

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
Postboks 5901, Majorstuen
0301 Oslo

Innspill til høring på prisregulering av fjernvarme

Vi viser til at Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har sendt på høring Vista Analyses rapport med forslag til ny reguleringsmodell for prissetting av fjernvarme, ref. brev fra NVE 2. november.

Hafslund Oslo Celsio AS ("Celsio") takker for invitasjonen til å avgi hørings svar. Vi avgir med dette vårt høringsinnspill og har strukturert innspillet på følgende måte:

1. DEL 1 – Hovedforslag til ny prisregulering

- Kort om oss
- Sammendrag
- Vår vurdering av Vista-modellen
- Konsekvenser av Vista-modellen for Celsio og bransjen
- Lønnsomheten i fjernvarmesektoren
- Forslag til ny prismodell
- Tillegg til hovedforslaget – avtalefrihet

2. DEL 2 - Markedsforhold

- Fjernvarmemarkedet i samspill med det øvrige energisystemet i Norge
- Prising i dagens fjernvarmemarked
- «Innlåsingeffekten» av å være fjernvarmekunde versus konkurranse
- Tilknytningsplikt versus bruksplikt
- Avsluttende kommentar

Kort om oss

Celsio er Norges største leverandør av fjernvarme og dekker 20 prosent av oppvarmingsbehovet i Oslo. Vi leverer trygg og forsvarlig sluttbehandling av restavfall som ikke kan eller bør resirkuleres, samtidig som selskapet tilbyr bærekraftige varme- og kjøleløsninger for Oslos befolkning. Virksomheten er en del av en bærekraftig sirkulær økonomi, der selskapet bruker overskuddsenergien fra avfallsforbrenning samt kloakk og datasenter til å produsere fjernvarme. Det satses også stort på områdekjøling, for å kunne tilby helhetlige løsninger av termisk energi.

Selskapet eier og drifter samfunnskritisk infrastruktur i Oslo, herunder 700 km fjernvarmenett og Norges største avfallsforbrenningsanlegg på Klemetsrud. Celsio bygger nå verdens første anlegg for fullskala karbonfangst og -lagring på Klemetsrud, som del av statens Langskip-prosjekt. Anlegget skal fange opp til 400 000 tonn CO₂ per år, og vil kutte 17 prosent av de årlige fossile CO₂-utslippene til Oslo kommune.

Sammendrag

Fjernvarmevirksomheter står for samfunnskritisk infrastruktur og er en viktig bransje som avlaster behovet for elektrisk kraft i Norge. Lønnsomheten i fjernvarmebransjen har vært moderat siste tiårsperioden, med i snitt en avkastning på 4,9 prosent. Endringene i energimarkedet siste året gjør at dagens reguleringsmodell ikke er bra hverken for forbruker eller produsent. Det er derfor viktig med en ny reguleringsmodell for prissetting av fjernvarme som er konkurransedyktig for kunden, sikrer videre satsing på økt bærekraftig fjernvarmeutbygging, er lett å administrere for NVE og som bidrar til å ivareta og styrke forsyningssikkerheten i det norske energisystemet.

Vistas forslag til regulering av fjernvarmeprisen har flere svakheter. Modellen samsvarer ikke med den privatøkonomiske kostnaden ved varmpumpeløsninger som kundene står overfor i markedet, og gir på den måten feil incentiver til kundene ved valg av varmeløsning. Samtidig vil den foreslåtte modellen føre til svært lave inntekter og på visse vilkår økt risiko for fjernvarmeselskapene, noe som vil svekke tilbudet av fjernvarme på sikt. Dette vil være svært uheldig med tanke på kraft- og effektbalansen i Norge, samt mulighetene for å nå klimamål.

Celsio anbefaler derfor en modifisert kraftprismodell, som standard hovedmodell, med relativt tak og gulv for maksprisberegning. Denne modellen fjerner sterke svingninger i fjernvarmeprisen, beskytter kunden og er basert på nøytrale og kjente faktorer som det er enkelt å etterkontrollere av NVE og kunder. Modellen ivaretar også behovet for et rimelig nivå på inntektene til fjernvarmeselskapene for å opprettholde drift og videre investeringer. I tillegg til den omtalte standardmodellen bør det åpnes for avtalefrihet, der kunde og fjernvarmeselskap kan etablere en fastprisavtale eller en annen innretning basert på alternativkostnaden til andre energiløsninger, som varmpumper, bioenergi e.l.

I høringsdokumentene har NVE stilt følgende spørsmål:

- *Skal det være mulig å tilby fastpris på fjernvarme med dagens prisregulering? I så fall hvordan kan dette gjennomføres uten å bryte energilovens krav om at fjernvarmeprisen ikke skal være høyere enn strømprisen?*
- *Skal man kunne tilby spisslast til en annen pris enn grunnlast, og hvordan skal spisslast og grunnlast defineres?*
- *Bør det etableres en fast tariffstruktur for prising av fjernvarme?»*

Vårt svar på de nevnte spørsmålene er å anbefale fastprisavtaler innenfor rammen av avtalefrihet. Videre mener vi at spisslastavtaler skal kunne inngås, slik som i dag, på egne vilkår. Da bruker man bare avtalefriheten mellom partene til dette. Når det gjelder fast tariffstruktur, så vil dette være ivaretatt der vi beskriver vårt forslag til standardavtale.

Øvrige kommentarer og innspill fremkommer i den påfølgende høringsuttalelsen.

Vår vurdering av Vista-modellen

Vista foreslår et pristak gitt ved summen av en referansepris på elektrisk energi justert for en effektfaktor for beste tilgjengelige varmpumper og et påslag som skal reflektere sparte investeringskostnader. De omtaler det foreslåtte pristaket som en samfunnsøkonomisk alternativkostnad.

For referanseprisen på elektrisk energi foreslår de å legge til grunn et glidende, historisk tiårssnitt av kvartalsvise kraftpriser, justert med en effektfaktor på 3. Påslaget for sparte investeringskostnader skal reflektere kostnader til investeringer i en varmepumpeløsning, sparte investeringer i kraftnettet og verdien av å ha flere varmekilder av hensyn til forsyningssikkerhet, til sammen 30-40 øre/kWh i henhold til Vistas anslag i rapporten. Vista peker på at både effektfaktoren og påslaget for sparte investeringskostnader skal fastsettes av NVE.

Vistas forslag har flere svakheter både prinsipielt og praktisk.

For det første er forslaget ikke representativt for den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved en varmepumpeløsning:

- Et tilbakeskuende tiårssnitt av kraftpriser fanger ikke opp den løpende samfunnsøkonomiske kostnaden ved å bruke energi til oppvarming. I tillegg er det uklart hvordan sesong- og døgnprofilen på varmeforbruket skal tas hensyn til. I Vistas regneeksempel kan det se ut som om en timeveid og ikke en volumveid pris implisitt er lagt til grunn.
- En varmepumpeløsning vil ikke alene gi tilstrekkelig kapasitet til å dekke oppvarmingsbehovet på de kaldeste dagene. Det er heller ikke tatt med behov for reservekapasitet i forbindelse med vedlikehold eller utfall. Investeringskostnadene må derfor også inkludere tillegg for kostnadene til elkjeler og spisslast og reserver.
- Fordi kapasitet til spisslast og reserver er utelatt, blir også Vistas gjennomsnittlige effektfaktor på tre for høy sammenlignet med en mer realistisk løsning. Analyser gjennomført av tekniske miljøer med lang erfaring innen ulike oppvarmingsløsninger, tyder på at en effektfaktor rundt to er mer representativt for systemet som helhet over året.
- Kostnader til drift og vedlikehold av varmepumpeløsninger er utelatt. Dette er åpenbart galt. En varmepumpeløsning som skal dekke oppvarmingsbehovet i et typisk nærings- eller boligbygg, vil medføre en rekke kostnader relatert til service, eget driftspersonell, vakthold, beredskap og kompetanseheving, samt tid til administrasjon av dette. Disse kostnadene er ikke neglisjerbare. Multiconsult har nylig utarbeidet en rapport som dokumenterer de faktiske driftskostnadene for et utvalg referanseanlegg.
- Kostnader til overføringstap er utelatt. I distribusjonsnettet vil kraftforbruket til en varmepumpe som hovedregel føre til økte tap i nettet.
- Bruk av fjernvarme krever betydelig mindre areal enn varmepumpebaserte og andre alternative løsninger. Frigjøring av areal utgjør en samfunnsøkonomisk gevinst som fjernvarmekunder kan realisere ved å utnytte arealet til andre formål.

I sum trekker disse momentene i retning av at den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved en varmepumpeløsning er mye høyere enn det Vistas forutsetninger og beregninger antyder. Bruk av en samfunnsøkonomisk alternativkostnad som grunnlag for maksimalprisen, er dessuten generelt problematisk fordi den ikke reflekterer kostnaden ved alternative oppvarmingsløsninger som kundene står overfor i markedet. Med Vistas forslag vil det skapes en kunstig sterk etterspørsel etter fjernvarme som ikke reflekterer underliggende markedsforhold.

Samtidig vil tilbudet av fjernvarme reduseres fordi fjernvarmeselskapenes inntekter går kraftig ned, jf. Themas analyse av hvilke konsekvenser ulike reguleringsmodeller vil få for fjernvarmeselskapenes økonomi. I tillegg vil inntektssiden i stor grad låses, uten at fjernvarmeselskapene nødvendigvis vil kunne sikre kostnadssiden i samme grad. Det vil i så fall føre til økt risiko for selskapene. I vår drift erfarer vi at brenslener generelt samvarierer med kraftprisen. Kombinasjonen av lavere forventede inntekter og høyere risiko vil ha en sterkt negativ effekt på incentivene til å investere i fjernvarme.

Et alternativ til å bruke en samfunnsøkonomisk alternativkostnad er å bruke en privatøkonomisk alternativkostnad. Også her må kostnader til spisslast og reserver, samt drifts- og vedlikeholdskostnader inkluderes, på samme måte som i en riktig utformet samfunnsøkonomisk alternativkostnad. I en privatøkonomisk alternativkostnad er det i tillegg flere andre momenter som må tas hensyn til:

- Elavgift og bruksavhengig nettleie (energi- og effektledd) må inkluderes i maksimalprisen.
- Leverandørpåslag, Enova-avgift og kostnader til elsertifikater må tas med.
- Unngåtte nettinvesteringer skal ikke tas med.

I sum tilsier den privatøkonomiske beregningen et vesentlig høyere prisnivå enn det Vistas foreslår.

I alle tilfeller er det en praktisk utfordring å velge referanseteknologi og parameterverdier dersom den regulerte maksimalprisen skal baseres på kostnadene ved en varmpumpeløsning. Analyser som har vært gjennomført av Multiconsult, Norsk Energi og andre fagmiljøer viser at det er en betydelig spredning med hensyn til investeringskostnader, driftskostnader og ytelse.

For mer detaljerte beskrivelser vil vi peke på Oslofjord Varmes lange erfaring med drift av varmpumpeløsninger, samt innspill fra Norsk Fjernvarme. Her vil vi nøye oss med å peke på at både klimatiske forhold, geografiske forhold og egenskaper ved det enkelte bygg er viktige årsaker til forskjeller i kostnader og ytelse. Det vil derfor i praksis være svært vanskelig å finne en representativ systemfaktor som kan anvendes i en prismodell basert på varmpumper.

Konsekvenser av Vista-modellen for Celsio og bransjen

Et tilbakeskuende tiårssnitt av kraftpriser fanger ikke opp den løpende samfunnsøkonomiske kostnaden ved å bruke energi til oppvarming. Denne måten å beregne inntekter på, leder til en flat årlig inntekt, mens kostnadene normalt vil variere sterkt over tid. For fjernvarmeselskapene har modellen en betydelig finansiell risiko.

Vi har foretatt beregninger av hvilken virkning Vista-modellen ville hatt på vårt selskap. Beregningene viste underskudd i seks av syv år. Det sier seg selv at dette ikke ville vært en bærekraftig modell for verken vårt selskap eller bransjen for øvrig.

Vista-modellen slik den er foreslått, vil kreve en betydelig administrasjon fra NVEs side for å følge prisene på ulike varmpumper og virkningsgrader, samt sette en troverdig systemvirkningsfaktor. Analysen fra Multiconsult fremlagt på NVEs innspillsmøte 20. januar, viste at intervallet på

driftskostnader var betydelig og bekreftet at det vil være svært vanskelig å finne en nasjonal systemvirkningsfaktor.

Bransjens tilpasninger som følge av høye strømpriser og konkurransen mot alternative løsninger, i tillegg til at fjernvarmeprisen historisk har ligget godt under maksprisen mot strøm, viser at Vista Analyse konkluderer feil når de hevder at den historiske prismekanismen og tilknytningsplikten gir en innlåsingseffekt for kunder og nærmest uten forhandlingsmakt.

Lønnsomheten i fjernvarmesektoren

Analyseselskapet Thema Consulting har sett på lønnsomheten i bransjen både historisk og framover under ulike forutsetninger om reguleringen av maksimalprisen for fjernvarme. Datagrunnlaget bygger på de 20 største selskapene der det er tilgjengelig separat regnskapsinformasjon for fjernvarmevirksomheten. Utvalget utgjør om lag 86 prosent av levert volum av fjernvarme. Selv om bransjen har en kombinasjon av ulike produksjonsløsninger, så kan den på generelt grunnlag sies å være kapitalintensiv.

I analysene måles lønnsomheten ved rentabiliteten på totalkapitalen nominelt før skatt. Den faktiske avkastningen på kapitalen i norsk fjernvarmevirksomhet har vært moderat, men stigende i perioden 2011-2021. I snitt har avkastningen vært på 4,9 prosent i perioden når vi vektet avkastningen på selskapsnivå etter omsatt volum. En avkastning på 4,9 prosent er under både NVEs referanserate ved fastsettelsen av inntektsrammer for kraftnettselskaper og hva som må anses som et rimelig avkastningskrav for norsk fjernvarmevirksomhet (som kan anslås til 7 prosent nominelt før skatt basert på ulike offentlige kilder og vurderinger av Thema og andre fagmiljøer).

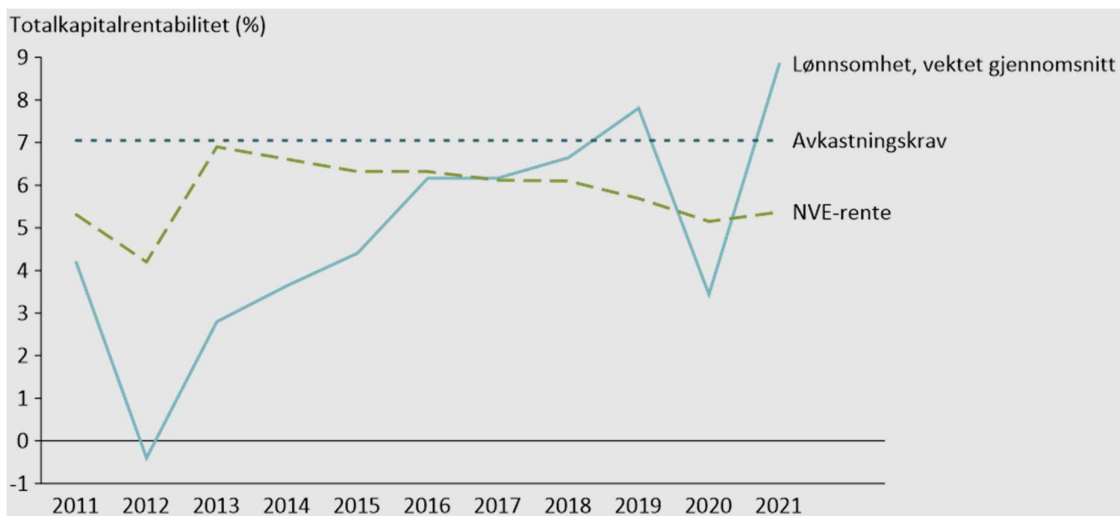
En analyse gjennomført av EY for Norsk Fjernvarme viser lignende resultater. Regnskapstall for 2022 foreligger ikke pr. januar 2023, men det er grunn til å minne om at oppsiden på inntektssiden er begrenset av strømstøtteordningen, i tillegg til at kraftprisene i Midt-Norge og Nord-Norge har vært vesentlig lavere enn i Sør-Norge.

Dersom vi hadde lagt til grunn en reguleringsmodell som foreslått i Vistas rapport, ville den historiske avkastningen ha vært mye lavere, ned mot minus 2 prosent pr. år i snitt for et utvalg av de største fjernvarmeselskapene i perioden 2011-2021. Tilsvarende finner Thema at avkastningen de kommende årene vil bli mye lavere med forslaget til Vista sammenlignet med dagens modell. For selskaper som i utgangspunktet har lav lønnsomhet kan Vista-modellen føre til betydelige finansielle utfordringer.

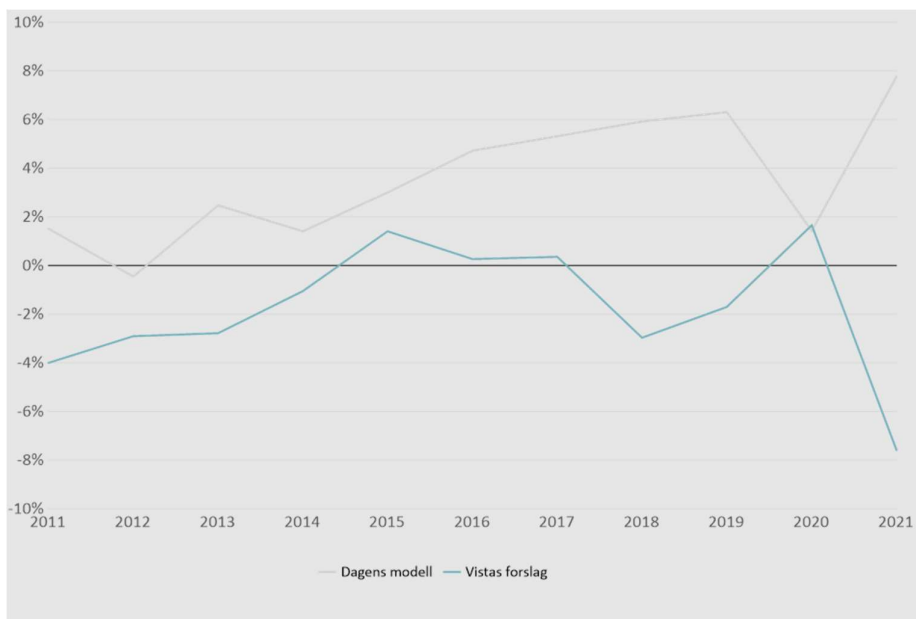
For mer informasjon om forutsetninger og resultater i analysene henviser vi til Themas rapport, som er vedlagt høringsuttalelsen.

Vår referanse
[Case], 23/00019

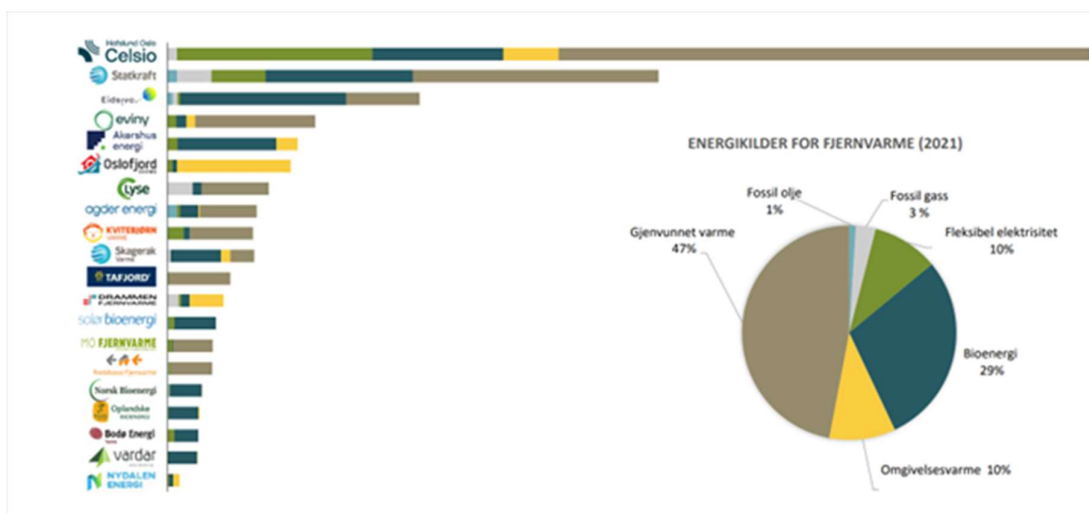
Vår dato
[Document Date]



Figur 1: Figuren viser total kapitalrentabilitet for de 20 største selskapene i perioden 2011-2021. Før skatt viser denne en avkastning på 4,9 prosent og 3,7 prosent (2011-2021).



Figur 2: Figuren viser total kapitalrentabilitet før skatt for de fem største selskapene i perioden 2011-2021 med Vistas forslag til reguleringsmodell og med dagens reguleringsmodell. Før skatt er avkastningen -1,8 prosent i snitt med Vistas forslag.



Figur 3: Figuren viser fordelingen av energikilder for fjernvarme i 2021 ifølge data fra fjernkontrollen.no.

Vårt hovedforslag – modifisert kraftprismodell med relativt tak og gulv

Generelle prinsipper

I arbeidet med denne høringsuttalelsen har vi vurdert den samme modellen som Vista har gjort, samt andre nært beslektede modeller.

Vi forstår det slik at det fra NVEs side er formålstjenlig å finne en modell som er balansert mellom kunde, myndigheter og fjernvarmeselskap. Dette perspektivet er også forsøkt lagt til grunn i vår anbefalte hovedmodell.

I forslaget nedenfor anbefaler vi en hovedmodell pluss muligheten til å inngå egne avtaler, basert på prinsippet om avtalefrihet. Slike avtaler kan ivareta muligheten for å inngå fastprisavtaler eller avtaler basert på alternative energiløsninger slik som varmepumper, bioenergiløsninger e.l.

Hovedmodell

Den nye reguleringsmodellen for prissetting av fjernvarme må være konkurransedyktig, sikre videre satsing på økt bærekraftig fjernvarmeutbygging, være lett å administrere for NVE, samt bidra til å ivareta forsyningssikkerheten i det norske energisystemet.

Det er i den anledning viktig å se ny modell i tett sammenheng med dagens energimarked, og da særlig behovet for mer og bedre samspill mellom elektrisitet og termisk energi (fjernvarme).

Celsios hovedforslag er å ta utgangspunkt i dagens modell med alternativkostnaden for elektrisk oppvarming som grunnlag for maksimalprisen på fjernvarme, men utfallsrommet for kraftpriselementet begrenses ved at kraftpriser over og under gitte terskelverdier bare delvis overveltes i fjernvarmeprisen. Nettleie og elavgift inngår på samme måte som i dagens modell, uten justeringer. I

sum gir dette en modell som reduserer volatiliteten i maksimalprisen på fjernvarme på en enkel og transparent måte, og samtidig reduserer kundens kostnad i forventning.

Konkret kan en modifisert modell utformes på følgende måte (dette er eksempeltall):

- Ved kraftpriser over en øvre terskelverdi settes kraftpriselementet i fjernvarmeprisen til terskelverdien pluss en andel av differansen til faktisk pris («delingsfaktor»). Hvis kraftprisen eksempelvis er 120 øre/kWh og terskelverdien blir 80 øre/kWh, vil en delingsfaktor på 50 prosent gi et kraftpriselement på $80 \text{ øre/kWh} + 50\% \times (120 \text{ øre/kWh} - 80 \text{ øre/kWh}) = 100 \text{ øre/kWh}$. Dette vil være en effektiv beskyttelse for FV-kundene sammenlignet med en 1-til-1 kopling mot times-prisen på strøm..
- Ved kraftpriser under en nedre terskelverdi settes kraftpriselementet til terskelverdien fratrukket en andel av differansen til faktisk pris. Hvis nedre terskelverdi blir 20 øre/kWh og kraftprisen 10 øre/kWh, vil det gi et kraftpriselement på 15 øre/kWh ved en delingsfaktor på 50 prosent.

Reguleringsmodellen bør etablere både en nedre og en øvre terskelverdi for å ivareta hensynet til forventet avkastning i fjernvarmevirksomhetene, og for å beskytte kundene. En øvre terskelverdi uten en tilsvarende nedre terskel vil føre til at fjernvarmeselskapene mister en del av oppsiden uten at de kompenseres for lave priser. Erfaringene de siste årene har vist at kraftprisene kan bli svært lave i perioder, med lave maksimalpriser på fjernvarme som resultat. Med mer normaliserte markedsforhold på sikt vil det trolig komme slike perioder igjen.

Dersom det ikke innføres en nedre terskelverdi, bør den øvre terskelen settes høyere enn i en symmetrisk modell. Det vil begrense de negative incentivvirkningene som følge av at fjernvarmeselskapenes forventede avkastning reduseres dersom det bare settes begrensninger ved høye kraftpriser og ikke ved lave priser.

Videre er det ønskelig at kundens forbruksmønster på timebasis legges til grunn ved fakturering og ved maksimalprisberegningen. På den måten unngås det at kunder som kan bytte mellom varmeløsninger på kort sikt får incentiver til å tilpasse bruken av de ulike løsningene på en måte som ikke er samfunnsøkonomisk optimal. Ved bruk av en månedlig eller årlig gjennomsnittspris uavhengig av kundens faktiske forbruk (eller et historisk snitt som foreslått av Vista), kan kundene stå overfor ulike priser på fjernvarme og eksempelvis varmpumper. For eksempel vil det være gunstig for kundene å velge varmpumper i perioder med lave kraftpriser, og fjernvarme når kraftprisene er høye, dersom fjernvarmeselskapene er begrenset til å ta en gjennomsnittspris.

For fjernvarmeselskapet kan det føre til at de går med underskudd på marginen, særlig dersom de aktuelle leveransene er spisslast basert på el-kjeler. Selskapene står også overfor en volumrisiko.

Samfunnsøkonomisk kan dette også være et problem dersom kundenes atferd fører til et høyere kraftforbruk i perioder med høye priser og knapphet på effekt eller energi, og kundene ikke står overfor de riktige prissignalene fordi fjernvarmeprisen er regulert på en uhensiktsmessig måte. Prissignalene til fjernvarmeselskapene om verdien av investeringer blir også riktigere prinsipielt sett, om kundens faktiske forbruksprofil legges til grunn ved beregning av maksimalprisen.

Det er ønskelig at prisen tillates å variere innenfor et relativt bredt intervall. Formålet med den modifiserte modellen er å beskytte kundene og fjernvarmeselskapene mot ekstreme priser, ikke å

unngå prissvingninger overhodet. Et for smalt intervall kan ha flere uheldige samfunnsøkonomiske konsekvenser. Blant annet vil et smalt intervall føre til at kundene i praksis står overfor en fast fjernvarmepris, samtidig som kraftprisen varierer.

For fjernvarmeselskaper vil et bredt intervall være en fordel i den grad produksjonskostnadene for fjernvarme samvarierer med kraftprisene. Dersom selskapene ikke kan sikre seg mot svingninger i produksjonskostnadene, vil et smalt intervall langt på vei låse inntektssiden samtidig som kostnadene varierer. På den måten kan de bli eksponert for økt risiko, som igjen har negative konsekvenser for lønnsomheten av investeringer i fjernvarme dersom ikke risikoen kan kompenseres.

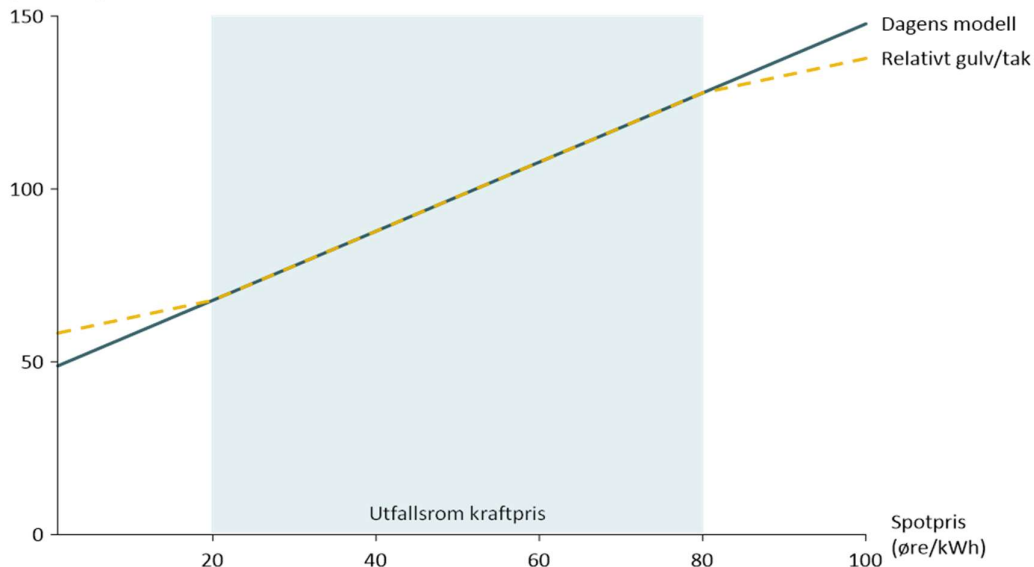
I figuren nedenfor har vi illustrert virkemåten til modellen med utgangspunkt i en realisert gjennomsnittlig kraftpris på 50 øre/kWh.¹ Nedre og øvre terskelverdi er satt til 20 og 80 øre/kWh, og representerer store avvik fra denne generelle energiprisen. Når disse nivåene her er definert som relative, menes det at det kun bør være en andel av differansen fra/gulv til faktisk pris som trekkes fra/legges til fjernvarmeprisen.

Kunden bør fortsatt få prissignaler og incentiver til å unngå de dyreste timene. For sammenligningens skyld vises også utfallsrommet for maksimalprisen med et fast gulv og tak (dvs. hvis hele differansen over/under faktisk pris trekkes fra/legges til). Nedre og øvre terskelverdi er satt til +/-30 øre/kWh i forhold til forventningsnivået. Vi vil presisere at dette er et eksempel på hvor prisnivået kan ligge, og nivået på tak og gulv vil variere fra måned til måned i den foreslåtte modellen. Minimumsnivået/konstanten for fjernvarmeprisen i modellen under (der «Dagens modell» krysser Y-aksen) utgjøres av nettleie, elavgift og leverandørpåslag. Her er nettleien beregnet på grunnlag av effekt- og energiforbruk hos en næringskunde (kontorbygg) i Oslo-området.

¹ Figuren er utviklet i samarbeid med Thema.

Illustrasjon

Maksimalpris fjernvarme
(øre/kWh)

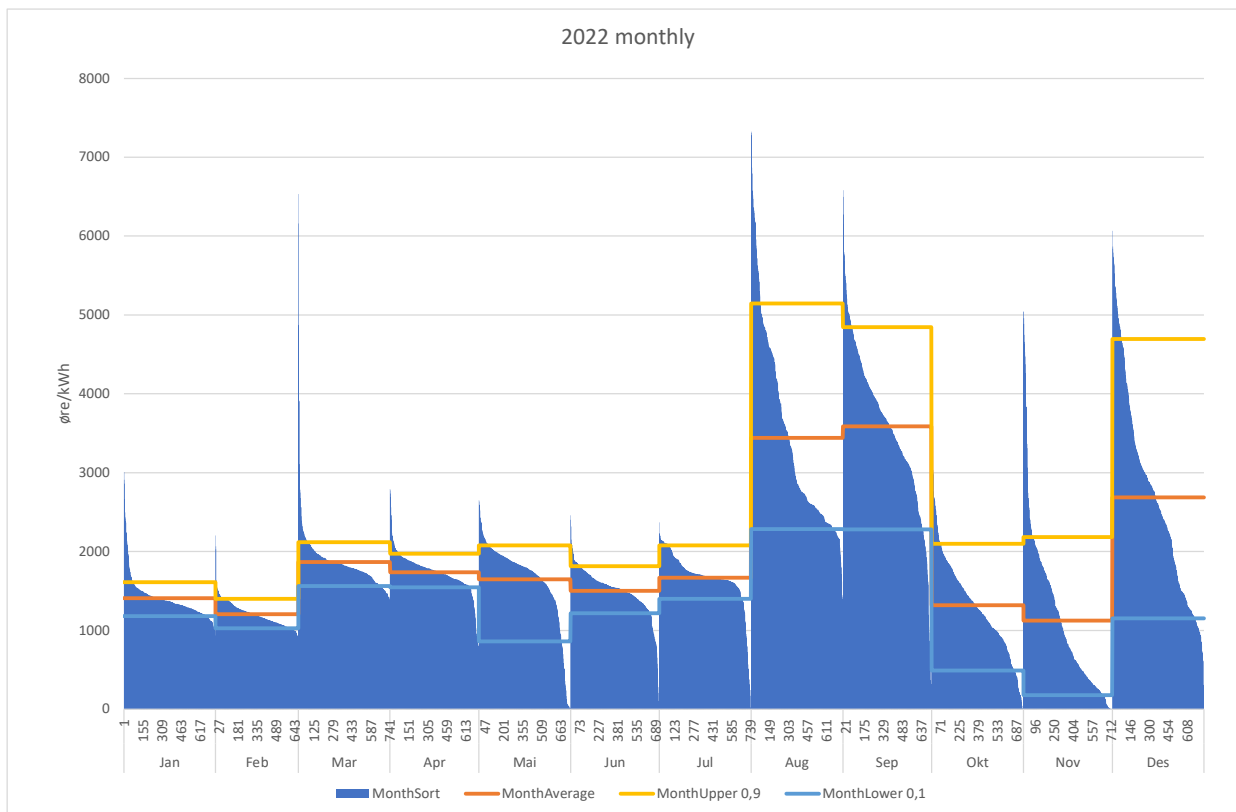


Figur 4: Figuren illustrerer et eksempel på hvordan maksimalprisen på fjernvarme settes i en modell med relativt gulv/tak når *kraftprisen* er under eller over en nedre/øvre terskelverdi, i eksemplet satt til henholdsvis 20 og 80 øre/kWh. Ved en kraftpris under 20 øre/kWh vil maksimalprisen løftes med 50 prosent av differansen mellom realisert kraftpris og nedre terskelverdi sammenlignet med dagens modell. Ved en kraftpris over 80 øre/kWh vil tilsvarende 50 prosent av differansen mellom realisert pris og terskelverdien komme til fradrag, slik at maksimalprisen på fjernvarme blir lavere enn i dagens modell.

Et viktig praktisk spørsmål er selvfølgelig hvordan øvre og nedre terskelverdi skal fastsettes. Når tak/gulv skal settes i en slik modell bør det settes basert på realiserte priser for den aktuelle perioden. Det kan for eksempel gjøres ved å etterskuddsvis basere tak og gulv for en måned på for eksempel 10- og 90-prosent persentilene av faktisk observerte timespriser i den inneværende måneden.

Da vil man begrense utfallsrommet i timespriser for kunden og effektivt redusere volatiliteten innenfor måneden. Samtidig vil forventet gjennomsnittlig månedspris reduseres, da timene med høyest volum gjerne også er de dyreste timene og motsatt. Ved å benytte observerbare og ikke-påvirkbare priser fra markedet vil man få en objektiv og transparent (åpen) og systematisk beregning av prisen. Det vil være enkelt å administrere for NVE og å kontrollere for kundene.

Realisering av tak/gulv per måned gjennom 2022 er eksemplifisert i figuren under. Her er det illustrert varighetsdiagram for faktisk realiserte timespriser på strøm per måned, og det markert 10- og 90-prosent persentiler per måned, samt gjennomsnitt og median. Det er disse persentilene som skal definere tak og gulv i den foreslåtte modellen.



Figur 5: Realisering av tak/gulv per måned gjennom 2022 er eksemplifisert i figuren over. Her er det illustrert varighetsdiagram for faktisk realisererte timespriser på strøm per måned, og det markert 10- og 90-prosent persentiler per måned, samt gjennomsnitt og median. Det er disse persentilene som skal definere tak og gulv i den foreslåtte modellen.

Når modellen skal utformes på detaljnivå ser vi det formålstjenlig å kunne ha en dialog med NVE på dette, også etter høringsfristen.

Oppsummert vil den modifiserte modellen som foreslås, *med relativt tak og gulv*, ha flere fordeler for kunder, fjernvarmeselskaper og NVE som reguleringsmyndighet:

- Den gir økt forutsigbarhet for kundene med hensyn til fjernvarmeprisen i perioder med sterkt svingende kraftpriser, samtidig som den er transparent fordi den bygger på parametere som kan observeres i markedet eller ved lett tilgjengelig dokumentasjon fra NVE (terskelverdiene).
- Den gir et rimelig nivå på inntektene til fjernvarmeselskapene som over tid vil svare om lag til nivået i dagens modell, men uten de store utslagene i perioder med ekstremt høye eller lave kraftpriser.
- For NVE vil de administrative kostnadene i stor grad tilsvare dagens modell. NVE må riktignok beregne/kontrollere terskelverdiene, men dette er enkelt og kan gjøres av selskapene selv, slik at NVE primært har en kontrollfunksjon. Gitt at svært høye kraftpriser får mindre effekt på fjernvarmeprisen, er det også grunn til å tro at antall klagesaker blir redusert sammenlignet med dagens modell.

Tillegg til hovedforslaget – avtalefrihet

I tillegg til hovedforslaget med en modifisert modell for beregning av maksimalprisen, vil det være en fordel om det åpnes for at kunder og fjernvarmeselskaper kan inngå bilaterale avtaler om fjernvarmeprisen for en tidsbegrenset periode. Dersom det inngås en avtale, fravikes maksimalprisreguleringen i avtaleperioden. Det vil si at kundene ikke kan klage på fjernvarmeprisen dersom den overstiger kostnaden ved elektrisk oppvarming. Tvister om avtalevilkårene håndteres i stedet privatrettslig.

En bilateral avtale kan utformes på flere måter, for eksempel ved at den tar utgangspunkt i en fastpris på fjernvarmeleveranser kombinert med indeksering i henhold til parametere som kundens alternativkostnad. Åpning for avtalefrihet vil på denne måten ha flere fordeler for kundene og fjernvarmeselskapene. Kundene får mer forutsigbare priser, og vil over tid stå overfor vilkår som reflekterer kostnadene ved det beste alternativet de står overfor i markedet (som varmpumpeløsning). For fjernvarmeselskapene kan usikkerheten om framtidig fjernvarmeetterspørsel reduseres ved at kundene forplikter seg til bruk av fjernvarme på de angitte vilkårene, og de kan oppnå mer stabile inntekter.

Det er en forutsetning for at slike avtaler skal kunne inngås, og at prisreguleringen fravikes i avtaleperioden, at det dokumenteres at kundene har inngått avtalen frivillig og på grunnlag av en selvstendig vurdering av vilkårene. I praksis vil ordningen med avtalefrihet være mest aktuell for kunder med betydelig kompetanse på energimarkeder og med kapasitet til å vurdere avtalevilkårene. NVEs kontrollbehov vil i tilfellene hvor det er inngått en bilateral avtale, være avgrenset til å kontrollere at avtalen er inngått på riktig måte.

De administrative merkostnadene hos NVE vil dermed være svært lave. For fjernvarmeselskapene vil det heller ikke være store ekstrakostnader ved ordningen. Selskapene inngår allerede i dag bilaterale avtaler med ulike prismekanismer med kunder som ikke er omfattet av tilknytningsplikt, men som velger fjernvarme fordi det er et konkurransedyktig alternativ.

Når avtalen utløper, eller dersom partene ikke kommer til enighet, vil maksimalprisreguleringen gjelde. På den måten kommer kundene minst like godt ut som med den generelle prisreguleringen. Kunder som av ulike grunner ikke ønsker en bilateral avtale, herunder kunder som ikke har reelle alternativer, vil også bli beskyttet av maksimalprisreguleringen. Kunder i den siste kategorien kan likevel ønske en bilateral avtale for å få mer forutsigbare kostnader til fjernvarme.

Avtalefrihet kan for øvrig innføres uavhengig av valgt modell for prisregulering.

DEL 2 - Markedsforhold

Fjernvarme i samspill med det øvrige energisystemet

Hvis Norge skal klare det grønne skiftet, nå sine klimamål, skape nye arbeidsplasser og samtidig opprettholde en sunn kraftbalanse, vil virkemidler som stimulerer til økt tilgang til og samspill mellom fornybar kraft og termiske energikilder, være helt nødvendige.

Fjernvarme og øvrig termisk energi kan spille en sentral og viktig rolle fremover. Fjernvarme kan i stor grad dekke energibehov i byer og tettsteder og dermed avlaste kraftsystemet generelt og kraftnettet spesielt. Spesielt viktig blir termiske energisystemer som kan utnytte det store volumet av overskuddsvarme som genereres i samfunnet, ikke minst fra ny industri som datasentre og hydrogenproduksjon. Andre eksempler på overskuddsvarme er spillvarme fra avfallsforbrenning og bruk av varme fra kloakksystemet, slik som i Oslo.

Fjernvarmen i Norge er basert på ideen om å utnytte overskuddsvarme i samfunnet som ellers ville gått tapt. I dag gjøres dette i stor skala i de store byene, primært gjennom å utnytte overskuddsvarme fra avfallsforbrenning, restprodukter fra skogindustrien, kloakksystemer og, i senere tid og økende grad, datasentre. I 2021 ble det produsert 7,5 TWh fjernvarme - og bransjen har fortsatt vekstambisjoner. Men fremtidige investeringer vil kreve forutsigbare rammebetingelser fra myndighetenes side.

I Oslo avlaster fjernvarmesystemet kraftnettet (og kraftsystemet) med inntil 700 MW. Da har vi trukket fra elektrokjeler. Det er i tillegg kartlagt en bygningsmasse som i dag bruker ca. 400 MW elektrisk oppvarming og som ligger i nærhet til eksisterende fjernvarmeledninger. Dette er elektrisk effekt som kan frigjøres. Også i andre byer er effektfrigjøringspotensialet betydelig. I perioder med lave kraftpriser bidrar dessuten bruk av utkoblbare el-kjeler med verdifulle systemtjenester og gir økt utnyttelse av kraftnettet.

Innledningsvis påpekte vi at det historisk har vært investert stort i fjernvarme i Oslo. I Oslo alene har fjernvarmen bidratt til at Elvia har kunnet investere *fire-syv milliarder kroner mindre* i strømmettet. I tillegg ville 1,9 TWh i ny produksjon kostet om lag ti milliarder kroner å bygge ut (Kilde Hafslund).

I byer og tettsteder i Norge ligger det et potensial i utbygging av fjernvarme for å avlaste kraftproduksjon og nettbelastning. Bare i Oslo produserer Celsio om lag 1,9 TWh (tilsvarer tre Altakraftverk på 640 GWh). Celsio har kartlagt at det er et potensial for videre utbygging i Oslo på om lag 1 TWh, der fjernvarmenettet ligger ved eller nær bygninger med kun elektrisk oppvarming.

Mye av den nye industrien som er planlagt i Norge vil kreve store mengder ny kraft og mer nett. Strømforbruket i Norge er ifølge Statnett ventet å vokse kraftig de nærmeste årene. Dette er i hovedsak en følge av nye kraftkrevende industrisatsinger og elektrifisering innen alle samfunnsområder for å kutte utslipp. Samtidig kommer det begrenset med ny energiproduksjon. Resultatet kan bli en nasjonal energikrise der Norge i perioder bruker mer energi og effekt enn vi har kapasitet til i eget strømmett. Statnett venter at den nasjonale energibalansen blir negativ om fire år hvis det ikke tas grep (Kilde brev fra Statnett til OED, datert 16. desember 2022)

Samtidig vil den samme industrien ofte generere betydelige mengder med nyttig overskuddsvarme. Datasentre, batterifabrikker og hydrogenproduksjon er eksempler på dette. Det vil være svært god

ressursutnyttelse å utnytte mest mulig av denne varmen til oppvarming av bl.a. bygg – og dermed bruke hver kWh minst to ganger. Mer bevissthet rundt dette og krav til hvor denne type ny (varmeproduserende) industri lokaliseres, er derfor viktig.

Forbrukerfleksibilitet er et nøkkelord, men dagens TEK (byggteknisk forskrift) har moderate krav til energifleksible oppvarmingsløsninger i bygg, og er skrevet i en kontekst der kraftoverskuddet var stort (og prisene tilsvarende lave). I praksis bygges det derfor fortsatt mye nytt med helelektrisk oppvarming. Det finnes mange eksempler på dette. En svakhet er også dagens beregningsstandard (benyttet bl.a. i TEK) som underestimerer behovet for oppvarming i blant annet badrom. Dette regelverket bør med fordel innskjerpes – og det kan gjøres nå.

Dagens obligatoriske energimerkeordning fremmer heller ikke bruk av denne type bærekraftige og ressurseffektive fellesskapsløsninger. Tvert imot kommer man i dag dårlig ut, og denne skjevheten bør rettes opp. Byggeiere skal ikke straffes for å bruke det som både er bærekraftige løsninger og som er bra for energisystemet som helhet, bare fordi det er en kollektiv løsning.

I tillegg kan Enova tildeles ansvaret for å håndtere en økonomisk støtteordning til byggherrer som ønsker å konvertere fra elektrisk oppvarming til energifleksibel oppvarming, og dermed nyttiggjøre fjernvarme, varmepumper, solfangere, bioenergi etc. som krever bruk av vannbåren varme.

Norge styrer mot et underskudd på kraft inn mot 2026/27. Vi vil derfor anbefale NVE å se nærmere på hvordan utnyttelse av overskuddsvarme i et fjernvarmesystem og økt utbygging kan gi gevinster i form av:

- Redusert behov for ny kraftproduksjon – også i topplasttiden på vinteren
- Redusert behov for ny overføringskapasitet på alle nettnivåer
- Frigjøring av elektrisitet til ytterligere elektrifisering, slik at Norge og Europa enklere kan nå sine klimamål
- Rask realisering (dersom kilde og mottaker allerede er på plass)
- Små naturinngrep – miljømessig ukontroversielt

Med dette som bakgrunn vil det være svært uheldig med en regulering som Vista foreslår.

Prising i dagens fjernvarmemarked

Fjernvarmeprisen er i dag tett koblet mot strømprisen, slik vi opplever de fleste fjernvarmeselskaper gjør. Dette er naturlig siden dagens maksprisberegning har strøm som referanse og forsterkes av at NVE har signalisert svært begrensede muligheter for å tilby andre, risikobalanserte prismodeller. Strømprisen i Norge har i flere tiår vært på et meget lavt nivå sammenlignet med priser på kontinentet, noe som har tjent fjernvarmekundene svært godt. Koblingen mot strøm har også gitt en god forbrukerbeskyttelse.

De høye strømprisene som vi har sett den siste tiden har gjort at mange fjernvarmeselskaper har endret prismodellen eller foretatt vesentlige justeringer overfor sine kunder. Privathusholdningene følger dagens strømstøtteordning, hvor fjernvarmeselskapet selv må dekke alle kostnader ved denne, i motsetning til kraftprodusentene som får mellomlegget finansiert av den norske stat.

Hovedmodellen vi foreslår er inspirert av rabatten Celsio og andre har gitt på fjernvarmeprisen til kunder siden i fjor høst. I denne har vi brukt en prosentvis trappetrinnsreduksjon med god erfaring.

«Innlåsingeffekten» av å være fjernvarmekunde versus konkurranse

I rapporten fra Vista Analyse fremstilles det som at eksisterende bygg/fjernvarmekunder med tilknytningsplikt har en innlåst posisjon, og at dette er noe mindre fremtredende når det gjelder nyetableringer av bygg.

Ved etablering av nye bygg, opplever vi at kompetanse og profesjonalisme er relativt likt fordelt, uavhengig av om bygget er ment for næring eller borettslag/sameier. Her gjøres det veloverveide vurderinger av alternative energiløsninger. Noe Enova har gitt støtte til i lengre tid, gjennom såkalte «konseptutredninger» der alternative energiløsninger vurderes uavhengig av tilknytningsplikt og tilgang på fjernvarme.

Vi mener det derimot er feil at kunder i eksisterende bygg er i en innlåst posisjon og at dagens ordning er til hinder for konkurranse mellom ulike energiløsninger. Dette baseres på dagens opplevde konkurransesituasjon, hvor det nedenfor trekkes frem noen aspekter som belyser dette og regulatoriske forhold som tilrettelegger for handlefrihet for byggeier.

Flere selskaper i bransjen har erfart at kunder ønsker å gå over til annen energiløsning i eksisterende bygg. Videre ser man også at mange eksisterende byggeiere, både for næringsbygg og borettslag/sameier, har installert eller vurderer solløsninger. Dette viser at byggeiere har gode forutsetninger for å kunne tilegne seg kunnskap om energimarkedet, på lik linje med termiske energiløsninger (varmepumper og fjernvarme), og er minst like viktig i eksisterende/gamle bygg som i nye.

Vista Analyse har også omtalt at innlåsingeffekten må ses i lys av at et bytte fra fjernvarme til andre vannbårne løsninger vil innbefatte økte investeringskostnader. I den forbindelse må det nevnes at dersom bygget ikke har vært bygd med et energifleksibelt varmesystem (jf. TEK) og hvor det benyttes direktevirkende strøm som energibærer, ville kostnadene med å bytte energiløsning vært mye høyere.

Overnevnte forhold gir et godt bilde på at de byggtekniske forskriftene allerede har en beskyttelse for både nye og eksisterende bygg med mål om å sikre et energifleksibelt varmesystem, i tillegg til valgfrihet på energiløsninger ved at det er krav om tilgjengelig areal gjennom et teknisk rom.

Vi opplever også at det finnes et velfungerende leverandørmarked av ulike energiløsninger, uavhengig av om det er mot nye eller eksisterende bygg, gjennom betydelig vekst i varmepumpebransjen det siste tiåret. Videre viser dette at mange byggeiere er bevisste energiforbrukere, både med tanke på strømmarkedet og sitt termiske system.

Vi mener at Vista Analyse sin tolkning om at fjernvarmeselskaper har betydelig markedsrett og innlåsingeffekt står i sterk kontrast til både de regulatoriske forhold, samt hvordan markedet opererer. Dette bryter også med hva de offentlige myndigheter jf. støtteordninger hos Enova mener er mulig å gjøre av tiltak, enten dette gjelder nye og/eller eksisterende bygg

Tilknytningsplikt versus bruksplikt

Byggeteknisk forskrift (TEK) gir føringer for om et bygg skal tilrettelegges med et energifleksibelt varmesystem, noe som oftest i praksis betyr en vannbåren løsning. Dette er et krav for større bygg, som fjernvarmen konkurrerer om å levere til, og å sikre at bygget ikke blir innelåst med kun strøm/panelovner som energiløsning.

Dette sikrer økt handlefrihet gjennom hele byggets levetid for byggeier og gjør at man kan velge mellom f.eks. fjernvarme (der dette er tilgjengelig), væske-vann varmpumpe, luft-vann varmpumpe, bio-/pellets løsning evt. i kombinasjon med ulike solløsninger.

Dersom bygg ligger innenfor et konsesjonsområde med tilknytningsplikt, er ikke dette en ensidig plikt for kunden om å benytte fjernvarme. Årsaken til dette er at det er ingen bruksplikt for kunden, på lik linje med at et fjernvarmeselskap ikke har leveringsplikt iht. konsesjonsvilkårene, gitt at partene ikke har inngått en bindende, men tidsbegrenset, leveringsavtale.

Avsluttende kommentar

Vi håper dere finner innspillet vårt interessant og ser fram til videre dialog for å kunne finne frem en god prismodell på fjernvarme.

Vennlig hilsen
Hafslund Oslo Celsius AS

Knut Inderhaug/s/
Administrerende direktør

Cato Kjølstad/s/
Direktør rammevilkår