i et område. Leveransen av fjernvarme kan ulike aktører i prinsippet konkurrere om, slik det blant annet har vært diskutert i Sverige. Fjernvarme selges imidlertid normalt som ett produkt som omfatter både produksjon og distribusjon, i motsetning til elektrisitet. Regelverket åpner også for tilknytningsplikt for nye bygg. Dette gjør det nødvendig å sikre fjernvarmekunder mot for høye priser. Prissettingen av fjernvarme er først og fremst regulert gjennom de bestemmelser som er nedfelt i § 5-5 i energiloven, hvor det blant annet heter følgende:

”Vederlag for fjernvarme kan beregnes i form av tilknytningsavgift, fast årlig avgift og pris for bruk av varme. Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.”

Problemstilling

Praktiseringen av en maksimalprisbestemmelse kan skje på en rekke forskjellige måter. NVE har derfor ønsket å få utredet følgende hovedproblemstilling:

Hvordan kan alternative modeller for prising av fjernvarme utformes?

Det er en forutsetning at modellene er innenfor rammen av energilovens §5-5. Analysen er relevant både for kunder som er underlagt tilknytningsplikt og kunder som ikke er det. Det er ikke en del av problemstillingen å vurdere hvilke kunder reguleringen skal gjelde for.

Konklusjoner og tilrådinger

Reguleringen av fjernvarmeprisen skal ivareta flere hensyn

Maksimalprisen for fjernvarme skal bidra til å oppnå flere mål samtidig:

- Maksimalprisen på fjernvarme gir signaler til potensielle utbyggere om hvor det er mest lønnsomt å bygge ut ny fjernvarme. Det er derfor ønskelig at maksimalprisen i størst mulig grad reflekterer den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarmeutbygging. Dette følger også av energilovens formål om en samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling av energisystemet.
- Maksimalprisen skal sammen med støttesystemet for fjernvarme bidra til at det blir tilstrekkelig lønnsomhet i fjernvarmeprosjekter slik at politisk fastsatte mål for fjernvarmeutbygging kan nås.

Maksimalprisen skal i minst mulig grad gi incentiver og muligheter for fjernvarmeselskaper og andre aktører til å tilpasse priser og nettariffer strategisk slik at det oppstår samfunnsøkonomiske tap. Prisreguleringen må dessuten være mulig å praktisere på bakgrunn av relativt lett tilgjengelig informasjon.

Dagens maksimalprismodell kan forbedres ved å legge til grunn sesongjusterte kraftpriser, faktiske nettkostnader pr. kunde samt avgifter på forbruk av elektrisitet

Maksimalprisen på fjernvarme vil i henhold til §5-5 i energiloven bestå av et kraftpriselement, et element basert på nettariffene og et avgiftselement. En mulig modell som ligger tett opp til prisen på elektrisk oppvarming for ulike kundegrupper, er følgende:

- Kraftpriselementet i maksimalprisen bør baseres på relevante områdepriser på Nord Pool (Elspot) og beregnes ut fra den faktiske forbruksprofilen for oppvarming, ikke som årlig gjennomsnittspris. Både sesong- og døgnvariasjoner i priser og forbruk kan på denne måten tas hensyn til. Dersom fjernvarmeselskapene og/eller kundene ikke kan legge fram tilstrekkelig dokumentasjon på tidsprofilen for oppvarmingsforbruket, bør NVE benytte nasjonale sjablonverdier. Ordningen vil kreve noe mer arbeid og informasjon enn i dag, men det er grunn til å anta at mye av den relevante informasjonen om forbruket er lett tilgjengelig for fjernvarmeselskapene. Prisinformasjon fra Nord Pool på time- og områdebasis er også lett å innhente.
- De faktiske nettariffene for den relevante kundegruppen bør legges til grunn. For energimålte kunder, som husholdninger, betyr det at energileddet bør benyttes, men ikke fastledd. For effektmålte kunder, som næringsbygg og skoler, bør energiledd og faktiske effekttariffer kombinert med målt uttatt effekt brukes. Energileddet bør sesongjusteres på samme måte som kraftprisen gitt at de relevante kundene faktisk står overfor tidsdifferensierte energiledd. Effektleddet bør baseres på målt effektuttak. Bruk av gjennomsnittlige nettariffer eksponerer selskapene for inntektsrisiko ved at maksimalprisen blir for høy for noen kunder og for lav for andre. Enkelte kunder vil da velge bort fjernvarme, mens andre kunder påfører selskapene tap ved den fastsatte maksimalprisen, og dette begrenser dessuten selskapenes og kundenes fleksibilitet med hensyn til vilkårene i avtaler om fjernvarmeleveranser. Innføring av automatiske måle- og styrings-systemer vil trolig gi mer komplekse tariffstrukturer i framtiden også for kunder som i dag er energimålt. Det gjør gjennomsnittlige nettariffer enda mindre egnet som grunnlag for prising av fjernvarme. Bruk av faktiske tariffer vil kreve mer

informasjon enn gjennomsnittlige tariffer eller energiledd for husholdninger, men bør være fullt mulig å håndtere i praksis uten for store ulemper for selskaper, kunder og NVE. Tariffinformasjon samles inn av NVE uansett, mens selskapene bør ha oversikt over både energi- og effektuttak hos sine kunder.

- Prisen bør inkludere alle relevante avgifter på bruk av elektrisitet for sluttbruker. Det gjelder både forbruksavgiften inklusive påslaget som går til finansiering av Enovas virksomhet og kostnader for sluttbrukere ved det planlagte felles norsk-svenske sertifikatmarkedet. I områder med fritak for forbruksavgift på elektrisitet blir den tilsvarende komponenten i fjernvarmeprisen null. I den grad det fører til at fjernvarmeanlegg som er ønsket ut fra antatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet eller politiske mål blir ulønnsomme, må det kompenseres med økt investeringsstøtte.

Disse prinsippene bør legges til grunn for alle nye fjernvarmeanlegg som settes i drift, men kan også benyttes for etablerte anlegg. For nye anlegg kan Enovas investeringsstøtte tilpasses en justert maksimalprismodell direkte. For etablerte anlegg kan en endring i maksimalprismodellen imidlertid føre til at forutsetningene for tidligere investeringsstøtte endrer seg, dersom anleggene har mottatt slik støtte. Konsekvensene for fjernvarmeselskapenes økonomi kan være både positive og negative, selv om det virker lite sannsynlig at en endring i tråd med prinsippene ovenfor vil gi et sterkt fall i maksimalprisen. Snarere vil de foreslåtte endringene føre til en høyere forventet maksimalpris på fjernvarme, særlig som følge av en sesong- og eventuelt døgnjustert kraftpris.

Modellen ovenfor kan også benyttes ved andre støttesystemer for fjernvarme, men fjernvarmeselskapenes risikoeksponering vil endres. Det er imidlertid vanskelig å lage en maksimalprismodell basert på prisen for eloppvarming som kan kompensere for alle typer risiko for fjernvarmeselskapene.

Både elnettselskaper og fjernvarmeselskaper kan ta anleggsbidrag for å finansiere kundespesifikke investeringer. Innenfor en maksimalprismodell for fjernvarme er det vanskelig å korrigere for anleggsbidrag på noen enkel måte. Våre forslag ovenfor dreier seg om prisen på *bruk* av fjernvarme kontra elektrisitet. Det samme gjelder eventuelle faste avgifter på fjernvarme. Selv om reguleringen av fjernvarme ut fra energiloven bare omfatter pris og ikke inntekter eller avkastning, vil bruken av anleggsbidrag og faste avgifter påvirke den totale lønnsomheten og investeringsstøtten som eventuelt mottas. NVE bør derfor være spesielt oppmerksom på eventuelle høye anleggsbidrag og faste avgifter.

En maksimalpris basert på faktiske priser på elektrisk oppvarming har likevel flere prinsipielle svakheter

Maksimalprismodellen skissert ovenfor er mulig å implementere i praksis uten urimelig høye administrative kostnader, og den er direkte relatert til prisen på elektrisk oppvarming for ulike kundegrupper. Videre er den godt egnet til å ivareta hensyn til fjernvarmeselskapenes økonomi innenfor et system med investeringsstøtte. Den har imidlertid enkelte viktige prinsipielle svakheter:

- Faktiske nettariffer måler ikke de samfunnsøkonomiske kostnadene ved eloppvarming i nettet på noen god måte. Nettariffene reflekterer historiske kostnader i hvert nettområde, og avhenger av en rekke faktorer som selskapsstruktur, hvorvidt nettet er gammelt eller nytt og resultatene i NVEs modell for

fastsettelse av kostnadsnormen for nettselskapene. For eksempel kan maksimalprisen for fjernvarme endre seg betraktelig dersom det skjer en fusjon mellom to nettselskaper. Et nettområde kan dessuten ha rikelig med kapasitet i nettet slik at økt bruk av eloppvarming er billig, samtidig som tariffene er høye (for eksempel fordi nettet er bygd ut eller rehabilitert relativt nylig og har god kapasitet og høye bokførte verdier). Ulik praksis med hensyn til anleggsbidrag, både i elnett-selskaper og fjernvarmeselskaper, er et annet moment som gjør at faktiske tariffen gir gale prissignaler.

- Modellen er sårbar for strategisk atferd fra selskaper som eier både elnett og fjernvarme fordi faktiske nettтарiffer legges til grunn. Til tross for NVEs regulering av nettselskapenes inntekter og prinsippene for tariffsettelse, har selskapene både incentiver og muligheter til å utforme nettтарiffene på en måte som maksimerer inntektene fra fjernvarmevirksomheten uten at det medfører kostnader for nettvirksomheten (for eksempel ved å fastsette høye energiledd og lave fastledd for husholdningskunder). Rene nettselskaper kan på sin side ha incentiver til å bruke tariffene for å redusere lønnsomheten av mulig ny fjernvarmevirksomhet i området. Dette skaper risiko for ytterligere avvik mellom samfunnsøkonomiske og privatøkonomiske nettkostnader.
- Endelig er forbruksavgiften og eventuelle tillegg på grunn av sertifikatkostnader for sluttbrukere et dårlig mål på miljøkostnadene ved produksjon og overføring av kraft. Forbruksavgiften virker likt på alle typer kraftforbruk, mens det jo er produksjonen av elektrisitet som medfører miljøkostnader. Disse kostnadene varierer betydelig mellom produksjonsteknologier og enkeltkraftverk. I den forbindelse er det også viktig å være klar over at kraftprisen i noen grad reflekterer kostnadene ved CO₂-utslipp.

I sum betyr dette at maksimalprismodellen for fjernvarme er dårlig egnet til å ivareta hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet, i hvert fall på punktene som gjelder nettkostnader og miljøkostnader. Dette er imidlertid generelt for alle modeller innenfor rammen av energiloven §5-5, ettersom loven knytter maksimalprisen til *prisen* på elektrisk oppvarming.

Samtidig er det ikke uten videre enkelt å lage en maksimalprismodell som baserer seg på samfunnsøkonomisk alternativkostnad av eloppvarming. For det første er det meget krevende i praksis å beregne den samfunnsøkonomiske marginalkostnaden ved eloppvarming i ulike nettområder. For det andre kan en omlegging få store konsekvenser for fjernvarmeselskapenes lønnsomhet og risikoeksponering. Konsekvensene for fjernvarmeselskapenes lønnsomhet kan i prinsippet kompenseres gjennom økt investeringsstøtte, men den resulterende maksimalprisen kan gi svært forskjellige utslag overfor ulike kundegrupper sine incentiver til å bruke fjernvarme (ettersom kundene jo vil stå overfor de faktiske nettтарiffene, som er forskjellige fra den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden), slik at selskapenes risikoeksponering endrer seg betydelig. En modell basert på samfunnsøkonomisk alternativkostnad vil også kreve store endringer i beregningen av nettтарiffene så lenge ordlyden i §5-5 legges til grunn.

Ingen enkel løsning som forener alle hensyn – behov for å vurdere den samlede reguleringen av fjernvarme

Det er et sentralt resultat fra analysen ovenfor at det i praksis er umulig å oppnå mål om samfunnsøkonomisk effektivitet og akseptabel lønnsomhet i fjernvarmevirksomhet ved hjelp av bare ett virkemiddel, maksimalprismodellen for fjernvarme, gitt energilovens

§5-5. Som vi har sett, gir en modell basert på faktiske priser ved eloppvarming gale signaler om hvor det er mest lønnsomt for samfunnet å bygge ut fjernvarme, noe som er i strid med energilovens formål. Skal energilovens formål og eksplisitte mål knyttet til utbygging av fjernvarme oppfylles samtidig, kreves det derfor supplerende virkemidler. Konesjonsbehandlingen og støttesystemet er særlig aktuelle for dette formålet.

En mulig løsning er å legge strenge kriterier for samfunnsøkonomisk lønnsomhet til grunn ved konsesjonsbehandlingen og hvilke prosjekter som skal få investeringsstøtte. Deretter kan en maksimalprismodell basert på prisen for eloppvarming brukes som grunnlag for å beregne *støttenivået*. Dette ligner i struktur mye på dagens modell, men med en innskjerping og presisering av kravene til detaljerte lønnsomhetsvurderinger.

Denne modellen løser ikke spørsmålet med hva man skal gjøre med prosjekter som ikke er konsesjonspliktige for å sikre at de samfunnsøkonomisk riktige prosjektene blir realisert. Eventuelle endringer i kriteriene for tildeling av støtte til ikke-konsesjonspliktige prosjekter er en mulighet, men det reiser i sin tur andre prinsipielle og praktiske spørsmål.

Et annet mulig virkemiddel er å gå i retning av økt overvåking av fjernvarmeselskapenes inntektsnivåer og eventuelt regulatoriske inngrep for å begrense utfallsrommet både med hensyn til overskudd og underskudd i fjernvarmevirksomhet.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Fjernvarmedistribusjon er i likhet med strømmettet et naturlig monopol i den forstand at det ikke er økonomisk rasjonelt med mer enn ett fjernvarmenett i et område. Leveransen av fjernvarme kan ulike aktører i prinsippet konkurrere om, slik det blant annet har vært diskutert i Sverige. Fjernvarme selges imidlertid normalt som ett produkt som omfatter både produksjon og distribusjon, i motsetning til elektrisitet. Energiloven åpner også for tilknytningsplikt for nye bygg i et område hvor det finnes et fjernvarmeanlegg med konsesjon etter loven. Dette gjør det nødvendig å sikre fjernvarmekunder mot for høye priser. Prissettingen av fjernvarme er først og fremst regulert gjennom de bestemmelser som er nedfelt i § 5-5 i energiloven, hvor det blant annet heter følgende:

”Vederlag for fjernvarme kan beregnes i form av tilknytningsavgift, fast årlig avgift og pris for bruk av varme. Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.”

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er ansvarlig for å håndheve prisreguleringen i energiloven gjennom å behandle klager fra fjernvarmekunder i anlegg som har konsesjon etter energiloven og er underlagt tilknytningsplikt. For å bestemme ”prisen for elektrisk oppvarming”, det vil si maksimalprisen for fjernvarme, har NVE lagt til grunn følgende beregningsmodell:

Maksimalpris for fjernvarme_{NVE} = g(energiledd_{nettleie}, kraftpris, avgifter)

I utredningen *Regulering av fjernvarme* utført av Centre for Research in Economics and Management ved BI (CREAM) på oppdrag fra Olje- og energidepartementet anbefales at følgende komponenter legges til grunn ved beregningen av maksimalpris på fjernvarme (se Dalen et al., 2007):

Maksimalpris for fjernvarme = Marginale nettaps- og effektkostnader i elnettet + Kraftprisen (basert på gjennomsnittlig spotpris) + Miljøbasert elavgift

I CREAM-utredningen anbefales det også en reduksjon av både nettkomponenten og de miljøbaserte elavgiftene sammenlignet med dagens praksis.

Fjernvarme har til nå spilt en beskjeden rolle i det norske energisystemet, men veksten har vært betydelig de seneste årene, ikke minst som følge av politiske mål for økt fjernvarmeutbygging. Det betyr også at prisreguleringen av fjernvarme vil få mer oppmerksomhet i framtiden. Både teori og NVEs håndtering av klagesaker viser at en maksimalprisbestemmelse kan implementeres på en rekke forskjellige måter. Ulike modeller kan imidlertid ha svært forskjellige egenskaper i praksis. NVE ønsker derfor å få gjennomført en utredning med følgende hovedproblemstilling:

Hvordan kan alternative modeller for prising av fjernvarme utformes?

Det er en forutsetning at modellene er innenfor rammen av energiloven §5-5. Hovedvekten ligger på en analyse av komponentene knyttet til nettkostnader og kraftpris, men vi drøfter også kort hvordan miljøkostnader kan tas hensyn til i prismodellen. Analysen er relevant både for kunder som er underlagt tilknytningsplikt og kunder som ikke er

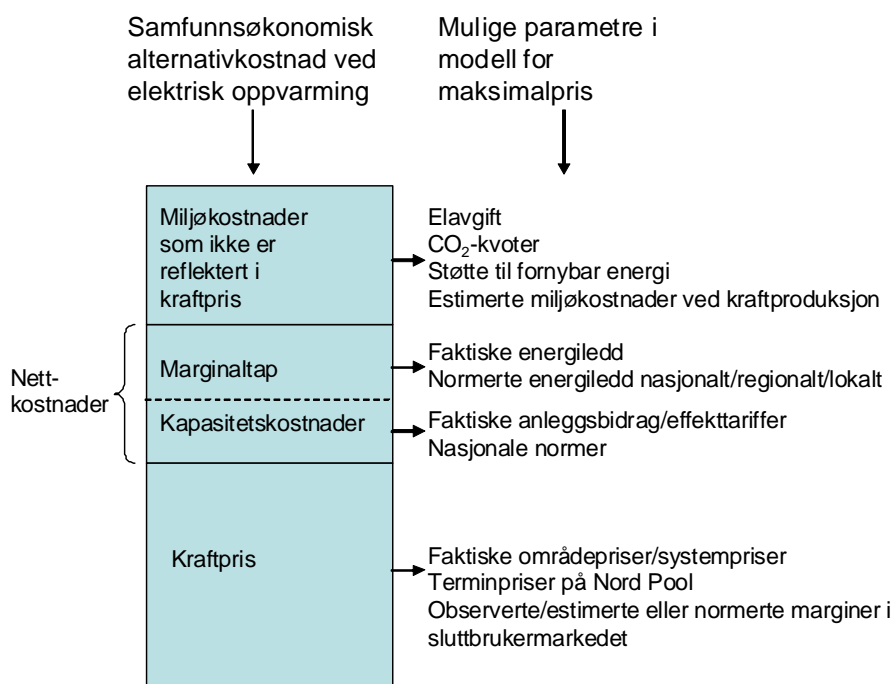
det. Det er ikke en del av problemstillingen å vurdere hvilke kunder reguleringen skal gjelde for.

1.2 Alternative modeller og vurderingskriterier

Alternative modeller for regulering av prisen på fjernvarme kan baseres på forskjellige parametre som enten kan observeres direkte eller beregnes på bakgrunn av observerbare parametre. I tillegg til selve parametrene som inngår i modellen, er det et spørsmål hvorvidt den regulerte prisen skal vurderes i forkant av en gitt periode (for eksempel et år) eller i etterkant, eller en kombinasjon (ex ante- vs. ex post-regulering). Videre er det et spørsmål i hvilken grad den regulerte prisen (eller generelt modellen) skal differensieres mellom ulike kundegrupper.

Figuren nedenfor gir en oversikt over mulige parametre i en modell for regulering av fjernvarmeprisen og informasjonskilder.

Figur 1.1 Mulige parametre i en maksimalprismodell for fjernvarme



Som grunnleggende vurderingskriterium vil vi benytte *samfunnsøkonomisk effektivitet*, som i denne sammenhengen innebærer at maksimalprisen ideelt sett skal reflektere den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved elektrisk oppvarming.¹ Dette vurderingskriteriet er nært knyttet til energilovens formål om en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet.

Et annet viktig kriterium er konsekvensene av prisreguleringen for fjernvarmeselskapenes økonomi, det vil si om maksimalprisen gir bedriftsøkonomisk lønnsomhet i fjernvarmeprosjekter eller ikke. Dette er viktig både ut fra samfunnsøkonomiske hensyn – det er uheldig om fjernvarmevirksomhet legges ned dersom det fører til at det må

¹ I prinsippet kan den relevante samfunnsøkonomiske alternativkostnaden være knyttet til andre løsninger enn elektrisitet, men vi ser bort fra andre løsninger enn eloppvarming i dette prosjektet, jf. maksimalprisbestemmelsen slik den er formulert i energiloven.

gjøres investeringer i andre løsninger som overstiger kostnadene for samfunnet ved fortsatt drift av den aktuelle fjernvarmevirksomheten – og fordi oppnåelse av politiske mål for fjernvarmeutbygging krever at det er tilstrekkelig med bedriftsøkonomisk lønnsomme prosjekter som kan oppfylle fjernvarmemålet. Kriteriet om bedriftsøkonomisk lønnsomhet betyr ikke at det er et mål at maksimalprismodellen skal *garantere* lønnsomhet i alle fjernvarmeprosjekter som bygges, men at modellen skal sørge for at prosjekter som har fått konsesjon (og dermed pr. forutsetning er vurdert til å være samfunnsøkonomisk lønnsomme) skal gi tilstrekkelige *forventede* inntekter til at prosjektene blir lønnsomme for investor. Det er derfor også relevant å drøfte hvordan ulike modeller påvirker risikoen selskapene står overfor. Dette henger blant annet sammen med mulige variasjoner i maksimalprisen over tid i forhold til inntekter og kostnader i fjernvarmeselskapene. Sammenhengen mellom maksimalprismodellen og bedriftsøkonomisk lønnsomhet må også ses i forhold til gjeldende støtteordninger for fjernvarme).

Som supplerende vurderingskriterier vil vi benytte følgende:

- Den praktiske gjennomførbarheten av modellene, som blant annet avhenger av hvorvidt modellene kan implementeres til akseptable administrative kostnader hos NVE og fjernvarmeselskapene og hvorvidt den nødvendige informasjonen er tilgjengelig.
- Risiko for strategisk atferd fra fjernvarmeselskapene, det vil si om selskapene kan ha incentiver og muligheter til å påvirke maksimalprisen, for eksempel gjennom å justere tariffstrukturen i elnettet dersom fjernvarmeselskapet også driver nettvirksomhet.

1.3 Om rapporten

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra NVE, og er delt inn i følgende kapitler:

- I kapittel 2 beskriver vi norsk fjernvarmevirksomhet kort og oppsummerer hovedelementene i dagens prisregulering på grunnlag av klagesaker de seneste årene.
- I kapittel 3 drøfter vi hvordan kraftprisen kan inkluderes i ulike modeller for maksimalprisen på fjernvarme.
- I kapittel 4 drøfter vi forholdet mellom nettkostnader og maksimalprisen på fjernvarme.
- I kapittel 5 er temaet miljøkostnader og avgifter på forbruk av elektrisitet.
- I kapittel 6 oppsummerer vi resultatene fra analysen i konkrete forslag til modeller for regulering av fjernvarmeprisen og peker på de regulatoriske valgene NVE står overfor.

2 Kostnader og priser for fjernvarme

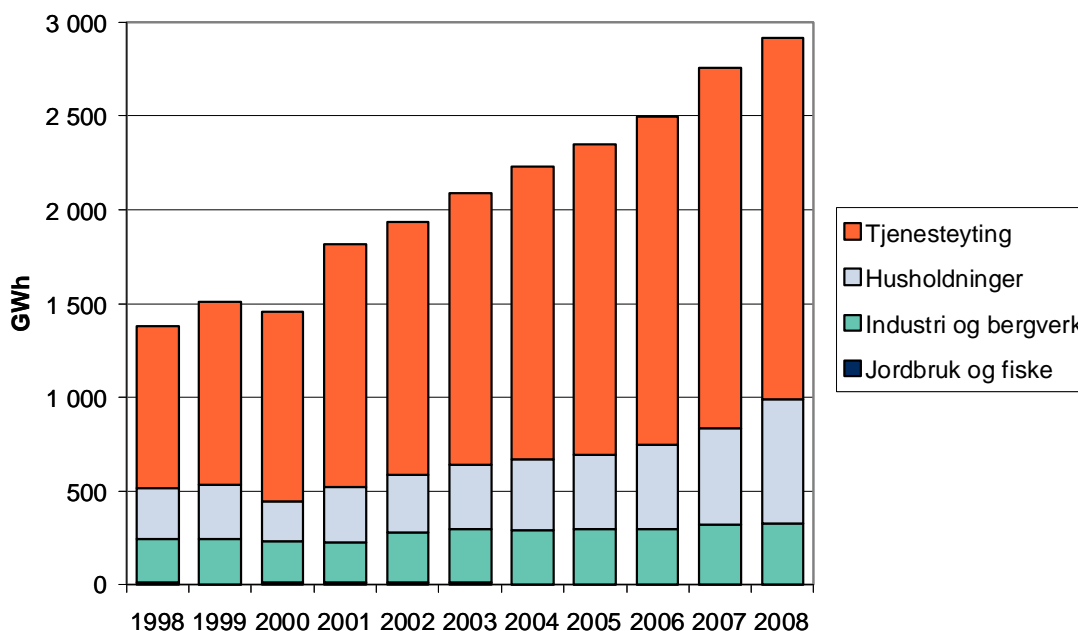
I dette kapitlet gir vi en oversikt over hvordan fjernvarme prises i dag og hvordan NVE praktiserer regulering av maksimalpriser. Vi beskriver først kort omfanget av fjernvarme i Norge og hvordan et fjernvarmesystem er bygd opp. Deretter gir vi noen regneeksempler som illustrerer kostnadsforskjeller forbundet med elektrisk oppvarming for ulike typer kunder.

2.1 Norsk fjernvarmevirksomhet

Forbruket av fjernvarme i 2008 var ifølge SSB (2009) på 2,9 TWh. Dette er en økning på nesten 6 prosent fra året før og en dobling siden 2000. Til tross for denne veksten, utgjør fjernvarmeforbruket bare ca 1,3 prosent av det totale energiforbruket i Norge. De fleste anleggene er små, bare 6 av anleggene leverer mer enn 100 GWh (Enova, 2009). Bare i 2008 ble det investert 1.250 millioner kroner i fjernvarmevirksomhet, og siden 2000 er det investert nesten 6.000 millioner kroner (SSB, 2009). Enova har gitt støtte til utbygging av fjernvarme 120 steder i landet. Denne støtten er inkludert i de oppgitte investeringstallene. Som et resultat av disse tilskuddene og planlagte investeringer, forventer Enova at det vil bli levert fjernvarme tilsvarende 6 TWh i 2016.

Som figuren nedenfor viser, leveres fjernvarme i hovedsak til tjenesteytende næringer. Det har imidlertid også vært en betydelig vekst i husholdningssegmentet.

Figur 2.1 Forbruk av fjernvarme i ulike næringer 1998–2008. GWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå

Avfall utgjør 44 prosent av brenselet til produksjon av fjernvarme og er dermed den dominerende energikilden. Flisfyring stod i 2008 for ca 14 prosent av fjernvarmeproduksjonen i 2008, og varmepumpeanlegg stod for ca 10 prosent, se tabellen under.

Tabell 2.1 *Nettoproduksjonen av fjernvarme fordelt på varmesentraler i 2007 og 2008. GWh*

	2007	2008	Endring i prosent
Netto produksjon i alt	3 066	3 260	6,3
Avfallsforbrenning	1 217	1 418	16,5
Oljekjeler	186	131	-29,5
Flisfyringsanlegg	431	452	5,0
Elektrokjeler	623	544	-12,7
Varmepumpeanlegg	249	336	35,1
Gass	170	228	34,5
Spillvarme	191	152	-20,6

Kilde: Statistisk sentralbyrå

2.2 **Oppbygging av et fjernvarmesystem**

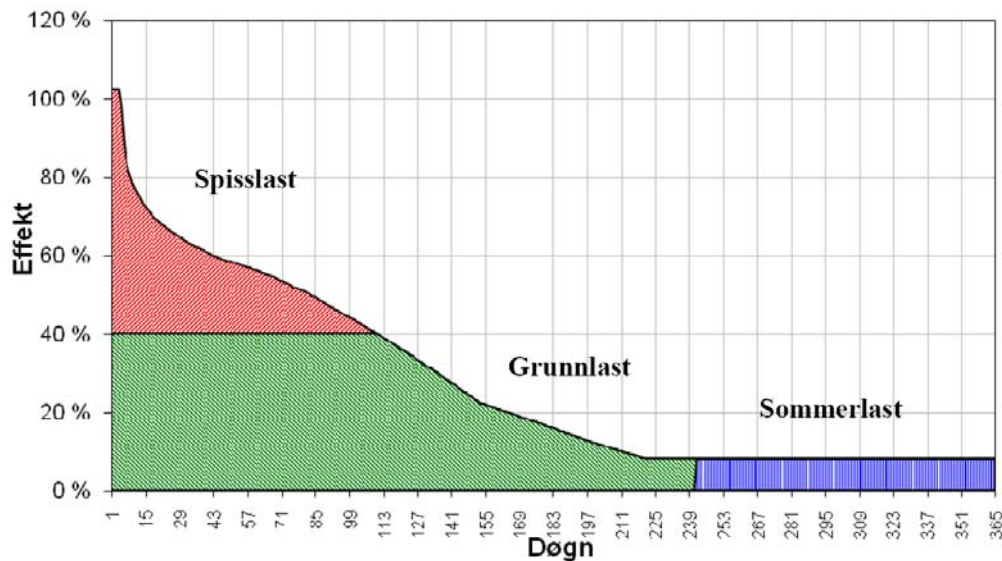
Ved bygging av et fjernvarmeanlegg kan investeringene deles i tre hoveddeler: Varmesentralen, distribusjonsnett og rør/kundesentraler for påkobling av de enkelte kundene.

Varmesentralen består av kjeler som varmer opp vann til ca. 90-120 grader som deretter sendes ut via distribusjonsnett til den enkelte kunden. Det må produseres nok varme til å dekke alle kundenes varmebehov gjennom hele året. Dermed er det varmebehovet på årets kaldeste dag som definerer hvor stor effekt som må installeres i sentralen. Figur 2.2 nedenfor viser et såkalt varighetsdiagram for et fjernvarmeanlegg. I et slikt diagram er varmeforbruket på årets kaldeste dag vist helt til venstre i figuren, deretter forbruket på årets nest kaldeste dag og så videre for alle årets dager. Den viser dermed hvor lang tidsperiode i løpet av et år man produserer en viss effekt. Som figuren viser, vil man en kort periode produsere en effekt som er svært mye høyere enn resten av året. Denne produksjonen kaller man for *spisslast*. Det effektbehovet man produserer i lengre perioder, definerer man som *grunnlast*. Man ønsker å investere i et mest mulig effektivt anlegg (teknisk og økonomisk). Dette oppnår man ved å dekke inn spisslasten og grunnlasten med ulike kjeler. Grunnlasten dekkes ofte inn av kjeler som kan benytte brensel med lav kostnad (flis, varmpumper, avfall), men som innebærer en høy investeringskostnad. Spisslasten dekkes derimot inn med en kjele (typisk olje- eller elkjel) som benytter kostbart brensel, men er rimeligere i innkjøp.

I tillegg til grunnlast og spisslast, må man installere såkalt *reservelast*. Dette er kjeler som skal fungere som en sikkerhet dersom grunnlastkjelen stopper opp. Slike kjeler er i likhet med spisslasten som regel el- eller oljekjeler som er relativt rimelige i innkjøp, men kostbare i bruk.

Totalt installert effekt i varmesentralen må samsvare med forventet samtidig effektuttak til den totale kundemassen i fjernvarmesystemet. Det er derfor viktig for fjernvarmeselskapet å ha en god oversikt over hva som er maksimalt effektuttak for de enkelte kundene i systemet for å kunne tilpasse effekten på grunnlasten i systemet.

Figur 2.2 Eksempel på varighetsdiagram for oppvarming



Kilde: Fossekall.no

Distribusjonsnett (fjernvarmenettet) transporterer varme (i form av varmt vann) fra varmesentralen og ut til de enkelte kundene via en tur-ledning. Etter at varme er avgitt til kundene, blir vannet transportert tilbake til varmesentralen for å varmes opp på nytt. Dimensjonen på rørene i fjernvarmenettet bestemmer hvor høy varmeeffekt som kan distribueres. Fjernvarmenettet må dimensjoneres ut fra effektbehovet til kundene.

For å kunne levere varme til de enkelte byggene i fjernvarmesystemet, må de kobles på via *stikkledning* mellom distribusjonsnett og bygget. I tillegg må det installeres en *kundesentral* (varmeveksler) som kan overføre fjernvarmen til byggets interne vannbårne varmeanlegg. Dimensjonene på dette må tilpasses effektbehovet for bygget, og kostnader for installasjon er delvis avhengig av hvor stor effekt som skal overføres. Det er vanlig at fjernvarmeselskapet eier og stå for driften av kundesentralen, men i noen tilfeller eller noen fjernvarmeområder vil byggeier selv gjøre dette.

2.3 Prisfastsettelse

Energilovens beskrivelse av maksimalpris for fjernvarme er knyttet til prisen for oppvarming med elektrisitet. Vi vil derfor gi noen eksempler som viser hva som påvirker kostnader og priser ved elektrisk oppvarming, før vi ser nærmere på hva som er dagens praksis for prising av fjernvarme.

2.3.1 Elektrisitet til oppvarming

Energiforbruket kan deles opp i elspesifikt forbruk og forbruk til oppvarming. Elspesifikt forbruk gjelder lamper, maskiner etc. som er avhengig av el for å fungere. Denne delen av forbruket er ikke avhengig av utetemperaturen, og er relativt stabilt over året.

Oppvarmingsbehovet (bortsett fra til varmtvann) vil derimot ha store variasjoner over året basert på utetemperaturen. Uansett hvilken oppvarmingskilde man velger, må den dekke effektbehovet på årets kaldeste dag.

Et bygg der behovet for varme kun er bestemt av utetemperaturen, vil ha store svingninger i sitt varmebehov over året og døgnet. Derimot vil en industribedrift som bruker varme i sine prosesser, ha et mer jevnt forbruk av oppvarming hele året, eventuelt også hele døgnet. Slike forhold vil påvirke prisen på oppvarming, uansett hvilken oppvarmingskilde man benytter.

Brukstiden er en funksjon av byggets varmeforbruk og effekten som er installert i bygget, og defineres av hvor mange timer man må fyre med full effekt for å dekke byggets varmebehov. På denne måten har bygg med et jevnt forbruk over årets timer en høy brukstid, og bygg med store variasjoner en lavere brukstid. En lav brukstid vil øke kostnaden per kWh for alle oppvarmingsformer.

For å illustrere dette har vi laget et utvalg eksempler på mulige fjernvarmekunder, se tabellen nedenfor.

Tabell 2.2 Eksempler på varmeprofiler i bygg

	Industri	Kontorbygg/ lager	Boligblokk	Butikkbygg
Total energiforbruk [kWh]	4 000 000	1 700 000	650 000	300 000
Totalt effektbehov [kW]	1 000	550	500	400
Brukstid [timer]	4 000	3 091	1 300	750
Total energiforbruk [kWh]	4 000 000	1 700 000	650 000	300 000

Kilde: Econ Pöyry

Brukstid og spesifikt energiforbruk kan variere mye innenfor samme bygningskategori avhengig av bruk av bygget, isolasjon etc.

2.3.2 Eksempler på kostnader for elektrisk oppvarming

Ifølge energiloven skal fjernvarmeprisen være lavere enn kostnaden ved elektrisk oppvarming. Vi har derfor beregnet de totale kostnadene for kundene ved elektrisk oppvarming for eksempelbyggene som ble definert i forrige avsnitt. Alle disse byggene har et så høyt forbruk at overføring av kraft i praksis vil bli priset med en effekttariff.

Prisene som er brukt for nettleie i dette regnestykket, er et beregnet gjennomsnitt for flere store netteiere i Norge. Kapitalkostnader og drift av en elkjel er definert til 36 kr/kW (arkitektiur.no, 2009). Vi har antatt et påslag til kraftleverandør på 1,75 øre/kWh. I tillegg har vi beregnet et profilt tillegg på grunn av at forbruket av varme vil skje på tidspunkter når kraftprisen er høy (dette vil vi se nærmere på i senere kapitler). For enkelhets skyld er profiltillegget antatt likt for eksempelbyggene. I praksis vil det variere slik at bygg med høy brukstid har lavere profilt tillegg enn bygg med lav brukstid.

For fastledd, energiledd og effektledd har vi antatt en fordeling av effekt- og energiuttak over året som er ulik for de ulike byggene. På grunn av at trinnene i effektprisene er ulike for de nettselskapene vi har hentet priser fra, har vi valgt å kun bruke satsen for én effekttariff i beregningene, typisk en mellomtsats.² Videre er det sett på kostnaden basert

² Vi har brukt en sats som typisk er i spennet 100 kW – 500/1000 kW. Vi har dermed ikke beregnet en høyere pris for effektuttak som ligger under dette eller høyere sats for det som eventuelt ligger over. Dette betyr at effektprisen er litt høy for kontorbygget, boligblokken og butikkbygget. På samme måte vil effektprisen som er angitt i tabellen være noe lav for industribygget.

på fastkraft (ikke utkoblbare kjeler) og for effektmålte anlegg. For eksemplet med boligblokk er prisen basert på en energitariff også vist, da dette er NVEs praksis i dag ved beregning av maksimalpris for fjernvarme, og fordi boligblokker uten fellesmåling vil avregnes pr. boenhet og da typisk basert på energi og ikke effekt.³

Tabell 2.3 *Beregnete kostnader for eloppvarming for noen eksempelbygg.
Øre/kWh ekskl. mva (2010-tariffer)*

	Industri	Kontorbygg/ lager	Boligblokk	Boligblokk	Butikkbygg
	<i>Effektmålt anlegg med fastkraft</i>	<i>Effektmålt anlegg med fastkraft</i>	<i>Effektmålt anlegg med fastkraft</i>	<i>Energimålt anlegg</i>	<i>Effektmålt anlegg med fastkraft</i>
Kraftpris	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
Profilt tillegg	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58
Elkjel	0,90	1,16	2,77	-	4,80
Fastledd	0,25	0,58	1,53	0,20	3,31
Energiledd	5,39	5,66	5,66	17,70	5,84
Effektledd	12,07	10,92	25,96	-	36,13
Påslag kraftleverandør	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
Enova-avgift	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Forbruksavgift	11,01	11,01	11,01	11,01	11,01
Total (ekskl. mva)	75,95	75,66	93,26	75,24	107,42

Kilde: Econ Pöyry, nettselskaper

Som vi ser av tabellen, varierer prisen på elektrisk oppvarming til disse byggene med over 30 øre per kWh, hovedsakelig på grunn av forskjeller i effektleddet. Dette er ikke eksakte tall, men beregningene illustrerer et viktig poeng om at det er *stor variasjon i kostnader til eloppvarming avhengig av bruksprofilen til et bygg.*

2.3.3 **Praksis for prising av fjernvarme**

For kunder som ikke er underlagt tilknytningsplikt, må fjernvarmeselskapene forhandle seg fram til en fjernvarmeavtale med hvert enkelt bygg. Som regel vil man da beregne prisen på kundens alternativ som kan være olje, el, gass, varmpumpe eller en kombinasjon av dette. Fjernvarmeprisen må være konkurransedyktig med alternativene for få til en avtale. En endelig leveranseavtale er ofte delt inn i en effektkostnad og en pris per levert varmemengde. I noen tilfeller kan et fastledd og/eller anleggsbidrag også være aktuelt. Effektkostnaden vil da være basert på kundens alternative effektkostnader som i hovedsak er nettleie for el og kapital/ driftskostnader for kjeler (olje/ gass/ el) eller varmpumpe. Energileddet vil som regel reflektere energiprisen ved kjøp av kraft, olje eller gass, fastsatt ved bestemte indekser for dette (for eksempel gjennomsnittlige spotpriser på Nord Pool eller olje-/gasspriser fra bestemte prislister). Fjernvarme

³ Fra 2010 er det innført forskriftskrav om at den enkelte boenhet skal avregnes for seg (det vil si i utgangspunktet et forbud mot fellesmåling), med mindre individuell avregning gir urimelige merkostnader.

faktureres vanligvis etterskuddsvis på månedsbasis. Den laveste av prisene for kundens alternativpris, vil da bestemme energileddet i fjernvarmeprisen for måneden som faktureres.

Bygg som underlegges tilknytningsplikt, er som regel nye hus uten en historisk alternativpris. Tilknytningsplikten pålegger byggeier å installere vannbåret oppvarmingssystem i bygget og knytte seg til fjernvarmenettet med stikkledninger og kundesentral. I og med at tilknytningsplikten ikke medfører en bruksplikt, er det naturlig at fjernvarmeselskapene ønsker å dekke sine spesifikke investeringer i tilknytning og kundesentral via et anleggsbidrag, og å ta et fast årlig avgift for tilknytningen slik energilovens §5-5 åpner for. Fjernvarmeprisen fastsettes enten ved et rent energiledd eller som en kombinasjon av et effektledd og et energiledd. Energileddet vil fastsettes basert på kraftprisen i den måneden som faktureres. I noen tilfeller vil fjernvarmeselskapet tilby et tak på fjernvarmeprisen som skal være det laveste av oppvarming basert på el eller olje.

2.4 Dagens praktisering av §5-5

Prissettingen av fjernvarme er først og fremst regulert gjennom de bestemmelser som er nedfelt i § 5-5 i Energiloven, som sier blant annet:

”Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.”

”Vederlag for fjernvarme kan beregnes i form av tilknytningsavgift, fast årlig avgift og pris for bruk av varme.”

Lovteksten sier ikke eksplisitt hvordan man definerer prisen for elektrisk oppvarming, men oppgir at den kan bestå av anleggsbidrag, en årlig fast avgift og pris for varmen som er brukt. *Det er dermed uklart hva som skal ligge til grunn for beregninger av prisen for elektrisk oppvarming.* Prisen for elektrisk oppvarming vil variere mellom ulike bygg i samme område og mellom ulike nettområder. I energiloven er fjernvarmekunder som mener at de betaler for høy pris på fjernvarme, gitt anledning til å klage til NVE som regulerende myndighet:

”Enhver som er pålagt å tilknytte seg fjernvarmeanlegg etter plan- og bygningsloven § 66 a, har rett til å klage til konsesjonsmyndigheten over priser og andre leveringsvilkår. Konsesjonsmyndigheten kan gi pålegg om endringer av prisen eller leveringsvilkårene for øvrig.”

NVE behandler kun klagesaker fra fjernvarmekunder som er underlagt tilknytningsplikt. Det er i hovedsak nybygg som underlegges tilknytningsplikt, eksisterende bygg innenfor konsesjonsområdet er som regel ikke inkludert i kommunens bestemmelser om tilknytningsplikt. Disse byggene har egne systemer for oppvarming, og står fritt til fortsette å benytte disse i stedet for å koble seg på fjernvarmenettet. Disse byggene er derimot ikke eksplisitt utelatt fra bestemmelsen om maksimalpris på fjernvarme. *Det er dermed noe uklart hvilke kunder bestemmelsen om maksimalpris på fjernvarme gjelder for.* Dersom dette punktet skal avklares, må en klagesak på prising av fjernvarme måtte prøves i det private rettsystemet.

For å bestemme ”prisen for elektrisk oppvarming”, dvs. maksimalprisen for fjernvarme, har NVE lagt til grunn følgende beregningsmodell:

Maksimalpris for fjernvarme_{NVE} = g(energiledd_{nettleie}, kraftpris, avgifter)

For å definere NVE og OEDs praktisering av dagens regelverk, har vi gått gjennom vedtak NVE har gjort i klagesaker på fjernvarmeprising de siste par-tre årene. Nedenfor har vi listet opp hvordan NVE har vurdert og kommenter hvordan ulike ledd i kraftprisen/ nettleien skal håndteres ved beregning av maksimalprisen for fjernvarme.

Anleggsbidrag:

- Anleggsbidrag inngår ikke i beregning av maksimalprisen for fjernvarme.

Nettleie:

- For husholdningskunder skal nettariiff for husholdningskunder gjelde selv om bygget er underlagt effekttariffer ved elektrisk oppvarming.
- Nettleiens fastledd holdes utenom ved beregning av maksimalpris for fjernvarme.
- Kostnader knyttet til effekten kunden har bestilt, er fjernvarmeselskapet sin risiko. Kunden kostnad til elektrisk oppvarming skal baseres på effekten kunden har tatt ut, og ikke bestilt effekt.

Kraftpris

- Rimeligste alternativ for kraftpris skal legges til grunn (spotpris, ikke standard variabel kraftpris).
- Påslag på kraftprisen skal være lik gjennomsnittlig påslag på kraftprisen fra landsdekkende leverandører.

Avgifter

- Forbruksavgift inkluderes i kostnaden til elektrisk oppvarming.

Vedtakene NVE har gjort i klagesaker, viser også hvordan de anser at anleggsbidraget for tilknytning til fjernvarme skal håndteres:

- Kunden kan pålegges å betale et anleggsbidrag som dekker investeringer knyttet å koble kunden til distribusjonsnett (stikkledning og kundesentral).
- Det er ikke et krav at anleggsbidraget til fjernvarme skal være lavere enn anleggsbidraget for tilsvarende tilknytning til elnettet.
- Forutsetninger for anleggsbidraget for fjernvarme må kunne dokumenteres av fjernvarmeselskapet.

NVEs vedtak i klagesaker, slår også fast at fjernvarmekunder underlagt tilknytningsplikt skal betale fast årlig avgift til fjernvarmeselskapet uavhengig av om kunden faktisk benytter fjernvarme.

De ulike vedtakene vi har gått gjennom, viser at det er uklarheter eller inkonsistens på noen områder:

- Hva som skal være nivået på hvert av leddene anleggsbidrag, årsavgift og varmepris, er ikke entydig definert.
- Hvem maksimalprisen gjelder for, er ikke klart. I én klagesak er det slått fast at bestemmelser om maksimalpris på fjernvarme bare gjelder for bygg som er underlagt tilknytningsplikt. I andre vedtak er det sagt at det også gjelder kunder som ikke er underlagt tilknytningsplikt.

- Det er ikke klart om man inngå fastprisavtaler på fjernvarme innenfor energilovens bestemmelser (men som svar på spørsmål angående dette, svarer NVE at dette bør være mulig innenfor energilovens bestemmelser).
- For fjernvarmekunder som ikke er energimålt, for eksempel næringskunder, skoler og lignende kunder som betaler tariffen basert på uttatt effekt i elnettet, er det ikke opplagt hvordan en maksimalpris basert på energiledet vil slå ut eller hvordan prisbegrepet skal forstås.

Vi har i dette kapitlet gitt et bilde av hvordan prisen på elektrisk oppvarming slår ut for ulike typer av kunder, hvordan fjernvarmeprisen fastsettes og hvordan NVE tolker regelverket om maksimalprising av fjernvarme. Vi vil i de påfølgende kapitlene beskrive hvordan vi mener at prismodeller for fjernvarme best kan håndteres innenfor gjeldende regelverk.

3 Sluttbrukerprisen på kraft

I dette kapitlet beskriver vi viktige egenskaper ved kraftprisen norske sluttbrukere står overfor og hvordan kraftpriselementet kan utformes i en prismodell for fjernvarme, med utgangspunkt i vurderingskriteriene vi beskrev i kapittel 1. Norske sluttbrukere (utenom industri og andre store forbrukere) kjøper i dag i hovedsak kraft på følgende kontraktstyper:

- Spotpris med et påslag pr. levert kWh og/eller i form av et fastbeløp (Nord Pool systempris eller områdepris)
- Variabel pris, som typisk følger spotprisen og kortsiktige terminpriser med et visst tidsetterslep
- Fastpris av en viss varighet, som typisk vil følge prisene på tilsvarende terminkontrakter

Uansett kontraktstype vil det påløpe en ekstrakostnad i tillegg til engrosprisen som dekker kraftleverandørenes administrative kostnader og profitt.

I praksis vil kraftprisene som sluttbrukerne betaler, være nært knyttet til markedsprisene på Nord Pool. Vi drøfter derfor både løpende spotpriser og terminpriser i det følgende.

Vi legger til grunn at kraftprisen i meget stor grad er riktig i den forstand at den ikke reflekterer bruk av markedsrett. Kraftprisen vil også kunne inneholde informasjon om miljøkostnadene ved produksjon av kraft, ikke minst via CO₂-kvoteregimet. Forholdet mellom kraftprisen og miljøkostnader drøftes i et senere kapittel.

3.1 Engrosprisen på kraft

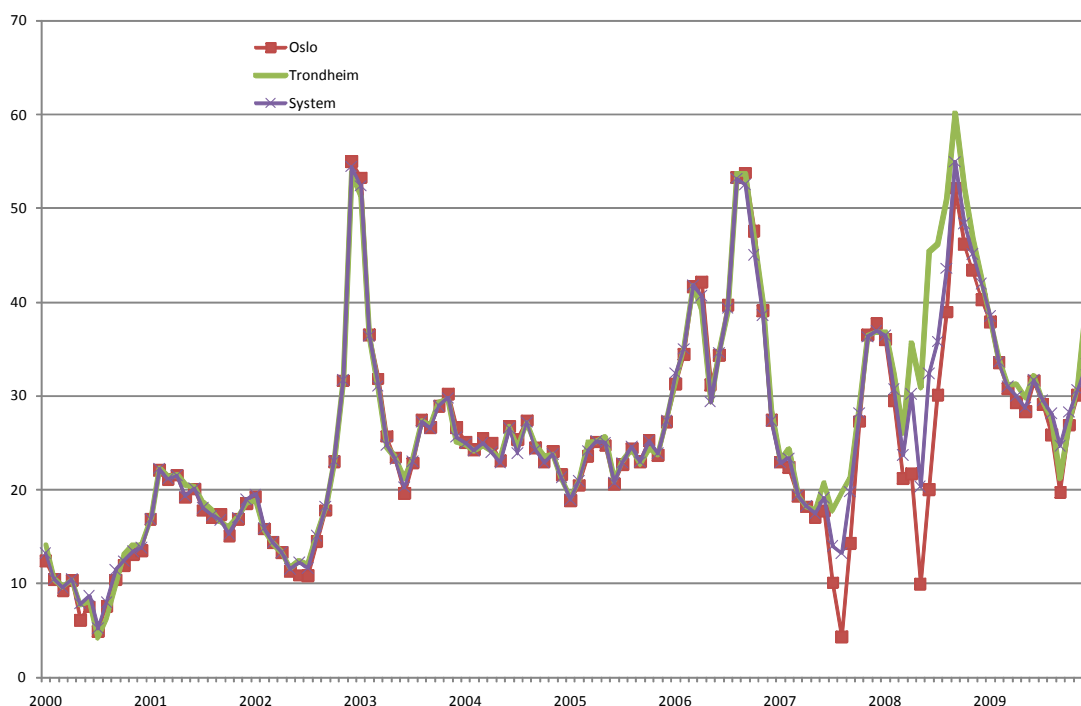
3.1.1 Observerte Nord Pool-priser

Kraftprisen varierer betydelig over tid, til dels også mellom områder i det nordiske kraftmarkedet (ved flaskehals mellom områder⁴). Figuren nedenfor viser årlig systempris på Nord Pool i perioden 2000-2009 samt utvalgte områdepriser. Prisvariasjoner over tid og mellom områder vil være kjennetegn ved det nordiske kraftmarkedet også i fremtiden.⁵

⁴ Norge og Danmark er p.t. de eneste landene med interne prisområder, mens Finland og Sverige hver har ett prisområde som dekker hele landet.

⁵ Økt handel med land med termiske kraftsystemer kan redusere svingningene knyttet til tilsigsforholdene i vannkraftsystemet, men øker til gjengjeld betydningen av andre risikofaktorer som CO₂-kvotepriser og brenselpriser. Investeringer i økt overføringskapasitet internt i Norge og mellom de nordiske landene vil tilsvarende kunne gi færre og mindre flaskehals med tilhørende områdeprisforskjeller, men endringer i produksjon og forbruk vil på den andre siden kunne gi nye flaskehals.

Figur 3.1 Kraftpriser på Nord Pool 2000-2009. Øre/kWh

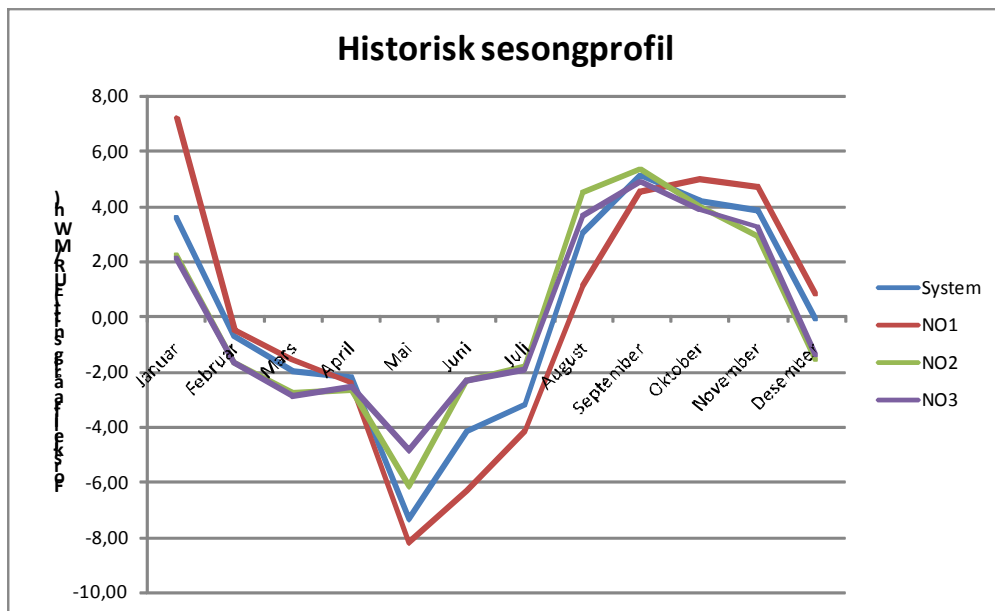


Kilde: Nord Pool

Sesongvariasjonene i kraftprisen er betydelige. I gjennomsnitt er vinterprisene høyere enn sommerprisene, men i enkeltår kan det være omvendt avhengig av temperatur, tilsig og andre faktorer. Figuren nedenfor viser gjennomsnittlig månedlig avvik fra årlig gjennomsnittspris i perioden 2003-2008, både for systemprisen og norske områdepriser (observasjonen for januar er altså gjennomsnittet av den årlige differansen mellom januarprisen og prisen i det aktuelle året).

Vinterprisen (definert som oktober-mars) ligger ofte – men ikke alltid – over sommerprisen. Det betyr i sin tur at en volumveid pris på el til oppvarming, der det tas hensyn til årsprofilen til oppvarmingsforbruket og sesongvariasjonene i kraftprisen, normalt vil ligge over den timeveide gjennomsnittsprisen i markedet, der alle 8760 timer i løpet av et år teller like mye. Et grovt anslag på et slikt profilt tillegg til sesongavhengig forbruk er på 3-4 øre/kWh.

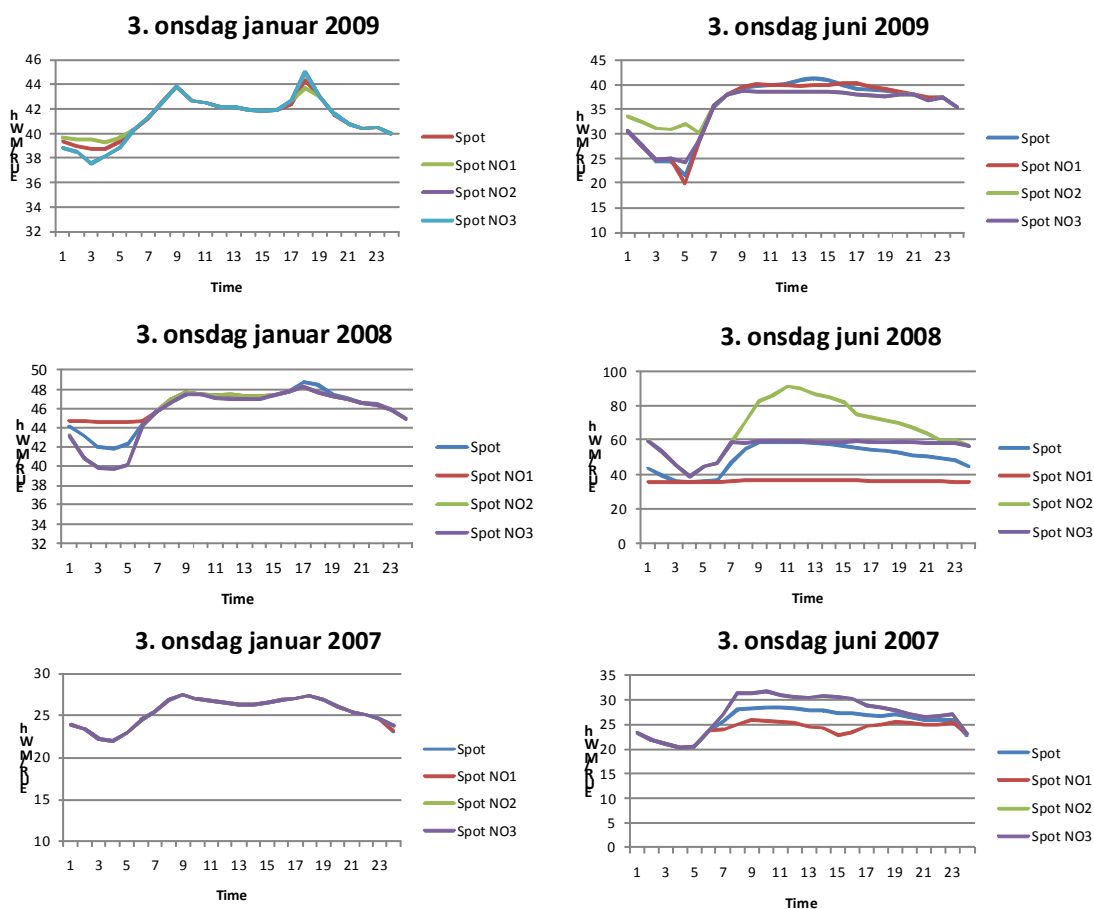
Figur 3.2 Gjennomsnittlig avvik mellom månedspris og årlig gjennomsnittspris i perioden 2003 – 2008 Euro/MWh



Kilde: Nord Pool

Forbruket av el og andre energibærere til oppvarming varierer også over døgnet, samtidig som det er til dels betydelige forskjeller mellom døgprofilen i oppvarmingsforbruket for ulike kundegrupper. Variasjonen over døgnet er imidlertid ventelig mindre enn variasjonen mellom sesonger. Figurene nedenfor viser eksempler på døgprisvariasjonen i systemprisen og norske områdepriser på typiske hverdager og helgedager de siste årene.

Figur 3.3 Eksempler på prisstruktur over døgnet 2007-2009. Euro/MWh



Kilde: Nord Pool

Basert på analysen ovenfor kan vi trekke følgende konklusjoner med hensyn til kraftpriselementet i prismodellen for fjernvarme:

- Områdepriskjeller er potensielt svært viktige, i hvert fall i perioder. Over levetiden til et fjernvarmeanlegg er det imidlertid lite sannsynlig med vedvarende priskjeller, ettersom det må ventes at store og vedvarende flaskehalsar i sentralnettet vil bli fjernet gjennom nettinvesteringer eller andre tiltak.
- Sesongpriskjeller er viktige å ta hensyn til.
- Døgnpriskjeller og forskjeller hverdag/helg er normalt mindre viktige ettersom prisstrukturen i det norske kraftsystemet er relativt flat. På sikt er det imidlertid mulig at vi vil få større døgnprisvariasjon også i Norge som følge av økt handelskapasitet mot termiske kraftsystemer. Da vil det også være ønskelig at maksimalprisen for fjernvarme reflekterer priskjeller over døgnet og mellom ukedager.

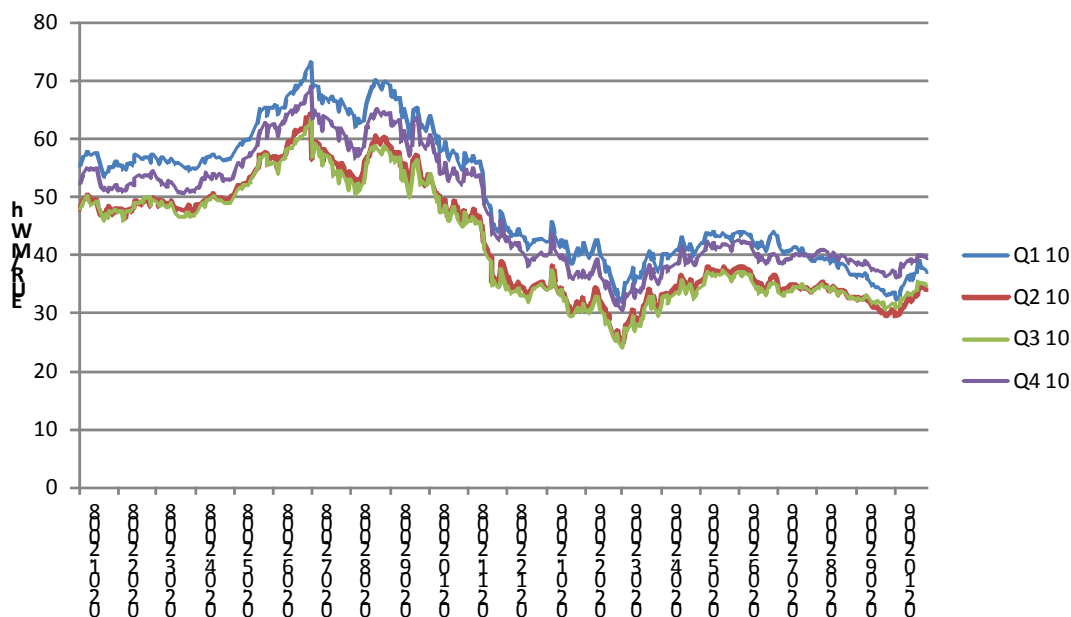
3.1.2 Terminpriser

I forrige avsnitt analyserte vi hvordan kraftprisene varierer over tid og mellom områder med utgangspunkt i prisene i spotmarkedet på Nord Pool. For regulatoriske formål kan det imidlertid også være aktuelt å legge terminpriser til grunn, det vil si prisene på

kontrakter i det finansielle kraftmarkedet. Nord Pools standardiserte produkter er mest nærliggende å ta utgangspunkt i.

Terminprisene gir informasjon om både forventet framtidig gjennomsnittlig prisnivå og sesongprissforskjeller, jf. figuren nedenfor. Der viser vi utviklingen i prisene på terminkontrakter for ulike kvartaler i 2010 slik de ble notert på Nord Pool fra januar 2008 til oktober 2009. Vi ser at kontraktene for andre og tredje kvartal ligger systematisk under kontraktene for første og fjerde kvartal, selv om prisnivået varierer en god del over tid.

Figur 3.4 Priser på terminkontrakter for 2010 i perioden januar 2008-oktober 2009. Euro/MWh

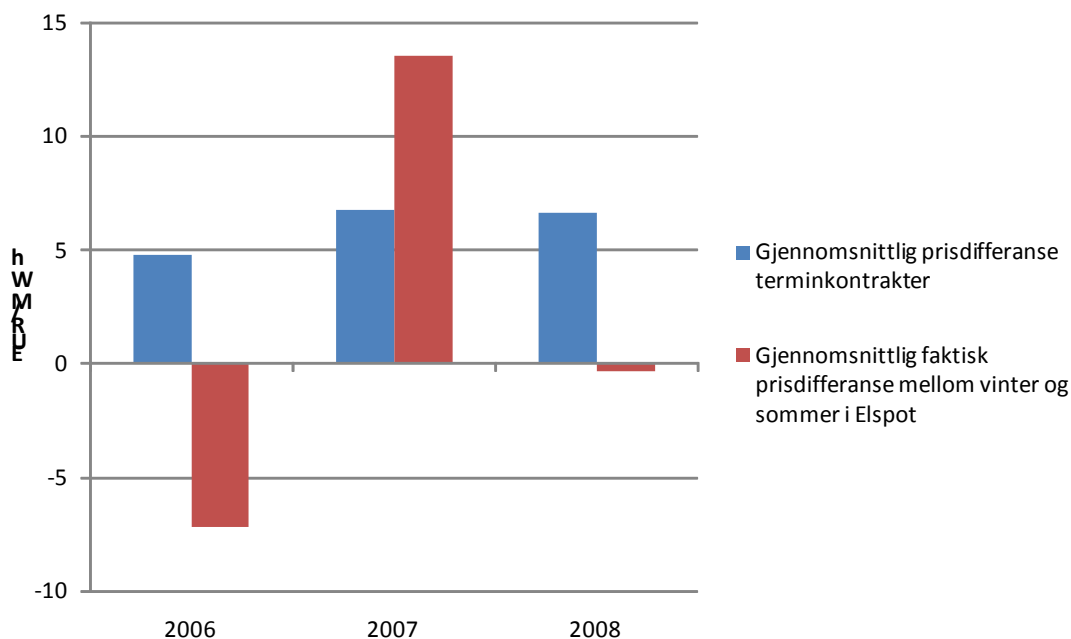


Kilde: Nord Pool

Terminprisene gir derimot lite eller ingen informasjon om døgnprissforskjeller og områdeprissforskjeller. Det finnes prissikringsprodukter i form av såkalte Contracts for Differences (CfD'er) for områdeprisene, men disse er kjennetegnet ved lav likviditet. I tillegg finnes det ikke CfD'er for prisområder internt i landene med unntak av Danmark.

Et annet moment er at terminprisene ofte avviker mye fra de faktiske prisene. Det gjelder både prisnivå og sesongvariasjon. I figuren nedenfor viser vi forholdet mellom gjennomsnittlige terminpriser for perioden 2006-2008 og de faktiske prisene, både med hensyn til nivå og sesongvariasjon.

Figur 3.5 Prisvariasjon i terminkontrakter og faktisk prisvariasjon mellom vinter og sommer. Euro/MWh



Kilde: Nord Pool

3.1.3 Mulige prismekanismer

Det finnes flere måter å fastsette kraftpriselementet på i fjernvarmeprismodellen. Ettersom reguleringen bygger på klageadgang med etterfølgende priskontroll, ser vi bort fra modeller der NVE godkjenner fjernvarmepriser i forkant. Det er imidlertid ingenting i veien for at NVE annonserer i forkant av en periode (for eksempel et år) at eventuelle klagesaker i perioden vil bli avgjort på grunnlag av et bestemt prisnivå eller en gitt regel for fastsettelse av prisen. De viktigste mulighetene for NVE blir følgende:

- Faktiske spotpriser, enten timeveide (gjennomsnitt over året uten justering for volumet som forbrukes i den enkelte timen) eller volumveide.
- Terminpriser for en gitt periode, enten årskontrakter eller kontrakter med kortere varighet, for eksempel kvartalsvise.
- Faktiske påslag på sluttbrukerprisen, enten kvartalsvise data fra NVEs egne undersøkelser eller gjennomsnitt over en lengre periode.
- Én pris for alle fjernvarmeselskaper (eventuelt differensiert etter områdepriser i kraftmarkedet) eller tilpasning til selskapenes prisstrategi (faste vs. variable priser).

Samtlige av løsningene innenfor dette utfallsrommet oppfyller kravene til samsvar med samfunnsøkonomisk effektivitet og praktisk håndterbarhet. Ulike valg kan imidlertid ha litt forskjellige konsekvenser med hensyn til fjernvarmeselskapenes økonomi (spesielt risikoen de er eksponert for) og strategisk atferd. I den forbindelse er følgende forhold viktige:

- Fjernvarmeselskapene har risiko knyttet til brenselspriser, som åpenbart avhenger av hva slags brensel de bruker (bio, olje, gass, avfall, spillvarme, eldrevne varmepumper). Brenselsprisene kan i større eller mindre grad være korrelert med

elprisen, men med unntak av varmpumper vil det ikke være noen direkte kobling mellom inntekter og kostnader.

- Fjernvarmeselskapene vil også ha volumrisiko fordi det totale oppvarmingsforbruket er usikkert, i noen grad også dersom kundene har mulighet til å bytte mellom fjernvarme og andre energibærere.

Måten maksimalprisen fastsettes på, vil åpenbart også kunne ha betydninger for risikoen selskapene står overfor. Selskapenes prising av fjernvarmen og innkjøpsstrategi vil selvsagt også påvirke risikoen. I praksis kan vi tenke oss en rekke kombinasjoner av salgpris på fjernvarme, brenselkostnader og maksimalpris på fjernvarme, men følgende tilfeller er særlig interessante:

- Selskapene kan velge å selge fjernvarmen til en fast pris og kjøpe brensel på faste kontrakter av tilsvarende varighet. Da kan selskapene eliminere risikoen knyttet til inntektene pr. kWh de faktisk selger. De kan fortsatt være eksponert for volumrisiko i den grad kundene har muligheter til å velge elektrisitet eller andre energibærere til oppvarming. Hvis maksimalprisen på fjernvarme er basert på løpende spotpriser, vil imidlertid en slik strategi faktisk innebære inntektsrisiko. Adgang til å basere maksimalprisen på terminpriser vil derimot redusere risikoen gitt denne pris- og innkjøpsstrategien fra fjernvarmeselskapenes side, ettersom både salgspotpriser, brenselkostnader og tillatt maksimalpris vil være faste.
- Selskapene kan velge å selge fjernvarmen til en variabel pris som følger spotprisen på el (og eventuelt olje) og kjøpe inn brensel løpende (uten prissikring). Da er selskapet i utgangspunktet fullt eksponert for inntektsrisiko pr. kWh, men ikke med hensyn til volum. Inntektsrisikoen vil i mange tilfeller likevel begrenses av at det vil være en viss korrelasjon mellom salgspotpriser og brenselkostnader (avhengig av hva slags brensel som brukes). Dersom NVE skulle velge å legge til grunn en fast maksimalpris på fjernvarme, for eksempel basert på terminprisene på Nord Pool, vil selskapene stå overfor en ekstra risiko knyttet til inntektene dersom det kommer en klagesak. De risikerer å komme i en situasjon med faste inntekter og variable kostnader, og det medfører også en volumrisiko ettersom kundene i prinsippet kan skifte fritt mellom el (eller andre oppvarmingsløsninger) og fjernvarme ut fra de løpende prisene på el, samtidig som fjernvarmeselskapene er låst til en gitt maksimalpris.

NVEs regulering av fjernvarmeprisen påvirker på denne måten selskapenes optimale atferd. Fjernvarmeselskapene må imidlertid antas å være de beste til å vurdere hva som er optimal strategi med hensyn til salgspotpriser og innkjøp. En regulering basert på terminpriser legger relativt sterke føringer på selskapenes atferd, og vi vil derfor anbefale å basere reguleringen på løpende spotpriser. Da har selskapene størst frihetsgrader til å tilpasse seg.

3.2 Påslag på engrosprisen til sluttbrukere

Kraftleverandører beregner seg normalt en margin i tillegg til engrosprisen ved salg til sluttbrukere som skal dekke kostnadene ved leveransene inklusive avkastning på kapitalen i virksomheten. Marginen varierer mellom ulike grupper av sluttbrukere, spesielt som følge av kundenes størrelse og profesjonalitet, og vil være høyest for husholdninger. Dette elementet er åpenbart en relevant del av prisen for elektrisk oppvarming. Marginen er også relevant for den samfunnsøkonomiske alternativ-

kostnaden ettersom den over tid må antas å reflektere bruk av ressurser (arbeidskraft og kapital) for leveranser av kraft til sluttbrukere i et effektivt marked.

Påslaget på engrosprisen beregnes jevnlig av NVE i kvartalsvise rapporter om utviklingen i kraftmarkedet. For enkle spotpriskontrakter der kundene betaler løpende spotpris pluss et fast ørebeløp pr. kWh kan påslaget beregnes direkte (dersom leverandøren fakturerer et fastbeløp i tillegg til eller i stedet for et påslag pr. kWh, må det gjøres forutsetninger om forbruksnivået). For andre typer kontrakter må det i prinsippet gjøres forutsetninger om leverandørenes innkjøpsstrategier (bruk av ulike typer terminkontrakter). Det vil som nevnt være forskjeller mellom kundegrupper med hensyn til marginene fra leverandørene, men det kan være krevende i praksis å lage detaljerte estimater på kundegruppenivå. Uansett er det grunn til å vente at marginen vil ligge under 2 øre/kWh over tid, slik at dette ikke blir noen stor komponent i fjernvarmeprisen heller.

3.3 Forslag til reguleringsmekanismer

Med utgangspunkt i analysen ovenfor foreslår vi følgende reguleringsmekanismer med hensyn til kraftpriselementet:

- Kraftprisen bør være sesongjustert. Dette kan skje på grunnlag av en sjablonprofil eller faktiske sesongvariasjoner i det enkelte fjernvarmeanlegget.
- Døgnjustering kan også vurderes, men er normalt mindre viktig enn sesongjustering, i hvert fall i dagens system. Dersom døgnjustering skal benyttes, er det trolig enklest å gjøre det på grunnlag av en sjablonprofil. Sjablonprofilen kan baseres på uttaksprofilen i det enkelte fjernvarmeanlegget, alternativt en nasjonal profil.
- Løpende spotpris beregnet etterskuddsvis pr. måned er et godt grunnlag for maksimalprisen på fjernvarme (kraftpriskomponenten). Fjernvarmeprisen fastsettes gjerne pr. måned på grunnlag av utviklingen i spotprisen, slik at fjernvarmeprisen vil følge spotprisen med noen ukers etterslep. Over tid vil disse størrelsene følge hverandre tett, med unntak av enkelte ekstreme situasjoner hvor kraftprisen endrer seg svært raskt (jf. den tørre høsten/vinteren 2002/2003). Som nevnt i de forrige to kulepunktene bør imidlertid spotprisen være volumveid og ikke timeveid som i dag.
- Det er også mulig å bruke terminpriser i forkant av en definert periode, for eksempel ved at prisen på måneds- eller kvartalskontrakter pr. desember i år t legges til grunn for maksprisen på fjernvarme i år $t+1$. Det skaper imidlertid en betydelig risiko for avvik mellom den regulerte fjernvarmeprisen og den faktiske alternativprisen på elektrisk oppvarming, noe som i sin tur påfører fjernvarmeselskapene en volumrisiko i den grad kundene kan bytte mellom fjernvarme og el (for eksempel dersom kraftprisen ex post faller i forhold til terminprisen ex ante). Dette kan selskapene i noen grad ta hensyn til i sin risikostyring, men det gjør trolig arbeidet med fastsettelsen av fjernvarmeprisen mer komplisert uten at det gir vesentlige nyttevirkninger. Justering av prisen i henhold til uttaksprofilen blir dessuten mer komplisert med bruk av terminpriser, i hvert fall med hensyn til døgnvariasjoner (alternativt må NVE benytte normerte verdier for de daglige uttaksprofilene ex ante). Vi anbefaler derfor å bruke løpende volumveide spotpriser.

- Påslaget på sluttbrukerprisen bør være normert. Det kan enten gjøres på grunnlag av observerte marginer pr. kvartal eller år, eller NVE kan fastsette en sjablonverdi som er konstant over lengre perioder. Det siste gir i prinsippet noe mer stabile påslag, men dette er uansett en beskjedne kostnadskomponent. Hvis NVE bruker faktiske marginer etterskuddsvis, er det relativt lett for selskapene å tilpasse prisingen av fjernvarmen i forhold til de observerte marginene.

Det er verdt å merke seg at de foreslåtte komponentene kan brukes både i en elprisbasert modell og i en modell som er basert på den samfunnsøkonomiske alternativprisen på eloppvarming.

Forslaget ovenfor har følgende egenskaper i forhold til vurderingskriteriene vi presenterte innledningsvis:

Tabell 3.1 Vurdering av forslag til maksimalprismekanisme for kraftprisen

Vurderingskriterium	Vurdering
Samfunnsøkonomisk effektivitet	OK, med forbehold om at den må korrigeres for miljøkostnader ved kraftproduksjon (drøftes i kapittel 5)
Risiko for strategisk atferd	Lav, med et mulig unntak dersom fjernvarmeselskapenes rapporterte uttaksprofiler legges til grunn for den volumveide prisen (profilene må eventuelt kontrolleres av NVE)
Praktisk håndterbarhet	Lave administrative kostnader og krav til informasjon utover hva NVE og selskapene allerede har i dag
Konsekvenser for fjernvarmeselskapenes økonomi	OK, forutsatt at selskapene tilpasser innkjøp av brensel og salgspriser på en optimal måte i forhold til prismodellen og ønsket risikoeksponering

4 Prisen på overføring av kraft

Fjernvarmekunder betaler en pris for å være tilknyttet og bruke elnettet. Nettkostnadene kundene betaler, kan imidlertid være svært forskjellig fra den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved eloppvarming. Det er også et spørsmål om hva som er den relevante *prisen* å legge til grunn, uavhengig av den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden. I dette kapitlet drøfter vi hvordan nettkostnadene kan inngå i en modell for maksimalpris på fjernvarme. Vi tar utgangspunkt i dagens tariffregime, men drøfter også mulige endringer i tariffene med utgangspunkt i NVEs gjennomgang av den samlede reguleringen av nettet (NVE, 2010).

4.1 Kostnader i elnettet på kort og lang sikt

4.1.1 Kortsiktige variable kostnader

Elnettet betraktes gjerne som et naturlig monopol. Et naturlig monopol er kjennetegnet ved at kostnadsfunksjonen er subadditiv. En subadditiv kostnadsfunksjon er litt forenklet kjennetegnet ved at gjennomsnittskostnadene pr. produsert enhet er fallende. De variable nettkostnadene er på kort sikt i all hovedsak knyttet til marginale overføringstap og kapasitetsbegrensninger (flaskehalskostnader). Nedenfor drøfter vi de kortsiktige variable kostnadene nærmere.

Marginaltap

Overføring av kraft gir opphav til tap i nettet, hovedsakelig som følge av motstand i linjene. Hvis vi antar at nettet bare består av ett punkt med innmating og ett punkt med uttak forbundet med en linje, vil en økning av uttaket med 1 kWh føre til økte tap. Kostnaden som følge av den marginale økningen i uttak (den marginale tapskostnaden) er lik den marginale tapsprosenten for linjen ganget med kraftprisen.

Det er klart at marginaltapene vil variere over tid og mellom nettområder. I distribusjonsnettet, hvor kraftflyten i de fleste tilfeller går fra overliggende nett ut til sluttbrukere,⁶ vil belastningen og dermed tapene normalt være høyest om vinteren. Det vil også normalt være døgnvariasjoner som følge av at belastningen på nettet er størst på dag- og kveldstid, minst om natten.

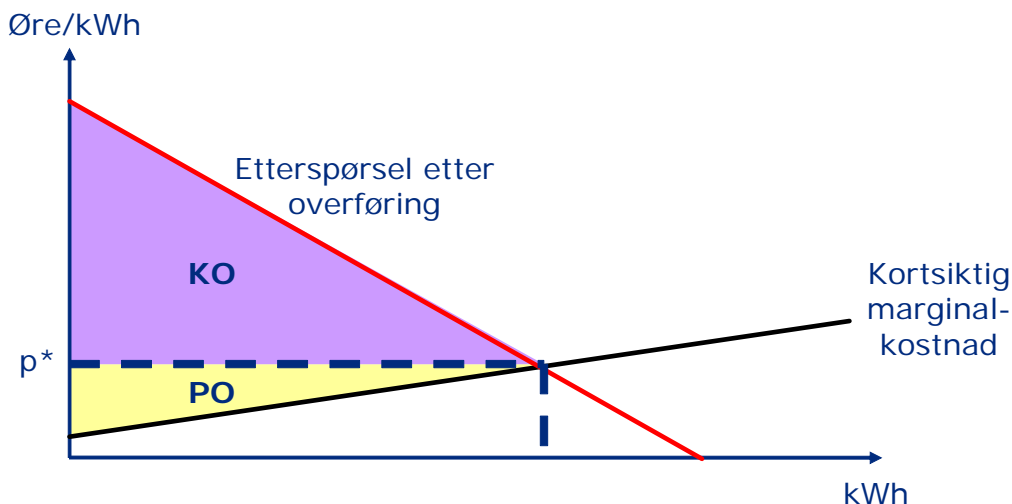
I det samlede kraftsystemet er det ikke like opplagt at tapene vil være størst om vinteren. For eksempel kan det være betydelig belastning i sentralnettet om sommeren med lavt forbruk og høy eksport som følge av uregulert vannkraftproduksjon. I en del punkter i nettet vil dessuten marginaltapene ved økt uttak være negative i regional- og sentralnettet (typisk i områder med overskudd av kraft). Det er likevel grunn til å anta at økt uttak i distribusjonsnettet medfører økte tap totalt sett i systemet og at det er klare sesong- og døgnvariasjoner.

I figuren nedenfor viser vi den optimale kortsiktige tilpasningen i nettet med tilhørende optimal tariff i et tenkt nett med en sterkt forenklet struktur. Vi ser inntil videre bort fra de faste kostnadene, både kapitalkostnader og kostnader til drift og vedlikehold som

⁶ Unntakene kan gjelde nett med mye småskala vannkraft tilknyttet, samtidig som forbruket er relativt lavt. Dette er trolig nett hvor fjernvarme er lite utbredt uansett.

ikke varierer med det løpende forbruket på helt kort sikt. Tapene er tilnærmet kvadratiske som funksjon av overført energi, det vil si at vi har en lineært stigende kortsiktig marginalkostnad. Inntil videre ser vi bort fra knapphet på overføringskapasitet. Den optimale prisen er den som gir likhet mellom etterspørselen etter overføring og den kortsiktige marginalkostnaden (p^* i figuren). Det samfunnsøkonomiske overskuddet av overføringen blir da størst mulig (summen av produsent- og konsumentoverskuddet, henholdsvis PO og KO i figuren).

Figur 4.1 Optimal nettariff på kort sikt uten kapasitetsbegrensninger

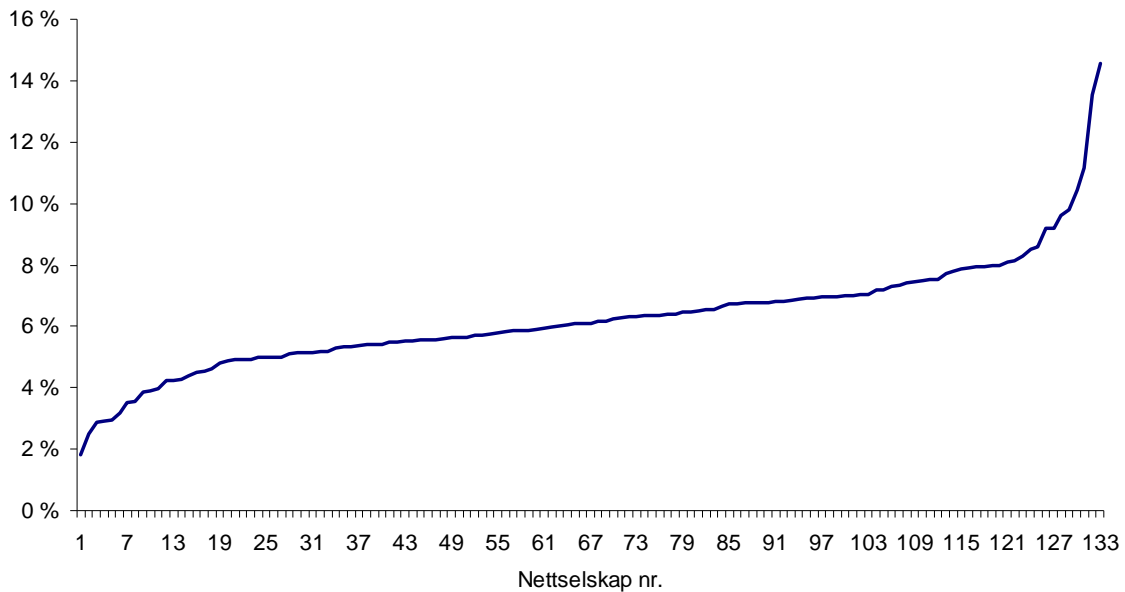


Empiri om tapkostnader i det norske nettet

Figuren nedenfor viser gjennomsnittstapene i det norske distribusjonsnettet i 2007 i henhold til data fra NVE (den økonomiske og tekniske rapporteringen fra nettselskapene).⁷ På landsbasis var gjennomsnittstapene 5,2 prosent av levert energi i alminnelig forsyning eller vel 3,9 TWh. Tapene er da målt i forhold til summen av levert energi til sluttbrukere og de rapporterte tapene, som vårt anslag på total mengde energi matet inn fra overliggende nett og kraftverk tilknyttet distribusjonsnettet.

⁷ Et ekstremt tilfelle med svært høye tap er utelatt fra figuren. Dette gjelder en områdekonsesjonærer med et svært lite nett (bare noen få nettanlegg og svært få uttakspunkter). Vi vet ikke om de høye tapstallene for dette selskapet skyldes rapporteringsfeil eller faktiske forhold.

Figur 4.2 Gjennomsnittstap i prosent av levert energi i distribusjonsnettet 2007



Kilde: NVE

Tilsvarende tall for regionalnettet (utenom Statnetts anlegg på dette nettnivået) var ca. 1,8 prosent i 2007 på landsbasis (målt i forhold til levert energi pluss tap), eller 1,5 TWh. Tapene i sentralnettet varierer en god del som følge av store variasjoner i kraftflyten fra år til år, men ligger typisk i størrelsesorden 2 TWh, om lag samme gjennomsnittstap i prosent som i regionalnettet når vi tar hensyn til at energimengden som tas ut av sentralnettet er større enn i regionalnettet.

Gjennomsnittstapene kan brukes til å gjøre anslag på marginaltapene i typiske driftssituasjoner. Som en grov tilnærming kan vi anta at en økning på 1 prosent i levert energi gir 2 prosent økning i totale tap. Det betyr at marginaltapene er om lag det dobbelte av gjennomsnittstapene.⁸

Vi kan illustrere virkningen på tapene av økt uttak i distribusjonsnettet ved hjelp av et stilisert kraftsystem. Systemet har tre nivåer, og kraften mates inn i sentralnettet og tas ut i distribusjonsnettet. Vi får da følgende sammenheng mellom uttak og tap på de ulike nivåene:

- Anta at gjennomsnittstapet i distribusjonsnettet er 5 prosent. Da kreves det 1,053 kWh ($0,053/1,053 = 0,05$) levert fra regionalnettet for å ta ut 1 kWh til sluttbruker.
- Anta videre at gjennomsnittstapet i regionalnettet er 2 prosent. 1 kWh uttak i regionalnettet krever 1,0204 kWh fra sentralnettet med våre forutsetninger ($0,0204/1,0204 = 0,02$). For å levere 1,053 kWh, som er det som må mates inn i distribusjonsnettet for å dekke 1 kWh uttak, kreves det 1,074 kWh fra sentralnettet ($0,021/1,074 = 0,02$).

⁸ Anta som en illustrasjon at gjennomsnittlige tap er 5 prosent og at innmatet energi i nettet er 100. En økning i uttaket med 1 fører til at tapene øker fra 5 til 5,1 (2 prosent økning i tapene ved 1 prosent økning i uttaket). Gjennomsnittlige tap etter økningen er 5,05 prosent ($5,1/101$), mens totale tap øker med 0,1. Marginaltapet er lik økningen i tap dividert med økningen i uttak, som er lik $0,1/1$ eller 10 prosent.

- Anta til slutt at gjennomsnittstapet i sentralnettet også er 2 prosent. For å levere 1,074 kWh til regionalnettet trengs 1,096 kWh innmating ($0,022/1,096 = 0,02$).

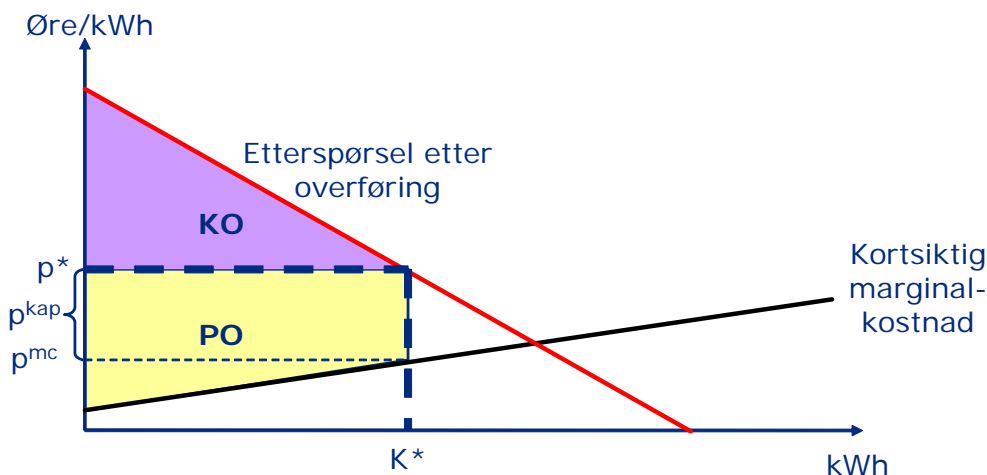
Gjennomsnittstapet i dette nettet samlet sett er $0,096 \text{ kWh}/1,096 \text{ kWh} = 8,8$ prosent. Marginaltapet er da 17,6 prosent grovt anslått.

Som nevnt vil de faktiske tapene i overliggende nett variere mye mellom uttakspunkter. For eksempel vil marginaltapene ved uttak i en del områder være null eller negative. Eksemplet ovenfor skal derfor ikke tolkes som noe representativt anslag på de faktiske marginaltapene i det norske nettet, men det gir en indikasjon om hva slags nivå det kan være snakk om i gjennomsnitt, spesielt hvis vi vurderer distribusjonsnettet isolert. I praksis vil det være betydelige variasjoner i kraftforbruket over året, med tilhørende variasjoner i tapene. Det virker på dette grunnlaget rimelig å anta at marginaltapene i distribusjonsnettet vil ligge vesentlig over 10 prosent i oppvarmingssesongen.

Kapasitetsbegrensninger

I figuren nedenfor har vi innført en kapasitetsbegrensning K^* som viser den maksimale mulige overføringen innenfor en gitt periode (for eksempel en time). Vi ser at den optimale prisen p^* nå kan dekomponeres i et ledd som reflekterer den kortsiktige marginalkostnaden (p^{mc}) og et kapasitetsledd (p^{kap}) som sikrer at etterspørselen etter overføring akkurat er lik den tilgjengelige kapasiteten. Dette sikrer igjen at det samfunnsøkonomiske overskuddet av kraftoverføringen blir størst mulig, gitt den tilgjengelige kapasiteten. Det skyldes at prismekanismen utnytter ulikheter i forbrukernes betalingsvilje til å fordele kapasiteten (til forskjell fra rasjonering i henhold til administrative prosedyrer, som ikke nødvendigvis gir samsvar mellom betalingsvilje og nettdagang).

Figur 4.3 Optimal nettariff på kort sikt med kapasitetsbegrensninger



Differansen mellom marginalkostnad og prisen som sørger for at etterspørselen ikke overstiger den totale overføringskapasiteten, er lik den samfunnsøkonomiske skyggeprisen på kapasitet. Denne er et uttrykk for alternativverdien av økt kapasitet og er en del av den kortsiktige variable kostnaden ved overføring av kraft.

Kapasitetsbegrensninger kan i prinsippet oppstå på alle nettnivåer. I sentralnettet kommer dette til syne gjennom områdeprisforskjeller på Nord Pool dersom det er begrenset kapasitet mellom større regioner. Flaskehalser internt i prisområder eller på

lavere nettnivåer er derimot ikke synlige for sluttkundene. I den grad kapasiteten er begrenset, dreier det seg gjerne om relativt korte perioder, selv om det også kan oppstå mer langvarige flaskehalsproblemer (jf. Midt-Norge). Nivået på kostnadene ved kapasitetsbegrensninger kan i prinsippet varieres fra 0 til svært store beløp (flere kroner pr. kWh).

4.2 Langsiktige kostnader

De variable kostnadene ved eloppvarming gjelder for et etablert elnett der kapasiteten er gitt på kort sikt. Det kan også være langsiktige kostnader knyttet til behovet for kapasitet til eloppvarming. Et viktig poeng i den forbindelse er at alle varmekunder vil være tilknyttet elnettet for å dekke elspesifikt forbruk (belysning, datautstyr, kjøleskap, fryser, vaskemaskiner osv.). Fra et samfunnsøkonomisk ståsted er spørsmålet hvor mye det koster i form av økt kapasitet i elnettet for å dekke oppvarmingsetterspørselen med el, gitt at det uansett skal bygges et elnett til de aktuelle kundene. Det vil være den relevante alternativkostnaden for kapasitet til eloppvarming.

Kostnadene i elnettet er kjennetegnet ved betydelige skalafordeler og at de gjerne påløper i større sprang. Kapasiteten kan ikke utvides kontinuerlig i uendelig små enheter. Det første poenget med skalafordeler kan illustreres slik: Dersom kapasiteten i elnettet må økes med 50 prosent for å dekke oppvarmingsetterspørselen, vil kostnadene øke med mindre enn 50 prosent.⁹ Marginalkostnaden er med andre ord lavere enn gjennomsnittskostnaden.¹⁰ Det andre poenget med sprangvise investeringer innebærer at den marginale kapasitetskostnaden *i nettet* ved å bruke el til oppvarming kan være null i en del tilfeller.

Egenskapene ved kostnadsfunksjonen i elnettet har flere viktige implikasjoner. Når mengden fjernvarme er liten, vil de sparte nettkostnadene være beskjedne og i praksis begrenset til de kundespesifikke anleggene dersom det er mulig å velge en mindre dimensjonering av elnettet. I et område med mye fjernvarme utbygd, er det derimot grunn til å tro at de sparte nettkostnadene kan være betydelige, også med hensyn til det samlede kraftsystemet i regionen. Mengden fjernvarme kan på visse vilkår være så stor at en unngår å måtte øke kapasiteten i elnettet til det neste trinnet. Det er imidlertid vanskelig å trekke generelle konklusjoner om dette.

4.3 Nettariffer i praksis

4.3.1 Energiledd

Gjeldende regelverk

Alle uttakskunder i nettet betaler variable tariffer pr. kWh faktisk forbruk i form av et energileddet. I regional- og sentralnettet skal energileddet i henhold til kontrollforskriften¹¹ være referert til de enkelte tilknytningspunkter, og det skal tids-

⁹ Det vil selvsagt oppstå situasjoner der kapasiteten i det eksisterende elnettet er fullt utnyttet, slik at de marginale kapasitetskostnadene ved økt bruk av el til oppvarming blir høye (og høyere enn gjennomsnittskostnaden i det eksisterende nettet). Det følger imidlertid ikke at fjernvarme nødvendigvis er samfunnsøkonomisk lønnsomt i de tilfellene. Det er et spørsmål om kostnadene ved ulike alternativer.

¹⁰ Noe som jo litt forenklet sagt er kjennetegnet ved et naturlig monopol.

¹¹ Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.

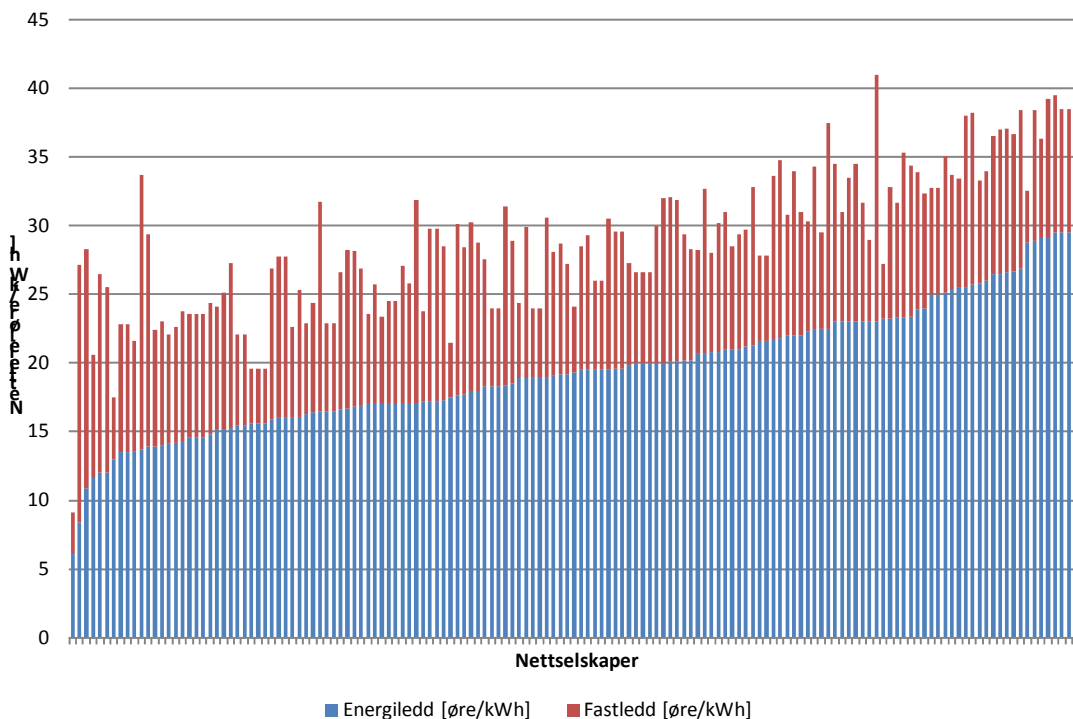
differensieres (minimum vinter dag, vinter natt/helg og sommer). Det heter videre i forskriften at "[e]nergileddet skal baseres på marginale tapsprosent, som så langt det er mulig beregnes med hensyn til systembelastningen i et samlet nettsystem og en produksjons- og lastsituasjon som er representativ for hvert enkelt tidsavsnitt. Når energileddet fastsettes individuelt for hvert tilknytningspunkt, skal tapsprosenten for henholdsvis uttak og innmating ha samme absoluttverdi, men motsatt fortegn." Det siste innebærer at energileddet for uttak på høyere nettnivåer kan være negativt.

I distribusjonsnettet skal energileddet for kunder uten effektavregning (typisk husholdninger og fritidsboliger) dekke marginale tapskostnader. I tillegg kan energileddet omfatte en andel av de øvrige kostnadene i nettet som ikke innkreves gjennom fastleddet. For kunder med effektavregning skal energileddet som et minimum dekke marginale tapskostnader i nettet. Netteier skal tilby tariffier med tidsdifferensiert energiledd til alle kunder i distribusjonsnettet som i forskrift er pålagt måleravlesning flere ganger i året (gjelder for tiden kunder med forventet årlig forbruk over 8.000 kWh). Tidsdifferensieringen innebærer i praksis normalt høyere tariffier for uttak om vinteren.

Praksis

Figuren nedenfor viser energileddene i norske nettselskaper basert på tariffstatistikk for 2010 (kunder med 20.000 kWh forbruk), rangert i stigende rekkefølge etter nivået på energileddet. Alle tall er eksklusive merverdiavgift og forbruksavgift på elektrisitet.

Figur 4.4 Gjennomsnittlige nettariffier i norske distribusjonsnett 2009. Øre/kWh ved 20.000 kWh årlig forbruk

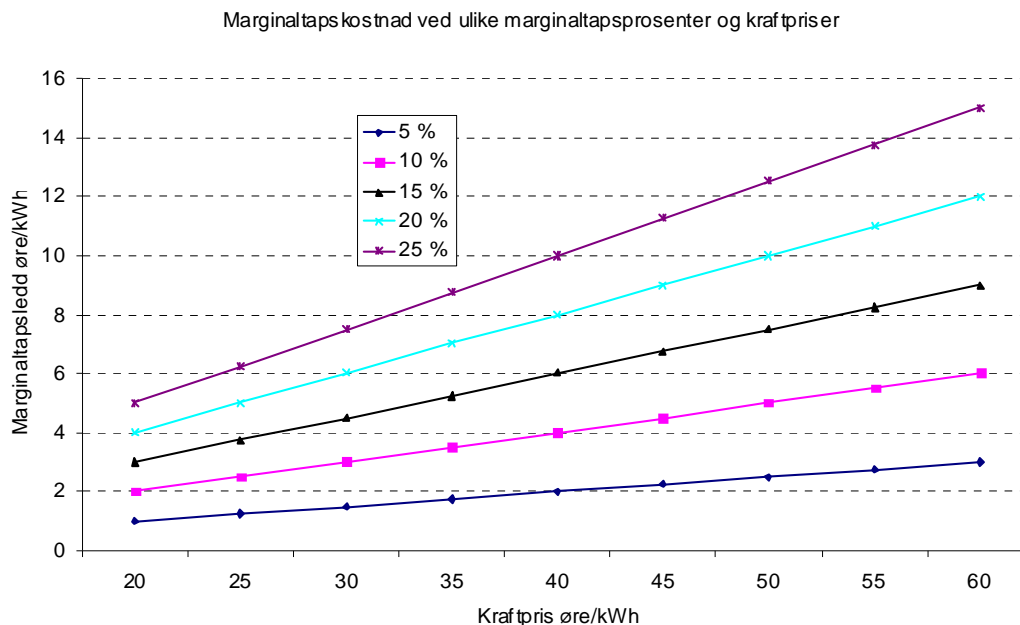


Kilde: Nettselskaper, Econ Pöyry

Energileddene i distribusjonsnettet er jevnt over høyere enn det en ville vente dersom de bare reflekterte marginaltapskostnader. Figuren nedenfor viser ulike kombinasjoner av kraftpris og marginaltapsprosent som gir ulike nivåer på marginaltapskostnadene.

Dersom energileddet er 15 øre/kWh, tilsier det marginaltap på 50 prosent dersom kraftprisen er 30 øre/kWh, 25 prosent dersom kraftprisen er 60 øre/kWh.

Figur 4.5 *Kostnader til marginaltap ved ulike kraftpriser og marginaltapsprosenten. Øre/kWh*

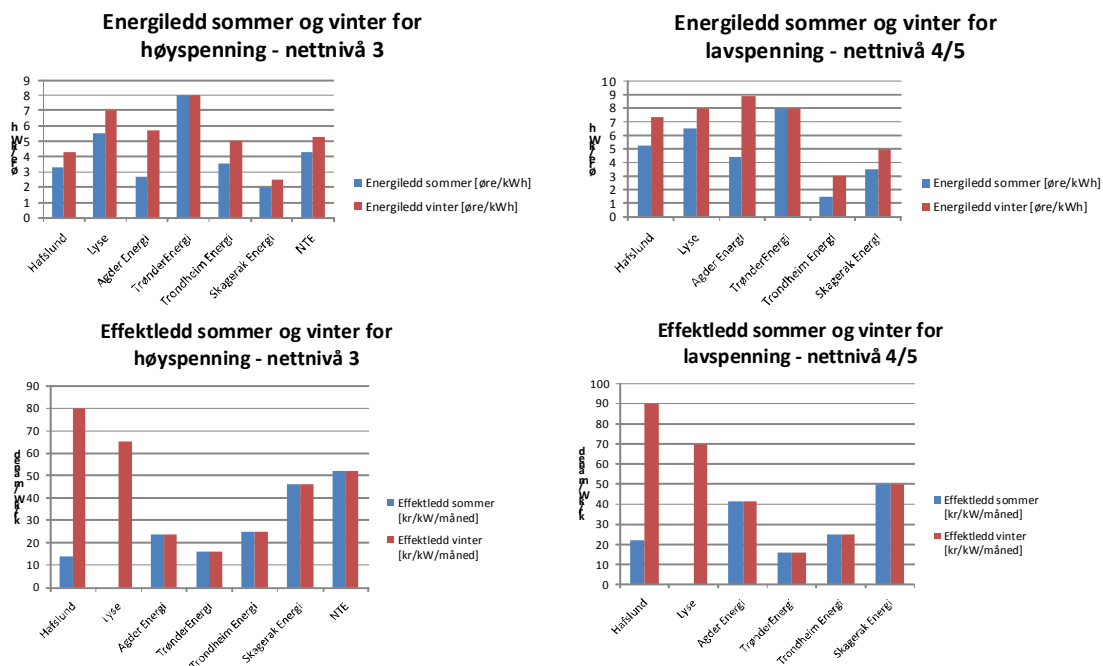


Kilde: Econ Pöyry

I den forbindelse må det også påpekes at nettselskapene har betydelige frihetsgrader med hensyn til tariffstrukturen overfor spesielt mindre energimålte kunder (husholdninger). Nivået på energileddet, spesielt for husholdninger, er derfor ikke noen god indikator på de samfunnsøkonomiske kostnadene ved overføring av elektrisitet.

For effektmålte kunder er energileddene vesentlig lavere enn for energimålte kunder, jf. figuren nedenfor, hvor vi viser energileddet for effektmålte kunder i et utvalg større distribusjonsnett.

Figur 4.6 Tariffledd sommer og vinter for effektmålte kunder. Øre/kWh og kr/kW/måned



Kilde: Nettselskaper, Econ Pöyry

Det er sannsynlig at energileddet for de effektmålte kundene ligger nærmere de sanne marginale tapskostnadene enn hva som er tilfelle for energimålte kunder. Forskjeller i energiledd mellom sommer og vinter i distribusjonsnettet for effektmålte kunder kan derfor også gi en indikasjon på sesongvariasjoner i marginaltapskostnadene. Ettersom kraftprisene tenderer til å være høyere om vinteren enn om sommeren, vil tariffdifferansen reflektere både prisforskjeller og forskjeller i fysiske marginaltap.

Resultatene må imidlertid også ses i lys av at uttakene på høyere spenningsnivåer i distribusjonsnettet normalt må ventes å gi lavere marginaltap enn uttak på de laveste spenningsnivået (under 1 kV). Energileddet for kunder på de laveste spenningsnivåene bør derfor være høyere, alt annet likt.

Observerte energiledd er trolig et dårlig mål på den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved eloppvarming på kort sikt, i hvert fall for husholdninger. Et tilleggsmoment er at tariffstrukturen i distribusjonsnettet bestemmes av nettselskapene innenfor relativt vide rammer (jf. også Dalen et al., 2007). Et integrert selskap som eier både elnett og fjernvarme har på den måten både incentiver og muligheter til å operere med høye energiledd og lave fastledd for å øke verdien av egen fjernvarmevirksomhet.¹²

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv finnes det imidlertid også momenter som trekker i motsatt retning. De observerte marginaltapene i et nett med fjernvarme er lavere enn hva de ville ha vært uten fjernvarme, slik at nettariffene blir lavere. Noe av den

¹² Et lavere overført volum i distribusjonsnettet kan på den andre siden føre til lavere score i NVEs modell for måling av effektivitet, som brukes til å fastsette nettselskapenes kostnadsnorm (som utgjør 60 prosent av inntektsrammen).

samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme overføres på denne måten til forbrukerne.¹³ Noen enkel generell løsning på dette, finnes imidlertid ikke, og denne effekten er heller ikke stor nok til å kunne forsvare å bruke variable nettartiffer pr. kWh som grunnlag for den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden av fjernvarme direkte.

4.3.2 Fastledd og effektledd

Tariffene som kundene betaler (utenom energiledd som reflekterer marginaltap og ingenting annet), vil reflektere historiske kostnader i det enkelte nettet og ikke alternativkostnaden ved elektrisk oppvarming. Dette gjelder enten tariffene er utformet som fastledd pr. kunde eller målepunkt, eller dersom tariffene er basert på maksimalt effektuttak. Informasjonsverdien i tariffene blir enda lavere når vi tar i betraktning at nivået også avhenger av målt effektivitet (nettselskaper som måles til å være mindre effektive får lavere inntektsrammer) og alderen på nettanleggene (et selskap med et relativt nytt nett har høye bokførte verdier og dermed relativt høye tariffer sammenlignet med et tilsvarende selskap med et gammelt nett, alt annet likt).

I de tilfellene hvor kundene betaler fastledd pr. måler vil uansett prisen de betaler for elektrisk oppvarming være lik energileddet. Fastleddet blir det samme enten de bruker elektrisk oppvarming eller fjernvarme. Dersom nettselskapet differensierer fastleddet ut fra sikringsstørrelse, kan det være visse forskjeller likevel, men betydningen er vanskelig å tallfeste uten detaljert kunnskap om den enkelte kunde.

For effektmålte kunder som betaler tariffer pr. kW vil prisen for elektrisk oppvarming være lik effektbehovet til oppvarming ganget med den relevante effekttariffen, pluss antall kWh ganget med energileddet. I noen tilfeller kan den implisitte prisen på elektrisk oppvarming er lavere enn det som følger av tariffen som kunden faktisk betaler fordi et høyere effektuttak som følge av eloppvarming bringer kunden opp på et forbruksnivå hvor effekttariffen er lavere pr. kW.¹⁴ Den praktiske betydningen av dette må likevel antas å være begrenset. Som vi har sett ovenfor, betaler de effektmålte kundene typisk relativt lave energiledd som må antas å ligge nær kostnadene ved marginaltap.

For effektmålte kunder reiser dagens praktisering av prisreguleringen for fjernvarme noen utfordringer. Lignende virkninger oppstår i andre modeller basert på gjennomsnittlige energiledd. Anta at to fjernvarmekunder har samme maksimale effektuttak, men svært forskjellig brukstid (jf. typekundene vi beskrev i forrige kapittel). Kunden med lav brukstid og lavt energiforbruk vil stå overfor en høy effektiv tariff pr. kWh. Det skyldes at effektleddet skal fordeles på få kWh. Kunden med høy brukstid vil derimot stå overfor en lav tariff pr. kWh. Dersom NVE bruker gjennomsnittlige tariffer for en kundegruppe, eventuelt energileddet for husholdninger, vil det føre til at den tillatte fjernvarmeprisen blir for lav eller for høy avhengig av egenskapene til den enkelte kunden. I de tilfellene hvor den tillatte prisen blir for høy, er det dessuten en risiko for at kundene vil velge bort fjernvarme, slik at selskapene må legge seg under

¹³ De underliggende økonomiske sammenhengene er akkurat de samme som innebærer at prissignalene via kraftmarkedet og riktig utformede variable nettartiffer til investeringer i kraftproduksjon og andre tiltak aldri kan bli perfekte pga. såkalte sprangvise investeringer, jf. ECON et al. (2006).

¹⁴ I henhold til kontrollforskriften §14-2 skal effektleddene for lavspent uttak skal være kvantumsdifferensierte: ”Disse tariffene skal utformes slik at alle kunder betaler samme pris for uttak opp til første trinn og lavere satser ved de senere trinn. Alternativt kan tariffene fastsettes på annen måte som gir tilsvarende virkning.”

maksimalprisen. I sum kan dette bety at fjernvarmeselskapenes inntekter blir lavere enn det den gjennomsnittlige nettariffen pr. kWh tilsier.

Et annet moment er at en del aktuelle fjernvarmekunder har utkoblbare elkjeler. Gitt at visse krav til måling, tekniske installasjoner med mer er oppfylt, har nettselskapene vært forpliktet til å tilby disse kundene lave fastledd/effektledd i henhold til kriterier definert i kontrollforskriften. Denne ordningen er imidlertid under utfasing, og vil fra 2012 bare brukes dersom nettselskapet har relevante nettmessige behov for utkoblbar reserve. Bruk av faktiske tariffer for disse kundene vil åpenbart gi en lavere maksimalpris enn energiledd for husholdninger, gjennomsnittstariffer eller de generelle effekttariffene som gjelder. På den andre siden vil en høyere maksimalpris ved bruk av andre tariffer enn de faktiske ikke nødvendigvis gi høyere inntekter til fjernvarmeselskapene. Kundene vil jo i prinsippet ha full frihet til å bruke el i stedet for fjernvarme dersom det er billigst.

Også for effektmålte kunder vil nettselskapene ha betydelige frihetsgrader i fastsettelsen av tariffene for ulike kunder. Poenget med strategisk atferd for integrerte nett- og fjernvarmeselskaper (eventuelt selskaper i samme konsern) som vi drøftet i forrige avsnitt om energileddet, er derfor relevant også her. Det kan også tenkes at nettselskaper uten fjernvarmevirksomhet har incentiver til å fastsette tariffstrukturen slik at lønnsomheten av fjernvarme blir lavest mulig.

4.3.3 Anleggsbidrag

Regelverket åpner for at nettkunder må betale for kostnadene ved nytilknytninger og forsterkninger av kundespesifikke anlegg, det vil si kostnadene ved de anleggene som bare den aktuelle kunden eller gruppen av kunder benytter seg av, for eksempel linjer/kabler fra nettstasjonen og inn i bygningen (eventuelt også en andel av kostnadene i radielle fellesanlegg).¹⁵ Nettselskapene benytter seg av denne adgangen til å kreve anleggsbidrag i betydelig grad. Anleggsbidraget er generelt situasjonsspesifikt, selv om det finnes eksempler på at det benyttes standardsatser (for eksempel ved nettilknytning av nye boliger i samme område).

Kostnadene ved kundespesifikke investeringer som gir tilstrekkelig kapasitet til å dekke hele oppvarmingsbehovet med elektrisitet, er åpenbart en relevant del av den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved eloppvarming. Et eventuelt anleggsbidrag er i prinsippet også relevant for totalprisen som kundene betaler. Det er differansen mellom anleggsbidraget med og uten kapasitet for eloppvarming som er (en del av) den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden, forutsatt at anleggsbidraget er fastsatt riktig. Denne vil åpenbart være situasjonsspesifikk og vanskelig å tallfeste på generelt grunnlag.

Bruk av faktiske anleggsbidrag krever på den måten betydelige mengder tilleggsinformasjon, og kan være vanskelig å bruke enten en forsøker å måle samfunnsøkonomisk alternativkostnad eller pris (differanse i anleggsbidrag).

I denne sammenhengen må det påpekes at også fjernvarmeselskapene har anledning til å ta anleggsbidrag for kundespesifikke investeringer. I prinsippet bør reguleringen av

¹⁵ NVE foreslo i 2009 å utvide adgangen til å omfatte anleggsbidrag i maskede nett (som i dagens regelverk bare er tillatt i ekstraordinære tilfeller), men forslaget er foreløpig ikke iverksatt.

fjernvarmeprisen også ta hensyn til forskjeller i anleggsbidrag. Et fjernvarmeselskap som har tatt et høyt anleggsbidrag vil i utgangspunktet ha en mindre kapitalbase som skal finansieres via de ordinære prisene, sammenlignet med et selskap som ikke har brukt anleggsbidrag i samme grad. Når det gjelder nettareffene, vil det normalt ha liten betydning for tariffen om nettselskapet har brukt anleggsbidrag eller ikke overfor den aktuelle kunden, ettersom anleggsbidraget vil representere en liten del av nettselskapets samlede anleggsmasse. En maksimalpris basert på faktiske nettareffener vil derfor kunne gi en høy lønnsomhet av fjernvarme dersom mye er finansiert ved anleggsbidrag. Det motsatte kan være tilfelle dersom fjernvarmeselskapet i liten grad har benyttet seg anleggsbidrag. Å ta hensyn til slike forskjeller kan være krevende i praksis, men det understreker kompleksiteten som reguleringen skal håndtere enten en velger en modell basert på observerte nettareffener eller estimerte alternativkostnader.

4.3.4 Mulige endringer i reguleringen av tariffene i elnettet

Felles tariffing av regional- og sentralnett og nasjonal nettareff

NVE har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet gått gjennom den samlede reguleringen av elnettet, både inntektsreguleringen og tariffsystemet, og utredet mulige endringer (NVE, 2010). For fjernvarmevirksomheten er det mulige endringer i tariffsystemet som er spesielt interessante. NVE anbefaler felles tariffing av regional- og sentralnett, men ikke innføringen av en felles nasjonal nettareff for uttakskunder i distribusjonsnettet.

Felles tariffing av regional- og sentralnett vil påvirke kostnadene til overliggende nett i distribusjonsnettet og dermed tariffgrunnlaget, noe som igjen kan ha konsekvenser for maksimalprisen på fjernvarme. Vi kan imidlertid ikke trekke noen nærmere konklusjoner om virkningene uten å kjenne den detaljerte utformingen av systemet. I reguleringsmodeller som er basert på faktiske nettareffener vil fjernvarmeprisen øke i noen områder, mens den vil reduseres i andre områder. Det vil i sin tur påvirke lønnsomheten av både etablert og mulig ny fjernvarmevirksomhet.

En nasjonal nettareff som gjelder uttakskunder i distribusjonsnettet har flere virkninger av prinsipiell karakter som kan drøftes uten å kjenne tariffutformingen i detalj.¹⁶ Det er derfor interessant å diskutere konsekvensene av en nasjonal nettareff for reguleringen av fjernvarmeprisen. Innenfor rammen av dagens praktisering av §5-5 vil nasjonal tariff i distribusjonsnettet ha følgende effekter:

- En nasjonal nettareff vil fjerne mulighetene som integrerte selskaper med både fjernvarme og elnett har til å tilpasse tariffstrukturen strategisk for å øke lønnsomheten av fjernvarme (ved å fastsette høye energiledd og lave fastledd). Dette momentet påpekes også av NVE.
- Lønnsomheten av etablert fjernvarmevirksomhet blir påvirket. Om dette fører til høyere eller lavere lønnsomhet av fjernvarme, avhenger av nivået på det felles energileddet i forhold til i dag. Ifølge NVE (2010) vil nasjonal tariff for uttak i distribusjonsnettet tendere til å gi økt lønnsomhet av fjernvarme i tettbygde strøk som i dag har relativt lave nettareffener. På den andre siden kan det nettopp i slike områder være relativt høye energiledd i dag, slik at virkningen ikke nødvendigvis

¹⁶ Viktige parametre er blant annet eventuell differensiering ut fra spenningsnivå og hvorvidt energileddet fastsettes nasjonalt eller på grunnlag av (for eksempel) områdevis marginaltap.

er helt entydig. Dersom energileddet fastsettes på grunnlag av tapskostnader i ulike regioner, kan virkningen bli en annen.¹⁷

- Lønnsomheten av ny fjernvarmevirksomhet vil åpenbart også bli påvirket, i hvert fall før eventuell støtte tas hensyn til. Dersom nye prosjekter gis støtte i form av investeringsstøtte etter dagens norske modell, vil eventuelle endringer i fjernvarmeprisen som følge av endringer i tariffsystemet i prinsippet kunne nøytraliseres ved endret støttebeløp. Ved andre støtteordninger, som påslag på varmeprisen eller sertifikater for grønn varme, vil derimot lønnsomheten påvirkes. Rangeringen av fjernvarmeprosjekter med hensyn til lønnsomhet kan også endre seg, og det får i så fall konsekvenser for hvilke prosjekter som blir bygd ut og i hvilken rekkefølge utbyggingen skjer.

Lignende effekter vil kunne gjøre seg gjeldende i andre modeller for fjernvarmeprisen som baseres på faktiske tariffer.

Automatiske måle- og styringssystemer (AMS)

Det er i dag krav om timesmåling av alle kunder med forventet årlig elforbruk over 100 000 kWh. Automatiske måle- og styringssystemer (AMS) skal imidlertid innføres for alle kunder fra 2016 i henhold til NVEs seneste tidsplan, og flere selskaper har tatt i bruk slike systemer allerede. Detaljene i regelverket for AMS er ikke avklart på alle punkter, blant annet vil det ikke nødvendigvis bli krav om timesmåling for absolutt alle sluttbrukere. Det er likevel sannsynlig at mer sofistikerte tariffmodeller og kontraktsformer for kraftleveranser vil bli tatt i bruk, også overfor husholdningskunder.

Det vil føre for langt å drøfte konsekvensene av AMS for prisreguleringen på fjernvarme i denne rapporten, men vi vil likevel peke på noen viktige mulige konsekvenser for reguleringen. Særlig viktig er det at en maksimalprismodell som ligger tett opp til faktiske tariffstrukturer og ikke gjennomsnittlige energiledd vil være mer robust dersom nettkundene i framtiden vil stå overfor mer kompliserte tariffer. Dette kan også få konsekvenser for hvordan kraftpriselementet bør fastsettes ettersom mer komplekse kontraktsformer kan bli vanlige, og understreker viktigheten av å legge til grunn volumveide kraftpriser i stedet for årlig gjennomsnittspris. Innenfor en modell basert på samfunnsøkonomisk alternativkostnad trenger derimot ikke AMS å ha noen stor direkte betydning. Et annet moment er imidlertid at AMS trolig også vil gi elnettselskaper og NVE mer informasjon om faktiske forbruksmønstre i elnettet, noe som i neste omgang kan være til nytte både i modeller basert på faktiske nettatariffer og modeller som er basert på en tilnærming til samfunnsøkonomisk alternativkostnad.

4.4 Forslag til mekanismer

Spørsmålet om håndtering av nettkostnader i maksimalprismodellen er komplisert. Det gjelder enten vi ønsker å finne et uttrykk for prisen på elektrisk oppvarming eller den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden. Vi foreslår derfor to mulige tilnærminger til nettkomponenten i maksimalprismodellen, en prisbasert modell og en modell basert på samfunnsøkonomisk alternativkostnad:

¹⁷ I prinsippet kan dette også føre til riktigere prising av fjernvarme i forhold til den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved elektrisk oppvarming.

1. *Faktiske priser opå overføring.* For energimålte kunder er det mest hensiktsmessig å bruke faktiske energiledd. For effektmålte kunder vil den reelle prisen på elektrisk oppvarming i mange tilfeller bestå i et energiledd som ligger tett opp til kostnadene ved marginaltap pluss et effektledd basert på maksimalt uttatt effekt. I det siste tilfellet kreves det informasjon om effektuttaket til oppvarming.¹⁸
2. *Samfunnsøkonomisk alternativkostnad.* Denne modellen vil ha to komponenter: Marginaltapsledd og kapasitetskostnad (jf. Dalen et al., 2007). De kan utformes slik:
 - Marginaltapsleddet kan estimeres på grunnlag av faktiske tapsmarginaler i hvert enkelt nettområde. Alle nettnivåer bør inkluderes i beregningen. Ideelt sett bør en også sesongjustere tapsleddet (og eventuelt justere for døgnprofilen). Den volumveide kraftprisen (som svarer til profilen på oppvarmingsforbruket) multipliseres deretter med marginaltapet målt i prosent. En forenklet metode kan være å bruke data for gjennomsnittstap fra den økonomiske og tekniske rapporteringen fra nettselskapene til NVE og deretter justere disse i henhold til nasjonale normerte verdier og forbruksprofiler.
 - Kapasitetskostnaden lar seg vanskelig beregne på noen enkel måte, men det er mulig å bruke ulike sjablonmodeller. NVE kan for eksempel basere seg på kapitalkostnadene i det enkelte nettområdet eller nasjonalt, enten de bokførte eller aller helst nyverdien av nettanleggene.¹⁹ Hvis den annualiserte nyverdien av et nett er 100 og uttak av effekt er 10, er gjennomsnittskostnaden for kapasitet i nettet 10 pr. år. Det teoretisk riktige vil være å bruke den marginale kapasitetskostnaden, og denne vil ligge under gjennomsnittskostnaden.²⁰ Den observerte gjennomsnittskostnaden bør derfor nedjusteres med en faktor mindre enn 1. Alternativt kan en også her etablere nasjonale normverdier.
 - Både for marginaltapsleddet og kapasitetskostnaden er det relevant å vurdere et tillegg utover estimerte taps- og kapasitetskostnader for å reflektere den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarmen i form av unngåtte nettinvesteringer og lavere tap. Denne effekten er selvsagt vanskelig å anslå, men vil ventelig være størst i områder med mye fjernvarme.²¹

De to tilnærmingene har både fordeler og ulemper i forhold til vurderingskriteriene vi har lagt til grunn. Bruk av faktiske tariffier gir dårlig samsvar med den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden. Motsatsen er at en nettkomponent basert på teoretisk riktige parametre ikke vil reflektere prisen som fjernvarmekundene står overfor, og det

¹⁸ Tariffene for effektmålte kunder skal i henhold til gjeldende regelverk differensieres slik at effektleddet pr. kW reduseres med høyere effekt. I praksis operasjonaliseres dette gjerne ved at effektuttak innenfor definerte intervaller betaler samme effektledd pr. kW. Effektleddet som en fjernvarmekunde faktisk betaler for el, kan derfor være lavere pr. kW enn det kunden ville ha betalt dersom han hadde brukt el til oppvarming. Denne typen virkninger kan selvsagt tas hensyn til, men det kompliserer modellen, og det er også en risiko for strategisk tilpasning av trinnene i integrerte selskaper med både fjernvarme og elnett.

¹⁹ Dette er data som NVE samler inn eller estimerer i forbindelse med den økonomiske reguleringen av nettselskapene.

²⁰ Fordi nettet er et naturlig monopol.

²¹ Dette kan selvsagt være en utfordring dersom det er et mål å introdusere fjernvarme i nye områder. Da vil denne modellen for nettkomponenten i fjernvarmeprisen gi lavere lønnsomhet av prosjekter i nye områder sammenlignet med etablerte fjernvarmeområder, alt annet likt (noe som eventuelt kan korrigeres gjennom støttesystemet). Samtidig er det stordriftsfordeler innen fjernvarmeproduksjon og -distribusjon, og den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden bør reflektere dette.

vil være utfordrende å lage gode anslag på parameterverdiene. Det siste momentet reiser mange av de samme spørsmålene som ved etablering av gode normerte verdier i den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten (som er drøftet i flere tidligere arbeider, jf. Econ Pöyry, 2008a, og Sand et al., 2006), og vil fort gi en rekke praktiske utfordringer i forbindelse med håndtering av klagesaker.

Tabellen nedenfor gir en oppsummering av egenskapene til ulike mekanismer for fastsettelse av nettkomponenten i maksimalprismodell.

Tabell 4.1 Mulige mekanismer for fastsettelse av nettkomponenten i en maksimalprismodell

Vurderingskriterium	Faktiske priser på overføring av kraft	Samfunnsøkonomisk alternativkostnad
Samfunnsøkonomisk alternativkostnad	Bruk av faktiske tariffer gir dårlig samsvar, med delvis unntak for energileddet for effektmålte større kunder.	Sesongjusterte marginaltapskostnader pr. område gir best tilnærming til kortsiktig variabel kostnad. Vanskelig å finne gode mål på de samfunnsøkonomiske kapasitetskostnadene, må eventuelt bruke normerte verdier.
Risiko for strategisk atferd	Risiko for strategisk tilpasning av nettariffer både fra integrerte nett- og fjernvarmeselskaper og rene nettselskaper.	Normerte nettkostnader pr. område eller en nasjonal tariff gir lavere risiko for strategisk atferd enn modeller basert på faktiske tariffer.
Praktisk håndterbarhet	Enkelt å implementere i praksis.	Sesongjustering av energiledd og eventuelle estimerte marginaltaps- og kapasitetskostnader gjør modellen mer komplisert. Spesielt utfordrende å lage robuste anslag på normerte størrelser.
Konsekvenser for fjernvarmeselskaperens økonomi	Bruk av faktiske energi- og effektledd gir lavest mulig volumrisiko overfor kundene. Forventet inntektsnivå om lag uendret fra dagens modell.	Eventuell lavere nettkomponent i maksimalprisen reduserer lønnsomheten (etablerte og nye anlegg) og øker støttebehovet (nye anlegg).

5 Miljøvirkninger

Produksjon og overføring av kraft medfører miljøkostnader. I dette kapitlet drøfter vi kort hvordan miljøvirkninger kan tas hensyn til i en modell for maksimalprisen på fjernvarme.

5.1 Miljøkostnader ved eloppvarming

Miljøkostnadene ved eloppvarming er knyttet til så vel produksjon som overføring. Noen virkninger er følgende:

- Produksjon av kraft fra termiske kraftverk (kull, gass, olje) medfører utslipp av CO₂.
- Vannkraft og vindkraft innebærer naturinngrep.
- Nettanlegg innebærer naturinngrep og redusert kvalitet på det visuelle miljøet.

Samfunnsøkonomisk er det miljøkostnaden ved den marginale kWh produsert og overført som er den riktige alternativkostnaden:

- For kraftproduksjon vil den marginale produksjonen i prinsippet kunne avleses time for time i spotmarkedet. Gitt at det norske kraftsystemet er knyttet sammen med Europa, er det rimelig å legge til grunn at termisk kapasitet, og da primært basert på fossile brensler, er den marginale kraftproduksjonen. Mengden vannkraft og vindkraft er jo i stor grad gitt fra naturens side, og de tilgjengelige ressursene vil i all hovedsak bli produsert på et tidspunkt uansett. Hva som er miljøkostnadene ved den marginale produksjonen, er da i hovedsak knyttet til de samfunnsøkonomiske kostnadene ved utslipp av CO₂.
- For nett vil sammenhengen mellom eloppvarming og miljøkostnadene ikke være direkte observerbar. På lang sikt er det grunn til å vente at det er en sammenheng mellom den totale nettkapitalen og bruken av el til oppvarming på alle nettnivåer. Marginalkostnaden med hensyn til miljø trenger imidlertid ikke å være særlig stor i og med at elnettet uansett må bygges for å dekke det elspesifikke forbruket.

Det er for øvrig viktig å påpeke at det er miljøkostnader også ved fjernvarme. Avhengig av hva som er brensel, kan det være utslipp av klimagasser eller partikler. Fjernvarme vil også innebære inngrep i form av arealbruk og andre ulemper for samfunnet, ikke minst i utbyggingsperioden.

5.2 Metoder for å måle miljøkostnadene

Spørsmålet er nå hvordan miljøkostnadene ved eloppvarming kan observeres og inkluderes i maksimalprismodellen. Noen mulige observerbare størrelser er følgende:

- Forbruksavgifter på elektrisitet
- CO₂-kvoter/kraftprisen
- Støtte til fornybar energi
- Estimerte miljøkostnader ved vannkraft

Vi drøfter ikke spørsmålet om miljøkostnader ved nettvirksomhet nærmere. For det første er det tvilsomt om det lar seg gjøre å identifisere noen *merkostnad* ved eloppvarming knyttet til negative miljøvirkninger, selv om det opplagt er miljøkostnader ved elnett. I den grad miljøkrav fører til økt bruk av kabling og andre tiltak for å begrense miljøulempene, vil det dessuten føre til økte nettarriffer, slik at miljøkostnadene ved nettutbygging faktisk vil bli reflektert i nettkostnadene som kundene står overfor. Det betyr at miljøulemper ved kraftnett vil bli reflektert i en maksimalprismodell som baseres på nettarriffene direkte. Også i en samfunnsøkonomisk alternativkostnadsmodell vil slike virkninger kunne gjøre seg gjeldende (avhengig av metoden for å fastsette de normerte kostnadene). Vi vil også minne om at NVE og andre myndighetsorganer har muligheter til å nekte anlegg med særlig store ulemper konsesjon (i regional- og sentralnettet) eller gi føringer med hensyn til kabling og andre tiltak i distribusjonsnettet, jf. Ot.prp. nr. 62 (2008-2009). Endelig er det et poeng at det finnes miljøulemper ved fjernvarme som fjernvarmeselskapene ikke nødvendigvis betaler for. Å kompensere for miljøkostnader ved elnett innebærer en risiko for dobbelttelling.

5.2.1 Forbruksavgifter

Sluttbrukere av elektrisitet i distribusjonsnettet er som hovedregel pålagt å betale forbruksavgift på elektrisitet. Satsen er 11,01 øre/kWh for 2010. Forbruk av elektrisitet er fritatt for avgift (og merverdiavgift) for enkelte kundegrupper.²² I tillegg betaler forbrukerne i distribusjonsnettet 1 øre/kWh i avgift til Energifondet, som går til å finansiere Enova SFs virksomhet.

Til forbruksavgiftene vil vi også kunne regne sluttbrukernes kostnader til elsertifikater. Norske og svenske myndigheter har inngått avtale om å etablere et felles marked for sertifikater til ny fornybar kraftproduksjon innen 2012, og kostnadene ved sertifikatene vil måtte dekkes av forbrukerne. Det er mange detaljer som må avklares, men for sluttbrukere som er pliktige til å kjøpe sertifikater vil kostnaden være lik sertifikatprisen multiplisert med andelen av forbruket som er sertifikatpliktig. Hvis andelen av totalt forbruk som forbrukeren må kjøpe sertifikater for er 10 prosent og sertifikatprisen 25 øre/kWh, blir altså kostnaden 2,5 øre/kWh. Dette vil for alle praktiske formål fungere som en forbruksavgift på elektrisitet, med et nivå som varierer med sertifikatprisen (for en gitt sertifikatpliktig andel). Kostnaden for sluttbrukerne må ikke forveksles med sertifikatprisen, som er en støtte til utbyggerne av fornybar kraftproduksjon (vi diskuterer støtteordningene nærmere nedenfor).

Forbruksavgiften er åpenbart en relevant del av prisen på elektrisk oppvarming. Den er derimot et dårlig mål på miljøkostnadene ved elektrisk oppvarming (jf. NOU 2007:8 og NOU 1996:9). Avgiften gir et generelt signal om høyere kostnader ved elektrisk oppvarming utover hva markedsprisen på kraft og nettarriffene gjør. Den behandler all produksjon av elektrisitet likt, uavhengig av hvordan kraften er produsert. Et annet

²² Fritaket for avgiften gjelder blant annet kraft som leveres til husholdninger og offentlig forvaltning i Finnmark og følgende kommuner i Nord-Troms: Karlsøy, Kvænanen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy og Storfjord. Øvrig forbruk i de samme kommunene betaler en avgift på 0,45 øre/kWh. Fritaket for merverdiavgift på forbruk av elektrisk kraft gjelder husholdninger i Nordland, Troms og Finnmark. Andre kunder med fritak som kan være aktuelle som fjernvarmekunder, er blant annet vekstusnæringen og energiintensive foretak i treforedlingsindustrien som deltar i godkjent energieffektiviseringsprogram. Fritaket innen treforedling gjelder bare kraft som benyttes i forbindelse med selve produksjonsprosessen.

relevant moment er at betydelige grupper av forbruk er helt eller delvis fritatt for avgiften.

5.2.2 CO₂-kvoter/kraftprisen

Produsenter av kraft basert på fossile energikilder som medfører CO₂-utslipp er underlagt EUs kvotehandelsystem (EU ETS). Prisen på CO₂-kvoter utgjør en kostnad for disse produsentene, enten de må kjøpe kvotene eller får dem gratis (i det siste tilfellet er kostnaden lik alternativverdien av å selge kvotene i markedet). CO₂-kvotene påvirker derfor tilbudskurven i kraftmarkedet. Ettersom termisk fossilbasert kraftproduksjon ofte er den marginale produksjonen i de kontinentale markedene – og dermed påvirker prisen i det nordiske kraftmarkedet – innebærer det at de bedriftsøkonomiske kostnadene ved CO₂-utslipp i stor grad blir reflektert i kraftprisene også i Norge.

Prisen på CO₂-kvoter i Europa er ikke en endogen markedspris i motsetning til for eksempel prisen på kraft. Kvoteprisen bestemmes i stor grad av taket som settes i EU ETS og hvilke sektorer som omfattes av systemet. Det er derfor grunn til å anta at de samfunnsøkonomiske kostnadene ved utslipp av klimagasser fra kraftproduksjon avviker fra de bedriftsøkonomiske kostnadene som reflekteres i kraftprisene. Sannsynligvis undervurderer kvoteprisen de samfunnsøkonomiske kostnadene ved CO₂-utslipp.

Kraftprisen gir i det perspektivet relevant informasjon om miljøkostnadene ved kraftproduksjon (i tillegg til produksjonskostnadene for øvrig), men neppe fullstendig informasjon. Teoretisk sett er det mulig å estimere kostnadene for samfunnet ved CO₂-utslipp og bruke det tallet i stedet for kraftprisen, eventuelt et tillegg til kraftprisen.²³ Det er imidlertid metodisk svært utfordrende å estimere det riktige nivået på de samfunnsøkonomiske kostnadene ved CO₂-utslipp.

5.2.3 Støtte til fornybar kraftproduksjon

Støtte til fornybar kraftproduksjon gir, sammen med prisen på CO₂-kvoter, informasjon om samfunnets samlede betalingsvilje for reduserte CO₂-utslipp. Det er ikke dermed sagt at summen av støtte og kvotepris er noe presist uttrykk for den samfunnsøkonomiske verdien av reduserte CO₂-utslipp, jf. de praktiske utfordringene med å estimere kostnadene ved utslipp.

Selv om vi skulle legge til grunn at støtte pluss kvotepris gir et godt mål på kostnadene ved CO₂-utslipp, kan ikke beløpet brukes direkte til å måle den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden med hensyn til CO₂-utslipp i en maksimalprismodell for fjernvarme. Det skyldes at fjernvarme mottar støtte fra Enova som i stor grad er begrunnet med miljøvirkninger, blant annet ved at fjernvarmen erstatter oljefyring og medfører reduserte CO₂-utslipp. Å bruke støtte til fornybar kraftproduksjon som mål på miljøkostnadene, innebærer derfor en dobbelttelling så lenge støtten til fjernvarme i stor grad er miljøbegrunnet. Støtten til fjernvarme kunne teoretisk ha vært begrunnet med andre hensyn, for eksempel teknologiutvikling, men vi kan ikke se at dette argumentet veier

²³ Kostnadene ved CO₂-utslipp skal selvsagt ikke regnes med to ganger. Enten må vi ut fra det teoretiske perspektivet bruke kraftprisen og deretter legge til (eller trekke fra, selv om det som nevnt virker lite sannsynlig at det skal være riktig) differansen mellom kraftprisen og den estimerte sanne kostnaden ved å produsere kraft, eller så må vi trekke ut effekten av CO₂-kvoter fra kraftprisen og deretter legge til hele CO₂-kostnaden.

særlig tungt for fjernvarme (sammenlignet med for eksempel støtte til solenergi eller offshore vindkraft).

5.2.4 Estimerte miljøkostnader ved vannkraftproduksjon

I Dalen et al. (2007) foreslås det å erstatte forbruksavgiften i maksimalprismodellen med et estimat på miljøkostnadene ved vannkraftproduksjon. Forslaget er basert på en tolkning av Særavgiftsutvalgets vurdering av at avgiften kan sies å ”korrigere for de negative innvirkningene fjernvarmeproduksjonen har på opplevelsen av norsk natur” (Dalen et al., side 69). Det pekes samtidig på at det ikke finnes noen dokumentasjon på at nivået på forbruksavgiften er sammenfallende med disse kostnadene.

I en praktisk reguleringsmodell basert på dette prinsippet må i så fall nivået på miljøkostnadene ved vannkraft estimeres. Det er ikke uten videre enkelt. Det vil opplagt være store forskjeller mellom prosjekter avhengig av naturgitte forhold, valgte løsninger og konsesjonsvilkår. I praksis bør det la seg gjøre å anslå en nasjonal verdi, men den vil kunne bli gjenstand for betydelig diskusjon.

Ut fra resonnementene ovenfor er det dessuten grunn til å anta at det er fossilbasert kraftproduksjon som er den marginale kapasiteten og dermed den relevante alternativkostnaden på kort sikt. Argumentet for å bruke miljøkostnadene ved vannkraft må i så fall baseres på den langsiktige marginalkostnaden, det vil si at fjernvarmeutbygging erstatter vannkraftutbygginger. Det kan selvsagt være at overføringsbegrensninger og eventuelt høye kostnader eller andre restriksjoner på utbygging av overføringskapasiteten mot andre land medfører at vannkraft blir den reelle marginale kapasiteten i Norge på lang sikt. I den forbindelse er det imidlertid et poeng at norske vannkraftprodusenter betaler betydelige beløp til norske kommuner og fylker i form av eiendomsskatt, naturressursskatt, konsesjonsavgifter og avståtte inntekter gjennom ordningen med konsesjonskraft. Verdien av disse ytelsene varierer mellom kraftverk og avhenger i noen grad også av kraftprisen (eiendomsskatt og konsesjonskraft), men kan fort beløpe seg til 5-6 øre/kWh. Det betyr også at miljøkostnadene ved vannkraftproduksjon i noen grad er internalisert (synlige for investor) i og med at disse kostnadskomponentene har betydning for incentivene til å investere i vannkraft. Konsesjonsbehandlingen bidrar også til å dempe naturinngrepene ved at prosjekter med høye miljøkostnader blir nektet konsesjon.

5.3 Samlet vurdering

Forbruksavgiften på elektrisitet er et dårlig mål på miljøkomponenten i den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved eloppvarming. I en modell basert på den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden anbefaler vi derfor at miljøkostnader ikke tas hensyn til særskilt. Begrunnelsen er dels at betydelige miljøkostnader allerede er reflektert i kraftprisen og nettariffene, dels at det er store praktiske utfordringer ved å komme fram til riktige mål på miljøkostnadene. I den grad det er miljøkostnader ved eloppvarming som ikke er reflektert i markedsprisene på kraft eller nettariffene, bør dette i stedet håndteres gjennom økt støtte til fjernvarmeprosjekter og konsesjonspolitikken for nye kraftverk og nettanlegg i regional- og sentralnettet (som vil gi indirekte signaler om økt lønnsomhet av fjernvarme jo mer restriktiv politikken er, ettersom markedsprisene på kraft og nettariffene vil øke).

I en regulering basert på faktiske priser for eloppvarming vil avgifter basert på forbruk være relevante, og bør i så fall inkludere den ordinære forbruksavgiften, avgiften til

Energifondet og kostnaden for sluttbruker ved elsertifikater når det varslede norsk-svenske sertifikatmarkedet kommer i drift.

6 Forslag til konkrete modeller

Vi har i de foregående kapitlene drøftet mulige komponenter i en maksimalprismodell for fjernvarme, både fra et prinsipielt og et empirisk perspektiv. I dette kapitlet presenterer vi to konkrete modellforslag og drøfter de økonomiske konsekvensene av å bruke de to modellene med ulike parametervalg.

6.1 Modell 1: Samfunnsøkonomisk alternativkostnad

En modell basert på samfunnsøkonomisk alternativkostnad kan ha følgende komponenter:

- Kraftprisen baseres på Nord Pools områdepris justert for faktisk forbruk i området dersom fjernvarmeselskapet ønsker det og kan legge fram den nødvendige dokumentasjonen i et format som kan brukes direkte av NVE. Alternativt en nasjonal sesongprofil for elforbruk til oppvarming, alternativt. Dette vil trekke i retning av priser som typisk vil ligge 3-4 øre/kWh høyere enn den timeveide gjennomsnittsprisen i markedet. Justering av kraftprisen for døgnvariasjoner er etter vår vurdering ikke påkrevet i dagens situasjon, og vil dessuten kunne gjøre modellen vesentlig mer komplisert ettersom oppvarmingsforbruket vil ha forskjellige profiler for ulike kunder. Vi vil imidlertid anbefale NVE å overvåke utviklingen i prisstrukturen og om nødvendig inkludere også døgnvariasjoner. Alternativt kan det også her åpnes for at selskapene kan legge døgnprisstruktur til grunn dersom de leverer nødvendig dokumentasjon til NVE. Et tillegg i størrelsesorden 1,5-2 øre/kWh på kraftprisen for å dekke leverandørpåslaget vil også være inkludert.
- Forbruksavgiften på elektrisitet utelates. Det gjøres ikke noen justeringer for miljøkostnader ved kraftproduksjon eller overføringsnett for elektrisitet utover hva som allerede er reflektert i kraftprisen (kostnader ved CO₂-kvoter). Heller ikke kostnaden for sluttbruker ved elsertifikater skal tas med. Verdien av fornybar energi utover kvoteprisen reflekteres i den direkte støtten til fjernvarme.
- Nettkostnadene baseres på normerte marginaltap pluss kapasitetskostnadene. Den praktiske fastsettelsen av disse normerte verdiene kan gjøres på svært mange måter, men en mulig framgangsmåte er følgende:
 - *Normerte marginaltap.* Marginaltapene i distribusjonsnettet beregnes pr. konsesjonsområde på grunnlag av observerte gjennomsnittstap justert for en oppvarmingsprofil, eventuelt faktiske marginaltap dersom de er tilgjengelige. Tapskostnadene må imidlertid reflektere den totale systembelastningen, og det bør derfor beregnes et tillegg for å reflektere marginaltapene på høyere nettnivåer. Dette kan gjøres på grunnlag av gjennomsnittlige marginaltaps-satser i sentral- og regionalnettet pr. region.²⁴ Marginaltapskomponenten i fjernvarmeprisen vil da bli høyest i områder med høye marginaltaps-satser for uttak (alt annet likt). I noen områder vil denne systemkomponenten kunne få en

²⁴ I dagens tariffsystem krever dette at NVE samler inn data fra samtlige regionalnett i tillegg til Statnett, men med eventuell felles tariffing av regional- og sentralnett vil det ventelig være tilstrekkelig å hente inn data fra Statnett. En praktisk utfordring er at marginaltapene beregnes pr. punkt, samtidig som underliggende distribusjonsnett kan ha flere tilknytningspunkter til overliggende nett. Vi har ikke vurdert den empiriske betydningen av dette.

negativ verdi. Alternativt kan det selvsagt brukes en nasjonal norm, men denne vil nødvendigvis være mindre presis.

- *Normert kapasitetskostnad.* Kapasitetskostnaden bør baseres på en nasjonal normverdi ettersom faktiske kostnader i de eksisterende nettene gir lite informasjon om kostnadene ved å øke kapasiteten. Den nasjonale normen kan for eksempel baseres på et estimat på anleggskostnadene ved å dimensjonere typiske bygg for elektrisk oppvarming samt et sjablonmessig systemtillegg som skal reflektere kostnadene opp til sentralnettsnivå. Alternativt kan denne komponenten baseres på faktiske data pr. nettområde dersom den nødvendige informasjonen lar seg framskaffe.

Fastsettelsen av de normerte nettkostnadene krever åpenbart en viss ressursinnsats fra NVEs side, men er prinsipielt fullt mulig å gjennomføre. De normerte verdiene vil ikke bli riktige, men feilen i forhold til det samfunnsøkonomisk riktige vil trolig primært gjelde kapasitetskostnadene og ikke tapene. Ved å åpne for å bruke faktiske kostnadsdata både for marginaltap og kapasitetskostnader som grunnlag for de normerte verdiene, vil dessuten både NVE og selskapene ha en sikkerhetsventil i de tilfellene hvor de normerte verdiene blir åpenbart feil. Som vi har vist tidligere, vil heller ikke bruk av faktiske nettarriffer gi riktige signaler, og de faktiske nettarriffene er dessuten sårbare overfor strategisk atferd.

Bruk av normerte nettkostnader vil eksponere fjernvarmeselskapene for volumrisiko. Dette er imidlertid mest relevant dersom de normerte nettkostnadene fører til at fjernvarmeprisen stiger over nivået på tariffene i elnettet. I disse tilfellene vil fjernvarmeselskapene kunne sette prisen lavere enn maksimalprisen for å unngå volumnedgang. Hvorvidt dette gir tilstrekkelige inntekter til fjernvarmeselskapene, er et annet spørsmål. Inntektsnivået må imidlertid også ses i forhold til støtteordningene, som vi drøfter nærmere nedenfor.

Formålet med den samfunnsøkonomiske alternativkostnadsmodellen er å gi riktigst mulige signaler om den *samfunnsøkonomiske* lønnsomheten av fjernvarme. I noen tilfeller kan modellen medføre lavere inntekter til fjernvarmeselskapene enn modeller basert på faktiske elpriser og nettarriffer, og dermed lavere bedriftsøkonomisk lønnsomhet av fjernvarme enn dagens regulering. En modell basert på samfunnsøkonomisk alternativkostnad trenger likevel ikke å være i konflikt med politiske mål om utbygging av fjernvarme. I den grad denne tilnærmingen gir lavere fjernvarmepriser enn i dag, må imidlertid støtten til fjernvarme øke. Dersom støttenivået er tilstrekkelig, vil den samfunnsøkonomiske alternativkostnadsmodellen bidra til at de riktige prosjektene får støtte. Med en prisbasert regulering er det en større risiko for at de gale prosjektene blir valgt, spesielt som følge av håndteringen av nettkostnader og avgifter. Dette krever at spørsmålet om *støtteberettigelse*, som må avgjøres på grunnlag av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, skilles fra spørsmålet om *støttenivå*, som har å gjøre med bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

En mulig utfordring ved å bruke støttenivået til å kompensere for en lavere maksimalpris på fjernvarme kan være knyttet til begrensninger på Enovas virksomhet, for eksempel i form av tak på støttenivå relativt til investeringskostnad eller tildelingskriterier som støttenivå pr. kWh. Slike forhold må i så fall vurderes nærmere før det gjennomføres endringer i maksimalprisreguleringen basert på en beregnet samfunnsøkonomisk alternativkostnad.

Det er også mulig å bruke elementer av alternativkostnadsmodellen og ikke hele modellen i ett (se nedenfor om kombinasjonsmodeller).

6.2 Modell 2: Elprisbasert fjernvarmepris

I denne modellen, som ligger tett opp til dagens regulering, inkluderes følgende komponenter:

- Kraftpris beregnet på samme måte som i modell 1.
- Forbruksavgiften på elektrisitet inkluderes som en del av prisen, inklusive avgift til Energifondet og sluttbrukers sertifikatkostnader.
- Nettkostnadene baseres på faktiske tariffer. Energileddet bør sesongjusteres på samme måte som kraftprisen på grunnlag av faktiske forbruksprofiler, eventuelt en nasjonal sesongprofil for oppvarmingsforbruket dersom eksakte data for de aktuelle tilfellene ikke er tilgjengelige. Det er hensiktsmessig å skille mellom energimålte og effektmålte kunder med hensyn til håndteringen av nettkostnader:
 - Energimålte kunder betaler normalt et relativt høyt energiledd (høyere enn marginale tapskostnader tilsier) samt et fastledd pr. målepunkt (eventuelt differensiert etter kundetyper eller sikringsstørrelse). For disse kundene er det mest relevant å bruke energileddet direkte. Fastleddet kan i prinsippet påvirkes av at fjernvarme brukes i stedet for eloppvarming dersom fastleddet baseres på sikringsstørrelse og fjernvarme fører til at sikringsstørrelsen kan reduseres. Prisen på elektrisk oppvarming blir i dette tilfellet differansen i tariffkostnad (fastleddet) mellom de to sikringsstørrelsene. Denne effekten er imidlertid bare relevant i noen nettområder, og det vil føre til en mer komplisert og vanskelig håndterbar modell dersom det skulle inkluderes (i prinsippet kreves det data på kundenivå i hvert nettområde for å estimere tariffeffekten av fjernvarme). Innføringen av automatiske måle- og styringssystemer kan imidlertid føre til endringer i tarifferingen av energimålte kunder, for eksempel ved økt bruk av prising av topplast eller tariffer basert på maksimalt uttak.
 - Effektmålte kunder betaler gjerne et relativt lavt energiledd (som presumptivt ligger nær marginale tapskostnader) og effektledd som er lavere pr. kW desto høyere uttaket er.
 - ✓ En mulig modell for disse kundene er å bruke de observerte (sesongjusterte) energileddene samt effektleddet for elektrisk oppvarming. Inkludering av effektleddet krever informasjon om kundenes uttak av effekt for å dekke oppvarmingsbehovet med fjernvarme. Her kan det i prinsippet være terskel-effekter dersom elektrisk oppvarming ville ha ført til at kunden havnet i en høyere kategori med lavere tariff pr. kW, men det kan NVE velge å se bort fra dersom det er ønskelig å gjøre modellen relativt enkel. Det kan variere mellom nettselskapene om de bruker månedlig eller årlig avregning av effektuttaket til disse kundene. Nettselskapets faktiske tariffpraksis bør i så fall legges til grunn.
 - ✓ Et annet alternativ er å bruke energileddet for energimålte kunder i forsyningsområdet, alternativt gjennomsnittlig tariff pr. kWh for kundene i den aktuelle kategorien (det vil si totale tariffinntekter for effektmålte kunder i et gitt kW-intervall dividert med de samme kundenes energiuttak). Det blir åpenbart unøyaktig i forhold til kostnadene for de enkelte kundene, men er enkelt å håndtere i praksis. Denne modellvarianten skaper imidlertid en del praktiske utfordringer fordi forskjellige varmekunder har svært

forskjellig brukstid og tidsprofil for forbruket av varme (jf. typekundene vi presenterte tidligere). En kunde med lav brukstid vil stå overfor en høy tariff pr. kWh, og dersom NVE bruker gjennomsnittlige tariffene for en kunde-gruppe, vil det føre til at fjernvarmeprisen blir for lav. Omvendt vil prisen kunne bli for høy for kunder som har høy brukstid. Vi anbefaler derfor å bruke effektledet og faktisk uttak direkte.

Når det gjelder nettkostnadene, vil vi uansett understreke at bruk av faktiske tariffene innebærer en risiko for strategisk tilpasning av tariffene i integrerte selskaper som eier både fjernvarmevirksomhet og elnett. Bruk av faktiske nettariffene er også problematisk dersom den regulerte fjernvarmeprisen skal gi signaler om den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av fjernvarme, selv om tariffene skulle være upåvirket av strategisk atferd.

Dersom det gjennomføres omfattende endringer i tariffsystemet, for eksempel nasjonal nettariff eller felles tariffing av regional- og sentralnett, vil det kunne gi betydelige virkninger for økonomien i fjernvarmeselskapene innenfor en prisbasert modell. Noen selskaper vil trolig tjene, mens andre kan tape.

6.3 Kombinasjonsløsninger

I praksis er det fullt mulig å kombinere elementer av de to modellene også. Fordelen med en kombinasjonsløsning er at parameterverdier og regler for fastsettelse av verdier kan skreddersys for ulike formål, enten målet er å sikre en bestemt inntekt til fjernvarmevirksomheten eller redusere handlingsrommet for strategisk atferd.

Fastsettelsen av kraftpriselementet vil i stor grad være overlappende gitt våre anbefalinger. Hvorvidt forbruksavgiften på elektrisk kraft inkluderer eller ikke, vil avhenge av om NVE etterstreber en modell basert på samfunnsøkonomisk alternativkostnad eller observerte priser. En særlig interessant kombinasjonsløsning er følgende:

- Sesongjustert kraftpris
- Normerte nettkostnader som beregnes separat for marginaltap og kapasitet
- Forbruksbaserte avgifter inklusive sertifikatkostnader

Fordelen med denne modellen er at den gir en riktiger rangering av fjernvarme-prosjekter ettersom forbruksavgiften er et konstant påslag på sluttbrukerprisen (med enkelte unntak som vi drøfter nedenfor). Samtidig reduserer den behovet for støtte fra Enova eller andre ordninger, og den minimerer rommet for strategisk atferd. Dersom det gjøres endringer i systemet for nettariffene, er det også tenkelig at en kombinasjonsmodell langs disse linjene kan være et virkemiddel for å korrigere for utilsiktede inntektsvirkninger for fjernvarmeselskaper (nivået på de normerte nettkostnadene kan eventuelt justeres).

6.4 Noen praktiske spørsmål

6.4.1 Etablerte vs. nye fjernvarmeanlegg

For etablerte fjernvarmeanlegg vil det ikke gi samfunnsøkonomiske gevinster å endre maksimalprismodellen vesentlig. I den grad det skal gjøres justeringer, bør det skje innenfor rammen av modell 2 som vi diskuterte ovenfor (den prisbaserte modellen). Ved eventuelle rehabiliteringer og utvidelser av eksisterende anlegg er valgmulighetene

i prinsippet større. Valgt maksimalprismodell vil da kunne påvirke valg av løsning og dermed samfunnsøkonomisk effektivitet.

For nye fjernvarmeanlegg gjelder det også at valg av maksimalprismodell har samfunnsøkonomiske konsekvenser:

- En elprisbasert modell har svakheter spesielt på grunn av bruken av faktiske nettartiffer. Bruk av faktiske nettartiffer gir prinsipielt misvisende prissignaler og gjør prosjektlønnsomheten sårbar for strategisk atferd. Det kan føre til at mindre lønnsomme prosjekter samfunnsøkonomisk sett velges før de mest lønnsomme. Dette er et viktig ankepunkt mot prisbaserte modeller selv om myndighetene har mål om et gitt nivå på utbyggingen av fjernvarme. Også med mål om økt bruk av fjernvarme er det ønskelig at de billigste og beste prosjektene for samfunnet velges.
- En maksimalprismodell basert på samfunnsøkonomisk alternativkostnad som gir riktigere prissignaler om verdien av fjernvarme kan bidra til et mer effektivt energisystem og oppfyllelse av energilovens formål om en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet. En samfunnsøkonomisk alternativkostnadsmodell kan eventuelt kalibreres slik at den gir et ønsket inntektsnivå som bidrar til at mål for fjernvarmeutbyggingen nås. For eksempel kan NVE legge til en avgiftskomponent som er lik for alle prosjekter, slik at rangeringen av prosjekter ikke endres selv om det forventede inntektsnivået øker (jf. omtalen av kombinasjonsmodeller ovenfor). Konesjonsbehandlingen kan deretter brukes til å stanse samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjekter (dersom målet overoppfylles).

6.4.2 Kapasitetsutnyttelse i fjernvarmeanleggene

I kapittel 2 omtalte vi dimensjoneringen av fjernvarmeanlegg. På grunn av skalafordeler er det ofte relativt gunstig å bygge mer kapasitet enn det som det er behov for initialt, spesielt i rørnettet. Ofte vil også kundene etterspørre mer kapasitet enn de strengt tatt trenger.

Det er klart at lønnsomheten av fjernvarmeanleggene vil variere med kapasitetsutnyttelse. Dersom anlegg blir stående utnyttet, vil det redusere inntekspotensialet.²⁵ De foreslåtte maksimalprismodellene vil i liten eller ingen grad kompensere for risikoen knyttet til utnyttet kapasitet (volumrisiko). Med mindre NVE ønsker å gå over til en innteksregulering av fjernvarme, noe det ikke er rom for gitt dagens utforming av energiloven, må denne risikoen bæres av fjernvarmeselskapene. NVE er likevel ikke uten virkemidler. Kapasiteten i sekundærnettet, og i noen grad primærnettet, kan tilpasses gjennom bruk av anleggsbidrag. Kunder som ønsker høy kapasitet uten at de egentlig har behov for det, vil ventelig redusere sin etterspørsel etter kapasitet dersom de selv må dekke kostnadene ved høy effekt i kundesentraler og sekundærnett. Et annet moment er at ordningen med investeringsstøtte vil kompensere for den forventede kapasitetsutnyttelsen (se diskusjonen nedenfor).

6.4.3 Forholdet til støttesystemet for fjernvarme

Maksimalprismodellen bør også ses i forhold til støttesystemet for fjernvarme. Støttesystemet er særlig viktig for fjernvarmeselskapenes økonomi. I den grad maksimalpris-

²⁵ Vi forutsetter at det ikke betales en høy årlig fast avgift som kompenserer for de fulle kostnadene ved kapasiteten.

modellen gir utilstrekkelig lønnsomhet – og det er ønskelig at fjernvarmeprosjekter skal være bedriftsøkonomisk lønnsomme på grunn av politiske mål – vil støttesystemet spille en avgjørende rolle.

- *Investeringsstøtte*, der Enova tildeler et støttebeløp til fjernvarmeselskaper basert på forventet prosjektøkonomi. Jo mindre bedriftsøkonomisk lønnsomt et prosjekt antas å være, desto større blir støttebeløpet. Omvendt gir høy forventet lønnsomhet et lavt støttebeløp. Dette er dagens modell for støtte til fjernvarme i Norge.²⁶
- *Feed in-tariff/garantert pris*, der fjernvarmeselskapene får en garantert inntekt eller pris pr. kWh varme solgt. Den garanterte inntekten trenger ikke å komme direkte fra sluttkundene som er tilknyttet det aktuelle fjernvarmeanlegget, men kan komme via nettariffene eller andre mekanismer. Denne modellen er velkjent fra støtteordninger til fornybar energi i en rekke europeiske land.
- *Påslag pr. kWh (feed in premium)*, der fjernvarmeselskapene får et fast påslag pr. kWh varme solgt uavhengig av kostnadene. Dette er det samme som modellen som ble foreslått innført for fornybar kraftproduksjon i 2006 av Olje- og energidepartementet, men som ikke er blitt implementert.
- *Sertifikater*, der fjernvarmeselskapene får en inntekt lik sertifikatprisen pr. kWh varme solgt. Sertifikatprisen fastsettes i et marked der prisen bestemmes av tilbudet av nye fjernvarmeanlegg og mengden ny varme som skal realiseres ved hjelp av sertifikatmarkedet (et volummål som settes av myndighetene). Modellen er i bruk for fornybar kraftproduksjon blant annet i Sverige Sertifikater for grønn varme har vært utredet i Norge, men det foreligger ikke noe konkret forslag om å endre dagens støtteordning.

En rendyrket feed in-tariff eller garantert pris/inntekt er neppe aktuelt i norsk sammenheng. Vi kan derfor nøye oss med å drøfte investeringsstøtte, påslag pr. kWh og sertifikater.

Med investeringsstøtte vil i prinsippet en lav maksimalpris kunne kompenseres gjennom et høyere støttebeløp (selvsagt under den forutsetning at den forventede lave maksimalprisen er kjent på tidspunktet for støttetildeling). En mulig ulempe kan være dersom det er restriksjoner på støttebeløpene, enten som følge av budsjettrestriksjoner hos Enova eller at det finnes et tak på totalt støttebeløp som andel av investeringskostnaden. EUs statsstøtteregulering, som Norge er underlagt, gjennom EØS-avtalen, er også en faktor som kan skape utfordringer for økte norske støttebeløp. Da vil en lav maksimalpris kunne føre til at fjernvarmeprosjekter blir bedriftsøkonomisk ulønnsomme selv etter støtte. Det trenger ikke å være samfunnsøkonomisk ugunstig, men det kan åpenbart komme i konflikt med politiske mål for utbygging av fjernvarme.

Investeringsstøtten må nødvendigvis baseres på en forventet kapasitetsutnyttelse. Den faktiske kapasitetsutnyttelsen kan bli høyere eller lavere enn dette nivået og gi opphav til en høyere eller lavere lønnsomhet enn forventet.

For eksisterende anlegg som har fått investeringsstøtte under gitte forutsetninger om maksimalprisreguleringen, vil selvsagt en lavere maksimalpris gi svakere lønnsomhet.

²⁶ Enova administrerer flere støtteordninger for fjernvarme, men vi nøyer oss med å drøfte hovedprinsippet om investeringsstøtte.

Det vil imidlertid ikke være noe samfunnsøkonomisk problem så lenge ikke anleggene blir nedlagt og det utløses behov for investeringer i alternative oppvarmingsløsninger som blir dyrere enn en fortsatt drift av fjernvarmeanleggene.

Med støtte pr. kWh vil en lavere maksimalpris gi en lavere lønnsomhet av fjernvarme for et gitt støttenivå. Samtidig er det grunn til å vente at en lav maksimalpris vil resultere i et høyere påslag dersom mål for fjernvarmeutbygging skal nås. En høyere maksimalpris som følge av reguleringsendringer vil tilsvarende føre til økt lønnsomhet og et press nedover på støttenivået. Vi forutsetter at eksisterende anlegg som har fått investeringsstøtte, ikke får endrede rammevilkår (det vil si at de ikke får påslaget pr. kWh).

Med sertifikater blir virkningene prinsipielt mange av de samme som ved et påslag pr. kWh. Her vil imidlertid endringer i maksimalprisen automatisk fanges opp ved at sertifikatprisen endres. Høyere forventede inntekter fra salg av fjernvarme som følge av reguleringsendringer vil resultere i en lavere sertifikatpris, ettersom det marginale prosjektet som oppfyller volummålet for ny fjernvarme vil trenge mindre støtte. På samme måte vil en lavere maksimalpris føre til høyere sertifikatpris. Vi forutsetter igjen at eksisterende anlegg som har fått investeringsstøtte, ikke omfattes av sertifikatordningen.

I diskusjonen har vi implisitt antatt at finansieringen av fjernvarmestøtten ikke spiller noen rolle. Finansiering via betalinger fra fjernvarmekundene i form av påslag på fjernvarmeprisen kan for eksempel eksponere selskapene for volumrisiko. Vi drøfter ikke dette spørsmålet nærmere her.

Diskusjonen ovenfor viser at det er nødvendig å se maksimalprisregulering og støtteordninger i sammenheng, både for nye og etablerte fjernvarmeanlegg. I tillegg er det viktig å være spesielt oppmerksom på mulige overgangsproblemer dersom støtte-systemet og/eller maksimalprismodellen endres. Noen fasit med hensyn til løsning kan vi imidlertid ikke gi. Hva som er den riktige løsningen, må ses i lys av hvilke mål myndighetene har for utbygging av fjernvarme og de vurderingskriteriene vi har lagt til grunn for maksimalprismodellen.

6.4.4 Kostnader ved kundenes installasjoner for eloppvarming

Innenfor en prisbasert modell vil kundenes kostnader til drift og investeringer ved elkjeler, panelovner og andre installasjoner hos kundene som er nødvendige for eloppvarming, ikke regnes inn i maksimalprisen (kostnadene til innkjøp og overføring av kraft i form av kraftpriser og nettatariffer skal selvsagt være med). Dette er åpenbart relevante kostnader i et samfunnsøkonomisk perspektiv, men inkludering i maksimalprismodellen reiser både prinsipielle spørsmål i forhold til ordlyden i §5-5 og praktiske spørsmål vedrørende nivået. Som eksemplene i kapittel 2 viste, vil kostnadene ved elkjeler uansett ofte være små kostnader sammenlignet med andre komponenter i maksimalprisen.

Et annet moment er at de tilsvarende kostnadene ved fjernvarmeanlegg i en del tilfeller vil kunne dekkes gjennom anleggsbidrag. For større profesjonelle kunder som forhandler vilkårene for tilknytning og bruk av fjernvarme direkte, vil alternativkostnaden ved eloppvarming eller andre løsninger inngå som en del av deres totale betalingsvilje for å knytte seg til og bruke fjernvarme.

6.4.5 Fritak for forbruksavgift og merverdiavgift

I noen regioner er det som nevnt fritak for avgift på forbruk av elektrisitet og merverdiavgift. Det reiser noen praktiske utfordringer for dagens maksimalprismodell og andre prisbaserte modeller for fjernvarme. Vi ser først på tilfellet med fritak for merverdiavgift isolert:

- Dersom fritaket for merverdiavgift ledsages av et tilsvarende avgiftsfritak for fjernvarme, kan regulator uten videre vurderinger basere reguleringen på prisene eksklusive merverdiavgift. Dette er tilfelle for fjernvarme til husholdningsformål i Nord-Norge.
- Dersom det ikke er fritak for merverdiavgift for fjernvarme, men fritak for elektrisitet, er det for så vidt ikke noe problem for *regulator* om prisreguleringen baseres på priser eksklusive merverdiavgift. Det kan derimot være problematisk for selskapene. For sluttbrukere som ikke har fradrag for inngående merverdiavgift (typisk husholdninger og offentlig sektor) vil merverdiavgiften utgjøre en nettokostnad som kan påvirke deres økonomiske incentiver til å benytte fjernvarme. Det kan eksponere fjernvarmeselskapene for en volumrisiko med mindre de selv velger å prise fjernvarmen *inklusive merverdiavgift* til alternativprisen på elektrisk oppvarming *eksklusive avgift*. Anta at alternativprisen på elektrisk oppvarming er 50, og at dette er ikke belagt med merverdiavgift. En fjernvarmepris på 40 eksklusive merverdiavgift gir da en fjernvarmepris på 50 inklusive merverdiavgift. En slik prisstrategi skaper imidlertid i sin tur risiko for økonomiske tap.

Innenfor en prisbasert modell er det vanskelig å korrigere for fritak for forbruksavgiften. I prinsippet bør fritak for forbruksavgiften reflekteres i en lavere maksimalpris.²⁷ Det er selvsagt mulig å inkludere avgiften som en del av maksimalprisen også i de områdene hvor det er fritak, men da har NVE fjernet seg fra prisbegrepet som ligger til grunn for reguleringen for øvrig. Det vil også påføre fjernvarmeselskapene en volumrisiko dersom de tar en pris på fjernvarmen som er større enn kostnadene som kundene faktisk står overfor med hensyn til elektrisk oppvarming.

Innenfor en samfunnsøkonomisk alternativkostnadsmodell hvor avgifter ikke er en del av maksimalprisen, er fritak for forbruksavgiften ikke relevant. Merverdiavgift reiser derimot de samme utfordringene som i den prisbaserte modellen.

Den praktiske relevansen av disse problemstillingene er ikke nødvendigvis veldig stor dersom utbredelsen og potensialet for utbygging av fjernvarme er liten i de kommunene fritaket gjelder for. Vi har ikke gjort noen nærmere vurdering av dette. Prinsipielt er det imidlertid viktig å være klar over problemstillingen.

²⁷ Dette kan reise noen avgrensningsspørsmål for kunder som har avgiftsfritak for deler av sitt forbruk, for eksempel industribedrifter.

6.5 Samlet vurdering

De to modellene har følgende hovedbestanddeler:

Tabell 6.1 Alternative modeller for maksimalpris på fjernvarme – viktigste kjennetegn

Komponent	Alternativkostnad	Elprisbasert
Kraftpris	Sesong- og evt. døgnjustert områdepris på Nord Pool (volumveid pris iht. oppvarmingsprofil)	Sesong- og evt. døgnjustert områdepris på Nord Pool (volumveid pris iht. oppvarmingsprofil)
Nettkostnader	Estimerte sesongjusterte marginaltap pr. nettområde Nasjonal normkostnad for kapasitetskostnader	Energiledd pr. kunde (kundegruppe) Effektledd pr. kunde (kundegruppe)
Miljøkostnader/avgifter	Ingen	Forbruksavgift på elektrisitet inkl. påslag til Energifondet og evt. sertifikatkostnader for sluttbruker

I forhold til vurderingskriteriene vi beskrev innledningsvis, har modellene følgende egenskaper:

Tabell 6.2 Alternative modeller for maksimalpris på fjernvarme - vurdering

Vurderingskriterium	Alternativkostnad	Elprisbasert
Samfunnsøkonomisk alternativkostnad	Godt samsvar, med forbehold om kapasitetskostnaden i nettet	Dårlig samsvar mht. nettkostnader og i noen grad miljøvirkninger
Risiko for strategisk atferd	Liten	Betydelig pga. faktiske nettariffer
Praktisk håndterbarhet	Normer for kapasitetskostnader er vanskelige å estimere i praksis	Relativt enkel
Konsekvenser for fjernvarme-selskapenes økonomi	Gir trolig lavere pris enn elprisbasert modell, men kan kompenseres med støtte for nye anlegg innenfor visse grenser.	Gir trolig høyere pris enn alternativkostnadsmodellen.

Ingen av modellene scorer høyest på samtlige kriterier. Som nevnt er det mulig å tenke seg kombinasjonsløsninger også, uten at det i seg selv innebærer noen entydig bedre løsning. Snarere blir det et spørsmål hvilke kriterier NVE ønsker å vektlegge mest.

Det grunnleggende problemet er etter vår vurdering at prisreguleringen av fjernvarmevirksomhet ikke er fullt ut i samsvar med energilovens formål om en samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling av energisystemet. Selv om økt bruk av alternative oppvarmingsløsninger er politisk ønskelig, tilsier energilovens formål at prisreguleringen bør utformes slik at prissignalene blir riktigst mulig. I det perspektivet er dagens prisregulering lite egnet, ettersom bruk av faktiske nettariffer sier lite om hvor fjernvarmeutbygging er mest lønnsomt samfunnsøkonomisk.

Et annet og nært beslektet fundamentalt problem er at prisreguleringen av fjernvarme ikke samtidig kan brukes til a) å gi samfunnsøkonomisk riktige signaler om hvor fjernvarme bør bygges ut og b) sikre fjernvarmeselskapenes inntekter.

Det er på dette grunnlaget viktig at det er en nær kobling mellom støttesystemet for fjernvarme og prisreguleringen. Dagens modell med investeringsstøtte er prinsipielt godt egnet til å ivareta de samlede hensynene til fjernvarmeutbygging og samfunnsøkonomisk effektivitet, ettersom støtten beregnes residualt etter fradrag for forventede inntekter. Støtten kan dermed tilpasses utformingen av maksimalprisreguleringen. Det er ikke mulig med andre støttesystemer med mindre det innføres korrigerende mekanismer (som uansett gjør at støttesystemene nærmer seg en investeringsstøtte beregnet ex post eller en forwardkontrakt på fjernvarmeleveranser med myndighetene som motpart). Som påpekt tidligere kan det imidlertid finnes restriksjoner på støttenivå og tildelingskriterier som gjør det mer komplisert å få til et optimalt samspill mellom støtteordning og prisregulering.

Også med investeringsstøtte kan det oppstå problemer med konsistens over tid fordi ulike rammevilkår endrer seg. Både endringer i kraftmarkedet, regelverket for nettariffene og utviklingen med hensyn til antall fjernvarmekunder og samlede leveranser er viktige parametre (kapasitetsutnyttelsen).

NVE bør derfor vurdere å utvide rapporteringsplikten for norske fjernvarmeselskaper etter mønster av den svenske ordningen og eventuelt innføre en form for inntekts- overvåking eller -kontroll (Econ Pöyry, 2008b). Bare på den måten er det mulig å oppfylle energilovens formålsparagraf og mål om utbygging av fjernvarme samtidig, uten at det går på bekostning av fjernvarmeselskapenes økonomi eller kundenes stilling.

Referanser

- Arkitektur.no (2009): Hentet fra *MILJØTILTAKSBANKEN: Vurdering av lønnsomhet og miljønytte*. ECOBOX, Grønn Byggallianse, Byggemiljø. Hentet fra <http://www.arkitektur.no/?nid=5706&cid=1044&iid=8079&pid=100>.
- Dalen, D.M., E.R. Moen, C. Riis (2007): *Regulering av fjernvarme*. Utredning for Olje- og energidepartementet, oktober 2007. CREAM – Center for Research in Economics and Management, Handelshøyskolen BI.
- Econ Pöyry (2008a): *Benchmarking og incentiver*. Rapport 2008-031, Econ Pöyry.
- Econ Pöyry (2008b): *Datagrunnlag for økonomisk regulering av varmesektoren*. Rapport 2008-092, Econ Pöyry.
- ECON, Handelshøyskolen BI og Møreforskning Molde (2006): *Regulering av parallelle infrastrukturer: Virkemidler og incentiver*. Publikasjon nr. 211-2006, EBL Kompetanse.
- Enova (2009): *En orientering om Enovas varmesatsing*. Presentasjon hentet fra <http://www.grunnvann.no/Seminar/2009/Tokle.pdf>
- Fossekall.no (2009): Illustrasjon hentet fra www.fossekall.no
- NOU 1996:9: *Grønne skatter – en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting*. Finansdepartementet.
- NOU 2007: 8: *En vurdering av særavgiftene*. Finansdepartementet.
- NVE (2010): ”Gjennomgang av den samlede reguleringen.” Notat 20.01.2010, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Ot.prp. nr.62 (2008-2009): *Om lov om endringer i energiloven*. Olje- og energidepartementet.
- Sand, K., D.E. Nordgård og K. Samdal (2006): *Oppgavebasert normmodell for nettregulering*. TR A6384, SINTEF Energiforskning.
- SSB (2009): *Fjernvarmestatistikken*, hentet fra <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/fjernvarme/index.html>