



EKSTERN RAPPORT NR. 8 / 2025

Evaluering av effekttariffer i distribusjonsnett

SKREVET AV Oslo Economics

RME Ekstern rapport nr. 8/2025

Evaluering av effekttariffer i distribusjonsnett

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi
Forfatter: Oslo Economics
Omslagsbilde: Illustrasjonsbilde Foto: NVE

ISBN: 978-82-410-2500-6
ISSN: 2535-8243
Saksnummer: 202401694-5

Sammendrag: Dette er en rapport skrevet av Oslo Economics, hvor de evaluerer forskriftendringene for nettleien til husholdninger og mindre næringskunder. Forskriftsendringene trådte i kraft 1. juli 2022. Oslo Economics har, i samarbeid med Hafslund Rådgivning og Respons Analyse, evaluert effektene av denne endringen, med særlig vekt på om målene er nådd og om det er behov for justeringer i reguleringen. Oslo Economics presenterer en rekke anbefalinger for å gjøre nettleien mer treffsikker. Det blir ikke anbefalt å gjennomføre forskriftsendringer på nåværende tidspunkt.

Emneord: Nettleie, nettleiemodeller, effekttariffer, husholdninger, næringskunder, nettselskaper, tariffer, kostnadsfordeling

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
E-post: rme@nve.no
Internett: www.reguleringsmyndigheten.no

Innholdet kan brukes videre mot kreditering.

Oktober 2025

Forord

Den 19. januar 2024 mottok RME et oppdrag om å foreta en evaluering av effekttariffer i distribusjonsnettet. Bakgrunnen for oppdraget er at det med virkning fra 1. juli 2022 ble gjort endringer i forskrift om omsetningskonsesjonærer, som endret hvordan nettleien for lavspenkunder skal fastsettes. Endringen gikk ut på at nettselskapene skal differensiere kundenes fastledd basert på deres etterspørsel etter effekt, og at nettselskapenes inntekter fra energileddet maksimalt kan utgjøre 50 % av inntektene for hver kundegruppe. For kunder med et årlig forbruk under 100 000 kWh ble det ikke lenger tillatt med et eget effektledd.

Hensikten med forskriftsendringen er å legge til rette for best mulig utnyttelse av strømmettet og å oppnå en mer rettferdig fordeling av kostnadene mellom kundene.

Med bakgrunn i oppdraget fra Energidepartementet bestilte RME en evaluering av effekttariffer i distribusjonsnettet fra Oslo Economics. De har evaluert effektene av innføring av ny nettleiemodell, med særlig vekt på om målene ved endringen er nådd og om det er behov for justeringer i reguleringen. I rapporten presenterer de en rekke anbefalinger for å gjøre nettleien mer treffsikker. Det blir ikke anbefalt å gjennomføre forskriftsendringer på nåværende tidspunkt.

Alle vurderingene og konklusjonene i rapporten er konsulentenes egne.

RME vil oversende rapporten til Energidepartementet med noen egne vurderinger og anbefalinger.

Oslo, oktober 2025

Tore Langset
direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

Torfinn Jonassen
seksjonssjef
Reguleringsmyndigheten for energi

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner



Norges vassdrags- og energidirektorat

Evaluering av effekttariffer i distribusjonsnettet

oslo**economics**

 **Hafslund**
Rådgivning

Tittel: Evaluering av effekttariffer i distribusjonsnettet
Utarbeidet av: Oslo Economics og Hafslund Rådgivning
Oppdragsgiver: Norges vassdrags- og energidirektorat

Publisert: September 2025

Rapportnummer: [2025-73]

Kontaktperson: Jostein Skaar / Partner

E-post: jsk@osloeconomics.no

Tel: +47 95 93 38 27

Foto/illustrasjon forside: Shutterstock

Innhold

Sammendrag	4
1. Mandat og bakgrunn	8
1.1 Oppdragets formål og avgrensning	8
1.2 Forskriftsendringen	8
1.3 Gjennomføring	8
2. Metode og rammeverk for evaluering	9
2.1 Rammeverk for evaluering	9
2.2 Datakilder og analysemetoder	9
2.3 Begrensninger og mulige feilkilder	10
3. I hvilken grad reflekterer nettleiestrukturen kostnadene i nettet?	11
3.1 Teoretisk utgangspunkt	11
3.2 Nærmere om kostnader i strømnnett	14
3.3 Nettselskapenes anvendte prisstrukturer	15
3.4 I hvilken grad reflekterer nettleiestrukturen kostnadene i nettet?	17
3.5 Samlet vurdering	21
4. I hvilken grad har konsumentene oppfattet og forstått endringen?	23
4.1 Kjennskap til nettleiemodellen	23
4.2 Hvilke respondenter har kjennskap til modellen?	25
5. I hvilken grad har konsumentene muligheter og evne til å endre sin atferd?	27
5.1 Prinsipper for nettleieoptimering	27
5.2 Potensial for tilpasning	27
5.3 Rapportert tilpasning til forskriftendringen	32
6. I hvilken grad har konsumentene endret sitt forbruksmønster etter forskriftsendringen?	34
6.1 Analyser av Elhub-data	34
6.2 Innsikt om forbruksendringer fra intervjuer	41
6.3 Oppsummering av forbrukernes tilpasning	42
7. Omleggingens måloppnåelse	43
7.1 Mål med forskriftsendringen	43
7.2 Forskriftsendringens måloppnåelse	44
8. Anbefaling av tiltak	47
8.1 Identifiserte utfordringer og tiltak	47
8.2 Vurderingskriterier	48
8.3 Vurdering av tiltak	49
8.4 Våre anbefalinger	51
9. Vedlegg 1: Spørreskjema	53
10. Vedlegg 2: Svar på spørreskjema	56

11. Vedlegg 3: Potensial for næringskunder	61
12. Referanser	63

Sammendrag

I 2022 ble «Forskrift om kontroll av nettvirksomhet» endret. For husholdninger og mindre næringskunder skal fastleddet i nettleien (kapasitetsleddet) variere etter kundens effektbruk – altså hvor mye strøm kunden bruker samtidig. Målet er å redusere behovet for nettutbygging ved å dempe forbrukstoppene.

Evalueringen finner at en stor andel av forbrukerne forstår hvordan nettleien fungerer og ønsker å tilpasse seg prissignalene. Prismodellen som de fleste nettselskapene har tatt i bruk gir imidlertid grove og upresise insentiver. Mange forbrukere får et svakt prissignal, fordi trinnene i kapasitetsleddet dekker et bredt forbruksintervall, noe som begrenser effekten på forbruksmønsteret på kort sikt. Responsen på prissignalene dempes også av både praktiske og teknologiske barrierer hos husholdningene. Samtidig kan de grove prissignalene, som ikke er knyttet til perioder med knapphet i nettet, gi for sterke insentiv til forbruksendring hos enkeltkunder. På lengre sikt kan økt bruk av smarte teknologiske løsninger og en modell som gir mer treffsikre prissignaler gi større og riktigere effekt.

I lys av evalueringen anbefaler vi en balansert videreutvikling av nettleiemodellen fremfor drastiske omlegginger. Et viktig hensyn er å lytte til interessentene, hvor både nettselskapene og forbrukerorganisasjonene advarer mot store, brå endringer i dagens modell. Samtidig ser vi at flere forbedringstiltak kan gjennomføres innenfor gjeldende regelverk for å øke måloppnåelsen, uten at det skaper unødige omstillingskostnader for forbrukerne.

Mandat og bakgrunn

1. juli 2022 ble forskrift om kontroll av nettvirksomheter endret, med krav om at fastleddet i nettleien (heretter omtalt som kapasitetsleddet) skal differensieres etter kundens etterspørsel etter effekt. Målet var å redusere behovet for nettutbygging ved å dempe forbrukstoppene, samt legge til rette for at nettleien i større grad reflekterte kostnadene i nettet og på den måten gi en riktigere fordeling av kostnadene.

På oppdrag fra RME/NVE har Oslo Economics, i samarbeid med Hafslund Rådgivning og Respons Analyse, evaluert effektene av denne endringen, med særlig vekt på om målene er nådd og om det er behov for justeringer i reguleringen.

Rammeverk for evaluering

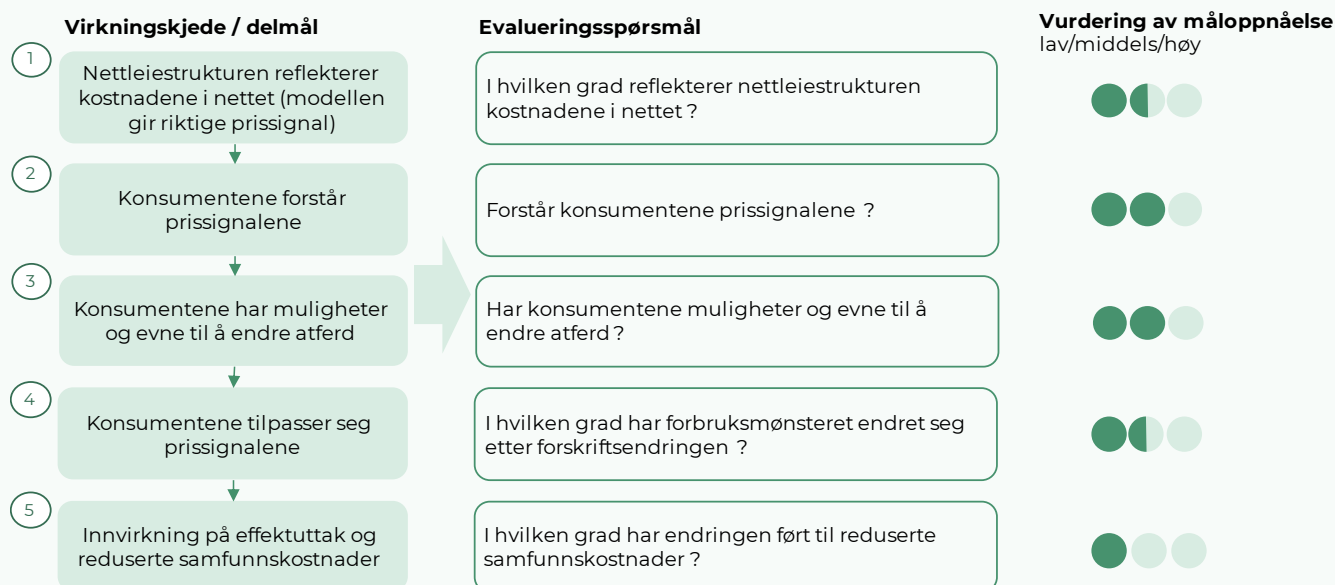
Evalueringen tar utgangspunkt i følgende spørsmål:

- I hvilken grad reflekterer nettleiestrukturen kostnadene i nettet?
- I hvilken grad har konsumentene oppfattet og forstått prissignalene?
- I hvilken grad har konsumentene muligheter og evne til å endre sin atferd?
- I hvilken grad har konsumentene tilpasset seg og endret sitt forbruksmønster etter forskriftsendringen?
- I hvilken grad har endringen ført til reduserte samfunnskostnader?

Forskriften gir nettselskapene et visst handlingsrom når det kommer til utforming og innretning av tariffene, inkludert kapasitetsleddet. Majoriteten av nettselskapene har fulgt Fornybar Norges anbefalte trinnmodell, og evalueringen er derfor hovedsakelig rettet mot trinnmodellen.

Til å besvare evalueringen bruker vi en kombinasjon av kvantitativ og kvalitativ metode. De mest sentrale kildene til informasjon har vært intervjuer med nettselskaper og andre interessenter, en landsrepresentativ spørreundersøkelse med 1 058 respondenter, samt analyser av data fra nettselskapenes økonomiske rapportering (eRapp), og data fra Elhub om strømforbruk.

Figur 1-1: Oppsummering av rammeverk for evalueringen og vår vurdering av måloppnåelse



Nettleiestrukturen gir riktigere, men fortsatt upresise prissignaler om kostnader i nettet

Etter vår vurdering har forskriftsendringen, samlet sett, resultert i tariffer som bedre reflekterer kostnadene i strømmettet.

For det første har innføring av et effektavhengig ledd – til erstatning for fastleddet – medført at forbrukerne står overfor et signal om hvordan deres effektuttak påvirker nettkostnadene på lang sikt. Det er imidlertid flere utfordringer med trinnmodellen, som de fleste nettselskap har tatt i bruk. Modellen gir grove og til dels upresise prissignaler. Trinnene i kapasitetsleddet dekker et bredt forbruksintervall og prisøkningen mellom trinn er relativt høy. Dette gir et begrenset insentiv til forbruksendring for kunder som befinner seg midt i et trinn, men større insentiv for de som er i grenseområdene. Altså, vil et begrenset antall kunder stå overfor et reelt insentiv til å redusere effektuttaket på marginen. I tillegg kan modellen, slik den er designet uten sesongvariasjon, gi for sterke insentiv til at kunder med forbruk rundt grenseområdene motiveres til forbruksendring i perioder med ledig nettkapasitet. Avregningsperioden på én måned gjør at forbruk i dimensjonerende perioder kun får konsekvenser for den aktuelle måneden, selv om det kan ha langsiktige kostnadseffekter for nettet.

Forskriftsendringen synes også å ha ført til at andelen inntekter fra energileddet er blitt justert ned. Dette innebærer at energileddet har kommet nærmere de faktiske kostnadene knyttet til energitap. Til tross for dette, er energileddet trolig fortsatt betydelig høyere enn de underliggende kostnadene som det optimalt sett skal reflektere.

Samlet vurderer vi at kundene etter forskriftsendringen står overfor riktigere prissignaler enn før forskriftsendringen. Dette gjelder særlig for forbrukernes langsiktige tilpasning. Vi ser imidlertid også at det er rom for forbedringer som kan bidra til at prissignalene i enda større grad reflekterer kostnadene i nettet. Modellen til nettselskapet Fjellnett kan trekkes frem som et eksempel på en teoretisk mer treffsikker modell, der prissignalene i større grad reflekterer kostnadene i de periodene som er dimensjonerende for nettet.

Halvparten av befolkningen har kjennskap til nettleiemodellen

Spørreundersøkelsen indikerer at om lag halvparten av befolkningen har kjennskap til den nye nettleiemodellen, og blant disse er forståelsen av hvordan forbruk påvirker nettleien relativt god. Kjennskapen er høyest blant husholdninger med høyt forbruk, elbil og enebolig, og det er en klar sammenheng mellom kjennskap til modellen og faktisk tilpasning av forbruket. I lys av at nettleien ble vesentlig mer kompleks ved innføring av kapasitetsledd, fremstår forbrukernes forståelse som god.

Nettselskapene har gjennomført informasjonskampanjer, og det er rapportert lite støy og få klager i forbindelse med innføringen av kapasitetsledd. Samtidig er det fortsatt mange som ikke kjenner til eller forstår modellen, særlig blant grupper med lavt forbruk, yngre og kvinner. Mange vet heller ikke hvilket kapasitetstrinn de befinner seg i, eller hva de faktisk betaler i nettleie. Samlet vurderer vi måloppnåelsen som middels til høy, når det gjelder konsumentenes kunnskap om nettleiemodellen, men det er fortsatt et potensial for å øke forståelsen gjennom målrettet informasjon og veiledning.

Det finnes et betydelig potensial for tilpasning, men teknologiske og praktiske barrierer begrenser effekten

I prosjektet har vi identifisert et betydelig teoretisk potensial både for å flytte og strupe effektlasten. Å realisere dette potensialet kan likevel være krevende på kort sikt. Dette skyldes at manuelle tilpasninger er utfordrende, både med hensyn til å identifisere hvilke laster som skal strupes og flyttes og å foreta dette. Effektiv respons på prissignalene forutsetter dermed både kunnskap og teknologiske løsninger.

Utbredelsen av de teknologiske løsningene er fortsatt begrenset, til tross for at teknologien i flere tilfeller er moden. Smarte elbilladere er teknologien med størst utbredelse, men ikke alle forbrukere som har smarte ladere utnytter funksjonene fullt ut. Vi vurderer at kapasitetsbetalingen gir incentiver til å anskaffe teknologi som kan tilpasse effektuttaket til prissignalene i nettleien. Ettersom dette krever investeringer, må det forventes en viss treghet i forbrukerens mulighet til å respondere på prissignalene.

Forbrukernes tilpasning til prissignalene synes å være begrenset og gir små utslag på forbruksmønsteret

En betydelig andel av respondentene (40 pst.) oppgir at de forsøker å tilpasse seg prissignalene. Andelen er særlig høy blant husholdningene som kjenner til hvordan nettleiemodellen fungerer. Analyser av data, samt innspill fra nettselskapene, gir en viss støtte til at det har skjedd enkelte endringer i forbruksmønsteret.

Både Elhub-data og informasjon fra nettselskapene viser imidlertid at endringene på aggregert nivå er begrensede. Intervjuene med nettselskapene peker i samme retning: selv om noen husholdninger ser ut til å ha justert forbruket sitt, er det ingen tegn til at forskriftsendringen har medført større eller systematiske reduksjoner i effekttoppene. Samlet sett gir funnene derfor et bilde av at tilpasninger skjer, men i begrenset omfang og uten tydelig utslag på belastningen i strømmettet.

Analysene tyder på at effekttoppene i liten grad er påvirket. Samtidig kan vi ikke utelukke at forbruksmønsteret har endret seg i tråd med målsetningen. I en kontrafaktisk situasjon, uten innføring av kapasitetsledd, er det mulig at effekttoppene ville vært høyere. Når dette ses i sammenheng med at mange forbrukere ikke møter et reelt prissignal, på grunn av trinnmodellens utforming, vurderer vi at virkningene på forbruksmønsteret må være begrenset.

Endringen har så langt gitt begrenset effekt på samfunnskostnader og investeringsbehov

I intervjuene melder et av nettselskapene at de i enkelte nettområder ser forbruksendringer som tilsier redusert behov for investeringer i distribusjonsnettet over tid. Dette synes imidlertid ikke å være gjeldende på systemnivå. Effekttoppene – som er dimensjonerende for nettinvesteringene – synes som nevnt bare i begrenset grad å ha blitt redusert. Videre rapporterer de fleste nettselskapene vi har snakket med at forskriftsendringen trolig ikke har gitt store nok utslag til at det påvirker investeringer.

For målet om å redusere samfunnsøkonomiske kostnader vurderes modellen å foreløpig ha lav måloppnåelse. Etter vår vurdering er det imidlertid naturlig at det vil være tregheter i responsen. Dette skyldes kombinasjonen av at trinnene i modellen dekker brede forbruksintervall og at forbrukerne til en viss grad må investere i teknologiske løsninger før de kan ventes å tilpasse seg effektivt. Over tid vil dermed nettleiemodellen kunne forventes å gi sterkere positive effekter ved å dempe effekttopper og investeringskostnader i nettet og den ønskede virkningen på samfunnskostnader vil kunne bli mer positiv.

Våre anbefalinger

I lys av evalueringen anbefaler vi en balansert videreutvikling av nettleiemodellen fremfor drastiske omlegginger. Et viktig hensyn er å lytte til interessentene, hvor både nettselskapene og forbrukerorganisasjonene advarer mot store, brå endringer i dagens modell. Samtidig ser vi at flere forbedringstiltak kan gjennomføres innenfor gjeldende regelverk for å øke måloppnåelsen, uten at det skaper unødige omstillingskostnader for forbrukerne. Vi foreslår derfor en kombinasjon av kortsiktige tiltak som kan iverksettes nå og langsiktige tiltak som kan planlegges for fremtiden.

På kort sikt anbefales det at kapasitetsleddets trinn dekker et smalere forbruksintervall, for eksempel ned til 1 kW per trinn. Dette vil gi mer presise signaler og motivere flere kunder til å redusere kortvarige effekttopper. Videre bør en større andel av nettselskapenes inntekter hentes fra kapasitetsleddet og mindre fra energileddet, slik at kostnadsfordelingen bedre reflekterer faktisk belastning av nettet. I tillegg bør nettselskapene fortsette med informasjons- og veiledningstiltak og vurdere mer målrettede informasjonskampanjer som øker de riktige kundenes forståelse av modellen og hvordan de kan tilpasse eget forbruk.

På lengre sikt anbefales det å videreutvikle nettleiemodellen slik at prisstrukturen i større grad reflekterer kostnadene på lang sikt, særlig ved å knytte prissignalene tettere til perioder med høy belastning. En årsavregnet nettleiemodell med sesongvekting, der vinterforbruk vektlegges tyngre enn sommerforbruk, fremstår som et gunstig alternativ. Dette tilsvarer Fjellnett sin nettleiemodell.

For å ivareta hensynet til å være forsiktige med store omstillinger, anbefaler vi at dette gjøres stegvis. I første omgang anbefaler vi at nettselskaper oppfordres til en frivillig utprøving før eventuelle krav innføres. Dette vil gi rom for å hente inn nyttige erfaringer (for eksempel gjennom spørreundersøkelser) og det vil gi en gradvis tilvenning både i bransjen og blant kundene, noe interessentene er opptatt av. Innføringen av Norgespris kan også ha konsekvenser for hvordan kundene tilpasser seg nettleien, noe som bør observeres før det gjøres større tiltak.

Tiltakene som er mer inngripende og har antatt høyere kostnader bør vurderes nærmere før det kan gis noen gode og tydelige anbefalinger. Av disse tiltakene fremstår krav til aktivering av smartfunksjon for elbilladere som det beste tiltaket.

Oppsummert har vi følgende anbefalinger. Vi skiller mellom tiltak vi anbefaler på kort sikt og tiltak som anbefales på lengre sikt.

På **kort sikt** anbefaler vi:

1. **Smalere kapasitetsledd-trinn (1 kW):** Gir mer presise og rettferdige prissignaler, og motiverer kundene til å redusere kortvarige effekttopper
2. **Økt andel inntekter fra kapasitetsleddet:** Riktigere kostnadsfordeling og sterkere incentiver for å begrense effektuttak fremfor energiforbruk
3. **Målrettede informasjonskampanjer:** Økt bevissthet og forståelse blant kundene for hvordan de kan påvirke nettleien gjennom manuelle tilpasninger og løsninger for automatisk styring

På **lengre sikt** anbefaler vi:

4. **Videreutvikling av modellen slik at den gir riktigere prissignal:** Innføring av årsavregnet kapasitetsledd med sesongvekting som gir mer treffsikre prissignaler og premierer fleksibilitet
5. **Frivillig utprøving før standardisering:** Nettselskaper bør oppfordres til å teste nye modeller før eventuelle krav innføres, for å sikre eierskap og gradvis tilvenning

1. Mandat og bakgrunn

1.1 Oppdragets formål og avgrensning

1. juli 2022 ble forskrift om kontroll av nett-virksomheter endret. For kunder med årlig energiforbruk under 100 000 kWh, innebar endringen en presisering av hvordan fastleddet og energileddet i nettleien skal innrettes (se tekstboks).

Ved innføringen av den nye nettleiemodellen ble det besluttet at endringen skulle evalueres i 2024, men fristen har senere blitt utsatt til 1. november 2025. Dette oppdraget går ut på å evaluere forskriftsendringen, på oppdrag for RME.

Evalueringen skal belyse tre hovedmomenter:¹

- Om nettleiestrukturen reflekterer kostnadene til nettselskapene
- Hvordan konsumentene oppfatter endringene
- Om endringene har hatt innvirkning på effektuttaket i strømmettet

Basert på analysene skal måloppnåelse og behov for justeringer av reguleringen vurderes.

1.2 Forskriftsendringen

Regjeringen vedtok i 2021 å endre Forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om kontroll av nettvirksomhet, Del V. Tariffer. Endringen trådte i kraft 1. juli 2022.

Målet med endringen var å redusere behovet for nettutbygging ved å redusere nivået på forbrukstoppene. Dette skulle oppnås gjennom å pålegge nettselskapene å differensiere fastleddet til husholdninger og små næringskunder basert på kundenes etterspørsel etter effekt. Innen de gitte rammene, fikk nettselskapene selv bestemme hvordan de ville utforme differensieringen av fastleddet. I tillegg hadde endringen som mål å bidra til at nettleien i større grad reflekterte kostnadene i nettet, for på den måten gi en riktigere fordeling av kostnadene.

I § 13-1 ble bokstav j endret til:

- Tariffene skal utformes slik at de reflekterer kostnadsstrukturen i nettet.

¹ En del av evalueringsoppdraget fra Energidepartementet skal også undersøke hvordan nettselskapene har innrettet nettleien. Denne analysen har RME selv svart ut, og er derfor ikke nærmere undersøkt i vår evaluering.

I tillegg ble § 13-3 og 13-4 opphevet, mens § 13-2 ble endret for å spesifisere energileddet og effektleddets rolle.

§ 13-5 om nettselskapenes informasjonsplikt ble også endret, hvor nettselskapene plikter å gi tilstrekkelig informasjon slik at kundene kan innrette seg etter prissignalene i tariffen.

I § 14-2 ble det fastsatt at tariffene for lavspenning skal bestå av et fastledd og et energiledd.² Forskriften spesifiserer at energileddet maksimalt kan utgjøre 50 prosent av nettleien, og skal dekke marginale tapskostnader i nettet, men kan i tillegg dekke en rimelig del av nettselskapenes øvrige kostnader. Frem til januar 2026 kan inntektene overstige 50 prosent.

Nettselskapenes samlede inntekter er regulert ved at RME fastsetter årlige inntektsrammer og tillatt inntekt for hvert enkelt selskap. Forslaget om å endre nettleiestrukturen innebar ingen endringer i selve innteksreguleringen, og påvirket dermed ikke nettselskapenes avkastning. Nettleien skal gi inntekter til dekning av kostnader innenfor tildelt inntektsramme, kostnader i overliggende nett, innbetalt eiendomsskatt og lovpålagt innbetaling til energifond, jf. § 13-1 bokstav g.

1.3 Gjennomføring

Evalueringen har pågått mellom mars og september 2025, og er gjennomført av Oslo Economics i samarbeid med Hafslund Rådgivning og Respons Analyse.

«**Fastleddet** skal utformes slik at kunden dekker en rimelig andel av de faste kostnadene i nettet. Fastleddet skal differensieres på grunnlag av kundens etterspørsel etter effekt».

«**Energileddet** skal dekke marginale tapskostnader. Energileddet kan i tillegg dekke en andel av nettselskapets øvrige kostnader. Energileddet kan ha et påslag når nettet er høyt belastet. Inntektene fra energileddet kan maksimalt utgjøre 50 prosent av nettselskapets inntekter fra hver kundegruppe».

Spesielt gjelder det at inntektene fra energileddet kan overstige 50% frem til 1. juli 2026.

Kilde: Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer §14.2.

² For næringskunder med forbruk over 100 000 kWh kan nettselskapet benytte et effektledd.

2. Metode og rammeverk for evaluering

Kapittelet beskriver rammeverk, datakilder og metode for evalueringen. I evalueringen bruker vi en kombinasjon av kvantitativ og kvalitativ metode. Mest sentrale kilder til informasjon har vært intervjuer med nettselskaper og andre interessenter, en landsrepresentativ spørreundersøkelse, samt analyser av data fra nettselskapenes økonomiske rapportering (eRapp), og data fra Elhub om strømforbruk.

2.1 Rammeverk for evaluering

Til syvende og sist skal evalueringen vurdere om det overordnede målet med endringen er oppnådd. Vi tar utgangspunkt i at det overordnede målet med omleggingen av nettleien er å *redusere belastningen i distribusjonsnettet i timer hvor det er knapphet*. Det vil si ta ned effekttoppene, og dermed begrense unødvendige investeringer i nettet og redusere samfunnskostnadene.

Forskriftsendringens innvirkning på effektuttak og reduserte samfunnskostnader er en del av en større virkningskjede (se Figur 2-1). Til å besvare hvorvidt det overordnede målet er nådd, har vi derfor definert noen forutsetninger/delmål som vurderes oppnådd:

1. I hvilken grad reflekterer nettleiestrukturen kostnadene i nettet? Det vil si, gir modellen riktige prissignaler om knapphet i nettet?
2. I hvilken grad har konsumentene oppfattet og forstått prissignalene?
3. I hvilken grad har konsumentene muligheter og evne til å endre sin atferd?
4. I hvilken grad har konsumentene tilpasset seg og endret sitt forbruksmønster etter forskriftsendringen?

De tre første stegene i virkningskjeden er forutsetninger for å oppnå det overordnede målet. Dersom modellen ikke gir riktige prissignaler vil eventuelle tilpasninger som gjøres være for små, eller for store, eller være unødvendige. Dersom konsumentene ikke klarer å oppfatte eller forstå prissignalene, vil de enten tilpasse seg signalene på feil måte eller ikke tilpasse seg signalene i det hele tatt. Konsumentene må derfor få kjennskap til prissignalene. Videre må konsumentene ha mulighet og evne til å endre adferd.

Hvorvidt konsumentene har tilpasset seg og endret sitt forbruksmønster vil delvis være basert på hvorvidt forutsetningene om kunnskap og evne er innfridd, men i evalueringen vurderer vi det likevel som et selvstendig spørsmål.

Leseveiledning

Rapportens kapittelinndeling er i hovedsak bygget opp med bakgrunn i de ulike leddene i virkningskjeden, samt en vurdering av tiltak og anbefaling til slutt.

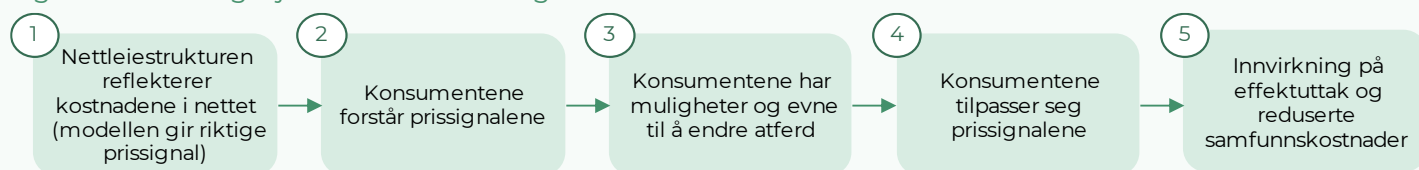
2.2 Datakilder og analysemetoder

Til å evaluere de ulike virkningene i virkningskjeden har vi benyttet en kombinasjon av kvalitative og kvantitative analysemetoder og data.

2.2.1 Kvantitativ analyse (forbruksdata, Elhub, eRapp)

Vi har gjennomført analyser ved bruk av data fra nettselskapenes tekniske og økonomiske rapportering (eRapp), data fra Elhub om strømforbruk og data vi har fått oversendt fra nettselskapene. Vi har i tillegg hentet informasjon fra nettselskapenes hjemmesider for å kartlegge historisk prising av nettleie.

Figur 2-1: Virkningskjede nettleieendring



Figur 2-2: Informasjonskilder



eRapp-data er sammenstilt og analysert deskriptivt. Analysene benyttes til å belyse hvordan tariffstrukturen reflekterer knappheten i nettet, og hvorvidt energileddet og fastleddet generelt sett er i tråd med reguleringene i forskriften.

Elhub-data er brukt til analyser av forbruksendringer etter innføringen av effekttariffene.

Data fra nettselskapene er brukt til å vurdere hvordan inntektene til nettselskapene fordeler seg på de ulike trinnene i trinnmodellen. I tillegg har vi benyttet nettselskapenes egne analyser inn i vår evaluering.

2.2.2 Kvalitativ analyse (intervjuer med nettselskaper, spørreundersøkelser)

I prosjektet har vi både gjennomført en rekke intervjuer og benyttet en webomnibus-spørreundersøkelse³ blant et representativt utvalg.

Vi har gjennomført **intervjuer** med representanter for 6 nettselskaper, samt Energinettverket representert ved Elbilforeningen, NHO Elektro, Huseiernes landsforbund og Forbrukerrådet. Vi har intervjuet fire store nettselskaper: Elvia, Lnett, BKK og Tensio. I tillegg har vi intervjuet to mindre nettselskap for å sikre representativitet: Mellom og Fjellnett. Intervjuene ga innsikt om de ulike interessentenes syn på forskriftsendringen, samt hvilke utfordringer modellen fører til.

Vi har gjennomført en **webomnibus-spørreundersøkelse** med et landsrepresentativt utvalg på 1 058 personer. Undersøkelsen inneholdt totalt 8 spørsmål, og var utarbeidet og gjennomført i samarbeid med Respons Analyse. Undersøkelsen belyste i hvilken grad respondentene hadde kjennskap til nettleiemodellen, og i hvilken utstrekning de har forsøkt å tilpasse seg insentivene i nettleiemodellen.

2.3 Begrensninger og mulige feilkilder

Evalueringen bygger på flere datakilder og metoder, og begrensninger og feilkilder ved disse kan påvirke resultatene.

Intervjuene kan påvirkes av hvordan spørsmål stilles og tolkes, samt av intervjuerens fremtoning. Det er også en risiko for at enkelte utsagn tillegges større vekt enn andre, særlig dersom de samsvarer med eksisterende antakelser. For å motvirke dette har vi brukt standardiserte intervjuguider, sendt ut i forkant, og gjennomført alle intervjuer med minst to konsulenter til stede.

Ved bearbeiding av data kan det oppstå feil i koding, filtrering og sammenstilling, særlig dersom datakvaliteten varierer. Feilaktige slutninger kan trekkes ved feiltolkning av observerte sammenheng, for eksempel hvis viktig kontekst ignoreres eller feil sammenligningsgrunnlag brukes. Valg av visuelle fremstillinger kan også påvirke hvordan funnene oppfattes. For å redusere denne risikoen har vi benyttet erfarne kvalitetssikrere og i all hovedsak anerkjente og åpne datakilder fra RME.

Spørreundersøkelsen er gjennomført med høy metodisk standard, men det kan likevel oppstå skjevheter i utvalget, for eksempel dersom enkelte grupper er underrepresentert eller velger å ikke svare. Spørsmålsformuleringer kan også påvirke svarene, særlig dersom de er uklare eller tolkes ulikt. Respons Analyse jobber daglig med vektning av resultater for å sikre representativitet i analysegrunnlaget og har velprøvde brukerpålegg som benyttes til ulike undersøkelser. Spørsmålene er også formulert med tanke på tydelighet og relevans. Spørreskjemaet er drøftet og justert i flere omganger, med innspill fra både RME og våre samarbeidspartnere i Respons Analyse og Hafslund Rådgivning. I dette prosjektet har det vært spesielt viktig å formulere spørsmålene på en måte som sikrer at respondentene forstår spørsmålet.

³ En webomnibus-spørreundersøkelse er en nettbasert undersøkelse der flere oppdragsgivere deler på samme spørreskjema og respondenter.

3. I hvilken grad reflekterer nettleiestrukturen kostnadene i nettet?

Dette kapittelet undersøker vi hvorvidt nettleiestrukturen reflekterer kostnadene i distribusjonsnettet. Etter vår vurdering har forskriftsendringen, samlet sett, resultert i tariffes som bedre reflekterer kostnadene i nett. Modellen som de fleste nettselskapene har tatt i bruk, gir likevel upresise prissignaler og kan gi uheldige vridningseffekter.

I dette kapittelet redegjør vi først for det teoretiske utgangspunktet for prising av nettleien. Som del av dette inngår samfunnsøkonomiske prinsipper og faktiske kostnader i strømmenettet. I tillegg redegjør vi for hvordan ulike nettselskaper har tilpasset seg forskriftsendringen, og gjør en samlet vurdering hvorvidt nettleiestrukturen reflekterer kostnadene i nettet.

3.1 Teoretisk utgangspunkt

Strømnett har egenskaper som gjør dem til naturlige monopol. Det er kostnadskrevende å bygge ut nett, og store deler av kostnadene er irreversible. I tillegg finnes det stordriftsfordeler og nettverkseffekter. Kostnadene ved å etablere ett nett er lavere enn å etablere to nett med samme kapasitet som førstnevnte og både produsenter og forbrukere har nytte av at mange er tilknyttet samme nett.

Monopolsituasjonen åpner for at nettselskaper kan utnytte markedsrett og sette ineffektivt høye priser. Derfor er nettselskapene regulert. Reguleringene omfatter nivå på inntekter, så vel som prisstruktur.

Strømnett kan betraktes som en vei som transporterer kraften mellom produsent og forbruker. Som for veier, er det kostnader ved å etablere dem, i tillegg til at bruk av dem skaper kostnader. Kapasiteten til samtidig transport er også begrenset. Kostnadene øker i belastningen og når belastningen blir tilstrekkelig høy, vil noen forbrukere ikke kunne ta ut ønsket effekt – altså noe tilsvarende som at det blir kø på veier når belastningen på dem er høy.

For å sikre et effektivt strømnett, må brukerne stå overfor prissignaler som gjenspeiler de faktiske kostnadene bruken påfører nettet og andre brukere

– både på kort og lang sikt. Samtidig må nettselskapene ha insentiver til å utvikle nettene slik at de har riktig kapasitet. Nettselskapene bør derfor ha tilstrekkelig frihet i prisingen til at de kan sørge for at forbrukerne står overfor prissignaler som legger til rette for effektiv bruk av deres eksisterende infrastruktur.

Regulator må derfor legge til rette for at prisstrukturen bidrar til effektiv utnyttelse og utvikling av nettene. En viktig oppgave for regulator er dermed å sikre at nettselskapenes prisstruktur gir brukerne riktige prissignaler.

Økonomisk teori gir innsikt i hvordan prissignaler bør utformes for å optimere samfunnsøkonomisk overskudd. I det videre følger en gjennomgang av teori om prissignaler i strømnett, med en oversikt over sentrale prinsipper for prising på kort og lang sikt. Basert på gjennomgangen oppsummerer vi hva som er en optimal tredelt prisstruktur og peker på noen praktiske utfordringer med å ha en teoretisk optimal modell.

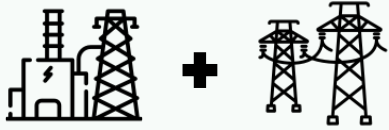
3.1.1 Optimale priser på kort sikt

Samfunnsøkonomisk overskudd på kort sikt, altså i en situasjon der kapasiteten er gitt, blir størst når brukerne møter en pris som tilsvarer den samfunnsøkonomiske marginalkostnaden ved å øke forbruket. Denne marginalkostnaden består av produksjonskostnaden for strømmen, samt kostnaden ved å transportere den gjennom strømmenettet. Marginalkostnaden ved transport avhenger av om det er ledig kapasitet i nettet eller ikke. Se illustrasjon på neste side.

Når det er *ledig kapasitet* i strømmenettet, er den relevante marginalkostnaden for transporten primært tapet av kraft som oppstår i nettet – omtalt som marginaltapet. Disse tapene øker med belastningen i nettet. Den optimale prisen øker dermed med belastningen på nettet.

Hvis det *ikke er ledig kapasitet* i nettet, vil økt forbruk hos én bruker fortrenge forbruk hos andre. Dette innebærer en alternativkostnad, kalt skyggepris, som tilsvarer verdien av det forbruket som må vike. Den optimale prisen for transporten inkluderer denne skyggeprisen, slik at kapasiteten brukes der den gir størst nytte og samfunnsøkonomisk overskudd maksimeres.

Marginalkostnaden består av produksjonskostnader og transportkostnader



Produksjonskostnad

Transportkostnad

Produksjonskostnaden dekkes av strømprisen.

Transportkostnaden dekkes av nettleien.

Transportkostnaden avhenger av kapasiteten i strømmettet



Ledig kapasitet

Transportkostnaden utgjøres av marginaltapet, som øker med belastningen i strømmettet



Ikke ledig kapasitet

Transportkostnaden består av både marginaltapet og en skyggepris

3.1.2 Optimal prising på lang sikt og håndtering av faste kostnader

Både når det er, og ikke er, ledig kapasitet i nettet vil den teoretisk riktige prisen på kort sikt overstige kostnadene de variable gjennomsnittskostnadene (kostnadene ved tap i overføring). Dette innebærer at marginalkostnadsprising gir et visst overskudd for netteier. Overskuddet er imidlertid langt fra tilstrekkelig til å dekke de betydelige faste kostnadene knyttet til etablering og drift av nettet.

En annen utfordring er at marginalkostnadene faller etter kapasitetsutvidelser. Belastningen på nettet blir lavere og dermed blir den optimale prisen på kort sikt nærmere gjennomsnittskostnaden. Settes prisene høyere enn marginalkostnadene vil imidlertid ikke den eksisterende kapasiteten utnyttes effektivt. Marginalkostnadsprising er dermed lite egnet til å finansiere utvikling av strømmnett.

I tråd med prinsippene fra optimal skatteteori bør de «helt faste» kostnadene dekkes gjennom en finansieringsform som ikke påvirker konsumentenes atferd. Dette kan i prinsippet være en fast skatt per person, uavhengig av om personen bruker strømmettet.

En fast betaling for å være tilknyttet strømmettet vil i likhet med en skatt ikke påvirke bruken for de som velger å knytte seg til. Ved en slik avgift må imidlertid nytten av å være tilknyttet overstige den faste betalingen. Dermed oppstår det risiko for vridningseffekter gjennom at forbrukere med tilstrekkelig lav nytte ikke knytter seg til nettet.

3.1.3 Variable kostnader på lang sikt

Kapasiteten i nett øker i investeringene som gjøres i nettene. Det må altså investeres mer i et nett som skal dimensjoneres for å transportere mye strøm samtidig, enn i et nett som dimensjoneres for å transportere lite strøm. Det er rasjonelt at nettet dimensjoneres etter forbrukernes behov for kraft. Ved for liten kapasitet oppstår det kostnader ved at forbruk fortrenses, mens for stor kapasitet innebærer unødvendig høye kostnader til etablering og vedlikehold av nett.

Jo høyere effektuttak kundene samlet har på et gitt tidspunkt, jo mer må investeres i nett. Jo større effektuttak en kunde ønsker, jo mer må altså investeres i nett over tid, alt annet likt for å kunne betjene andre kunder med deres ønskede effektuttak samtidig. Kunder med høyt effektuttak bidrar dermed til større investeringsbehov og vedlikeholdskostnader i nett enn kunder med lavt effektuttak.

Nettinvesteringer kan dermed betraktes som kostnader som varierer med kundenes langsiktige effektuttak. En kundes effektuttak på et gitt tidspunkt avhenger både av kort- og langsiktige valg.

På kort sikt kan gjerne en forbruker flytte noe forbruk fra et tidspunkt til et annet og dermed redusere det momentane effektuttaket. Forbruket og behovet for effektuttak på et gitt tidspunkt vil imidlertid i betydelig grad avhenge av hvordan forbrukeren har innrettet seg og valg tatt tidligere. Effektuttak til oppvarming avhenger eksempelvis av hvilken teknologi for oppvarming forbrukeren har investert i og hvordan boligen er isolert. Forbrukerne gjør altså langsiktige valg som påvirker fremtidig effektuttak.

Dette innebærer at forbrukerne bør stå overfor et prissignal om hvordan deres effektuttak, både på kort og lang sikt, påvirker kostnadene i nettet (på kort og lang sikt). Altså en pris for at nettet har kapasitet til å betjene deres ønskede forbruk. Dette kan eksempelvis være en avgift som er basert på hvor stort forbruk kunden ønsker å kunne ta ut på lang sikt.

For å unngå vridningseffekter over tid, bør denne avgiften optimalt sett ha samme tidsperspektiv som nettinvesteringene. Altså, hvis det må investeres 100 kroner for å sikre en gitt kapasitet i 10 år, bør forbrukeren betale 100 kroner (på forskudd slik som investeringene gjøres) for å kunne disponere kapasiteten i 10 år. Eventuelt kan kunden bli forpliktet til å foreta innbetalinger over tid som gir en nåverdi lik 100. Hvis kundens senere adferd kan påvirke innbetalingene, vil det kunne oppstå

situasjoner der kostnaden for kunden avviker fra kostnadene i nettet som kunden har utløst.

3.1.4 Tredelt optimal prisstruktur

Det følger av diskusjonen over at den optimale prisstrukturen har tre ledd, med ulikt formål:

- Variabelt ledd: Variabel pris for uttak av strøm som gir signaler om kortsiktige marginalkostnader i nettet
- Fastledd: Dekker kostnader i nett som reelt sett er faste
- Kapasitetsbetaling: Priselement som gir signaler om hvordan effektuttak påvirker kostnader på lang sikt gjennom dimensjonering av nett

I praksis kan den optimale prisstrukturen implementeres gjennom to ledd – ett variabelt og et «fastledd» som er avhengig av kapasiteten kunden ønsker å ha tilgjengelig. Da må «fastleddet» eventuelt ha en trappetrinnsform. Det første trinnet blir da «tilknytningsavgiften», mens de øvrige trinnene vil reflektere kostnadene for kapasiteten som forbrukeren beslaglegger («kapasitetsbetalingen»). Trinnsmodellen som de fleste nettselskap har implementert har en slik *trappetrinnsstruktur*, ved at prisen kunden betaler øker i effektuttak. Se nærmere beskrivelse av trinnsmodellen i kapittel 3.3.1.

3.1.5 Praktiske utfordringer

Selv om prinsippene for optimale priser er enkle, er det flere utfordringer for at tariffene fullt ut skal maksimere samfunnsøkonomisk overskudd.

For det første kan samtlige kostnader variere over tid. De variable kostnadene i nettet varierer også med både belastning og strømpris på kort sikt. Det

er imidlertid usikkert hva den faktiske kostnaden på et gitt tidspunkt blir og dermed vanskelig å gi forbrukeren kontinuerlig riktig signal. Videre vil det være krevende for forbrukeren å følge med og tilpasse forbruket etter priser som skifter raskt.

For det andre er det utfordrende å finne riktig nivå på priselementet som dekker kostnader som varierer med forbruk på lang sikt. Dette skyldes særlig at investeringsbehovet avhenger av det fremtidige forbruket til alle kundene. I tillegg vil det være usikkerhet rundt framtidige enhetskostnader for kapasitetsutvidelser.

Siden investeringer i nett gjøres stegvis, er det trolig utfordrende å allokere kostnadene til enkeltkunders forbruk. Forbrukerne vil kunne være tilbakeholdne med å betale for kapasitet «på forskudd», da dette kan innebære en stor utgift, samtidig som det fremtidige effektbehovet kan være vanskelig å vurdere for forbrukere. Grunnet usikkert fremtidig behov kan forbrukerne også være tilbakeholdne med å forplikte seg til fremtidige betalinger som utgjør riktig nåverdi, se diskusjon under punkt 3.1.3.

Riktige teoretiske tilnærminger er bare effektive dersom forbrukerne i tilstrekkeliggrad forstår og reagerer på prissignalene. For mange forbrukere er nettleien relativt ukjent. I mange tilfeller vil det også være et komplekst optimeringsproblem å avveie effektforbruket opp mot strømprisen. Derfor kan det argumenteres for at modellen må være enkel å forstå for å tillate at konsumentene kan tilpasse seg.

En optimal prisstruktur vil imidlertid kunne oppfattes som komplisert av forbrukerne. Hvis forbrukeren ikke forstår strukturen og prissignalene, oppstår det en åpenbar risiko for at de ikke lykkes med å respondere rasjonelt på prissignalene. I så tilfelle vil en enklere prisstruktur kunne være mer effektiv, fordi forbrukerne i større grad responderer rasjonelt på den.

I tillegg vil en optimal prisstruktur ikke nødvendigvis sammenfalle med det som oppfattes som en rettferdig prisstruktur. En struktur som oppleves urettferdig, kan være vanskelig å opprettholde over tid. Et fastledd som dekker reelle faste kostnader innebærer eksempelvis at disse kostnadene deles likt på alle forbrukere, uavhengig av om de bruker mye eller lite strøm. Dette kan oppfattes som urettferdig av kunder som bruker lite strøm.

Ulike forbrukerorganisasjoner har for eksempel tatt til orde for at energileddet skal være høyest mulig. De argumenterer for at prissignalene i energileddet er lettere å forstå for kundene, og oppleves mer rettferdig, enn at kunder med relativt lavt effektuttak skal belastes med et høyt fastledd.

Tredelt optimal prisstruktur

Prisledd	Formål	Signal/virkning
 Variabelt ledd	Reflekterer kortsiktige marginalkostnader.	Gir insentiv til effektiv bruk at strømmettet på kort sikt.
 Fastledd	Fast ledd som dekker kostnader som reelt sett er faste. Gir stabil finansiering.	Påvirker ikke forbruksmønsteret.
 Kapasitetsbetaling	Reflektere langsiktige kostnader ved kapasitetsdimensjonering.	Gir signal om hvordan kundens effektuttak påvirker investeringsbehov i nettet.

3.2 Nærmere om kostnader i strømnett

Fra kapittel 3.1 følger det at en optimal prisstruktur er tredelt og at de ulike leddene skal reflektere ulike typer kostnader. For at prisene skal gi riktige signaler må imidlertid ikke bare strukturen være riktig, nivået på de ulike priselementene må også være kalibrert riktig. I dette delkapittelet viser vi først hvordan kostnadene i distribusjonsnettet faktisk fordeler seg, før vi beskriver den teoretiske sammenhengen mellom kostnader og kalibrering av prisene.

3.2.1 Fordeling av kostnader i distribusjonsnettet

Figur 3-1 gir en oversikt over hvordan nettselskapene rapporterer kostnader, og hvor stor andel de ulike kostnadselementene i gjennomsnitt utgjør. De rapporterte kostnadene anvendes til å etablere nettselskapenes inntektsrammer. Dette er summen av inntekter – fra både distribusjonsnett og regionalnett – som de ulike tariffene maksimalt kan generere.

Til å si noe om omfanget av kostnadene har vi ikke kostnadsdata for distribusjonsnettene spesifikt, men vi har inntekstdata. Siden inntektsrammen følger av kostnadsrammen, gir de samlede inntektene innsikt i kostnadene. Fra Figur 3-2 ser vi at totale inntekter for distribusjonsledd ligger i overkant av 20 milliarder kroner. Omtrent 70 prosent av inntekter kommer fra husholdninger og fritidsboliger. Forbrukere som endringen i nettleie er relevant for, står dermed for en betydelig del av

forbruket som distribusjonsnettene betjener. De relevante kostnadene utgjør om lag 15 milliarder kroner årlig.

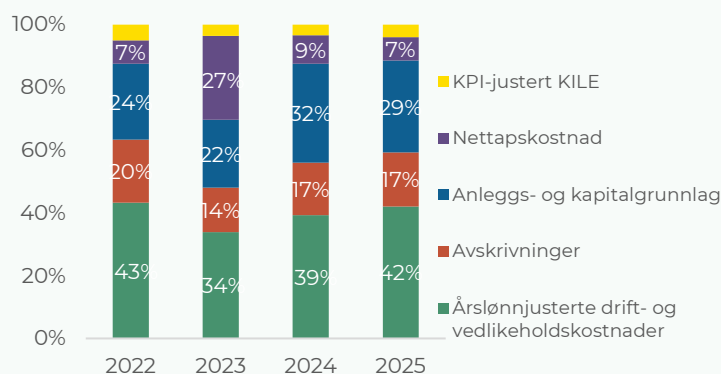
Årslønnsjusterte drifts- og vedlikeholdskostnader er det største kostnadselementet. Dette er i stor grad kostnader til personell. Disse kostnadene står i et normalår for i overkant av 40 prosent av de totale kostnadene.

Eiere av strømnett må også få forrentet verdien av kapitalen som investeres. Denne delen av kapitalkostnaden fremkommer i nettselskapenes rapportering gjennom at den samlede verdien av kapitalstokken er multiplisert med en regulert rente. Basert på de historiske kostnadsgrunnlagene antar vi at kapitalkostnaden i et normalår utgjør omtrent 30 prosent av kostnadene, men at det kan variere mellom 25 og 35 prosent.

I økonomisk forstand skal avskrivningene representere kapitalslitet – altså behovet for reinvesteringer dersom kapitalstokken skal opprettholdes. Avskrivningene vil variere med investeringene som er foretatt i nettet. Basert på nettselskapenes rapporterte avskrivninger antar vi at de for de fleste netteiere utgjør mellom 15 og 20 prosent i et normalår.

Det siste kostnadselementet i nettselskapenes rapportering er de såkalte KILE-kostnadene. Dette representerer tapet for kunder ved strømafbrytninger. Kostnadene bæres av nettselskapet gjennom at KILE trekkes direkte fra inntektsrammen. Omfanget varierer fra år til år og mellom nettselskaper, men i et normalår antar vi at disse kostnadene utgjør

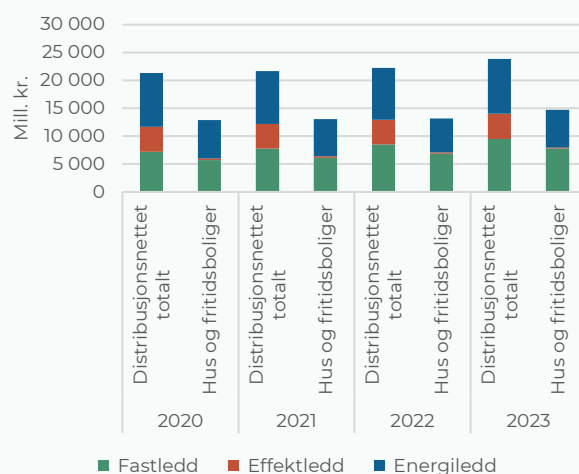
Figur 3-1: Kostnadsgrunnlaget 2022-2025



Kilde: Varsel om inntektsrammer for relevante år (NVE)

Note: Kostnadsgrunnlaget er basert på reelle kostnader fra to år tidligere. F.eks. er kostnadsgrunnlaget for 2023 basert på kostnadene i nettet for 2021. Både regionalt og lokalt distribusjonsnett inngår i kostnadsgrunnlaget.

Figur 3-2: Inntekter fra distribusjonsnett totalt, og for husholdninger og fritidsboliger isolert, fordelt på de ulike leddene i modellen



Kilde: eRapp, web_qryNote1_5Dnett_ok (2020-2023)

noen få prosent av et gjennomsnittlig nettselskaps totale kostnader.

I 2021 var kostnadene for tapt strøm unormalt høye, og utgjorde dermed en større andel av totalkostnadene enn i et normalår. Dette skyldtes unormalt høye strømpriser og at verdien av nettap øker med prisen på strøm. I Figur 3-1 gir dette seg utslag for år 2023 ettersom kostnadsgrunnlaget baserer seg på reelle kostnader fra to år tidligere. I et normalår kan det antas at kostnader for tapt kraft står for mellom 6 og 10 prosent av nettselskapenes kostnader.

3.2.2 Sammenhengen mellom kostnader og kalibrering av priser

Som vi har sett over domineres nettselskapenes kostnader i et normalår av faste kostnader, hvor drift- og vedlikeholdskostnader (i hovedsak personell), avkastning på kapital og avskrivninger utgjør størstedelen av kostnadsbildet, mens kostnader til nettap typisk utgjør en mindre del. Denne fordelingen har implikasjoner for hvordan prisene og inntektene bør kalibreres:

- i) Variabelt ledd (energileddet) bør prise marginal bruk av nettet og bidra til å dekke tap og deler av de faste kostnadene
- ii) De resterende faste kostnadene må dekkes gjennom en hensiktsmessig kombinasjon av fastledd og kapasitetsbetaling

Under beskriver vi den teoretiske sammenhengen mellom kostnadsstrukturen og kalibreringen av priselementene.

Siden inntektene fra det variable leddet (energileddet) skal reflektere marginalkostnadene, skal inntektene fra det variable leddet være høyere enn verdien tap av kraft utgjør. Overskuddet fra det variable leddet vil dermed kunne finansiere deler av de faste kostnadene i nettet. I en optimal prisstruktur skal videre summen av fastledd og kapasitetsbetaling forrente kapitalen, samt dekke øvrige faste kostnader som eventuelt ikke dekkes av det variable leddet.

Økonomisk teori gir imidlertid ingen klar veiledning for hvor stor andel av kostnadene som skal dekkes henholdsvis av fastledd og kapasitetsbetaling. Dette skyldes at avgiften på kapasitetsutnyttelse avhenger av kostnadene ved å øke kapasiteten – og dette kan ikke utledes fra kostnadsgrunnlaget nettselskapene rapporterer alene.

Bortsett fra kostnader til tap av kraft er de fleste kostnader faste på kort sikt. Dersom kapasiteten skal økes for å kunne transportere mer strøm, vil både kapitalstokken som skal forrentes og avskrivningene øke, og det kan oppstå noe høyere

drifts- og vedlikeholdskostnader. Samtidig er en stor del av driften og vedlikeholdet fast, og deler av infrastrukturen deles mellom mange brukere. Dermed vil en gitt økning i kapasitet normalt medføre en mindre enn proporsjonal økning i de samlede kapital- og driftskostnadene. Det vil si, en 10 prosent økning i kapasitet, koster ikke 10 prosent mer, fordi deler av kostnadene er helt faste.

Når kapasitetsrelaterte kostnader øker mindre proporsjonalt med effektuttaket, følger det at den samlede faste betalingen (fastledd + kapasitetsbetaling) ikke bør øke én-til-én med kundens effektbehov. Med andre ord, en kunde som beslaglegger dobbelt så mye kapasitet som en annen, påfører ikke nettet dobbelt så høye kostnader og bør derfor heller ikke betale det dobbelte i sum av fastledd og kapasitetsbetaling. Dette kan operasjonaliseres ved at kapasitetsbetalingen for eksempel prises med trappetrinn, mens fastleddet fanger opp en andel av faste og felles kostnader.

3.3 Nettselskapenes anvendte prisstrukturer

Både før og etter innføring av effekttariffer har forbrukerne stått overfor en todelt prisstruktur for nettleie. Henholdsvis ett ledd som varierer med forbrukt energi og ett ledd som ikke varierer med forbrukt energi.

Leddets som varierer med forbrukt energi kalles energileddet. Innretningen av energileddet varierer mellom nettselskapene. Det er imidlertid vanlig å ha differensiering mellom dag og natt. Noen selskaper opererer også med helgesatser. To selskaper har også sesongjusteringer av satsene (RME, 2024). Av selskapene som differensierer på både natt og helg benyttes samme sats på natt og helg:

- 71 pst. har differensiering dag/natt (dag er høyest)
- 21 pst. har helgesats (lik nattsats)
- 2 selskaper har sesongbasert tillegg fredag kl. 16–22 (typiske hytteområder)

For eksempel har nettselskapet Mellom en sats på 37 øre/kWh på dagtid, mens prisen på natt er 29 øre/kWh. Dette tilsier en rabatt i nettleien om natten på om lag 20 prosent.

Ettersom belastningen på nettet varierer, varierer også enhetskosten for tap av kraft med forbruket. På dagtid i ukedager vil gjerne det samlede forbruket være høyere enn i helger og nattestid, og dermed kan også tapet være høyest på dagtid i ukedager. Videre er gjerne prisen på kraft høyere på

dagtid enn om kvelden og natten. Også dette taler for et høyere energiledd på dagtid, fordi prisen naturligvis påvirker kostnaden av tapet. Differensieringen synes dermed å reflektere at det er ulike kostnader i nettet på ulike tidspunkt.

Før forskriftsendringen bestod prisstrukturen for forbrukskunder med årlig forbruk under 100 000 kWh – husholdninger og små næringskunder – av et fastledd og et energiledd. Fastleddet var det samme for alle de aktuelle kundene, og kan dermed betraktes som en ren tilknytningsavgift.⁴

Etter forskriftsendringen er fastleddet for kunder med forbruk under 100 000 kWh blitt erstattet av et kapasitetsledd – hvor prisene øker med kundens effektuttak. Jo mer effekt en kunde henter ut – eventuelt har mulighet til å hente ut⁵ – jo mer må den betale i kapasitetsledd.

3.3.1 Nærmere om kapasitetsleddet

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) kartla i 2024 hvordan nettselskapene har tilpasset seg forskriftskravet om kapasitetsledd (RME, 2024). Kartleggingen dekker alle de 77 nettselskapene som har husholdningskunder, og fokuserte på forskjeller og likheter i fastledd, energiledd og kundeinndeling.

Kartleggingen viser at nettselskapene har innført trinnbasert fastledd og tidsdifferensiert energiledd i tråd med forskriftskrav. Variasjoner finnes hovedsakelig i pristrinn, modellvalg og tidsdifferensiering. Begrenset differensiering mellom kunde grupper gir et relativt ensartet prisbilde for husholdningskunder nasjonalt. Det er begrenset variasjon i hvilken modell nettselskapene benytter:

- 74 av 77 selskaper bruker trinnmodellen
- 2 selskaper bruker sikringsmodellen (basert på størrelse på sikring)
- 1 selskap (Fjellnett) bruker glidende snitt av forbrukstopper

Trinnmodellen beregner fastleddet basert på kundens tre timer med høyeste strømforbruk i løpet av en måned. Ut ifra forbruk plasseres kunden i forhåndsdefinerte kapasitetsnivåer (trinn). Prisen øker med hvert trinn.

Sikringsmodellen er basert på størrelsen på kundens sikring, altså hvor mye maks uttak kunden potensielt sett kan ha. Det er Alut AS og Netera AS som benytter sikringsmodellen.

Fjellnett-modellen er tredelt.⁶ I tillegg til energileddet, er det et årlig grunnbeløp – som kan betraktes som en tilknytningsavgift – og et kapasitetsledd som baseres på gjennomsnittet av kundens fem høyeste ukentlige effekttopper de siste 12 månedene. Ukestoppene vektes imidlertid ulikt for de forskjellige månedene. Mens effektuttak i januar og februar – som kan antas å være dimensjonerende måneder – vektes 100 prosent, vektes effektuttak i juli bare med 25 prosent.

I det videre vil vi i hovedsak fokusere på trinnmodellen, og da nærmere bestemt varianter som ligger tett opp til modellen som er anbefalt av Fornybar Norge. Dette fordi de aller fleste nettselskap anvender varianter av denne. Sikringsmodellen anvendes av få nettselskap og er dermed ikke et fokus. Sikringsmodellen vil typisk også ha trinn, men de defineres altså av kapasiteten på kundens hovedsikring. Forskjellen fra Fornybar Norge sin modell er at kundens faktiske forbruk ikke påvirker betalingen for kapasitet. Det er dermed mer som at kunden betaler en pris for leie av en bestemt kapasitet. I så måte ligger sikringsmodellen noe nærmere den teoretisk optimale prisstrukturen der kundens pris avhenger av hvor store investeringer nettselskapet forventes å måtte foreta for å sikre kunden ønsket kapasitet i nettet.

Av selskapene som ikke følger trinnmodellen er Netera definert som lite, med om lag 5 000 abonnenter, mens Alut AS og Fjellnett AS er definert som mellomstore med om lag 15 000 abonnenter hver.

Nærmere om trinnmodellen

Det er ulikt hvordan trinninndelingen er definert. To modeller anvendes imidlertid av en overvekt av nettselskaper:

- 66 % bruker: 0–2 kW, 2–5 kW, 5–10 kW, 10–15 kW osv.
- 25 % bruker: 0–5 kW, 5–10 kW, osv.
- 9 % bruker en annen inndeling (f.eks. nye trinn hver kW)

Også prisintervallene varierer, men de fleste selskapene har en form for ikke-lineær sammenheng mellom de ulike kapasitetstrinnene:

- 27 % har lineær prisøkning
- 73 % har ikke-lineære prisøkning

Prisen per kW er normalt høyere på det første trinnet enn på trinn lengre oppe. Dette gjør at

⁴ Kunder med årlig forbruk over 100 000 kWh har lenge hatt et «fastledd» som har vært avhengig av effektuttak.

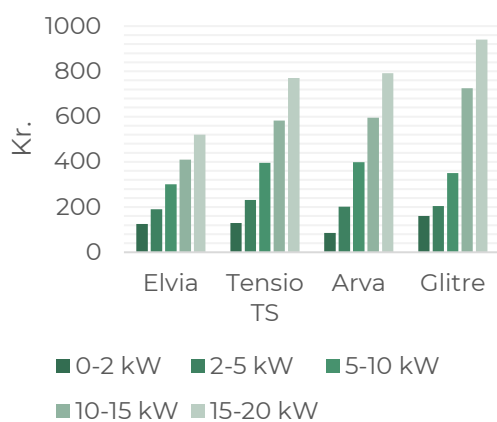
⁵ Ref. sikringsmodellen

⁶ Dette er også en trinnmodell, men skiller seg fra Fornybar Norge sin anbefalte modell på flere punkter og vi omtaler den derfor ved eget navn.

sammenhengen mellom pris og effektuttak blir ikke-lineær, selv om prisen etter det første trinnet for mange nettselskap øker lineært med antall kW. Altså, den inkrementelle kostnaden per kW er den samme ved å gå fra 5-10 som ved å gå fra 10-15 kW.

Figur 3-3 viser prisene fordelt på trinn for fire store nettselskaper, per september 2025. For Elvia og Arva er det en lineær sammenheng mellom kapasitetstrinnene etter det første. Hos Tensio Sør-Trøndelag koster 5 kW ekstra mindre ved en økning fra 5-10 kW, enn ved en økning fra 10-15 og 15-20 kW. Glitre Nett har en mer progressiv tilnærming, hvor økningen fra 10 kW er veldig høy, relativt sett.

Figur 3-3: Prisstruktur for fastleddet hos ulike nettselskaper (per sept. 2025)

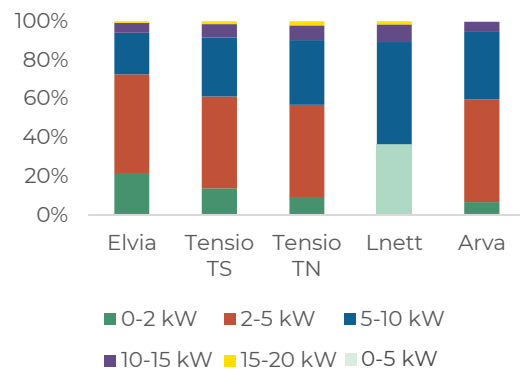


Kilde: Oslo Economics og nettselskapenes hjemmesider

Intervjuene viser at det er variasjon i hvordan nettselskapene har kommet frem til priser på de ulike leddene. Enkelte selskap har gjennomført enkle analyser av kostnadsstruktur, mens andre har tatt en top-down tilnærming for å tilpasse satsene slik at kapasitetsleddet skulle utgjøre omtrent 50 prosent av inntektene. Dette gjennom eksempelvis ved å se på effektuttaket og deretter satt priser på ulike trinn for å oppnå ønsket inntekt fra kapasitetsleddet.

I Figur 3-4 fordeles nettselskapenes inntekter fra fastleddet på andeler av de ulike trinnene i trinnmodellen. Grafen viser at andelene varierer en del mellom selskapene, men at inntektene hovedsakelig kommer fra 2-5 kWh og 5-10 kWh leddene. Dette kommer av et relativt høyt antall abonnenter kombinert med en relativt høy pris for disse trinnene.

Figur 3-4: Andeler av nettselskapenes inntekter fra fastleddet, fordelt på trinn



Kilde: Oslo Economics og nettselskapene

I gjennomsnitt har 45-55 prosent av kundene til de største nettselskapene et forbruk på 2-5kW. Dette tilsier en utgift til fastledd på mellom 1530-2400kr årlig. En del forbrukere vil imidlertid bevege seg opp og ned i ledd avhengig av årstid, da oppvarming er drivende for effekttoppene i mange husholdninger.

3.4 I hvilken grad reflekterer nettleiestrukturen kostnadene i nettet?

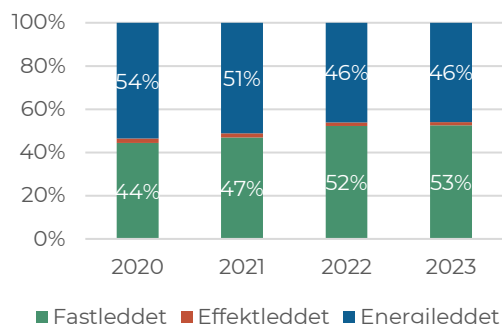
I de foregående delkapitlene har vi beskrevet kostnadsstrukturen i nettet, og hvordan inntektene bør hentes inn for å reflektere disse kostnadene. Vi har også sett hvordan nettselskapene har tilpasset seg.

I dette kapitlet vurderes nettleiemodellene, med hovedvekt på trinnmodellen, som benyttes av de fleste nettselskapene.

3.4.1 Energileddet er for høyt

På kort sikt er alle kostnader utenom tap av kraft – som øker i belastningen på nettet – faste. Figur 3-5 viser hvordan nettselskapenes inntekter fra husholdningskunder for henholdsvis det variable energileddet og fastleddet utviklet seg fra 2020 til 2023.

Figur 3-5: Andel inntekt fra ulike prislelementer – husholdninger og fritidsboliger (lokalt distribusjonsnett)



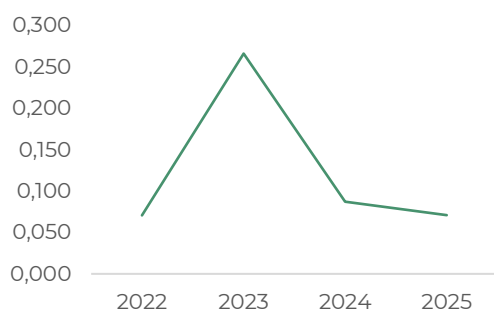
Kilde: eRapp, web_qryNote1_5Dnett_ok (2020-2023)

I gjennomsnitt utgjør energileddet 46 prosent av inntektene fra husholdninger og fritidsboliger, og vi merker oss at andelen er blitt lavere de siste årene.

Til å vurdere hvorvidt nivået er riktig, tar vi utgangspunkt i det teoretiske prinsippet om at energileddet skal reflektere marginalkostnadene forbrukerne påfører nettselskapet ved sitt forbruk, som tilsvarer de marginale tapskostnadene.

Marginaltap rapporteres ikke direkte i eRapp eller i NVEs kostnadsgrunnlag. Nettselskapenes samlede kostnader for tap av kraft gir imidlertid en grov indikasjon på nivået på marginaltapet. Som vist i Figur 3-6 utgjør tap av kraft mellom 7,1 og 8,7 prosent av de totale kostnadene i årene 2022, 2024 og 2025, mens andelen steg til hele 26,6 prosent i 2023 grunnet unormalt høye energipriser.

Figur 3-6 Nettapets andel av totale kostnader



Kilde: NVE Nøkkeltall for nettselskapene (Power BI)

RME (2020) beskriver at marginaltapet i en normal-situasjon utgjør ca. 10 prosent. Nettselskapene vi har snakket med rapporterer om marginaltap i tråd med dette; mellom 5-15 prosent, avhengig av strømprisene.

Ved å sammenligne marginaltapet og energileddet, samt de rapporterte marginaltapene og energileddene, blir det tydelig at energileddet står for en for høy andel av nettleien, relativt til hva som teoretisk er optimalt. Altså, den variable prisen er høyere enn den som maksimerer samfunnsøkonomisk overskudd. Dette underbygges av at flere nettselskap i intervjuene trakk frem, at fastleddet utgjør en for liten andel av inntektene til å reflektere de faste kostnadene i nettet.

Fra Figur 3-5 er det imidlertid klart at det er en avtakende tendens for energileddets andel av totale inntekter. Etter forskriftsendringen kan energileddet utgjøre maksimalt 50 pst. av nettselskapets inntekter per kundegruppe. I en overgangsperiode frem mot 1. juli 2026 kan det imidlertid stå for en høyere andel av inntektene.

Selv om energileddet mest sannsynlig fortsatt er betydelig høyere enn optimalt, kan det dermed synes som at forskriftsendringen har hatt ønsket effekt når det gjelder å legge til rette for et riktigere nivå på det variable prissignalet. En utfordring er imidlertid at det i energileddet inkluderer en forholdsvis høy forbruksavgift. Dette bidrar isolert sett til at energileddet blir høyere enn optimalt.

Når det gjelder innretningen av energileddet, med differensiering av satser mellom dag og natt – og hos noen også helg – synes dette å reflektere variasjon i kostnader. Til tross for differensiering er imidlertid energileddet trolig høyere enn marginaltapet i alle perioder og det er heller ikke opplagt at differensieringen av satsene er stor nok til å reflektere variansen i marginaltap mellom perioder.

Høyere priser i perioder der belastningen på nettet er størst, legger imidlertid til rette for at forbruk flyttes til perioder der belastningen er lavere. Hvorvidt det gir insentiver av riktig styrke, har vi imidlertid ikke informasjon til å vurdere.

3.4.2 Fastleddet gir upresist signal om kostnader

På kort sikt bør forbrukerne, som tidligere nevnt, ha insentiver til å flytte forbruk fra perioder med høy belastning på nettet til perioder med lavere belastning. Det differensierte energileddet, med lavere priser i perioder der belastningen normalt sett er lav, bidrar til dette.

Energileddet justeres imidlertid ikke dynamisk med det faktiske forbruket. Hvis forbrukerne eksempelvis responderer med å flytte mye forbruk helt til starten av perioden med lavt energiledd, kan dermed belastningen på nettet bli høy på dette tidspunktet.

Forbrukere bør som drøftet under punkt 3.1.3 også stå overfor et signal om hvordan deres effektuttak over tid påvirker kostnadene i nettet på lengre sikt, gjennom effekter på dimensjoneringen av nettet. Siden energileddet ikke gir noen signaler om kostnader på lang sikt, stod forbrukeren ikke overfor noe signal om langsiktige kostnader ved eget effektforbruk da fastleddet var uavhengig av effektuttak.

Etter innføringen av kapasitetsledd må forbrukerne betale mer, jo høyere faktisk (eller mulig) effektuttak. De står dermed overfor et signal om at høyere effektuttak gir økte langsiktige kostnader i nettene. Kapasitetsleddet reflekterer dermed at nettene over tid må dimensjoneres for etterspørselen etter effektuttak. Kapasitetsleddet gir samtidig forbrukerne insentiv til å jevne ut forbruket, noe som reduserer behovet for kapasitet i nettene. Denne endringen har dermed isolert sett bidratt til riktigere prissignaler.

Trinnmodellen som benyttes av majoriteten av nettselskapene gir imidlertid et upresist prissignal. Dette nettopp fordi det gir insentiver til et jevnt effektuttak over tid. Det gir altså insentiver til å begrense effektuttaket også i perioder der belastningen på nettet er lav. I disse periodene gir det derfor isolert sett et for sterkt signal. Siden avregningen er månedlig – og det er det samlede uttaket på noen tidspunkt vinterstid som er dimensjonerende for nettet – innebærer dette trolig også et for svakt prissignal i visse perioder.

At modellen ikke gir signal om når kapasiteten i nettet er knapp betyr også at kapasitetsleddet ikke signaliserer når det er ledig kapasitet i nettet. Dette betyr at konsumentene disiplineres i for stor grad på sommerhalvåret når kapasiteten ikke utnyttes fullt ut.⁷ Et for sterkt prissignal kan isolert sett føre til ineffektivt lavt effektuttak for den enkelte forbruker. Det finnes trolig flere måter å implementere et signal om knapphet på. En mulighet kan være å multiplisere effektforbruket med ulike vektorer. Dette har Fjellnett gjort, se nærmere beskrivelse under punkt 3.5.

Det er også i teorien mulig at kapasitetsleddet kan gi forbrukere insentiver til å flytte forbruk fra perioder med lav belastning på nettet til perioder med høy belastning på nettet. Risikoen for at forbruk flyttes fra perioder med lav belastning til perioder med høy, kan illustreres med et eksempel (se tekstboks).

⁷ Merk at denne vurderingen gjelder områder hvor det er kuldeperiodene om vinteren som er dimensjonerende for distribusjonsnettet – som er det mest vanlige. Vi påpeker imidlertid at det også er flere steder i distribusjonsnettet



Eksempel på upresise prissignal

Anta at en forbruker en kveld – der det er ledig kapasitet i nettet – som følge av lave priser på kraft og nettleie, ønsker å lade bilen, varme opp vann, samt kjøre noen husholdningsapparater samtidig. Forbrukeren er imidlertid observant på at den ved å gjøre dette, risikerer å komme på et høyere kapasitetsledd.

Hvis effektuttaket flytter forbrukeren til et høyere kapasitetsledd, vil marginalkostnaden av det siste forbruket bli svært høy. Dette kan gjøre at forbrukeren eksempelvis venter med å bruke husholdningsapparatene til dagtid neste dag – altså et tidspunkt der belastningen på nettet i utgangspunktet er høyere enn den kvelden hen ønsket å bruke apparatene.

En annen utfordring med trappetrinn er at det ikke gir et jevnt prissignal. For en forbruker som normalt har et effektuttak som ligger helt oppunder grensen, vil det gi et svært sterkt signal om å ikke øke effektuttaket i korte perioder. En forbruker som normalt ligger i midten av et kapasitetstrinn vil imidlertid ikke ha noen insentiver til å ikke øke effektuttaket i enkeltperioder. Dette selv om økt effektuttak påvirker nettet på samme måte for begge forbrukerne.

En tilgrensende utfordring er at trappetrinnsutformingens tiltenkte insentiver vil forsvinne dersom en forbruker – eksempelvis som følge av en tilfeldighet – kommer på et nytt og høyere kapasitetstrinn. Dette fordi kapasitetstrinnene er så vide at det skal mye til for at en forbruker som allerede er på et nytt høyere kapasitetstrinn skal komme over i et nytt trinn. Dersom forbrukeren tidlig i en måned ser at den vil ende på et høyere kapasitetstrinn enn normalt, vil den derfor i svært begrenset grad ha insentiver til å spre ut forbruket i den resterende delen av måneden.

Innretningen med forholdsvis vide trappetrinn kan dermed isolert sett gi noen forbrukere for sterke prissignaler og andre for svake, sammenliknet med hvordan effektuttaket påvirker kostnadene i nettet. Samtidig sikrer kapasitetsleddet at de som har et høyt uttak, bidrar til å finansiere mer kapasitet enn de som har et lavt uttak. Det er imidlertid ikke gitt at alle forbrukere dekker de langsiktige kostnadene av eget forbruk. Forbrukere som har vesentlig høyere forbruk på de dimensjonerende tidspunktene enn normalt vil eksempelvis kunne betale en høy sats bare i en kort periode.

hvor andre tidspunkter på året er dimensjonerende. Det gjelder for eksempel områder med stort innslag av ferieboliger som brukes om våren/sommeren.

3.4.3 Nærmere om sammenhengen mellom kostnader i nett og pristrinn

For at prisstrukturen skal reflektere kostnader, må det være en sammenheng mellom prisen på de ulike trinnene og kostnadene i nett av økt effektuttak. Dersom prisen øker mer mellom trinn enn kostnadene i nettet, vil rasjonelle forbrukere tilpasse seg med et effektuttak som er for lavt, sammenliknet med effektuttaket som maksimerer samfunnsøkonomisk overskudd. Motsatt, hvis prisen øker for lite, vil forbrukernes effektuttak kunne bli høyere enn det som maksimerer samfunnsøkonomisk overskudd.

Et relevant spørsmål er da i hvilken grad de inkrementelle prisøkningene mellom leddene reflekterer de faktiske kostnadsøkningene i nettene. Siden kostnadene ved kapasitetsutvidelser og eventuelle økte vedlikeholdskostnader kan variere mellom nett, er det behov for mer detaljerte analyser for å vurdere om en gitt innretning av kapasitetstrinnene reflekterer de faktiske kostnadene i nettet. I dette prosjektet vurderes derfor kun innretningen av trinnene prinsipielt.

Som beskrevet under punkt 3.3.1 har tilnærmet alle nettselskap valgt å operere med trinn på 5 kW, men en overvekt har valgt å dele første 5 kW inn i to trinn – 0-2 og 3-5 kW. Selv om det kan være stegvise kostnader knyttet til kapasitetsutvidelser av nett, er det ingen grunn til å tro at kostnadene av økt effektuttak for enkeltbrukere skaper stegvise økninger. Brede trappetrinn, i form av at forbrukerne kan øke effektuttaket mye uten å oppleve høyere pris, reflekterer dermed i liten grad de underliggende kostnadene.

Som drøftet under punkt 3.4.2 gjør de forholdvis brede trappetrinnene også prissignalet upresist. Smalere trinn ville dermed gitt en prisstruktur mer i tråd med de underliggende kostnadene i nett av økt effektuttak. At flere nettselskap opererer med smalere trinn helt nederst bidrar imidlertid til å redusere risikoen for at noen, av hensyn til størrelsen på fastleddet, ikke velger å tilknytte seg.⁸ Det åpner også for større differensiering og dermed mulighet for å gi kunder med lavt forbruk en pris som oppleves som rettferdig.

Kapasitetsleddet skal dekke både helt faste kostnader og reflektere kostnader knyttet til dimensjonering på lang sikt. Dersom de faste kostnadene spres likt over alle ledd, vil kunder med høyt effektuttak dekke en større del av de faste kostnadene enn kunder med lavt effektuttak.

⁸ At noen av hensyn til fastleddet skal velge å avstå fra å tilknytte seg strømmnett, kan i praksis kun være en teoretisk risiko. Et høyt fastledd kan også ha andre utilsiktede virkninger, som at huseiere tilpasser seg med et lavere

Samtidig gir påslaget for faste kostnader en risiko for at kunder velger suboptimalt lavt effektuttak.

Det er også grunn til å tro at marginalnyttens av å bli tilknyttet strømmnett er vesentlig høyere enn marginalnyttens av økt effektuttak fra et normalt nivå. Dermed er det mindre risiko for vridnings-effekter ved å bake inn de faste kostnadene på lave trinn, sammenliknet med å spre de faste kostnadene jevnt utover trinnene. Det gir derfor økonomisk mening at gjennomsnittsprisen per kW hos de fleste nettselskap er høyere for lave trinn enn for trinn lengre oppe. Dette bidrar også til at prisstrukturen bedre reflekterer underliggende kostnader enn om faste kostnader var mer spredt utover de ulike trinnene.

Ved mye ledig kapasitet – eksempelvis like etter en kapasitetsøkning – er det optimale nivået på kapasitetsleddet null på kort sikt. Dette skyldes at ved ledig kapasitet, endres ikke investeringsbehovet ved kortsiktig økt effektuttak. Hvis forbrukerne må betale en pris ved effektuttak vil de dermed velge et suboptimalt lavt effektuttak. Et lavt kapasitetsledd i dag vil imidlertid kunne føre til at forbrukerne gjør tilpasninger som får langsiktige konsekvenser for deres effektuttak. Dette kan eksempelvis være at de baserer seg på oppvarmingsløsninger som krever høyt effektuttak.

Hensynet til riktige insentiver på kort og lang sikt må dermed balanseres. Prisen for å beslaglegge kapasitet må dermed være slik at det gir insentiver til å ta hensyn til de langsiktige kostnadene i nettet, samtidig som det i minst mulig grad påvirker insentivene når det er ledig kapasitet i nettet. Etter vår vurdering har de fleste nettselskap tilstrekkelig store prisforskjeller mellom trinnene til at forbrukerne har insentiver til å forsøke å begrense effektuttaket på sikt. Samtidig gir brede, og høye trinn, noen forbrukere for sterke prissignaler på kort sikt.

Vi legger til grunn at de langsiktige kostnadene i nettet kan øke lineært med forbrukernes effektuttak. Altså, de totale kostnadene i nettet øker like mye dersom en forbruker som har et effektuttak på 2 kW øker til 3, som hvis forbrukeren har et effektuttak på 9 og øker til 10. Hvis det er skala-gevinster ved kapasitetsutnyttelser vil imidlertid de langsiktige kostnadene i nettet øke mindre per kW om alle forbrukerne øker sitt effektuttak med 2 kW, i stedet for en økning på 1 kW.

Gitt overnevnte forutsetninger bør prisøkningen mellom trinn i utgangspunktet være lineær. Altså,

antall målepunkt enn det som er hensiktsmessig. Slike utilsiktede virkninger kan være mer sannsynlig enn at noen fullt ut avstår fra å tilknytte seg strømmnett.

at prisen øker like mye per kW uavhengig av hvilket trinn økingen skjer fra. Hvis to naboer har et effektuttak på henholdsvis 2 og 10 kW, påvirkes kostnadene i nettet på samme måte om den ene eller den andre øker effektuttaket. Vår informasjonsinnsamling tyder også på at en rekke nettselskap har lineære økninger – bortsett fra at prisen per kW på laveste trinn kan være høyere enn på trinn lengre oppe.

Noen nettselskap opererer imidlertid med progressive priser. Altså at prisen per kW øker mer på høye trinn enn lave. Gitt rimelige forutsetninger er det vanskelig å se at dette reflekterer kostnadene på en riktig måte. Da har man ikke en kalibrering som legger til rette for at forbrukerne tilpasser seg optimalt. Selv ved progressive priser kan imidlertid nivået være for lavt på de øverste trinnene. Dermed kan det ikke konkluderes med hvorvidt det resulterer i at noen forbrukere møter et sterkere prissignal enn det som er optimalt.

Selv om progressive priser ikke reflekterer kostnadene, kan det være et rasjonale for slike priser. For det første kan forbrukere med et høyt effektuttak ha større fleksibilitet til å flytte forbruk. Hvis mange enkeltforbrukere kommer på høyere trinn enn normalt i perioder som er dimensjonerende for nettet, kan det også være en måte å legge til rette for at prisen i perioder der effektuttaket påvirker dimensjoneringen reflekterer virkingen på de langsiktige kostnadene. Dette drøftes nærmere under neste punkt.

Noen selskaper viser også til at de i utgangspunktet dimensjonerer nettet for 10 kW effektuttak per kunde. Da kan progressive priser være ment som et signal om at høyere effektuttak i større grad kan kreve nye investeringer enn effektuttak under dette nivået. Progressive priser kan også være motivert av at kapasiteten i nettet er svært begrenset og at man av fordelingshensyn ønsker å sikre alle brukere et visst effektuttak. Da kan særlig høye priser for stort effektuttak frigjøre kapasitet til andre forbrukere. Det oppstår imidlertid en risiko for at kapasiteten som frigjøres brukes av kunder med lavere marginalnytte. I en situasjon der progressive priser brukes av fordelingshensyn bør imidlertid kapasiteten utvides. Progressive priser bør derfor bare være en midlertidig løsning, inntil kapasitetsutvidelser er gjennomført.

3.4.4 Nærmere om sammenhengen mellom avregningsperiode og kostnader i nett

De aller fleste nettselskap avregner betalingen for kapasitetsleddet på månedsbasis. Dette innebærer at effektforbruk får samme pris, uavhengig av om det skjer i perioder der det kan antas å ha betydning for dimensjoneringen av nett og ikke. Det er imidlertid forbruk som har effekt for dimensjoneringen som driver kostnader i nett på lang sikt.

Det er også grunn til å tro at en betydelig andel av forbrukerne har større effektuttak i de periodene som er dimensjonerende for nettet, enn i andre perioder. Selv om en forbruker skulle komme på et nytt trinn i en dimensjonerende periode, får dette ikke langsiktige konsekvenser for prisen forbrukeren betaler. Forbrukeren betaler for et høyere kapasitetsledd den aktuelle måneden, men ikke øvrige måneder. For kostnadene i nettet vil det imidlertid kunne ha langsiktige konsekvenser.

Prissignalet for forbruk som på marginen påvirker dimensjoneringen av nett kan dermed, som en følge av månedlig avregning, være for svakt. Samtidig kan det gi insentiver til å holde forbruket nede i perioder der det uansett er ledig kapasitet.

3.5 Samlet vurdering

Etter vår vurdering har forskriftsendringen, samlet sett, resultert i tariffer som bedre reflekterer kostnadene i nett.

For det første har energileddet blitt justert ned. Dette innebærer at den kortsiktige prisen har kommet nærmere de faktiske kostnadene knyttet til tap av kraft. Til tross for dette, er imidlertid energileddet trolig fortsatt betydelig høyere enn de underliggende kostnadene det optimalt sett skal reflektere.

For det andre har innføring av et effektavhengig ledd – til erstatning for det historiske fastleddet⁹ – medført at forbrukerne står overfor et signal om hvordan deres effektuttak påvirker kostnadene i nett på lang sikt. Det er imidlertid flere utfordringer med trinnmodellen, som de fleste nettselskap har tatt i bruk.

For det første gir trinnmodellen insentiver til å jevne ut forbruket, altså ikke direkte insentiver til å flytte forbruk bort fra perioder der det påvirker den langsiktige dimensjoneringen av nettet. Dette forsterkes av månedlige avregningsperioder, noe

⁹ Formelt er det kapasitetsavhengige leddet definert som fastledd. Selv om leddet ikke avhenger av totalt forbruk,

påvirkes det av kundens adferd. Det er dermed i økonomisk forstand ikke lengre ett fastledd.

som innebærer at dimensjonerende forbruk ikke får langsiktige konsekvenser for forbrukeren.

De fleste som har implementert trinnpris har også valgt en kombinasjon av forholdvis brede trinn, og høye trinn. Forbrukere som har et normalt effektuttak innad i ett trinn, vil dermed i liten grad stå overfor et insentiv på marginen. Kostnadene i nett påvirkes imidlertid likt ved økt effektuttak, uavhengig av hvilket effektuttak økingen skjer fra. Samtidig kan høye trinn – særlig i perioder som hvor det er ledig kapasitet i nettet – på marginen gi for sterke insentiver til å holde effektuttaket nede.

En utfordring med at trinnpris gir insentiver til å jevne ut forbruk, er svakere insentiver til å respondere på kortsiktige prissignal. De kortsiktige prissignalene – kraftpris og energiledd – kan dermed virke mindre effektivt enn uten kapasitetsleddet. Det er dermed grunn til å tro at innføring av kapasitetsledd gjør det viktigere at differensieringen av energileddet faktisk reflekterer variasjonen i kostnader for tapt kraft. Vi er imidlertid ikke kjent med i hvilken grad differensieringen reflekterer faktiske kostnader eller om nettselskapene har justert differensieringen av energileddet ved innføring av kapasitetsleddet.

Kombinasjonen av brede og høye trinn, gir imidlertid forbrukerne sterke insentiver til å innrette seg slik at de på lang sikt holder seg på lavest mulig kapasitetstrinn. Dette kan eksempelvis være å investere i teknologi som reduserer husholdningens individuelle effektopper. I den grad det er forbrukernes langsiktige tilpasninger som påvirker dimensjoneringen av nett, vil dermed trinnmodellen kunne gi riktige insentiver, selv om innretningen på kort sikt ikke fremstår optimal.

Basert på diskusjonen over, vurderer vi at kundene etter forskriftsendringen står overfor riktigere prissignal enn før forskriftsendringen. Dette gjelder

særlig for forbrukernes langsiktige tilpasning. Vi ser imidlertid også at det er rom for forbedringer. I den forbindelse er det verdt å trekke frem modellen som Fjellnett AS har implementert.

Fjellnett AS sin modell mener vi ligger tett opp til en ideell modell. Dette fordi kombinasjonen av vekting av effektuttak og årlig avregningsperiode innebærer at økt effektuttak i perioder der det kan ha betydning for dimensjoneringen av nettet gir økte kostnader for forbrukeren på lang sikt. Altså reflekterer prissignalet hvordan adferden påvirker kostnadene i nettet på lang sikt. Utenfor disse periodene, når det presumtivt er ledig kapasitet, tillater modellen betydelig høyere effektuttak uten at det påvirker kostnadene for forbruker. Også dette reflekterer hvordan kostnadene i nettet påvirkes av økt effektuttak i perioder med ledig kapasitet.

En innvending mot modellen til Fjellnett kan være at kundens kostnad fordeles over en lang periode. Resultater innen adferdsøkonomi har vist at fremtidige kostnader gjerne undervurderes, se eksempelvis Edward Cartwright (2011).¹⁰ Dette fordi det kan være komplekst å forholde seg til kostnader i fremtiden. Dette innebærer at umiddelbare signaler, altså en nær sammenheng mellom adferd og umiddelbar kostnad – kan virke sterkere. Samtidig er det forhold knyttet til kundenes likviditet som kan gjøre det vanskelig å ta inn hele kostnaden når adferden faktisk skjer.

Trinnmodellen, slik de fleste nettselskap har implementert den, har den fordelen at det gir et mer umiddelbart signal. Ulempen er på den annen side at kunden ikke eksponeres for den fulle kostnaden av adferden. Tidspunkt og styrke på signalet er dermed noe som må veies mot hverandre i utformingen av kapasitetsleddet.

¹⁰Edward Cartwright (2011), "Behavioral Economics", <https://doi.org/10.4324/9781003357971>

4. I hvilken grad har konsumentene oppfattet og forstått endringen?

Basert på spørreundersøkelsen anslår vi at om lag halvparten av befolkningen har kjennskap til kapasitetsledet i nettleie-modellen. Respondentene som har kjennskap til nettleiemodellen, har i større grad utslag på indikatorer som indikerer høyere effekt- og strømforbruk.

I dette kapittelet vurderer vi i hvilken grad konsumentene har oppfattet og forstått endringen i nettleiemodellen.

Til å besvare spørsmålene bruker vi i hovedsak innsikt fra den gjennomførte spørreundersøkelsen, i kombinasjon med kvalitativ innsikt fra gjennomførte intervjuer med nettselskapene.

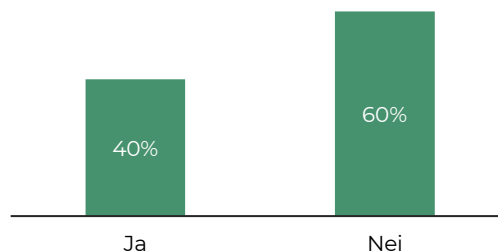
Totalt deltok 1058 respondenter i spørreundersøkelsen. Figur 4-1, Figur 4-2 og Figur 4-3 oppsummerer noen av de demografiske trekkene ved det landsrepresentative utvalget.

4.1 Kjennskap til nettleiemodellen

I undersøkelsen svarer 40 pst. av respondentene at de er kjent med hva som ble endret i nettleie-modellen i 2022, se Figur 4-4.

Figur 4-4: Er du kjent med hva som ble endret i nettleiemodellen i 2022?

N = 1058

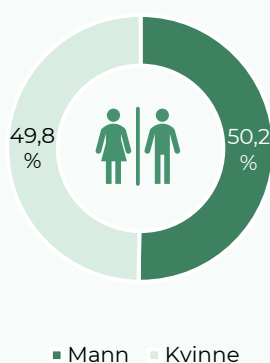


Kilde: Oslo Economics og Respons Analyse

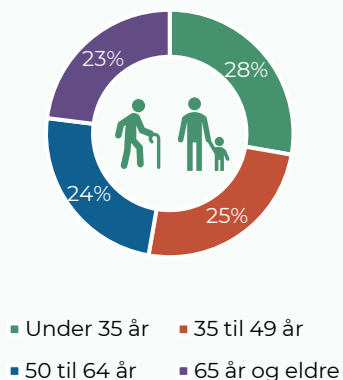
På spørsmål om hvordan kapasitetsleddet fastsettes, svarer de fleste riktig eller delvis riktig (92 pst.). Se Figur 4-5. Dermed synes det som at personene som rapporterer å ha kjennskap til omleggingen, også har forståelse for hva endringen innebar. I det videre legger vi derfor til grunn at gruppen som sier de har kjennskap til endringen, faktisk har kjennskap til nettleiemodellen og hvordan kapasitetsleddet fastsettes.

Av de som ikke var kjent med endringen, vet 14 pst. hvordan kapasitetsleddet fastsettes (8 pst. av totalt antall respondenter), og 9 pst. er kjent med at fastsettelse av kapasitetsleddet henger sammen med belastningen på strømmettet.

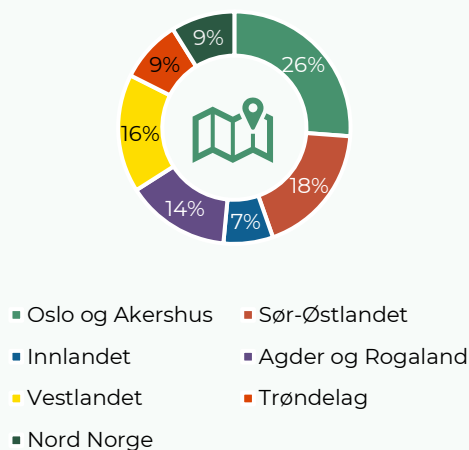
Figur 4-1 Kjønnsfordeling



Figur 4-2 Aldersfordeling

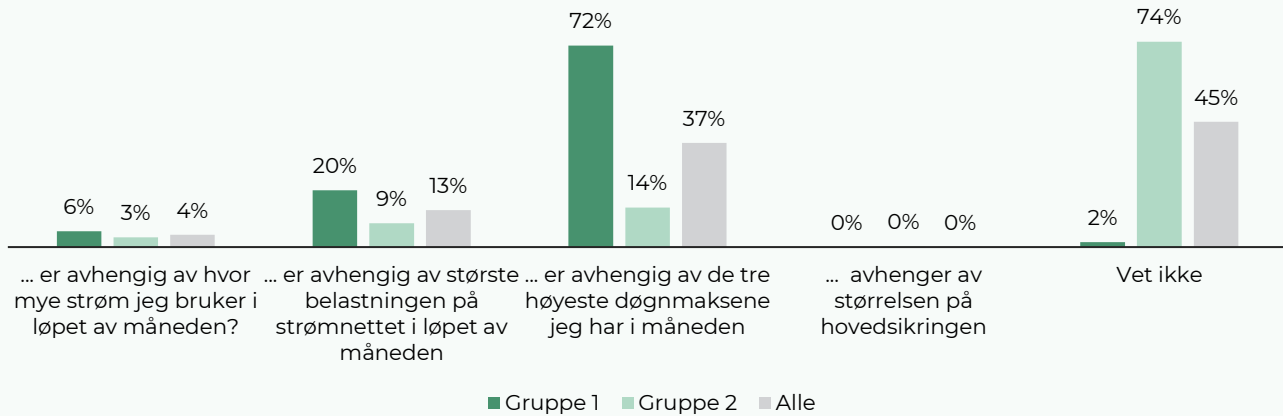


Figur 4-3 Geografisk fordeling



Kilde: Oslo Economics og Respons Analyse

Figur 4-5: Kjennskap til hvordan kapasitetsleddet fastsettes – Kapasitetsleddet [...]



Kilde: Oslo Economics og Respons Analyse

Gruppe 1: Respondenter som sier de har kjennskap til endringen i nettleiemodellen (n=423).

Gruppe 2: Respondenter som sier de ikke har kjennskap til endringen i nettleiemodellen (n=635).

Tolkning: Blant respondenter med kjennskap til endringen, svarer de fleste riktig eller delvis riktig på hvordan kapasitetsleddet fastsettes. Blant respondenter som ikke har kjennskap til endringen, er det likevel en viss andel som vet eller delvis vet hvordan kapasitetsleddet fastsettes.

Til sammen indikerer svarene at totalt 50 prosent av befolkningen har kjennskap til hvordan kapasitetsleddet i nettleien fastsettes.

4.1.1 Informasjon om endringen

På spørsmål om respondentene hadde fått informasjon om omleggingen, var det om lag en tredjedel av utvalget som sier de fikk informasjon og satte seg inn i den. Ettersom spørreundersøkelsen er gjennomført flere år i etterkant av endringen, synes dette å være en relativt høy andel som huske å ha fått denne informasjonen.

Om vi deler utvalget inn i to grupper, hvor vi skiller mellom respondenter som sier de har kjennskap til endringen (gruppe 1) og de som sier de ikke har kjennskap til endringen (gruppe 2), er det store

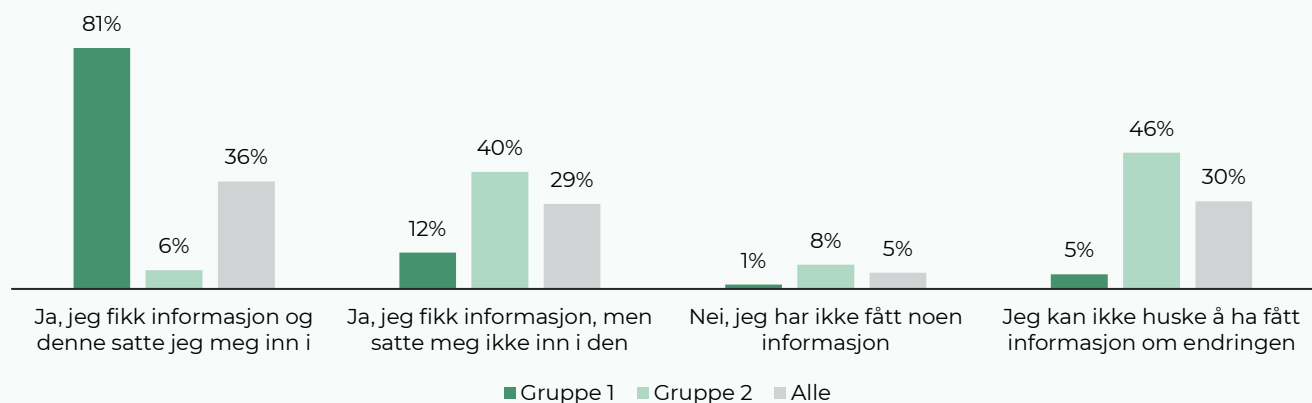
forskjeller mellom gruppene. Over 80 prosent av respondentene i gruppe 1 har fått og satt seg inn i informasjonen de fikk. Noen sier også at de fikk informasjon, men at de ikke satte seg inn i informasjonen.

Blant gruppen som sier de ikke har kjennskap til endringen, er det en relativt høy andel (40 pst.) som likevel sier at de fikk informasjonen. Flertallet i denne gruppen (46 pst.) kan derimot ikke huske å ha fått informasjon om endringen.

Basert på denne innsikten synes det å ha vært ganske bredt informert om endringen. Om lag to tredjedeler (65 pst.) av respondentene husker tre år senere at de har fått informasjon om endringen. Av de som ikke svarer at de har fått informasjon, er det for det store flertallet fordi de ikke kan huske å ha

Figur 4-6: Informasjon om endringen

I 2022 ble nettleiemodellen endret. Har du fått informasjon om denne endringen fra nettselskap eller strømleverandør?



Kilde: Oslo Economics og Respons Analyse

Gruppe 1: Respondenter som sier de har kjennskap til endringen i nettleiemodellen (n=423).

Gruppe 2: Respondenter som sier de ikke har kjennskap til endringen i nettleiemodellen (n=635).

fått informasjon. Ettersom det er gått tre år siden endringen, betyr ikke dette nødvendigvis at de ikke har fått informasjonen. Dette synes å være på linje med det vi har fått rapportert fra nettselskapene, hvor nettselskapene sier de har gjennomført informasjonskampanjer når endringene ble iverksatt.

4.1.2 Kjennskap til egne kostnader og kapasitetstrinn

Når det gjelder å følge med på strømgregningen og utgiftene til nettleien, er det en ganske stor andel som ikke vet hvilket kapasitetstrinn de er i og hvilke kostnader de blir fakturert for. Til sammen er det om lag to tredjedeler som ikke vet dette. Her synes det imidlertid også å være en klar forskjell mellom de to gruppene.

Blant gruppen som ikke har kjennskap til endringen svarer en svært høy andel (over 80 pst.) at de ikke vet hvilket kapasitetstrinn de er i og hva de ble fakturert forrige måned. For gruppen med kjennskap til endringen og nettleiemodellen, er det om lag 40 pst. som ikke vet.

Selv om flere i gruppen med kjennskap til endringen, vet hvilket kapasitetstrinn de er i, observerer vi at det er en ganske høy andel som ikke vet det. På totalen observerer vi at det er en større andel som ikke vet hvilket kapasitetstrinn de er i, enn respondenter som kjenner til hvordan nettleien fastsettes. Det vil si, selv om man kjenner til hvordan nettleien fastsettes, følger man ikke nødvendigvis med på hvilket trinn man er i og hvordan det påvirker kostnadene.

4.2 Hvilke respondenter har kjennskap til modellen?

Ved hjelp av bakgrunnsvariabler kan vi se nærmere på hva som kjennetegner respondentene som sier de har kjennskap til endringen og til modellen.

Det synes å være en klar sammenheng mellom respondentenes kjennskap til endringen, og strøm- og effektforbruket til respondentene. Vi ser for eksempel at gruppen med kjennskap til endringen er overrepresentert blant respondenter som sier de

har elbil. Se Figur 4-7. Videre ser vi at også respondenter som bor i enebolig og eller rekkehus, og respondenter som har investert i løsninger for å spare strøm også i større grad har kjennskap til nettleiemodellen.

Vi har videre undersøkt om forhold som kjønn, alder, utdanning eller landsdel har betydning for kjennskapet til modellen.

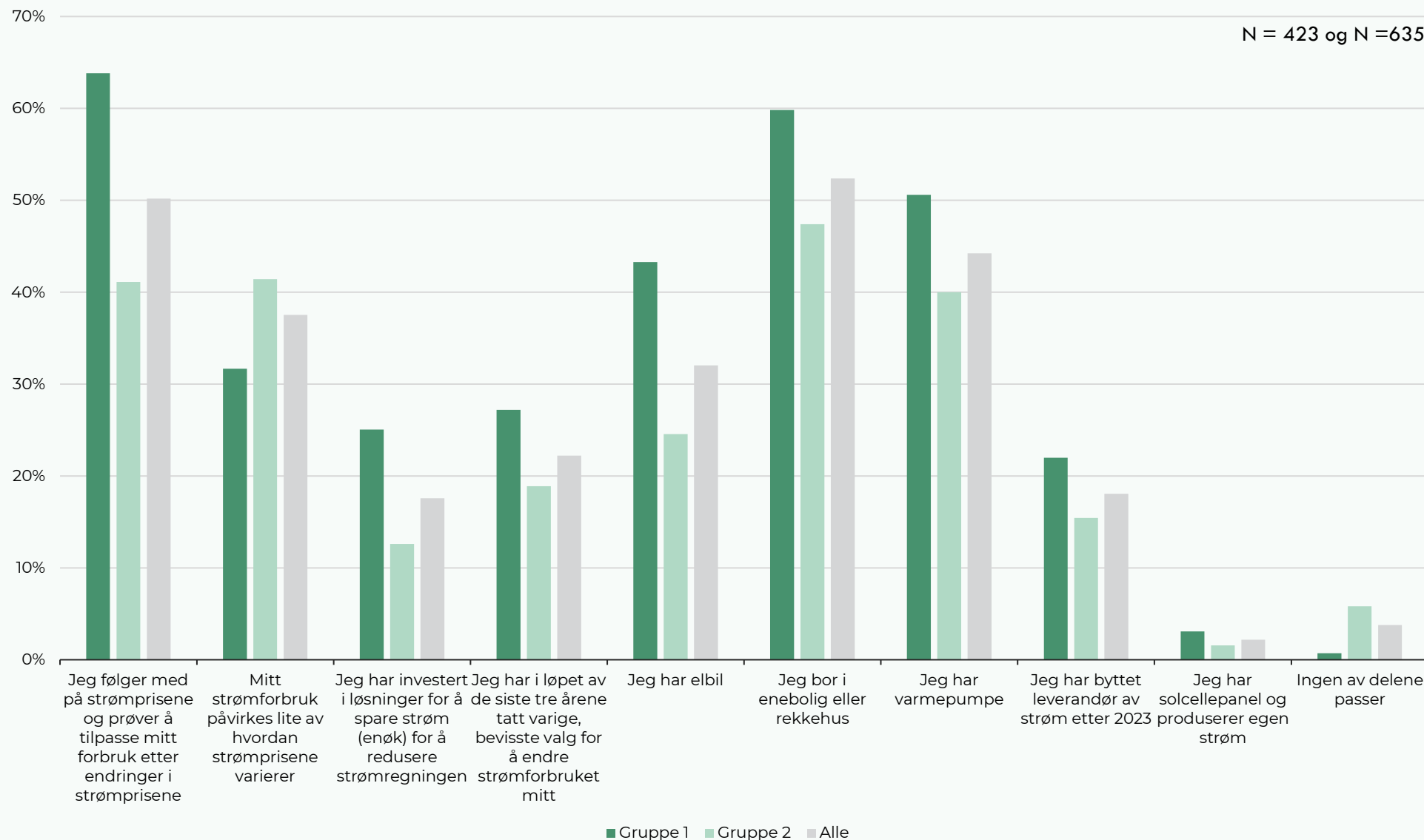
Vi finner at kjønn har innvirkning på kjennskapet. En langt høyere andel menn har kjennskap til omleggingen, enn kvinner (48 pst. vs. 32 pst.). Av de som hadde kjennskap til omleggingen, er det også flere menn (77 pst. vs. 65 pst.) som svarer riktig på hva omleggingen besto i.

Alder synes også å ha noe betydning for hvilken gruppe respondentene selekterer seg inn i. Det er ingen statistisk forskjell mellom personer som er over 35 år, mens personer under 35 år i vesentlig mindre grad har kjennskap til forskriftsendringen. Trolig har dette sammenheng med andre variabler som påvirker nettleiekostnadene, blant annet om man har elbil og en større bolig.

Utdanning har tilsynelatende ingen effekt på personers kjennskap til nettleiemodellen. Ved å se på inntektsnivåene mellom ulike inntektsgrupper har personer med under 800 000 i inntekt noe mindre kjennskap til modellen enn gjennomsnittet, mens personer med over 800 000 i inntekt har noe mer kjennskap til endringen. Det er ikke åpenbart hva dette kommer av, men en teori er at det er relatert til høyere strøm- og effektforbruk og dermed høyere insentiver til besparelser i nettleien.

Det er lite systematiske forskjeller mellom kjennskap til nettleiemodellen og ulike fylker/ prisområder. I forkant av undersøkelsen hadde vi en hypotese om at respondentene i Nord-Norge ville ha bedre kjennskap til omleggingen. Teorien var at i områder med lavere strømpriser ville det i større grad være kjennskap til modellen, fordi nettleien relativt sett utgjør en større andel av strømgregningen. Besvarelsene fra respondentene gir ikke støtte for denne hypotesen – det synes ikke å være noe høyere kjennskap til omleggingen i Nord-Norge enn det er i resten av landet.

Figur 4-7: Hvilke av følgende forhold knyttet til strømforbruk passer for deg? (flervalgsspørsmål, flervalgalternativer alle)



Kilde: Oslo Economics og Respons Analyse

Gruppe 1: Respondenter som sier de har kjennskap til endringen i nettleiemodellen (n=423).

Gruppe 2: Respondenter som sier de ikke har kjennskap til endringen i nettleiemodellen (n=635).

5. I hvilken grad har konsumentene muligheter og evne til å endre sin atferd?

Forbrukerne har i utgangspunktet gode muligheter til å tilpasse seg og redusere sine effekttopper, men evnen varierer. Det er krevende å manuelt tilpasse seg nettleiemodellen, og utnyttelse av potensialet for effektsparing krever både kunnskap, insentiver og tekniske løsninger.

Dersom konsumentene har riktige prissignaler og forstår prissignalene riktig, vil en vellykket tilpasning kunne føre til en samfunnsøkonomisk gevinst. Teknologi er en forutsetning for samfunnsøkonomisk gevinst ved tilpasningene, ettersom manuelle tilpasninger vil ha en stor kostnad for konsumentene, og trolig føre til relativt liten effektbesparelse. Kunnskap om hvordan teknologien fungerer og hvordan effektforbruk kan reduseres er også en forutsetning for å lykkes med å redusere det samtidige effektuttaket.

I dette kapittelet vurderer vi hvordan teknologiske løsninger kan forenkle og forbedre forbrukernes tilpasning til den nye nettleiemodellen med effektdifferensiert fastledd. Kapittelet bygger på prinsippene for laststyring og deretter beskrives potensialet for tilpasning, hvilke laster som er mest aktuelle å styre, og hvordan ulike aktører og teknologier kan bidra til å gjøre dette enklere for forbrukerne. Til slutt presenteres funn fra spørreundersøkelsen som viser hva husholdningene rapporterer om deres tilpasning til modellen.

5.1 Prinsipper for nettleieoptimering

Effektdifferensiert fastledd gir økonomiske insentiver til å redusere forbruk i de timene man typisk har høyest effektuttak. To hovedprinsipper for nettleieoptimalisering gjelder:

Flytting av last: Flytting av laster innebærer å flytte energikrevende aktiviteter til tidspunkter på døgnet med lavere belastning i nettet, hvor nettleien er lavere, eller for å holde seg under et bestemt effekttrekk. Dette krever enten aktiv styring fra forbrukeren eller gjennom bruk av automatiserte løsninger. Typiske flyttbare laster er laster hvor det ikke er tidskritisk at oppgavene ferdigstilles innenfor et lite, avgrenset tidsrom. Dette kan eksempelvis omfatte lading av elbiler eller bruk av oppvaskmaskiner, vaskemaskiner og tørketromler.

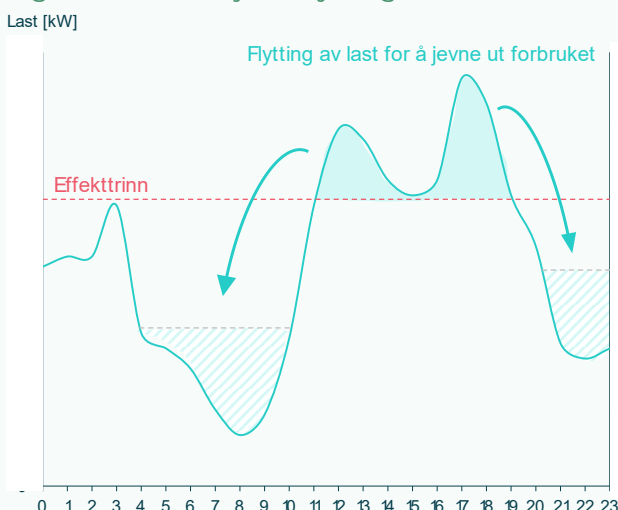
Struping av last: Struping av laster innebærer å redusere pådraget (effekten) fra enkelte laster og fordele disse lastene utover flere timer med et lavere effektpådrag. Dette kan for eksempel innebære å nedjustere ladeeffekten for lading av elbil. Dette fordrer imidlertid at lasten kan justeres trinnvis og ikke opererer binært (av/på).

5.2 Potensial for tilpasning

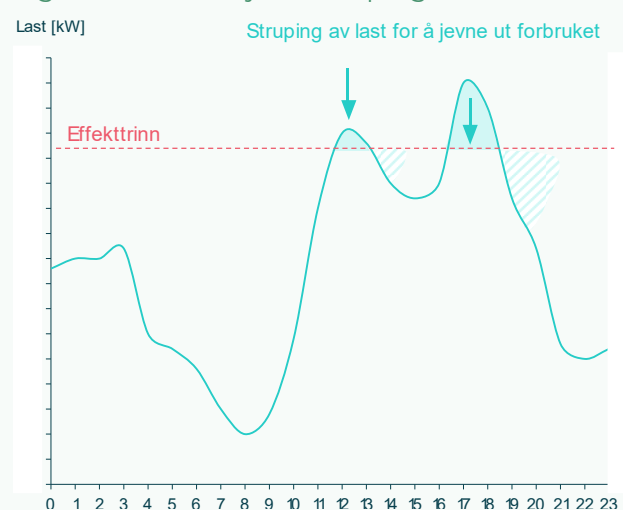
5.2.1 Aktuelle styrbare laster

Selv om nettleieoptimering i prinsippet kan gjøres manuelt av forbruker, er dette krevende i praksis. For å oppnå effektiv optimering kreves automatiserte løsninger. Disse må hente inn

Figur 5-1: Illustrasjon - flytting av last



Figur 5-2: Illustrasjon - struping av last



informasjon om nettleiemodellen i aktuelle nettområdet, og koble dette mot et sanntidsbilde av samlet forbruk, for videre å strupe eller flytte styrbare laster for å optimalisere nettleien. Avhengig av om man ser på husholdninger eller næringskunder er det ulike laster som fremstår som mest aktuelle:

Husholdningssegmentet: Eneboliger, rekkehus og leiligheter har en rekke ulike laster som i prinsippet har store muligheter for smart styring, men som i varierende grad har utbredelse i dag og/eller hvor potensialet er utnyttet. De mest aktuelle styrbare lastene i dette segmentet inkluderer:

- Elbillading
- Varmtvannsberedere
- Panelovner og varmepumper
- Ventilasjonssystemer

Næringssegmentet: I små og mellomstore næringsbygg, særlig innen varehandel, kontor, verksted og lager/logistikk, finnes det flere installasjoner med høyt og konsentrert effektuttak. Det gjør det mulig og relevant å styre forbruk for å optimere nettleien. Sammenlignet med husholdningssegmentet finnes det større og mer kraftkrevende installasjoner:

- Lading eller flåtelading av elbiler
- Mekanisk ventilasjon med varmegjenvinning
- Kjøling og prosessvarme
- Ventilasjon med varmegjenvinning

I det videre fokuserer vi på husholdningssegmentet, ettersom det er hovedfokus for vår analyse. I vedlegg 2 har vi imidlertid også inkludert noen nærmere vurderinger for næringssegmentet.

5.2.2 Aktører som bidrar med teknologier for nettleioptimering

Den nye nettleiemodellen gir forbrukerne økonomiske incentiver til å unngå høyt effektuttak i enkelttimer. Kostnaden bestemmes av døgnmaks per måned, definert som den timen i et døgn der forbruket er høyest. Dette stiller nye krav til teknologier og aktører som kan hjelpe forbrukerne med å overvåke, styre og fordele strømforbruket over døgnet. I dette kapitlet beskrives nøkkelaktører og teknologier, hvilke produkter de tilbyr, hvor de er plassert i verdikjeden, og hvilken målgruppe de typisk retter seg mot.

Strømleverandører

Strømleverandørene tilbyr strøm til sluttkundene og har gjennom dette et tett kundeforhold. I tillegg til fakturering og kraftleveranse, tilbyr flere leverandører i dag apper og digitale løsninger som gir forbrukerne innsikt i eget forbruk og mulighet

for enkel laststyring. Enkelte aktører tilbyr også direkte styring av elbillading og varmeløsninger basert på strømpriser eller bruksmønster. Dette gir strømleverandørene en viktig rolle som bindeledd mellom sluttbrukeren og teknologien som muliggjør tilpasning til nettleiemodellen.

Plassering i verdikjeden: Sluttleverandør av strøm, med kundedata, fakturering og apper.

Rolle: Strømleverandørene har en direkte relasjon til sluttkunden og tilbyr i økende grad teknologiske verktøy for å forstå og påvirke strømforbruk.

Typiske aktører:

- Tibber: Digital strømleverandør med sterkt fokus på smartstyring og reduserte strømkostnader. Tilbyr sanntidsstyring og integrasjon med smarte enheter (Zaptec, Mill, Heatit, NIBE, og en rekke elbilmerker).
- Fjordkraft, Fortum, Ishavskraft mfl.: Tilbyr apper med forbruksoversikt og støtte for smartlading eller varmestyring i varierende grad.

Produkter/teknologier:

- Mobilapper med strømpris og forbruksvarsling
- API-integrasjon mot smarthusløsninger
- Automatisert lading og varmestyring

Målgruppe: Husholdninger og små næringskunder – retter seg spesielt mot de teknologiinteresserte som har store styrbare laster som elbiler og betydelig elektrisk oppvarming eller solcelleproduksjon.

Komponent- og utstyrsleverandører

Disse aktørene leverer maskinvare som muliggjør fysisk styring av strømforbruk. Dette omfatter blant annet smarte elbilladere, termostater, varmtvannsstyring og smarthusløsninger. Slike komponenter gjør det mulig å flytte eller strupe last i praksis, og er dermed sentrale for effektiv tilpasning til nettleiemodellen. De fleste løsningene kan styres manuelt via app eller settes opp med automatiserte regler.

Plassering i verdikjeden: Leverandør av maskinvare (hardware) som kan styre strømforbruk.

Rolle: Disse aktørene produserer og selger fysiske komponenter som muliggjør styring av strømforbruk – enten direkte eller via smarthusystemer.

Typiske aktører:

- Zaptec, Easee, Wallbox – Smarte elbilladere med styring basert på tid, pris eller API-integrasjoner.

- Figur 5-3: Egenskaper og forhold ved de mest aktuelle elektriske lastene i husholdningssegmentet som påvirker mulighetene for optimalisering av nettleien.

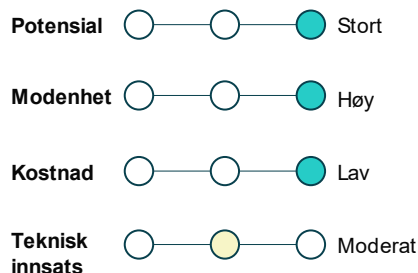
Husholdningssegmentet – Vurdering av aktuelle elektriske laster sine muligheter for å optimalisere forbruk basert på ny nettleiestructur.

Elbillading

Hvorfor egnet: Elbillading utgjør ofte den største enkeltlasten i husholdninger som har anskaffet elbil, gjerne 7–11 kW. Lasten er også svært fleksibel i tid. Smarte ladebokser kan legge til rette for både struping av laster og flytting av forbruk til andre tider på døgnet.

Teknologi: Smarte ladere (f.eks. Easee, Zaptec, Wallbox) gir mulighet for planlagt lading, lastbalansering og integrasjon med strømpris og effektstyring via API.

Utbredelse: Per 2024 er det over 700 000 elbiler i Norge. Mange nye ladebokser har støtte for smartlading, men funksjonen brukes i praksis hovedsakelig for spotprisoptyimalisering – ikke for å redusere nettleien.

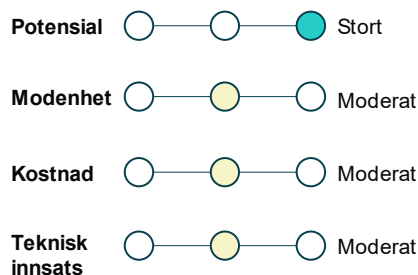


Varmtvannsberedere

Hvorfor egnet: Har et stort innebygd varmelager (vann) som kan varmes når det er lavere belastning i nettet. Lastene utgjør gjerne 2–7 kW avhengig av varmtvannsbehovet i boligen og utstyrets alder.

Teknologi: Nye varmtvannsberedere kan selges med integrert smartfunksjonalitet. Eksisterende beredere kan enkelt utrustes med smartstyring gjennom relé, kontaktor og/eller integrasjon i smarthjemssystemer.

Utbredelse: Lav. Majoriteten av boliger har egne varmtvannsberedere og svært mange av disse potensiale for ettermontering.

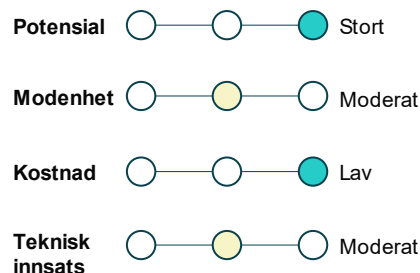


Panelovner og varmepumper

Hvorfor egnet: Oppvarming er forutsigbart og mulig å forskyve kortvarig uten merkbar komfortendring. Majoriteten av boliger er utstyrt med panelovner og/eller varmepumper. Effektområde 1–8 kW.

Teknologi: Smarte ovner, varmepumper med appstyring og integrerte løsninger fra strømleverandører.

Utbredelse: Moderat i nyere bygg, lav i eldre boliger uten smarthuskomponenter.

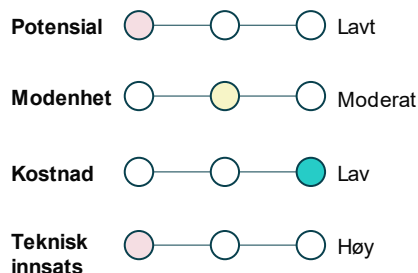


Ventilasjonsanlegg

Hvorfor egnet: Systemer med stor termisk treghet (betong, vannbårne systemer) kan justeres kortvarig. Smarte ventilasjonsanlegg kan legge til rette for både struping av laster og flytting av forbruk til andre tider på døgnet. Effektområde: 0,5–2 kW.

Teknologi: Typisk styrt av SD-anlegg eller produsentens egne systemer, noen med mulighet for ekstern kontroll.

Utbredelse: Begrenset til moderne eneboliger og rekkehus/leilighetsbygg.



- Mill, Adax, Heatit – Smarte ovner og termostater som kan regulere varme automatisk.
- CTM Lyng, Futurehome, Homey, Sensio – Smarthusplattformer med støtte for automatisert styring av lys, varme, bereder og elbillading.

Produkter/teknologier:

- Smarte elbilladere med lastbalansering
- Termostater med nattsenking og fjernstyring
- Reléer og kontaktorer for varmtvannsstyring
- Smarthussentraler og styringsgrensesnitt

Målgruppe:

- Teknologimodne husholdninger
- Boliger med elektrisk oppvarming og elbil
- Mindre næringsbygg med behov for enkel automasjon

Aggregatorer og fleksibilitetsoperatører

Aggregatorer samler fleksibilitet fra mange mindre aktører og koordinerer dette for bruk i energimarkedene eller i direkte dialog med nettselskaper. Selv om mange i dag fokuserer på spotpris- eller balansemarkeder, er teknologien deres fullt ut anvendbar for lokal effektoptimalisering og tilpasning til effektledet. Disse aktørene tilbyr plattformer og styringsverktøy som kan aktivere fleksibilitet på tvers av små sluttbrukere.

Plassering i verdikjeden: Mellomledd mellom sluttbruker og kraft-/balansemarkedet, eller nettoperatørene.

Rolle: Samler fleksibilitet fra mange små aktører og tilbyr den samlet som et produkt i energimarkedene (for balanse, kapasitetsreserver eller lokale nettjenester).

Typiske aktører:

- Hafslund Fleksibilitetstjenester og Entelios (Agder Energi): B2B-leverandør som kobler fleksible laster til balansemarkedet.
- Tibber og Watts: Retter seg også mot fleksibilitetsmarkedet med små kunder via styring av elbillading og varme.
- Enfo, Nodes: Operatører av markedsplasser og aggregeringssystemer for lokal fleksibilitet.

Produkter/teknologier:

- Virtuelle kraftverk
- Plattformer for koordinert styring av laster
- Dynamiske styringssignaler basert på pris eller effektgrense

Målgruppe: Teknologisk avanserte husholdninger og næringsaktører som ønsker økonomisk gevinst ved å gjøre lasten sin fleksibel.

5.2.3 Samlet potensial

Nye teknologiske løsninger har et betydelig potensial for å redusere forbrukstopper og dermed bidra til målet med effektdifferensiert fastledd:

- Teknologi kan forenkle kompleksiteten i forbrukernes beslutninger og senke barrieren for tilpasning.
- Teknologien må være enkel å ta i bruk og kreve få/ingen manuelle beslutninger
- Størst gevinst finnes hos kunder med høyt forbruk, særlig innen elektrisk oppvarming og elbillading.
- Effektiv utnyttelse krever bedre informasjon, økonomiske incentiver og videre utvikling av automatiserte styringssystemer.
- Tilskuddsordninger fra aktører som Enova og kommuner kan utløse investeringer i riktige løsninger.

Tabell 5-1 på neste side viser at husholdningskunder har et betydelig, men differensiert potensial for å redusere døgnmaks gjennom aktiv styring av spesifikke laster. Det samlede effektpotensialet – altså hvor mange kilowatt som faktisk kan forskyves eller strupes i løpet av døgnet – anslås å variere mellom ca. 6,5 og 12 kW for husholdninger.

Dette betyr at en kunde som i dag har et døgnmaks på f.eks. 12 kW i teorien kunne redusere det med 40–60 %, gitt at riktige teknologier er installert, lastene er tilstrekkelig automatiserte eller styrbare, og kunden er motivert til å utnytte muligheten.

For husholdninger er det særlig elbillading som utmerker seg som den mest fleksible og høyest prioriterte lasttypen. En enkelt elbil med 7–11 kW ladeeffekt kan i stor grad flyttes til natt eller andre tider på døgnet, og dermed gi betydelig reduksjon i døgnmaks – spesielt hvis ladingen skjer samtidig med andre store laster som varmtvann og oppvarming. Dette forutsetter dog at ladingen skjer hjemme og at kunden benytter smartlader med aktiv styring.

Varmtvannsberedere har også et høyt styringspotensial. De har innebygd lagringskapasitet og kan i praksis varmes opp på valgfritt tidspunkt uten at brukeren merker det – gitt at de teknologiske løsningene er til stede. Dette gjør varmtvannsberedere ideelt for effektstyring.

Elektrisk oppvarming, som ofte utgjør den største andelen av det totale strømforbruket, har noe lavere, men fortsatt betydelig potensial for effektstyring. Spesielt i nyere eller godt isolerte

Tabell 5-1: Oppsummering av egenskaper og forhold ved de mest aktuelle elektriske lastene i husholdningssegmentet som påvirker mulighetene for optimalisering av nettleien.

Lasttype	Effektområde	Styrings- potensial	Utbredelse av styring	Potensial for fastledd- reduksjon	Samlet effektpotensial
Elbillading	7–11 kW	Svært høy	Økende	Svært høyt	4–6 kW
Varmtvannsbereder	2–7 kW	Høy	Lav til moderat	Høyt	1–2 kW
Oppvarming	1–8 kW	Moderat til høy	Moderat	Moderat til høyt	1–3 kW
Ventilasjon	0,5–2 kW	Moderat	Begrenset	Moderat	0,5–1 kW

boliger, der temperaturen ikke faller raskt, kan man kutte topper med kortvarige temperaturjusteringer.

Konklusjon

Husholdningskundene har flere høyintensive laster, men varierer sterkt i teknologisk modenhet og vilje til å styre forbruk. Vi finner at det er et betydelig potensial for forbrukerne til å flytte eller strupe last.

Den største barrieren for realisering av potensialet er ikke teknologien i seg selv, men manglende:

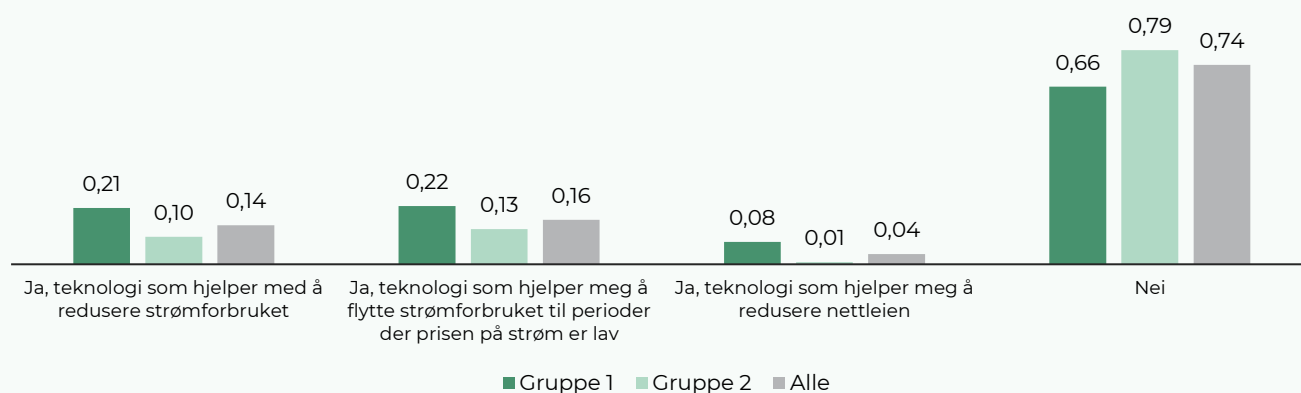
- kobling mellom teknologi og prismodell (f.eks. at mange smarte styringsystemer i dag optimaliserer for spotpris, ikke effekt)
- brukerforståelse og motivasjon
- økonomiske insentiver, gitt dagens nivå på fastleddsprisene.

Effektiv utnyttelse av dette potensialet vil derfor kreve:

- styrket veiledning og bevisstgjøring av kundene
- bedre grensesnitt og styringslogikk i teknologiene
- eventuelle støtteordninger eller insentiver for å installere styrbare løsninger

Figur 5-4 viser hvilken tilgang det landsrepresentative utvalget rapporterer når det gjelder tilgang til teknologi. Av totalen er det om lag en fjerdedel som har tilgang til teknologi som optimaliserer strømforbruk, men kun en liten andel har tilgang til teknologi som kan hjelpe med å redusere nettleien.

Figur 5-4: Har du tilgang til noen teknologi som hjelper deg å optimalisere strømforbruket? (flervalg)



Kilde: Oslo Economics og Respons Analyse

Gruppe 1: Respondenter som sier de har kjennskap til endringen i nettleiemodellen (n=423).

Gruppe 2: Respondenter som sier de ikke har kjennskap til endringen i nettleiemodellen (n=635).

5.3 Rapportert tilpasning til forskriftendringen

I spørreundersøkelsen har vi spurt respondentene om innføringen av kapasitetsleddet har påvirket deres strømforbruk. Spørsmålet ble formulert litt ulikt, avhengig av om respondenten kjente til (gruppe 1) eller ikke kjente til omleggingen (gruppe 2). Spørsmål og svar er oppsummert i figurene på neste side.

Respondenter med kjennskap til endringen (gruppe 1)

I gruppe 1 er det, som vist i Figur 5-5, en stor andel som har respondert på forskriftsendringen. Nesten tre fjerdedeler (71 pst.) sier at endringen har påvirket deres strømforbruk. 65 prosent svarer at endringen har påvirket strømforbruket ved at de har redusert det samtidige strømforbruket, noe som er et av hovedmålene med omleggingen, og som tilsvarer 26 prosent av hele utvalget. En optimistisk tolkning av dette innebærer dermed at en fjerdedel av befolkningen har endret sitt strømforbruk som følge av forskriftsendringen. Videre ser vi at også en god andel av gruppe 1 (22 prosent) rapporterer at de bruker mer strøm natt og kveld, og har redusert forbruket på dagtid, mens 10 prosent rapporterer å ha redusert strømforbruket som resultat av omleggingen.

Selv om en betydelig andel av gruppe 1 har endret strømforbruket, er det også en betydelig andel (28 pst.) som ikke har endret strømforbruket som følge av endringen. Blant disse respondentene som ikke har tilpasset seg endringen, svarer om lag halvparten (52 pst.) at grunnen er at de aldri brukte mer strøm enn de trengte før omleggingen, og at de dermed ikke har hatt muligheten til å legge om strømforbruket. Videre er det en femtedel (20 pst.) som synes at de økonomiske gevinstene er for små, og en tilsvarende andel (24 pst.) synes at det er vanskelig å tilpasse seg endringen.

Oppsummert har gruppen med kjennskap til endringen i stor grad forsøkt å tilpasse seg prissignalene i nettleiemodellen. Det er allikevel en del av denne gruppen som ikke har tilpasset seg (28 pst.). Av de som ikke har tilpasset seg er det mange som aldri brukte mer strøm enn nødvendig før endringen, som synes tilpasning er vanskelig eller

som synes den økonomiske gevinsten ved tilpasning er for liten.

Respondenter uten kjennskap til endringen (gruppe 2)

For gruppe 2 er det, som vist i Figur 5-7, om lag en tredjedel (29 pst.) som sier at kapasitetsleddet påvirker deres strømforbruk. Dette utgjør 17 pst. av det totale utvalget. Av de som tilpasser seg så rapporterer de fleste at de prøver å begrense hvor mye strøm de bruker samtidig. Dette er en positiv indikasjon på måloppnåelsen.

En omtrent like stor andel (28 pst.) rapporterer at strømforbruket ikke påvirkes av kapasitetsleddet. Årsakene til dette synes å være ganske sammensatt blant befolkningen, se Figur 5-8. En relativt høy andel av disse respondentene (27 pst.) sier den økonomiske gevinsten er for liten. De andre årsakene er knyttet til at det krevende å vite hva som er de riktige tilpasningene eller at de ikke vet hva de betaler i nettleie.

Videre er det i denne gruppen en høy andel (43 pst.) som sier at de ikke vet om kapasitetsleddet har betydning for deres strømforbruk.

Innad i gruppe 2 kan vi skille mellom respondenter som har kjennskap til kapasitetsleddet og respondenter som ikke har kjennskap til kapasitetsleddet. Respondenter med kjennskap til nettleiemodellen ser ut til å tilpasse seg i større grad enn de uten slik kjennskap.

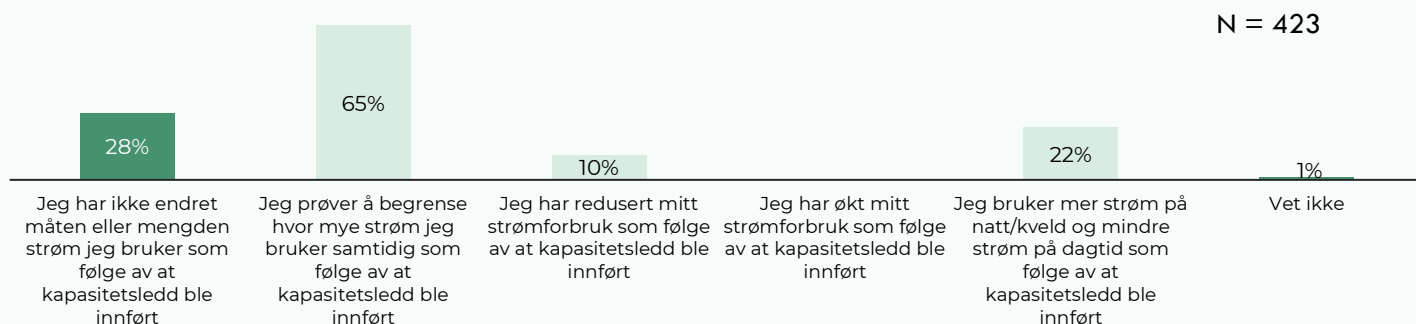
Oppsummert om rapportert tilpasning

Om lag 40 pst. av respondentene sier at de tilpasser sitt strømforbruk til kapasitetsleddet i nettleien. Sammen med at det er et betydelig potensial for effektivisering, indikerer dette at det blant befolkningen er betydelige muligheter og at mange har evne til å respondere endringer i nettleiemodellen.

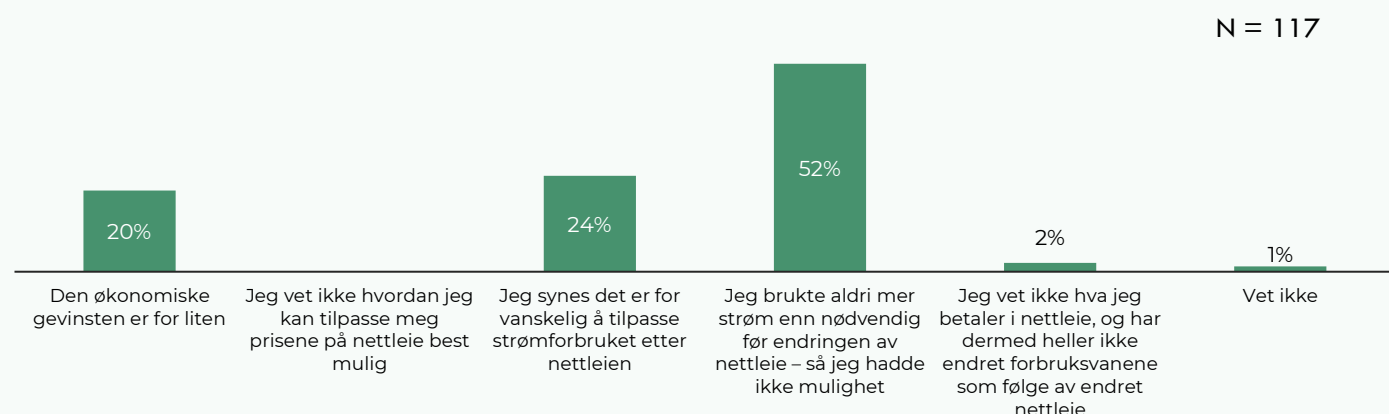
Selv om mange sier at de tilpasser seg, er det også mange som tilsynelatende synes det er vanskelig å tilpasse seg eller som i liten grad forholder seg til kapasitetsledd og nettleieproblematikk.

I neste kapittel ser vi nærmere på i hvilken grad man kan finne igjen rapporterte forbruksendringer i analyser av forbruksdata.

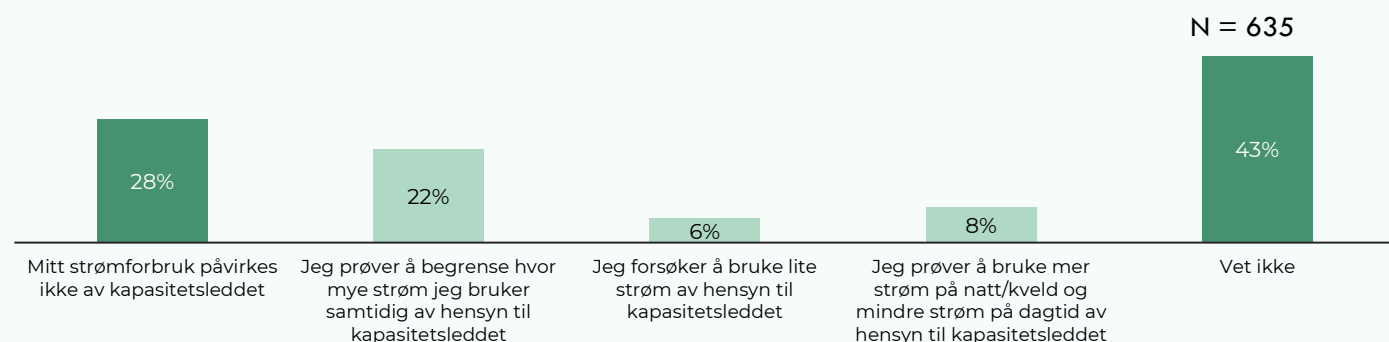
Figur 5-5: Spørsmål til respondenter med kjennskap til endringen (**gruppe 1**): Har endringen påvirket ditt strømforbruk på noen av følgende måter? (flervalgsspørsmål, flervalgalternativer markert i lysegrønn)



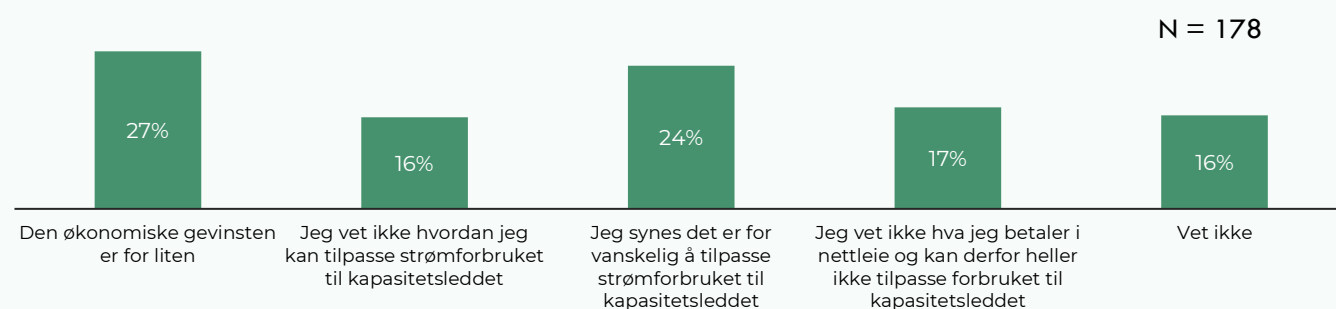
Figur 5-6: Hva er den viktigste årsaken til at du ikke har endret ditt strømforbruk etter innføringen av kapasitetsledd?



Figur 5-7: Spørsmål til respondenter som ikke har kjennskap til endringen (**gruppe 2**): Har kapasitetsleddet betydning for ditt strømforbruk? (flervalgsspørsmål, flervalgalternativer markert i lyseblå)



Figur 5-8: Hva er den viktigste årsaken til at kapasitetsleddet ikke påvirker ditt strømforbruk?



6. I hvilken grad har konsumentene endret sitt forbruksmønster etter forskriftsendringen?

Analysen av Elhub data finner i liten grad indikasjoner på at konsumentenes forbruksmønster har blitt vesentlig endret etter forskriftsendringen. Nettselskapene har sett en bevegelse mellom ulike kapasitetstrinn, og anslår at en liten andel (ca 5 pst) av konsumentene har endret forbruksmønster i vesentlig grad.

For å vurdere om forskriftsendringen har ført til endringer i konsumentenes forbruksmønster har vi gjennomført en analyse av Elhub data, samt sett til nettselskapenes innsikt og analyser av kundenes forbruksmøter.

6.1 Analyser av Elhub-data

I dette delkapittelet analyserer vi data fra Elhub, for å vurdere konsumentenes tilpasning til forskriftsendringen. Spørreundersøkelsen gir innsikt i forbrukernes bevissthet og tilpasning til den nye nettleiemodellen, mens Elhub-dataene kan si noe om i hvilken grad forbrukernes tilpasning har ført til reelle forbruksendringer. Formålet har vært å undersøke om det finnes tegn til faktiske endringer i forbruksmønsteret etter innføringen av modellen 1. juli 2022.

Analysen er i hovedsak deskriptiv og bygger på timesdata aggregert på kommune-, prisområde- og nasjonalt nivå. Med utgangspunkt i døgnprofiler og forbruk i definerte tidsintervaller – som høylast (06–09 og 16–19), lavlast (natt) og helg – vurderer vi om det kan observeres endringer i atferd som kan tilskrives den nye tariffstrukturen. Det er samtidig viktig å understreke at forbruk påvirkes av flere faktorer, som temperatur, strømpris, ferieavvik og husholdningsstruktur, og det er derfor metodisk krevende å isolere effekten av selve nettleiemodellen.

Basert på begrensningene i datagrunnlaget, og for å kunne støtte øvrige funn på en best mulig måte, har vi valgt en hypotesebasert tilnærming til forbruksanalysene. Mer om datagrunnlaget og de enkelte hypotesetestene følger i de neste delkapitlene.

6.1.1 Datagrunnlag og analytisk tilnærming

Analysene i dette kapittelet bygger på offentlig tilgjengelige forbruksdata fra Elhub. Datasettet strekker seg fra april 2021 til 2025 og inneholder aggregerte timesverdier for strømforbruk (kWh/time), fordelt på flere geografiske og funksjonelle nivåer: nasjonalt nivå, kommune, prisområde og forbruksgruppe.

Forbruksgruppene er delt i tre kategorier:

- Privat: husholdningskunder
- Forretning: tertiærnærings (handel, tjenesteyting mv.)
- Industri: primær og sekundær industri

Detaljert beskrivelse av gruppene finnes på Elhub sine nettsider (Elhub, u.d.).

Datagrunnlaget gir ikke tilgang til individuelle målepunkter eller kundeidentifikasjon, men gir aggregert informasjon med timesoppløsning. Dette setter noen føringer for analysene, blant annet at det ikke er mulig å isolere kunder med årsforbruk under 100 000 kWh direkte. Vi antar likevel at privatkunder i all hovedsak faller under denne grensen, og at de utgjør det mest relevante segmentet når det gjelder tilpasning til ny nettleiemodell. Små næringskunder med lavt forbruk inngår også i datagrunnlaget, men det er i dag lav modenhet i markedet for bruk av teknologi som muliggjør aktiv tilpasning til effekttariffer i dette segmentet. Slike kunder har i liten grad tilgang til styringssystemer eller incitamenter for å optimalisere forbruket etter nettleiemodellen. Det er derfor vurdert som lite hensiktsmessig å gjennomføre separate analyser av denne gruppen. omtaler dette nærmere, med fokus på teknologiutbredelse og markedsmodenhet.

For å vurdere eventuelle endringer i forbruksmønster over tid er det valgt ut to sammenlignbare perioder: to uker i slutten av august 2021 (ca. ett år før innføringen av ny modell) og to uker i august 2023 (ett år etter innføringen). Perioden er valgt fordi den ligger utenfor hovedferieavvikling og normalt kjennetegnes av stabile og lave strømpriser. Den gir dermed gode forutsetninger for å undersøke mulige effekter av nettleiemodellen, med mindre påvirkning fra temperatur og pris.

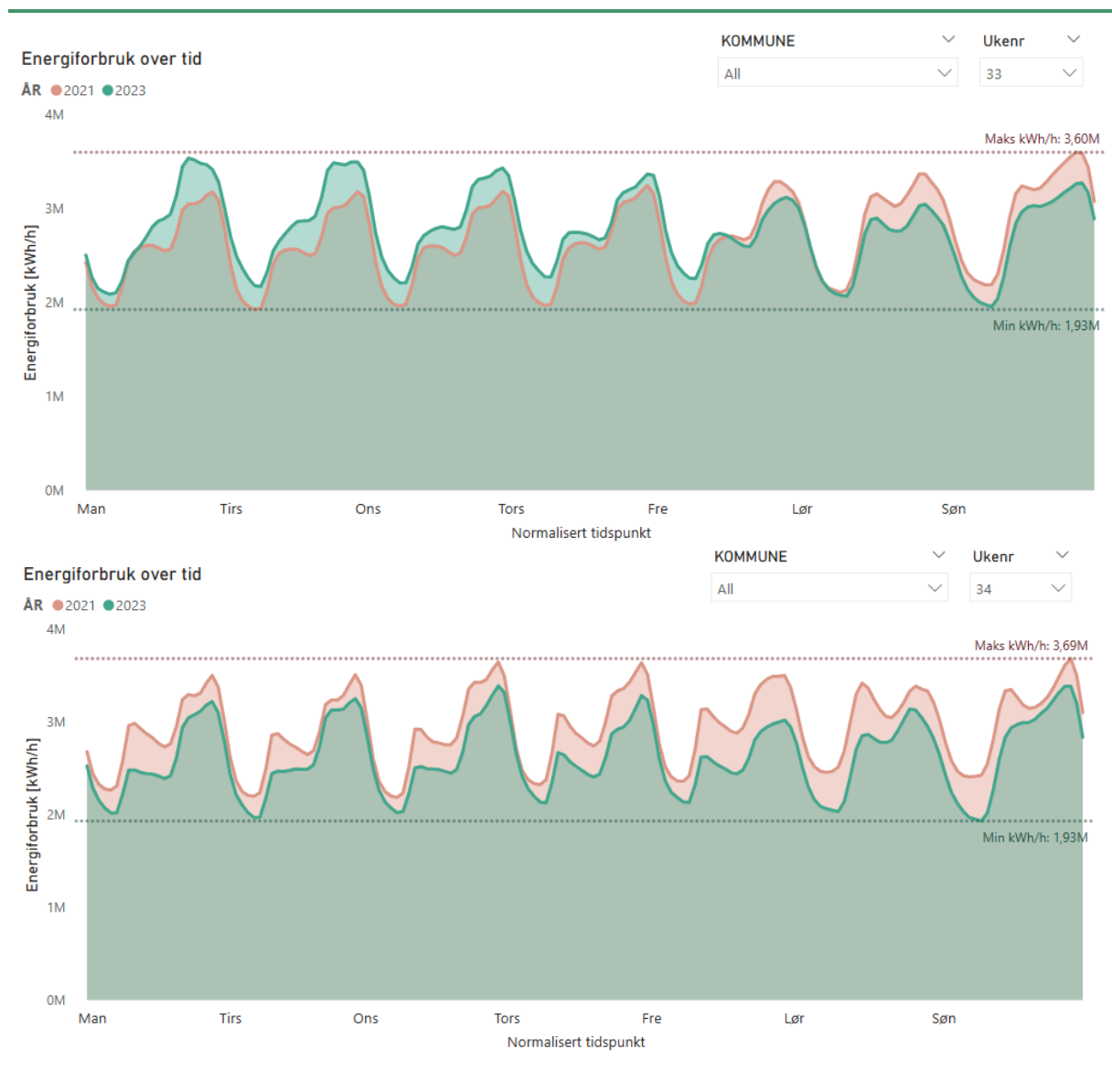
Analysene er gjennomført som deskriptive sammenligninger i Power BI, og baserer seg på visuell vurdering av døgnprofiler (kWh/time), samt vurdering av endringer i total energimengde og antall målepunkter. For å identifisere eventuell tilpasning undersøkes spesielt om energiforbruket over døgnet er flyttet bort fra høylasttimer (kl. 06–09 og 16–19) og over i lavlastperioder (f.eks. natt og helg). En mulig indikasjon på tilpasning er dersom energimengden er stabil, men maksimalt effektuttak er redusert og flyttet til andre tider på døgnet. De deskriptive analysene er supplert med statistiske analyser for å undersøke endring i varians og forflytning av forbruk fra høylasttimer.

6.1.2 Forbruksendring for husholdninger

Et av hovedmålene med den nye nettleiemodellen er å gi insentiver til å redusere effektuttaket i høylastperioder og dermed bidra til bedre utnyttelse av strømnettet. For husholdninger innebærer dette at forbruk flyttes fra tidsintervaller med typisk høy effektbelastning på nettet (typisk kl. 06–09 og 16–19 på hverdager) til lavlasttimer, som natt og helg. For å vurdere om det på nasjonalt nivå har skjedd en slik endring, analyseres den aggregerte Elhub-dataen og følgende hypotese benyttes i analysen:

Hypotese: Kunder har i større grad flyttet forbruk bort fra høylasttimer (6-9, 16-19) til lavlasttimer og helg.

Figur 6-1: Energiforbruk for husholdningskunder for alle kommuner



Forbrukskurvene for de to analyseukene viser et tilnærmet likt døgnmønster i 2021 og 2023. Toppene i forbruk oppstår på kveldstid, omtrent kl. 21, og dette mønsteret ser ut til å være stabilt på tvers av år. Høylastperiodene på morgen og ettermiddag viser ingen systematisk nedgang i forbruk relativt til resten av døgnet, og det er heller ikke tegn til at mer forbruk er flyttet til natt eller helg. Totalt energiforbruk for de to ulike periodene har en endring på under 10% mellom årene, med lavere forbruk i 2023. Selv om det totale energiforbruket er noe lavere i 2023 enn i 2021, fremstår forskjellen som en generell reduksjon snarere enn en indikasjon på at forbruk er flyttet i tid. Også forholdet mellom effekttopp og -bunn er relativt konstant i begge perioder.

For å teste hypotesen mer eksplisitt, er det gjennomført en statistisk sammenligning av forbruksfordelingen mellom høylasttimer og øvrige timer i uke 33 og 34, før og etter innføringen av ny nettleiemodell. Det er benyttet en 2×2 -kontingenstabell med høylast- og øvrige timer, og chi-kvadrat-test (χ^2) for å undersøke uavhengighet. Begge uker gir svært lave p-verdier ($p < 0,001$), det vil si at fordelingen mellom høylast og øvrige timer har endret seg på nasjonalt nivå. Endringene er likevel små i absolutte termer, og går i ulik retning:

- Uke 33: høylastandelen øker fra 18,1 % til 18,7 % (+0,7 pp).
- Uke 34: høylastandelen synker marginalt, 18,8 % → 18,5 % (-0,3 pp).

For begge ukene er det en nedgang i helgeforbruk, som i hovedsak ser ut til å ha blitt erstattet av økt forbruk i lavlasttimer på ukedager. Det fremstår derfor ikke som at forbruk er flyttet systematisk bort fra høylasttimer. Resultatene gir dermed begrenset støtte til hypotesen. Selv om forskjellene er statistisk signifikante, er endringene små i faktisk andel og retningen varierer mellom ukene. Det tyder på at husholdningenes forbruksmønster i stor grad er stabilt, også etter innføringen av ny nettleiemodell.

Hypotesen får dermed ikke støtte i dataen.

6.1.3 Forbruksendring for lading av elbiler

Elbillading representerer et betydelig fleksibilitetspotensial, særlig fordi ladingen kan forskyves i tid uten at det går ut over brukerens behov. Dersom husholdningene responderer på effektleddet i nettleien, vil det være hensiktsmessig å flytte elbillading bort fra ettermiddagstimen og over til natten, hvor både effektbehov og tariff er lavere.

Slike tilpasninger forutsetter både bevissthet og praktiske muligheter, og antas i større grad å være mulig for husholdninger med egen lader og målepunkt – typisk i eneboliger og rekkehus. Borettslag med felles infrastruktur og delte kostnader vil i mindre grad ha direkte insentiver. Effekten vil derfor være lettere å observere i kommuner med høy elbilandel kombinert med lavere befolkningstetthet og kjøretøybestand.

Hypotese: Kommuner med stor elbilandel har endring i forbruksmønster fra høylasttimer til natten for husholdningskunder.

Det er gjennomført analyser for fire kommuner som i 2022 hadde høy andel elbiler, både som andel av total bilpark og i nybilsalget: Hole, Gjerdrum, Ås og Vestby. Alle har en elbilandel mellom 20 og 40 %, og elbiler utgjorde over 80 % av nybilsalget. Dataene er hentet fra en kartlegging gjort for Viken fylkeskommune (Hafslund Rådgivning, 2023). Statens vegvesen sin oversikt over nullutslippskjøretøy viser at de samme kommunene hadde en total elbilandel på 22,2% i 2021 og 30,6% i 2023, med en total økning på 8,4 prosentpoeng (Statens vegvesen, 2025). I følge SSB utgjorde dette en økning på totalt rundt 2500 elbiler, hvor økningen var på nesten 1000 elbiler for Vestby alene (SSB, 2024). I høylasttimer kan dette utgjøre et effektforbruk på omtrent 1 MW, ved å anta 7 kW under lading og en samtidighet på 0,2.

Forbrukskurvene viser tydelig døgnvariasjon i begge perioder. Det er en markant forbruksoppgang fra kl. 15–16 og et tydelig toppunkt rundt kl. 21. På morgenkvisten sees et mindre, sekundært toppunkt rundt kl. 07–08. Dette mønsteret er stabilt fra 2021 til 2023, og det er ingen tegn til at forbruk er forskjøvet til natt eller helg. Samtidig har total energimengde gått noe ned, men uten at det ser ut til å skyldes endringer i døgnprofilen.

For å støtte observasjonene med statistiske metoder er det gjennomført to tester for hver kommune og uke. En F-test er brukt for å undersøke om forbruket er blitt jevnere fordelt over døgnet etter innføringen av ny nettleiemodell, ved å sammenligne variansen i timesverdier i 2021 og 2023. En lavere varians i 2023 vil kunne indikere at forbruket er mer fordelt i tid, for eksempel ved at elbillading forskyves til natt og fordeles over flere timer fremfor rask lading på ettermiddagen. Resultatene viser ingen statistisk signifikant reduksjon i varians i noen av kommunene i uke 33 eller 34 (p-verdi mellom 0,11 og 0,83). Det tyder på at forbrukskurven i disse kommunene har omtrent samme grad av døgnvariasjon som før.

Det er også gjennomført en chi-kvadrat-test (χ^2) for å undersøke om andelen av forbruk i høylasttimene (kl. 16–19) har endret seg relativt til øvrige timer. Her er det funnet signifikante forskjeller i fordelingen for flere kommuner, men endringene er små i absolutte tall:

- Uke 33: høylastandelen ligger på mellom 18,1% og 18,6%, og øker marginalt med mellom 0,1 pp og 0,5 pp.
- Uke 34: høylastandelen ligger på mellom 18,2% og 19,2%, og synker marginalt med mellom 0,3 pp og 0,7 pp.

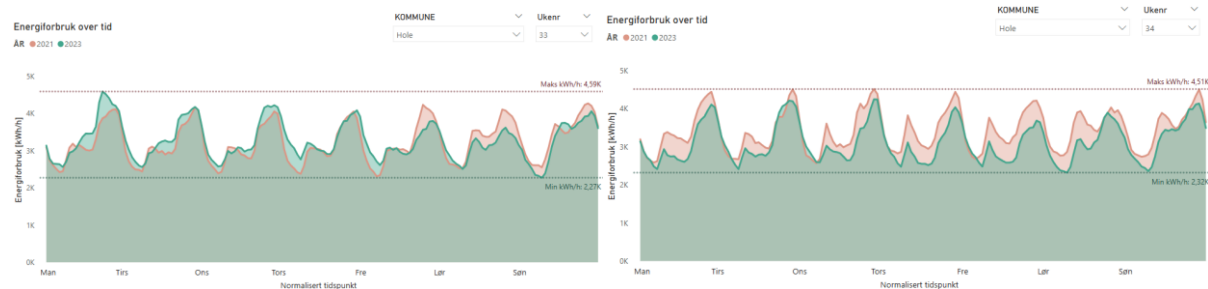
Basert på begge testene er det ingen tegn til at husholdningskunder i kommuner med høy elbilandel har endret forbruksmønsteret i tråd med hypotesen. Selv om elbillading i prinsippet gir fleksibilitet, tyder resultatene på at eventuelle endringer i praksis enten er små, ujevnt fordelt eller uteblir. Hypotesen om at forbruk er forskjøvet fra

høylast til natt får dermed ikke støtte i disse dataene.

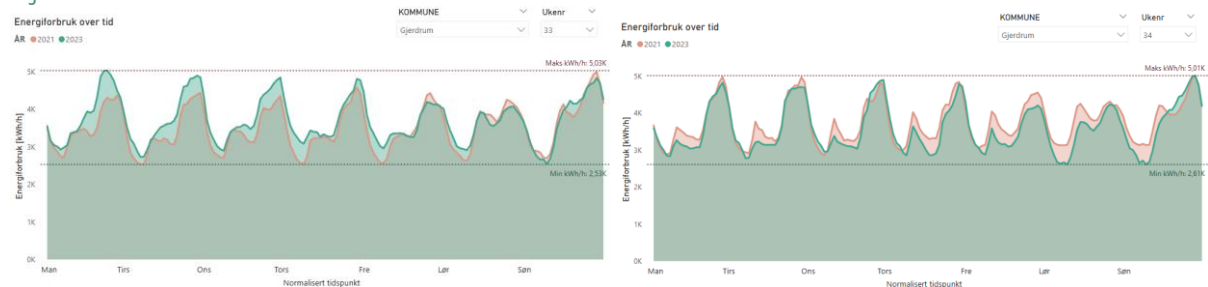
Det er relevant å vurdere disse funnene opp mot økningen i elbilandelen i perioden. Med en økning i elbilandel kan man forvente et økt strømforbruk og forsterkede effekttopper, særlig på ettermiddagstid. Eksempelvis for Vestby kan vi forvente et økt effektforbruk på 1000 kW i dette tidsrommet. At høylastforbruket likevel holder seg stabilt og variasjonen i døgnprofilen ikke øker, kan dermed tyde på at husholdningene i noen grad har tilpasset seg, for eksempel gjennom nattlading eller smart styring. Hypotesen om at forbruket er forskjøvet fra høylast til natt får ikke støtte i analysene, men heller ikke entydig motbevis. Det kan derfor ikke utelukkes at kundene har endret noe adferd, og hypotesen kan ikke avkreftes bastant.

Figur 6-2: Energiforbruk for husholdningskunder i kommuner med høy elbilandel

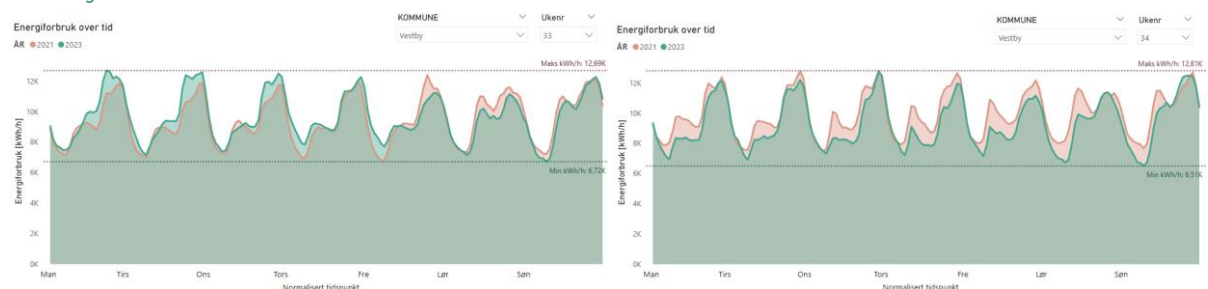
Hole kommune



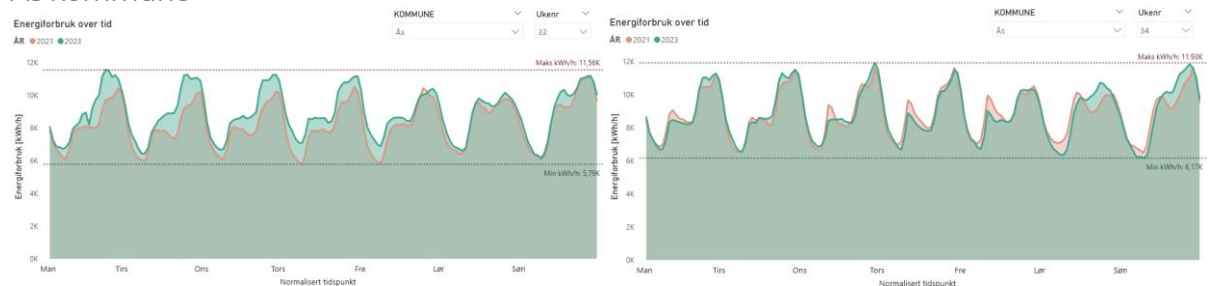
Gjerdrum kommune



Vestby kommune



Ås kommune



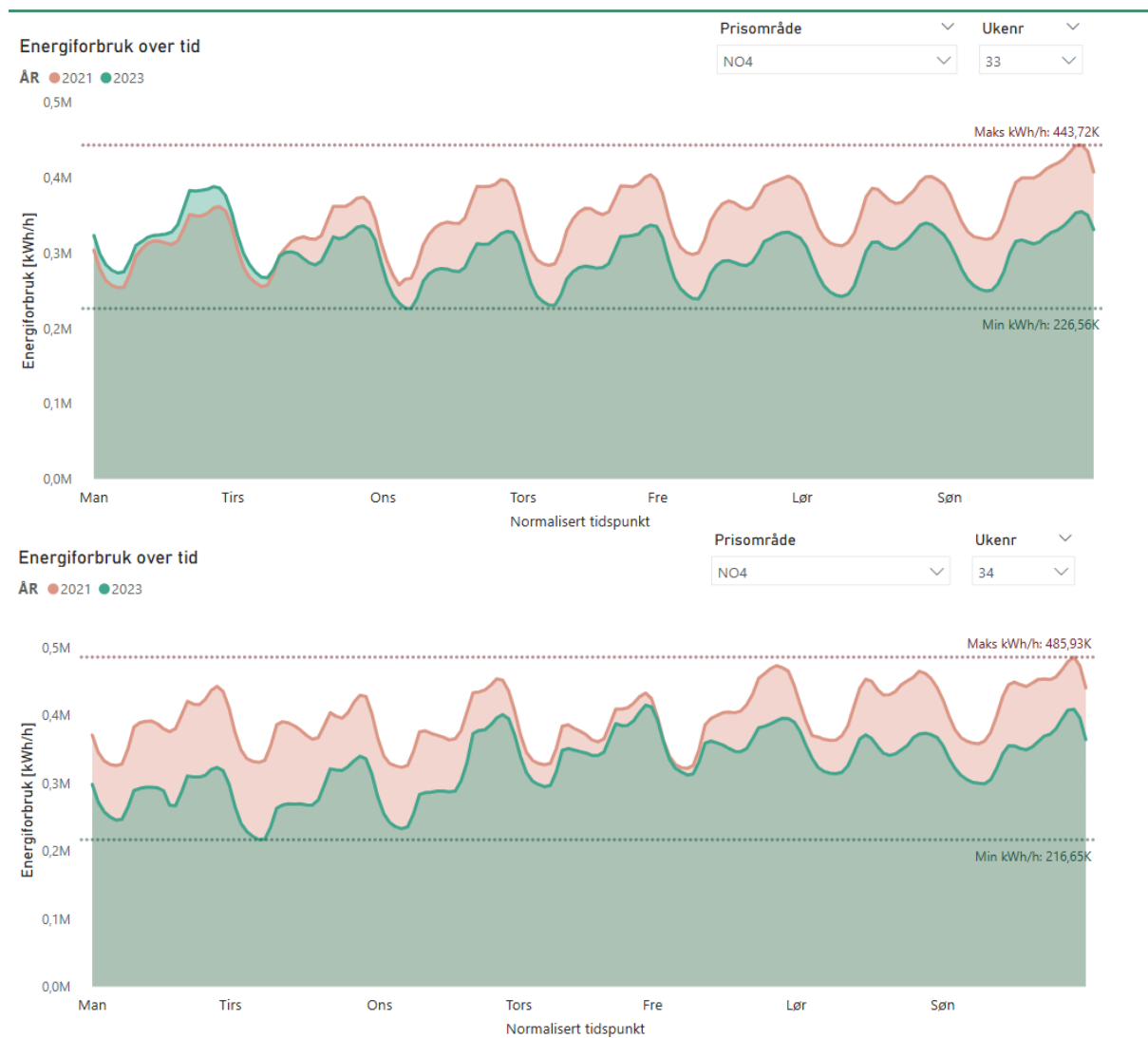
6.1.4 Forbruksendring i områder med lite strømprisvariasjon

Prisområde NO4 (Nord-Norge) har historisk vært kjennetegnet av lavere og mer stabile strømpriser sammenlignet med de sørlige delene av landet. Dette gir en gunstig situasjon for å vurdere virkningene av nettleiemodellen isolert, ettersom eventuelle endringer i forbruksmønster i mindre

grad kan forklares med endret spotpris. Dersom den nye tariffmodellen har hatt effekt på kundenes forbruk, forventes dette å komme tydeligere til uttrykk i NO4 enn i områder med store og svingende kraftpriser.

Hypotese: Det er tydeligere forflytting av laster i NO4 området, hvor det har vært mindre strømprissvingninger.

Figur 6-3: Energiforbruk for husholdningskunder i områder med lite strømprisvariasjon



Deskriptive analyser av forbrukskurven for uke 33 og uke 34 før og etter innføring av ny nettleiemodell viser et døgnmønster med tydelige effekttopper rundt kl. 21 og en mindre topp rundt kl. 08. Det er ingen visuelle tegn til systematisk forflytning av forbruk fra høylast til natt eller helg. I uke 33 er det likevel en tydelig nedgang i forbruket i ettermiddagstimerne i 2023 sammenlignet med 2021, noe som kan tyde på en viss tilpasning. I uke 34 er forbrukskurvene mer sammenfallende, med fortsatt markerte ettermiddagstopper.

For å støtte observasjonene med statistiske metoder er det gjennomført en F-test og en chi-kvadrat-test (χ^2) for hver uke. En F-test er brukt for å undersøke om forbruket er blitt jevnere fordelt over døgnet etter innføringen av ny nettleiemodell, ved å sammenligne variansen i timesforbruk mellom 2021 og 2023. Chi-kvadrat-testen undersøker om

andelen av forbruk i høylasttimene (kl. 16–19) har endret seg relativt til øvrige timer.

F-testen viser statistisk signifikant forskjell i uke 33 ($p = 0,00$), men ikke i uke 34 ($p = 0,17$). Det indikerer en mulig utjevning av forbruket i én uke, men ikke konsistent mellom ukene. Chi-kvadrat-testen viser signifikant forskjell i begge uker ($p < 0,01$), med små og varierende endringer i andel høylastforbruk:

- Uke 33: høylastandelen øker fra 17,7 % i 2021 til 18,2 % i 2023 (+0,5 pp)
- Uke 34: høylastandelen er uendret (18,0 %)

Analysene viser statistisk signifikante endringer i forbruksmønster i NO4, særlig i uke 33. Endringene i faktisk forbruk er imidlertid små, og retningen varierer mellom ukene. Hypotesen får dermed noe støtte, men resultatene er ikke entydige. Det kan tyde på at effekten av ny nettleiemodell er lettere å

fange opp i områder med stabile strømpriser, men at eventuelle adferdsendringer fortsatt er begrenset.

6.1.5 Forbruksendring i områder med proaktive nettselskap

I intervjuene med nettselskaper kom det frem at enkelte aktører har jobbet mer aktivt enn andre med å informere kundene om innføringen av ny nettleiemodell og hvilke muligheter dette gir for å redusere egne kostnader. Særlig ble Lnett, nettselskapet i Sør-Rogaland, fremhevet som proaktivt i sin kundekommunikasjon, med tydelig informasjon om effektprising og konkrete råd om hvordan husholdninger kan tilpasse seg ny prismodell.

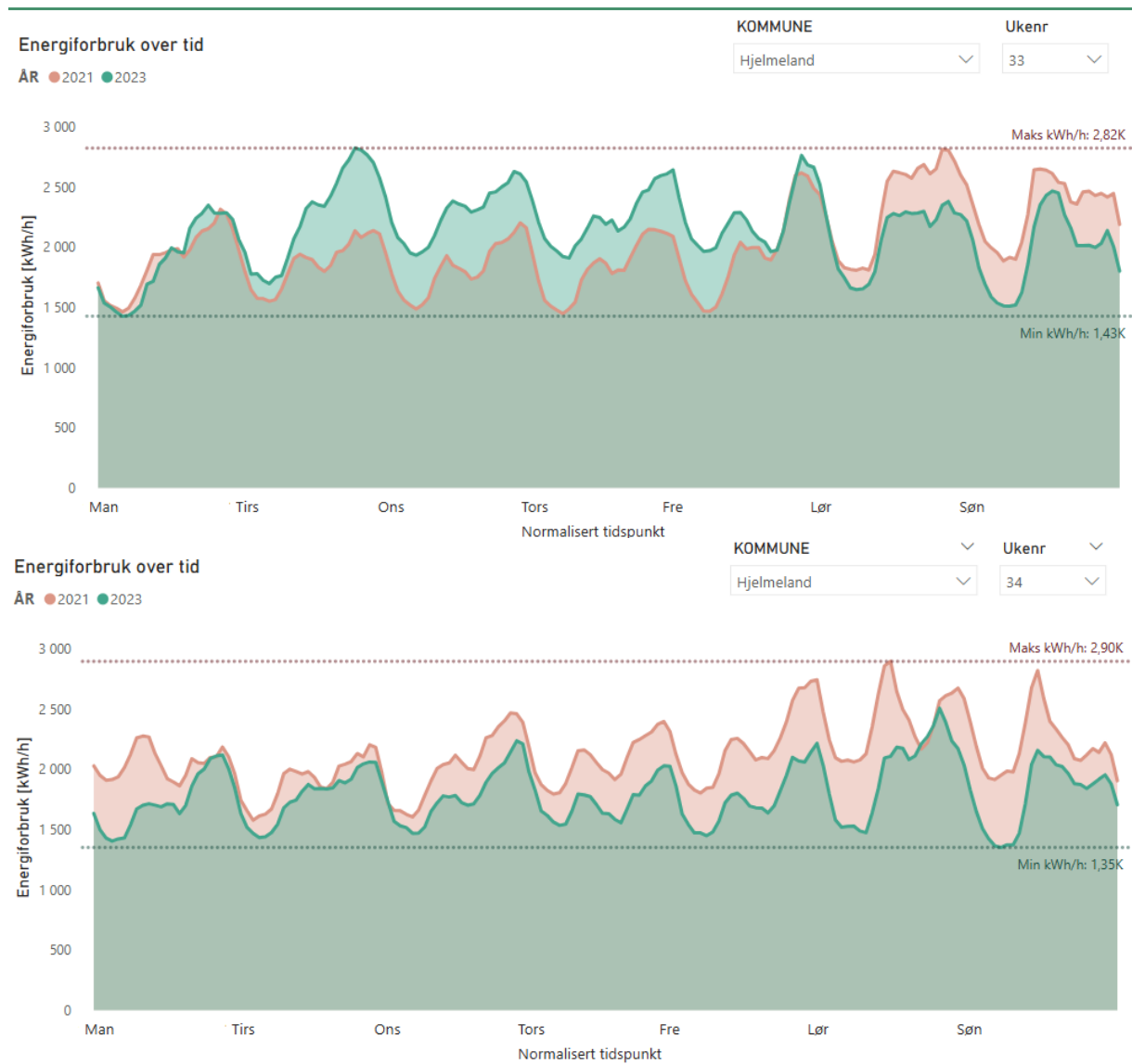
Denne typen oppfølging kan tenkes å ha betydning for hvordan kundene responderer på insentivene i nettleien. I dette delkapittelet undersøkes derfor

om husholdninger i områder med et proaktivt nettselskap har en tydeligere endring i forbruksmønster enn husholdninger i øvrige kommuner. Følgende hypotese legges til grunn for analysen:

Hypotese: Kommuner med et proaktivt nettselskap har tydeligere endring i forbruksmønster.

Som del av analysen er Hjelmeland kommune i Rogaland undersøkt. Hjelmeland ligger innenfor konsesjonsområdet til Lnett og har en høy andel elbiler i befolkningen. I 2023 var 19,6 % av bilparken elektrisk, og hele 90 % av nyregistrerte biler var elbiler, opp fra 64,5 % i 2021 (Statens vegvesen, 2025). Elbiler utgjør en fleksibel last som i stor grad kan forskyves i tid, og kommunen egner seg derfor godt for å studere mulige endringer i forbruksmønster.

Figur 6-4: Energiforbruk for husholdningskunder i område med proaktivt nettselskap



For å teste hypotesen om at et proaktivt nettselskap kan bidra til tydeligere endringer i husholdningenes forbruksmønster, er det gjennomført analyser av forbruket i Hjelmeland kommune i uke 33 og 34, før og etter innføringen av ny nettleiemodell.

De deskriptive analysene viser et stabilt døgnmønster i begge år, med markert effekttopp rundt kl. 21 og en mindre topp omkring kl. 08. Det er ingen synlige tegn til at forbruket er forflyttet fra høylasttimer til natt eller helg. Tvert imot ser effekttoppene i 2023 ut til å være noe høyere enn i 2021 i uke 33. Det er heller ingen indikasjoner på at forbrukskurvene er jevnet ut eller tilpasset ny nettleiemodell.

For å støtte observasjonene med statistiske metoder er det gjennomført en F-test og en chi-kvadrat-test (χ^2) for hver uke. En F-test er brukt for å undersøke om forbruket er blitt jevnere fordelt over døgnet etter innføringen av ny nettleiemodell, ved å sammenligne variansen i timesforbruk mellom 2021 og 2023. Chi-kvadrat-testen undersøker om andelen av forbruk i høylasttimene (kl. 16–19) har endret seg relativt til øvrige timer.

F-testen viser ingen statistisk signifikant reduksjon i varians i noen av ukene ($p = 0,30$ og $0,21$), noe som tyder på at døgnvariasjonen i forbruket ikke er endret. Chi-kvadrat-testene viser små og inkonsistente endringer i andel høylastforbruk:

- Uke 33: høylastandelen øker fra 17,1 % i 2021 til 18,5 % i 2023
- Uke 34: høylastandelen er tilnærmet uendret (17,9 % begge år).

Samlet sett gir analysene ingen tydelige tegn på at husholdningene har tilpasset forbruket til ny nettleiemodell i denne kommunen, og hypotesen får derfor begrenset støtte.

Oppsummering av elhub-analysene

Analysene viser i liten grad endringer i husholdningenes forbruksmønster etter innføringen av ny nettleiemodell 1. juli 2022. Elhub-data indikerer at døgnprofilene i 2021 og 2023 er svært like, med stabile effekttopper på kveldstid og små variasjoner i høylastforbruk. Selv om statistiske tester viser enkelte signifikante forskjeller, er endringene små i absolutte termer og varierer mellom uker og områder. Totalt sett fremstår husholdningenes forbruksmønster som stabilt, også i kommuner med høy elbilandel eller i områder med mer stabile strømpriser.

Verken analyser av nasjonale data, spesifikke prisområder eller kommuner med proaktive nettselskap gir tydelige tegn til systematisk forskyvning av forbruk fra høylast- til lavlasttimer. Det kan ikke utelukkes at enkelte husholdninger har tilpasset seg, eksempelvis gjennom nattlading av elbil, men effektene er små og ujevnt fordelt. Samlet sett gir funnene begrenset støtte til hypotesen om at forskriftsendringen har ført til vesentlige endringer i forbruksmønsteret.

I det neste delkapittelet beskrives nettselskapenes syn på effekten av omleggingen.

6.2 Innsikt om forbruksendringer fra intervjuer

I det følgende kapittelet tar vi for oss innsikten fra analyser nettselskapene selv har gjort, i tillegg gjennomgår vi innsikten fra intervjuene med nettselskapene og energinettverket.

6.2.1 Innsikt fra nettselskapenes forbruksanalyser

Syv av de største nettselskapene¹¹ har gjennomført ulike analyser basert på hvor store andeler av nettkundene som tilhører de ulike kapasitets-trinnene. I analysen har nettselskapene benyttet trendlinjer for å avdekke eventuelle trender i dataene. De overordnede funnene oppsummeres under:

- 0-2 kW: Nettselskapene har en økende andel kunder i trinn 0-2 kW.
- 2-5 kW: De fleste nettselskapene har en fallende andel kunder i trinn 2-5 kW.
- 5-10 kW: Nettselskapene har en fallende andel kunder i trinn 5-10 kW.
- 10-15 kW: Nettselskapene har en økende andel kunder i trinn 10-15 kW

Det er enkelte unntak fra dette: Glitre har en jevn andel kunder i trinn 0-2 kW, økende andel i trinn 5-10 kW, i tillegg har Tensio TN & TS samt Glitre en fallende andel kunder i trinn 2-5 kW trinnet.

Elvia og Lnett differensierer energileddet mellom dag og natt, samt hverdag og helg, og finner for en tidsserie fra 2020 til 2024 (Q3), at andelen av forbruket på dagtid i ukedagene ble redusert. Funnene er imidlertid ikke robust for ulike lengder på tidsintervallet, og for en tidsserie fra 2022 til 2024 finnes det ingen trend som tyder på redusert forbruk på dagen på ukedager.

¹¹ Nettselskapene som har gjennomført analysen er: Elvia, Lnett, Arva, Glitre, Lede, Tensio TS og Tensio TN

Lede, Arva, Tensio TS & TN og Glitre differensierer energileddet på dag og natt, og nettselskapene finner at forbruket på dagtid er noe redusert for en tidsserie fra 2021 til slutten av 2024.

Nettselskapene har ikke lyktes med å påvise årsaks-sammenheng mellom forskriftsendringen og endringene i forbruksandeler. Dette kommer blant annet av mye støy i dataene grunnet høye og til dels volatile strømpriser etter omleggingen av nettleiemodellen.

6.2.2 Innsikt fra intervjuer med nettselskapene

Vi har gjennomført intervjuer med nettselskaper og representanter fra forbrukersiden. I dette delkapittelet belyser vi hvilke faktorer som ifølge intervjuene påvirker forbruksbeslutninger.

Forbruksendringer blant kunder etter innføring av effekttariffer

Erfaringene fra intervjuene med seks nettselskaper tyder på at innføringen av effekttariffer har medført enkelte endringer i kundenes forbruksmønstre, men at tilpasningene samlet sett har vært begrensede og ofte vanskelige å skille fra andre samtidige utviklingstrekk. Flere selskaper peker på at faktorer som kraftpriser, temperaturvariasjoner og økende elbilbruk samtidig har påvirket etterspørselen, noe som gjør det vanskelig å isolere effekten av forskriftsendringen.

Bevissthet og tilpasning hos husholdningskundene

To av de større nettselskapene viser til at en viss andel husholdningskunder har tilpasset seg tariffene, særlig ved å redusere effekttopper gjennom lavere ladeeffekt på elbiler og bruk av styringssystemer for varmtvannsberedere. Et av dem anslår skjønnsmessig at om lag 3–4 prosent av privatkundene har gjort slike tilpasninger, og peker på to grupper som særlig skiller seg ut: teknologisk interesserte og kunder med høy bevissthet om økonomi og miljø.

Flere selskaper, og særlig de større nettselskapene, rapporterer at kundene i økende grad er blitt bevisste på tidspunktet for strømforbruk, særlig når det gjelder elbillading, som ofte er flyttet til natten for å unngå høye effekttopper. For eksempel fremhever BKK og Elvia at dette er den mest synlige endringen i forbruksmønstre.

Investeringsbehov og effekttariffens rolle

Flere nettselskaper peker på effekttariffens betydning for investeringsbehovet i nettet. Et av de større

nettselskapene rapporterer at tariffene har hatt en dempende effekt på behovet for nettutbygging, særlig i områder med høy elbilutbredelse og utstrakt bruk av hurtiglading hjemme. Selskapet mener at modellen har bidratt til en jevnere forbruksprofil og dermed redusert belastningen i lavspentnettet. De fleste nettselskapene er likevel mer tilbakeholdne, og konkluderer med at endringene ikke har ført til vesentlige reduksjoner i forbrukstopper eller investeringer, men at den har bidratt til en mer rettferdig fordeling av nettkostnader.

Oppsummering

På tvers av selskapene er det enighet om at det er økt oppmerksomhet rundt effektbruk og potensialet for fleksibilitet i forbruk. Samtidig er det krevende å isolere effektene fra øvrige utviklingstrekk, og det er fortsatt uklart i hvilken grad forbruksendringene kan tilskrives den nye nettlei-strukturen. Likevel er det en gjennomgående oppfatning at forskriftsendringen representerer et lite skritt i retning av bedre kapasitetsutnyttelse og riktigere kostnadsfordeling i nettet.

6.3 Oppsummering av forbrukernes tilpasning

En god andel av konsumentene (40 pst.) oppgir i spørreundersøkelsen at de forsøker å tilpasse seg den nye nettleiemodellen. Analysene av Elhub-data gir imidlertid ingen tydelig støtte for at forskriftsendringen har ført til større endringer i husholdningenes forbruk på nasjonalt nivå. Det finnes likevel enkelte indikasjoner på tilpasning i kommuner med høy elbilandel og i prisområder med mindre prisvolatilitet.

Samtaler med nettselskaper, samt mottatte data, indikerer at det kan ha skjedd noe forbruks-tilpasning, men ikke vesentlige endringer i topplast. Nettselskapene gir generelt inntrykk av at enkelte husholdninger har endret atferd, men andelen skjønnsmessig anslås til maksimalt om lag 5 prosent av kundene. Et av nettselskapene rapporterer at endringene har bidratt til reduserte investeringsbehov i distribusjonsnettet. Ingen av nettselskapene rapporterer likevel om store eller systematiske endringer i forbruket.

Når det er sagt, er det metodisk krevende å analysere forskriftsendringens kausale påvirkning, ettersom forbruket i analyseperioden også er påvirket av flere andre faktorer.

7. Omleggingens måloppnåelse

I dette kapittelet vurderer vi effekten forskriftsendringen har hatt på de ulike leddene i vår virkningskjede. Vi finner at nettselskapenes omlegging av modell har potensiale til å redusere samfunns-kostnader gjennom å begrense unødvendige investeringer i nett. Samtidig vurderer vi at gevinstene kunne vært større hvis nettselskaper flest hadde innrettet tariffene på en noe annen måte.

I kapittelet vil vi først definere målene endringene skal vurderes ut ifra, deretter diskuterer vi hvert enkelt mål i lys av analysene i prosjektet, før vi til slutt oppsummerer og vurderer måloppnåelsen.

7.1 Mål med forskriftsendringen

Kundenes samlede effektopper er dimensjonerende for nett. Effektopper varierer på sin side både gjennom et døgn og over året. Jo større avvik det er mellom de høyeste effektoppene og kundenes gjennomsnittlige forbruk, jo høyere er den inkrementelle kostnaden av å ivareta effektoppene. Historisk har imidlertid

ikke husholdningskunder stått overfor et prissignal om hvordan deres effektuttak påvirker kostnader i nett.

En helt sentral målsetning ved forskriftsendringen var dermed å innføre et prissignal for effektuttak, som reflekterer langsiktige kostnader i nett. Hvis et slikt prissignal virker, vil det hindre investeringer i nett som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Vi har derfor definert samfunnsmålet som å hindre ulønnsomme investeringer gjennom mer effektive prissignaler.

For å generere en adferd som bidrar til samfunnsmålet er det en del underliggende forutsetninger som må være oppfylt. Disse kan vi gjerne definere som delmål – eller en form for virkningskjede:

1. Nettleiestrukturen reflekterer kostnadene i nettet – sikrer en rimelig fordeling av kostnader og gir riktige prissignaler om knapphet i nettet
2. Konsumentene forstår prissignalene
3. Konsumentene har muligheter og evne til å endre atferd
4. Konsumentene tilpasser seg og endre sitt forbruksmønster¹²

Målene er definert med utgangspunkt i høringsnotatet for omleggingen og RMEs sammenstilling

Figur 7-1: Måloppnåelse



¹² Et viktig poeng er at konsumentene ikke over-tilpasser seg, utover det som er samfunnsmessig optimalt.

av høringssvarene. I dokumentene fremmes det både overordnede mål og spesifikke mål.

Mest effektiv utnyttelse av nett oppstår når forbrukerne står overfor signaler som reflekterer hvordan deres adferd påvirker kostnadene i nett og de responderer rasjonelt på disse. Et helt sentralt vilkår er dermed at tariffene som kundene m ter faktisk reflekterer kostnadene i nett på en riktig måte. Riktige prissignaler har imidlertid liten betydning dersom de ikke observeres og forstås av kundene. Dermed blir kundenes kjennskap til, og forståelse av nettleiemodellen avgjørende.

Hvis priser skal påvirke adferd – noe som er nødvendig dersom prissignaler skal lede til reduserte effekttopper – må imidlertid kundene ha evne og fleksibilitet til å endre sin adferd. Dersom dette ikke er på pass, vil riktige prissignaler i hovedsak gi riktigere fordeling av kostnader mellom forbrukerne, uten at de totale kostnadene i nett p virkres.

Hvis rasjonelle forbrukere står overfor riktige prissignaler, som de både forstår og har mulighet til å respondere på, følger det fra økonomisk teori at de vil tilpasse seg optimalt. Dersom forbrukerne ikke endrer adferd, kan da årsaken være at kostnadene ved endringer er så høye at endringer ikke er rasjonelt.

Mangel på umiddelbar respons kan imidlertid også skyldes praktiske forhold som skaper tregheter i tilpasningen. Eksempelvis kan det ta tid å endre adferd, det kan være store kostnader ved raske endringer eller endringer kan komme stegvis basert på investeringer forbrukerne gjør.

I lys av at en målsetning er å begrense investeringer gjennom å ta ned effekttopper, har vi også i virkningskjeden inkludert om forbrukerne har endret adferd i tråd med målsetningen og om adferdsendringen synes å være tilstrekkelig til å ha en merkbar effekt på investeringsbehovet.

7.2 Forskriftsendringens måloppnåelse

Figur 7-1 oppsummerer måloppnåelsen til de ulike delmålene definert over. I de neste delkapitlene vil vi diskutere måloppnåelsen knyttet til hvert enkelt delmål.

7.2.1 I hvilken grad reflekterer nettleiestrukturen kostnadene i nettet?

Forskriften gir nettselskapene et visst handlingsrom når det kommer til utforming og innretning av tariffene, inkludert kapasitetsleddet. Majoriteten av

nettselskapene har fulgt Fornybar Norges anbefalte trinnmodell.

Når vi ser nettselskapenes tilpasning til forskriftsendringen samlet, mener vi måloppnåelsen er lav til middels når det gjelder at prisstrukturen skal reflektere kostnader i nett. Dette skyldes både at selve prisstrukturen i begrenset grad reflekterer de underliggende kostnadene og at avregningsperioden i begrenset grad reflekterer hvordan økt effektuttak i enkelte perioder kan påvirke de langsiktige kostnadene i nettene.

De brede og forholdsvis høye trinnene innebærer at prissignalene blir grove og upresise. Selv om alle kunders effektuttak, på et gitt tidspunkt, påvirker kostnadene i nett likt, vil bare kunder som er n r et nytt og høyere trinn ha insentiver til å begrense effektuttaket. På et gitt tidspunkt kan dermed noen kunder isolert sett stå overfor for sterke prissignaler, mens andre ikke står overfor et reelt prissignal.

Slik de fleste nettselskap praktiserer trinnmodellen, gir den kun insentiv til å jevne ut strømforbruket. Kundene står også overfor reelle signaler om når det faktisk er knapphet/kapasitet i strømnettet. Dette kan lede til suboptimal tilpasning, ved at kunder holder tilbake effektuttak når det er ledig kapasitet og ikke holder tilbake når det faktisk er knapphet.

 kt effektuttak i perioder med knapphet kan ha betydning for dimensjoneringen av nettet og dermed kostnader på lang sikt. Kundene avregnes imidlertid månedlig. Adferd som kan drive langsiktige kostnader i nett, får dermed i utgangspunktet kun konsekvenser for kundens pris i én måned. Dette kan gi for svake insentiver til å holde tilbake dimensjonerende forbruk, selv for kunder som er n r et nytt og høyere trinn.

Til tross for overnevnte utfordringer, reflekterer likevel de nye prismodellene med kapasitetsledd bedre kostnadene i nett enn de tidligere modellene med fastledd. Dette skyldes for det første at forbrukerne står overfor et visst signal om hvordan effektuttak påvirker kostnader i nett. De forholdsvis høye trinnene gir eksempelvis forbrukerne insentiv til langsiktige tilpasninger til å holde seg på et lavest mulig kapasitetstrinn. Dette fremstår som positivt, fordi det på lang sikt forventes å være en sammenheng mellom behovet for investeringer i nett og investeringer kunder foretar seg for å kontrollere effektuttaket.

For det andre har nettselskapene relativt sett redusert energileddet og tar inn en større del av inntektsrammen gjennom kapasitetsleddet enn de historisk har gjort gjennom fastleddet. Dette gjør at

det variable prissignalet bedre reflekterer de faktiske variable kostnadene knyttet til tap av kraft.

Den viktigste årsaken til begrenset måloppnåelse når det gjelder at prisstrukturen skal reflektere kostnadsstrukturen, er nettselskapenes innretning. Innenfor forskriften er det betydelig potensiale for en mer effektiv prisstruktur.

Fjellnett har eksempelvis valgt en modell der dimensjonerende forbruk får langsiktige konsekvenser for nettleien, mens forbruk i perioder der det normalt er lite press på nettet får begrensede konsekvenser for nettleien. Dette løser flere av utfordringene ved Fornybar Norge sin anbefalte trinnmodell. Små justeringer av trinnmodellen vil imidlertid også kunne gi mer effektive prissignaler.

7.2.2 Er forbrukerne kjent med og forstår prissignalene?

Konsumentenes forståelse av prissignalene er vurdert til middels til høy måloppnåelse.

Spørreundersøkelsen som er gjennomført viser at rundt 50 prosent av befolkningen har kjennskap til nettleiemodellen. En stor andel av disse har også god forståelse for hvordan deres forbruk påvirker kapasitetsleddet de må betale. I lys av at nettleien ble vesentlig mer kompleks ved innføring av kapasitetsledd, fremstår forbrukernes forståelse som god.

Spørreundersøkelsen indikerer også at det er bedre kjennskap til både endringen av nettleie og hva som påvirker betalingen blant husholdninger med et høyt forbruk enn husholdninger med lavt forbruk. Det er videre grunn til å tro at forbrukerne med høyt forbruk har større fleksibilitet i forbruket og dermed bedre muligheter til å respondere på prissignalene. Det virker altså å være særlig god kjennskap blant de forbrukerne det er viktigst at faktisk er kjent med prissignalene.

Nettselskapene oppgir videre å ha fått relativt lite klager og spørsmål, tatt i betraktning av at det ble gjennomført en forholdvis stor endring av prisstruktur ved innføring av kapasitetsledd. Til tross for at modellen ble endret i en periode med stort fokus på strømpris og husholdningenes kostnader til strøm, oppgir nettselskapene at det har vært forholdvis lite støy. Nettselskapene synes dermed å ha lyktes forholdvis godt med sin kommunikasjon. Dette både knyttet til rasjonale for endringen og hvordan nettleien virker.

Grunnen til at måloppnåelsen for dette delmålet ikke vurderes som høy er at det fremdeles er en betydelig andel av forbrukerne som ikke har kjennskap til mekanismene i sin nettleie.

7.2.3 Har konsumentene muligheter og evne til å endre atferd?

Konsumentenes mulighet til å endre adferd er vurdert til middels måloppnåelse.

I prosjektet har vi identifisert et betydelig teoretisk potensial både for å flytte og strupe effektlasten. Å realisere dette potensialet kan likevel være krevende på kort sikt. Dette skyldes at manuelle tilpasninger er utfordrende, både med hensyn til å identifisere hvilke laster som skal strupes og flyttes og å foreta dette. Effektiv respons på prissignalene kan dermed fordre både kunnskap og teknologiske løsninger.

Utbredelsen av de teknologiske løsningene er fortsatt begrenset. Smarte elbilladere er teknologien med størst utbredelse, men ikke alle forbrukere som har smarte ladere utnytter funksjonene fullt ut. Vi vurderer at kapasitetsbetalingen gir insentiver til å anskaffe teknologi som kan tilpasse effektuttaket til prissignalene i nettleien. Siden dette krever investeringer, må det forventes en viss treghet i forbrukerens mulighet til å respondere på prissignalene.

I spørreundersøkelsen oppgir en betydelig andel av husholdningene som kjenner til hvordan nettleiemodellen fungerer, at de forsøker å tilpasse seg prissignalene. Vi har imidlertid ikke informasjon om hvorvidt enkeltkonsumenter faktiske endrer adferd og om de foretar de riktige adferdsendringene.

Vi vurderer derfor at konsumentene har en middels mulighet og evne til å tilpasse seg prissignalene i nettleiemodellen. Den viktigste grunnen til dette er at effektiv tilpasning krever teknologi som må anskaffes, som skaper treghet i respons. Ikke alle forbrukerne ventes heller å ha kunnskap, interesse og ressurser til å anskaffe teknologien.

7.2.4 I hvilken grad har forbruksmønsteret endret seg etter forskriftsendringen?

Konsumentenes tilpasning til prissignalene er vurdert til lav/middels måloppnåelse.

Som nevnt oppgir en betydelig andel av forbrukerne at de forsøker å tilpasse seg prissignalene i nettleien. Analyser av data, samt innspill fra nettselskapene, gir en viss støtte til at det har skjedd enkelte endringer i forbruksmønster.

Både Elhub-data og informasjon fra nettselskapene viser imidlertid at endringene på aggregert nivå er begrensede. Intervjuene med nettselskapene peker i samme retning: selv om noen husholdninger ser ut til å ha justert forbruket sitt, er det ingen tegn til at forskriftsendringen har medført større eller

systematiske reduksjoner i effekttoppene. Samlet sett gir funnene derfor et bilde av at tilpasninger skjer, men i begrenset omfang og uten tydelig utslag på belastningen i strømmettet.

Selv om analysene tyder på begrensede virkninger for effekttoppene, har vi ikke grunnlag for å konkludere med at forbruksmønsteret ikke er endret i tråd med målsetningen. I en kontrafaktisk situasjon, uten innføring av kapasitetsledd, kan det ikke utelukkes at effekttoppene ville vært høyere.

Når vi sammenlikner andelen som oppgir at de forsøker å tilpasse seg signalene med aggregerte forbruksdata, vurderer vi imidlertid at måloppnåelsen når det kommer til endringer i forbruksmønster er lav til middels. Responsen fremstår samlet sett som begrenset.

Etter vår vurdering kan den begrensede responsen ha sammenheng med de nevnte svakhetene ved prissignalenes utforming og særlig at mange forbrukere på et gitt tidspunkt, som følge av de brede trinnene, ikke står overfor et prissignal om hvordan økt effektuttak påvirker nettet.

7.2.5 I hvilken grad har endringen ført til reduserte samfunnskostnader?

Forskriftsendringens bidrag til å redusere samfunnsøkonomiske kostnader er foreløpig vurdert til lav måloppnåelse.

På den ene siden synes som nevnt effekttoppene – som er dimensjonerende for investeringene i nett – bare i begrenset grad å ha blitt redusert. Dette indikerer at behovet for investeringer i nett er lite endret. På den andre siden er det nettselskap som oppgir at de ser forbruksendringer som tilsier redusert behov for investeringer i distribusjonsnettet over tid.

Slik prissignalet er utformet, vurderer vi imidlertid at det vil være tregheter i responsen. Dette skyldes kombinasjonen av brede trinn og at forbrukerne til en viss grad må investere i teknologiske løsninger før de kan ventes å tilpasse seg effektivt. Over tid vil dermed den ønskede virkingen på samfunns-kostnader kunne bli mer positiv.

7.2.6 Oppsummering

Samlet sett vurderer vi at omleggingen av nettleien har middels måloppnåelse.

Det overordnede bildet er at en stor andel av forbrukerne både forstår hvordan nettleien fungerer og ønsker å tilpasse seg prissignalene. Forbrukerne har også teoretiske muligheter til å tilpasse seg signalene, slik at ønsket adferdsendring oppnås. Det er imidlertid forhold som gjør at tilpasningene ikke nødvendigvis resulterer i at potensiale for ønskede adferdsendringer utnyttes.

For det første gir trinnmodellen slik den er implementert av de fleste nettselskap, svært grove og upresise prissignaler. De brede trinnene innebærer at mange forbrukere ikke står overfor et reelt prissignal. Da kan heller ikke betydelige aggregerte forbruksendringer forventes på kort sikt, selv om forbrukerne både forstår og tilpasser seg signalene. At trinnene er høye, kan imidlertid på lengre sikt gi opphav til forbruksendringer, gjennom at forbrukerne gjør investeringer for å holde seg på et lavest mulig kapasitetstrinn.

For det andre er det forholdvis komplisert å foreta de riktige tilpasningene manuelt. Det krever innsats og oppofrelse fra forbrukerens side. Dette kan i det minste på kort sikt dempe responsen på prissignalene. I takt med at smarte teknologiske løsninger blir mer utbredt, kan dermed responsen på prissignalene bli større. Den grunnleggende utfordringen knyttet til brede og høye trinn vil imidlertid bestå.

Vi vurderer derfor at økt måloppnåelse er mulig, særlig på lang sikt, dersom prissignalene i større grad tilpasses hvordan forbrukernes adferd faktisk driver kostnader i nett. Nettselskapene har også handlingsrom til å gjøre dette. Slike endringer vil imidlertid kunne gjøre prissignalene mer kompliserte. Dersom prisstrukturen skal endres må dermed forbrukernes muligheter til å forstå prissignalene avveies mot at en mer teoretisk riktig struktur.

8. Anbefaling av tiltak

I dette kapittelet vurderer vi tiltak som kan bidra til en høyere måloppnåelse. Etter vår vurdering finnes det både mindre justeringer som kan gjennomføres på kort sikt og innenfor dagens forskrift, og mulige større tiltak som kan vurderes og eventuelt innføres på lengre sikt.

Virkningene av identifiserte tiltak vurderes overordnet og prinsipielt.

8.1 Identifiserte utfordringer og tiltak

For at tiltakene skal være mest mulig treffsikre, og i størst mulig grad bidra til måloppnåelse, bør de rettes mot de områdene som er identifisert som de viktigste utfordringene i dag. Vi peker først på utfordringene, før vi presenterer identifiserte tiltak.

8.1.1 Identifiserte utfordringer

Basert på gjennomgangen av måloppnåelse i kapittel 7 har vi identifisert noen hovedutfordringer ved den vanligste nettleiemodellen. Vi kategoriserer utfordringene i to grupper:

1. Utfordringer med prissignalene i trinnmodellen
2. Utfordringer med konsumentenes forståelse og evne til å tilpasse seg prissignalene

Med *trinnmodellen* refererer vi til modellen som de fleste nettselskapene har tatt i bruk og som er basert på anbefalinger fra Fornybar Norge.

Utfordringer med prissignalene i trinnmodellen

- Den mest brukte trinnmodellen gir for svake incentiv til å redusere effekttopper i perioder med lite kapasitet i nettet, og for sterke incentiver i perioder med ledig kapasitet i nettet. Dette gjelder både med tanke på sesong- og døgnvariasjoner.
- Kapasitetstrinnene har brede forbruksintervall, som resulterer i manglende incentiver på marginen for en betydelig andel av kundene.
- Det er ikke nødvendigvis en sammenheng mellom langsiktige kostnader og det man betaler i kapasitetsleddet. Blant annet hentes en for stor andel av inntektene (sett i forhold til kostnadene) gjennom energileddet.

Utfordringer med konsumentenes forståelse og evne til å tilpasse seg prissignalene

- Halvparten av befolkningen har ikke kjennskap til modellen og hvordan de kan innrette seg etter den
- Utnyttelse av potensialet til effektsparing krever både kunnskap og tekniske løsninger
- Varierende strømpriser time for time, ulike strømvavtaler og ulike ledd i nettleien, gjør det krevende å tilpasse seg nettleiemodellen optimalt

8.1.2 Identifiserte tiltak

Basert på identifiserte utfordringer har vi gruppert identifiserte tiltak inn i tilsvarende kategorier.

Figur 8-1 Sammenheng mellom utfordringer og identifiserte tiltak



Tiltak rettet mot riktigere modellstruktur

Vi har identifisert følgende tiltak rettet mot å oppnå en riktigere modellstruktur:

- Justere trinnstrukturen, ved å gjøre trinnene smalere (1 kW per trinn)
- Øke andelen inntekter som hentes fra kapasitetsleddet
- Endre modellen slik at den gir riktigere prissignaler, blant annet ved å ta hensyn til sesong og kundens bidrag til topplaster (vektingsfaktorer)

Justere trinnstrukturen innebærer å endre hvordan effekttariffen er bygget opp, ved å redusere bredden på trinnene i kapasitetsleddet. Dette kan for eksempel implementeres ved å endre anbefalingene i modellen fra Fornybar Norge. I praksis betyr dette at kundenes kostnad knyttes tettere til deres faktiske maksimale effektuttak, ettersom spranget mellom de ulike trinnene blir mindre.

Med å *øke andelen inntekter fra kapasitetsleddet*, mener vi å flytte en større del av nettselskapets inntektsgrunnlag fra energileddet til kapasitetsleddet. Hvorvidt det bør innebære større forskjell mellom trinnene eller at prisen for det laveste trinnet heves, vil trolig variere mellom nettselskap. For nettselskap som har kalibrert trinnene slik at prisene reflekterer kostnader ved å øke kapasiteten, er det prisen på det første trinnet som bør heves. For nettselskap som opererer med et høyt førstetrinn, vil det kunne være aktuelt med høyere trinn (isolert sett).¹³

Det siste tiltaket i denne kategorien innebærer å *videreutvikle modellen* slik at prissignalene bedre reflekterer belastningen i nettet. Dette kan for eksempel gjøres ved å vekte kundenes effektuttak i perioder hvor topplasten er høyest (vintermåned). Det kan også innebære en lengre avregningsperiode, for eksempel årlig i stedet for månedlig. Med andre ord, at flere tar i bruk innretningen bak Fjellnettmodellen.

Tiltak rettet mot økt forståelse og bedre forutsetninger for tilpasning

Vi har identifisert følgende tiltak som kan bidra til økt forståelse og bedre forutsetninger for at kundene tilpasser seg nettleiestrukturen:

- Informasjonskampanjer
- Enklere og mer effektive støtteordninger til smarte styringssystemer (for eksempel varmtvannsberedere og elbillading)

- Krav om smarte egenskaper i varmtvannsberedere, oppvarmingsløsninger og ventilasjonsanlegg i nybygg
- Krav om aktivisering av «smartfunksjon» for elbilladere

Informasjonskampanjer innebærer å gjennomføre målrettede informasjonskampanjer mot kundene. Kampanjene har til hensikt å øke kunnskapen om hvordan effekttariffer fungerer, og hvilken mulighet kundene har til å påvirke sitt eget effektforbruk.

Enklere og mer effektive støtteordninger skal legges til rette for at husholdninger og evt. næringskunder enklere kan ta i bruk smarte styringssystemer som kan flytte forbruk bort fra perioder med høyt effektuttak. Støtteordningene kan for eksempel gjelde installasjon eller aktivisering av tekniske løsninger for varmtvannsberedere eller elbillading. Siden kapasitetsbetalingen gir forbrukerne insentiver til å investere i smarte styringssystemer trenger ikke nødvendigvis tilskuddene øke, men det må være lett for forbrukerne å orientere seg og benytte seg av de eksisterende ordningene.

Med *krav om smarte egenskaper* mener vi at det for eksempel for nye bygg stilles krav om at det skal utstyres med tekniske løsninger som har smarte funksjoner for styring av effektuttaket. Kravene kan gjelde ulike typer utstyr, som varmtvannsberedere, oppvarmingssystemer og ventilasjonsanlegg, og innebærer at teknologien for fleksibelt forbruk er på plass fra starten av.

Det siste tiltaket innebærer at *elbilladere som har innebygde smartfunksjoner* faktisk må ha disse aktivert når de tas i bruk. Dette kan for eksempel gjelde funksjoner for laststyring eller tidsstyrt lading, slik at ladeprosessen kan tilpasses til tidspunkt med tilgjengelig kapasitet i nettet.

8.2 Vurderingskriterier

I vurderingen av de identifiserte tiltakene benytter vi to vurderingskriterier. Disse skal bidra til å strukturere analysen og sikre en helhetlig og nyansert vurdering av tiltakets egnethet i lys av målene for nettleiemodellen. Kriteriene er:

- Bidrag til måloppnåelse
- Gjennomførbarhet

Bidrag til måloppnåelse

Vurderingen inkluderer hvor treffsikkert tiltaket er i møte med de identifiserte utfordringene og i hvilken grad tiltaket bidrar til delmålene og det

¹³ Merk at med smalere trinn, vil det alt annet likt være optimalt med lavere prisforskjeller mellom de ulike trinnene.

Figur 8-2: Vår vurdering av identifiserte tiltak

Tiltak	Mål-oppnåelse	Gjennomførbarhet
Tiltak rettet mot riktigere modellstruktur	- Justere trinnstruktur til smalere intervall (1 kW)	
	- Øke andelen inntekter fra kapasitetsleddet	
	- Videreutvikle modellen til å gi riktigere prissignaler (årsavregning og differensierte prissignal i topplastperioder)	
Tiltak rettet mot økt forståelse og bedre forutsetninger for tilpasning	- Målrettede informasjonskampanjer	
	- Enklere og mer effektive støtteordninger til smarte styringssystemer (varmtvannsbereder og elbillading)	
	- Krav til smarte egenskaper ved varmtvannsberedere, oppvarmingsløsninger og ventilasjonsanlegg i nybygg	
	- Krav til aktivisering av «smartfunksjon» for elbilladere	

Kilde: Oslo Economics. Vurderingsskala: lav/middels/høy

Måloppnåelse: Grad av bidrag til overordnede mål for nettleiemodellen og treffsikkerhet i møte med identifiserte utfordringer

Gjennomførbarhet: Grad av teknisk, juridisk og politisk realiserbarhet, inkl. kostnader, behov for forskriftsendringer/vedtak og risiko for interessekonflikter eller motstand.

overordnede målet definert i kapittel 7. Et tiltak som bidrar til mer effektiv utnyttelse av nettet, riktigere kostnadsfordeling eller sterkere insentiver til ønsket forbrukstilpasning vil score høyere på dette kriteriet.

Gjennomførbarhet

Dette kriteriet vurderer tiltakets praktiske realiserbarhet. Det omfatter både tekniske, juridiske og politisk realiserbarhet, inkludert kostnader, behov for forskriftsendringer/vedtak og risiko for interessekonflikter eller motstand.

Eksempler på relevante forhold er:

- Behov for forskriftsendringer eller nye vedtak.
- Kapasitet hos nettselskaper og regulatoriske myndigheter
- Risiko for motstand fra interessenter, for eksempel politikere, forbrukerorganisasjoner eller næringsaktører

Tiltak med høy politisk og praktisk gjennomførbarhet vil vurderes høyere.

8.3 Vurdering av tiltak

I de neste delkapitlene vurderer vi de identifiserte tiltakene opp mot vurderingskriteriene. Våre vurderinger er oppsummert i Figur 8-2.

Justere trinnstrukturen til smalere intervall

Å justere trinnstrukturen i den anbefalte trinnmodellen vil bidra til at flere sluttbrukere møter insentiver til å redusere sine effektopper, noe som vil øke måloppnåelsen.

I tillegg til at smalere trinn synes mer teoretisk riktig, har forbrukerorganisasjonene trukket frem at

flere forbrukere opplever dagens intervaller som for brede. Tiltaket fremstår derfor også som en justering som kan gi en mer rettferdig og forståelig modell, selv om det i en overgangsperiode vil innebære omstillingskostnader for forbrukerne. Tiltaket kan gjennomføres innenfor gjeldende regelverk og forventes ikke å møte betydelig motstand fra sentrale aktører.

Dette er imidlertid et tiltak som vi tenker bør være opp til nettselskapene å gjennomføre, heller enn et pålegg. Dette innebærer noe usikkerhet rundt gjennomførbarheten. Nettselskapenes insentiver til å justere prisstrukturen på eget initiativ kan på den ene siden begrenses av at samlede inntekter er gitt, slik at en mer effektiv prisstruktur på kort sikt ikke gir utslag i høyere lønnsomhet. På den annen side vil mer effektive prissignaler legge til rette for bedre utnyttelse av nettene. Med den insentivbaserte reguleringen vil dette trolig lede til høyere lønnsomhet over tid. Det vil også være mulig å gradvis endre trinnene, eksempelvis ved å foreta små endringer i forbindelse med at prisene uansett revideres.

Endringen kan videre bidra til at prisforskjellen mellom trinnene blir mindre. Når prisforskjellen mellom to trinn er liten, kan det gi svakere insentiver til å tilpasse seg akkurat mellom disse. Samtidig kan det likevel styrke insentivene totalt sett, fordi kundene opplever at det faktiske er mulig å tilpasse seg. Når intervallene er veldig brede, blir det lite realistisk å endre forbruket nok til å havne i et lavere trinn. Spørreundersøkelsen indikerer at de økonomiske insentivene allerede oppleves som svake blant en del respondenter, så tiltaket alene vil trolig ikke gi et høyt bidrag til måloppnåelse.

Samlet vurderes tiltaket å ha middels effekt både på måloppnåelse og gjennomførbarhet.

Økt andel inntekter fra kapasitetsleddet

En høyere andel inntekter fra kapasitetsleddet, vil gi prissignaler som i større grad retter kundens kostnader mot deres samtidige forbruk. Å redusere enkeltkundenes effektopper er et sentralt mål med nettleiemodellen og tiltaket er derfor ventet å bidra til høyere måloppnåelse.

På den annen side kan tiltaket være mer krevende å kommunisere til kundene. I henhold til forbrukerorganisasjonene er det enklest for forbrukere å forstå energileddet, noe både intervjuer og tidligere høringssvar har indikert. Argumentet er at det er mer intuitivt at man betaler for det man forbruker av energi, ikke maksuttakene. Basert på spørreundersøkelsen ser det imidlertid ut til at en høy andel av kundene klarer å forholde seg riktig til prissignalene. Det vil si, det er en høy andel som sier de prøver å tilpasse seg og forsøker å redusere den samtidige belastningen i nettet.

Det at mange nettselskaper legger seg tett opp mot det som har vært grensen på 50 pst., tyder også på at flere nettselskaper er interessert i å øke andelen. Dette er også påpekt av flere nettselskaper i intervjuene. Nettselskapenes interesse for å øke andelen tyder på høy gjennomførbarhet, og tiltaket er mulig å gjennomføre innenfor dagens regelverk.

Oppsummert vurderer vi tiltaket til å ha lav/middels effekt på måloppnåelse og lav/middels effekt på gjennomførbarhet. Effekten vil være høyere om det gjennomføres i kombinasjon med det første tiltaket.

Videreutvikle modellen (riktigere prissignal)

Videreutvikling av modellen, for eksempel ved å legge til grunn årlige avregningsperioder, og differensierte prissignaler i topplastperioder, kan i teorien gi høy måloppnåelse ved at tariffen treffer bedre på de faktiske på forbruket som påvirker dimensjoneringen av nett.

Praktisk gjennomføring kan imidlertid være krevende. Ved å benytte en årlig avregningsperiode, slik som i Fjellnettmodellen, kan et par uoppmerksomme timer med høyt forbruk få store konsekvenser for et helt år. I en slik modell bør man være ganske sikre på at periodene med høy kostnad faktisk er periodene hvor det er høy belastning i nettet.

For å redusere risikoen for at enkeltstående hendelser får uforholdsmessig stor betydning, kan det vurderes at man øker antall topplaster i beregningsgrunnlaget for fastsettelse av tariffen. I dag bruker for eksempel Fjellnett – som er det eneste nettselskapet med årlig avregning – gjennomsnittet av de fem høyeste effektene. Man

kunne vurdert å for eksempel øke dette til syv eller åtte.

Modellen kan videre fremstå som mer krevende å forstå for kundene, noe som kan påvirke både aksept og etterlevelse. Den praktiske gjennomførbarheten vurderes derfor som lav, spesielt med tanke på advarslene som har kommet om å ikke gjøre for store endringer i modellen nå. Likevel, ettersom ett nettselskap allerede har implementert en slik modell med årlig avregning og periodisering av topplast, vurderes det som mulig å gjennomføre, selv om det vil kreve god informasjon og tilrettelegging for brukerne.

Informasjonskampanjer

Informasjonskampanjer kan være et lavkosttiltak som bidrar til å øke bevisstheten rundt forbruk og kapasitet, samt informere om teknologiske løsninger for styring og automatisering. Effekten kan likevel bli begrenset, da en del av befolkningen ikke vil respondere på informasjon alene, noe spørreundersøkelsen til en viss grad bekrefter.

Tiltaket vil ha størst nytte dersom det gjøres mer målrettet, for eksempel mot kunder som ligger nær grensen til et lavere kapasitetstrinn, eller mot kunder som har få effektopper i løpet av en måned. Disse vil relativt sett ha høyere insentiver og mulighet til å tilpasse sitt forbruk. Det må imidlertid avklares om slike målrettede kampanjer er innenfor regelverk når det kommer til personvern.

Samlet vurderes tiltaket å ha lav måloppnåelse, mens gjennomførbarheten vurderes som høy på grunn av lave kostnader. Med mer målrettede kampanjer kan måloppnåelsen bli høyere, men samtidig kan det også gjøre gjennomførbarheten mer krevende.

Enklere og mer effektive støtteordninger

Om lag tre fjerdedeler av respondentene rapporterer at de ikke har tilgang til teknologi som hjelper dem å optimalisere strømforbruket i dag. Særlig er det få som har tilgang til teknologi som hjelper å redusere nettleien. Støtteordninger som fremmer fleksibelt forbruk eller investeringer i laststyring, kan derfor være et effektivt supplement til tariffendringer. Tiltaket kan skaleres fra mindre justeringer av eksisterende ordninger til mer omfattende reformer.

Måloppnåelsen vil avhenge av utforming og finansiering, men det kan være en hensiktsmessig vei for å senke terskelen for sluttbrukerne. Gjennomførbarheten vurderes som middels, siden tiltaket krever politiske vedtak og budsjettmessige forankringer. Kostnader ved teknologien må også veies mot gevinster i strømmettet.

Krav om smarte egenskaper

Å innføre krav til smarte egenskaper ved varmtvannsberedere, oppvarmingsløsninger og ventilasjonsanlegg i nye bygg, er et annet tiltak som vil bidra til å gi kundene tilgang til nødvendig teknologi. Slike smarte egenskaper vil være nødvendig for å realisere det fulle potensialet for fleksibilitet blant husholdningene. Krav om smarte funksjoner i nytt utstyr, som styring av oppvarming eller varmtvannsberedere, kan derfor ha stor betydning for måloppnåelsen.

Samtidig er dette et inngripende tiltak med betydelige kostnader. Gjennomføringen er utfordrende, blant annet fordi det krever regulatoriske grep og koordinering med leverandørmarkedet. Det kan også være grenseflater mot EU-regelverk, for eksempel knyttet til økodesign, hvor vi ikke har gjort nærmere vurderinger av hvilket nasjonalt handlingsrom som finnes. Det må for eksempel avklares om strengere nasjonale krav er tillatt innenfor harmoniserte EU-regler.

Det er også usikkert i hvilken grad det faktisk vil bidra til måloppnåelse og reduserte effektopper, ettersom sluttbrukerne uansett må foreta aktive valg for hvordan deres forbruk skal styres. Som for støtteordninger, må også kostnadene ved dette avveies mot gevinster i strømmettet.

Krav om aktivering av «smartfunksjon» for elbilladere

Et krav om at eksisterende smartfunksjoner i elbilladere faktisk tas i bruk ved installasjon av laderen, vil være mindre inngripende og kostbart enn å stille bredere krav til annet utstyr. Med en stadig økende elbilandel, og elbillading som en sentral bidragsyter til topplast i distribusjonsnettet, kan tiltaket gi effekt på måloppnåelse. Det er likevel fortsatt en forholdsvis lav andel elbiler, og effekten antas derfor å være moderat.

Tiltaket kan eksempelvis gjennomføres av elektroinstallatøren ved oppsett av laderen, og tiltaket fremstår som teknisk gjennomførbart. Derimot kan det møte motstand fra forbrukerne da opplevelsen av kontroll over ladingen begrenses.

Samlet vurderes tiltaket å ha middels måloppnåelse og middels gjennomførbarhet.

Trinn i absolutte verdier av effektflyt

På sikt forventes det flere plusskunder i strømmettet – altså kunder som produserer mer strøm enn de bruker, for eksempel med solceller. Disse kan bidra til både økt belastning i enkelttimer og påvirke behovet for utbygging av distribusjonsnettet. Enkelte nettselskaper har påpekt at dagens modell

ikke stiller plusskundene overfor de kostnadene de kan påføre nettet. Dette skyldes at plusskundene plasseres i det laveste kapasitetstrinnet (0-2 kW) i de timene de leverer mer strøm til nettet enn de tar ut, uavhengig av hvor mye de faktisk leverer. For eksempel vil en plusskunde som leverer 15 kW ut på nettet i en enkelttime, fortsatt bli definert i det laveste trinnet.

En mulig løsning på dette kan være å innføre kapasitetstrinn basert på absolutte verdier av effektflyt, altså at både innmating og uttak teller likt når kapasitetstrinnet bestemmes. Hvorvidt dette samlet sett vil gi et riktig prissignal er imidlertid krevende å vurdere, da plusskunder også kan bidra til å redusere belastningen i andre deler av nettet i enkelttimer. Vi har imidlertid inntrykk av at dette foreløpig er en mindre utfordring, sammenlignet med de andre utfordringene vi har trukket frem i evalueringen, og en nærmere vurdering av et slikt tiltak vil også måtte veies opp mot eventuelle andre konsekvenser det kan ha for investeringsinsentiver til plusskunder. Vi har derfor ikke vurdert dette nærmere som et tiltak i denne evalueringen.

8.4 Våre anbefalinger

I lys av evalueringen anbefaler vi en balansert videreutvikling av nettleiemodellen fremfor drastiske omlegginger. Et viktig hensyn er å lytte til interessentene, hvor både nettselskapene og forbrukerorganisasjonene advarer mot store, brå endringer i dagens modell. Samtidig ser vi at flere forbedringstiltak kan gjennomføres innenfor gjeldende regelverk for å øke måloppnåelsen, uten at det skaper unødig omstillingskostnader for forbrukerne. Vi foreslår derfor en kombinasjon av kortsiktige tiltak som kan iverksettes nå og langsiktige tiltak som kan planlegges for fremtiden.

På kort sikt anbefales det at kapasitetsleddets trinn dekker et smalere forbruksintervall, for eksempel ned til 1 kW per trinn. Dette vil gi mer presise signaler og motivere flere kunder til å redusere kortvarige effektopper. Videre bør en større andel av nettselskapenes inntekter hentes fra kapasitetsleddet og mindre fra energileddet, slik at kostnadsfordelingen bedre reflekterer faktisk belastning av nettet. I tillegg bør nettselskapene fortsette med informasjons- og veiledningstiltak og vurdere mer målrettede informasjonskampanjer som øker de riktige kundenes forståelse av modellen og hvordan de kan tilpasse eget forbruk.

På lengre sikt anbefales det å videreutvikle nettleiemodellen slik at prisstrukturen i større grad reflekterer kostnadene på lang sikt, særlig ved å knytte prissignalene tettere til perioder med høy belastning. En årsavregnet nettleiemodell med

sesongvekting, der vinterforbruk vektlegges tyngre enn sommerforbruk, fremstår som et gunstig alternativ. Dette tilsvarer Fjellnett sin nettleie-modell.

For å ivareta hensynet til å være forsiktige med store omstillinger, anbefaler vi at dette gjøres stegvis. I første omgang anbefaler vi at nettselskaper oppfordres til en frivillig utprøving før eventuelle krav innføres. Dette vil gi rom for å hente inn nyttige erfaringer (for eksempel gjennom spørreundersøkelser) og det vil gi en gradvis tilvenning både i bransjen og blant kundene, noe interessentene er opptatt av. Innføringen av Norgespris kan også ha konsekvenser for hvordan kundene tilpasser seg nettleien, noe som bør observeres før det gjøres større tiltak.

Tiltakene som er mer inngripende og har antatt høyere kostnader bør vurderes nærmere før det kan

gis noen gode og tydelige anbefalinger. Av disse tiltakene fremstår krav til aktivering av smartfunksjon for elbilladere som det beste tiltaket.

Oppsummert har vi følgende anbefalinger. Vi skiller mellom tiltak vi anbefaler på kort sikt og tiltak som anbefales på lengre sikt.

På kort sikt anbefaler vi:

1. Smalere kapasitetsledd-trinn (1 kW)
2. Økt andel inntekter fra kapasitetsleddet
3. Målrettede informasjonskampanjer

På lengre sikt anbefaler vi:

4. Videreutvikling av modellen slik at den gir riktigere prissignal (avregning per år og differensierte prissignal i topplastperioder)
5. Frivillig utprøving før standardisering

9. Vedlegg 1: Spørreskjema

Tekst til respondenter:

«Denne undersøkelsen gjennomføres i forbindelse med en utredning som skal gi Reguleringsmyndigheten for Energi bedre forståelse av hvordan endringer i nettleien for strøm har virket.»

Spørsmål til respondenter:

1. Hvilke av følgende forhold knyttet til strømforbruk passer for deg? (flervalg):

(randomisere, unntak for siste alternativ)

- a. Jeg følger med på strømprisene og prøver å tilpasse mitt forbruk etter endringer i strømprisene
- b. Mitt strømforbruk påvirkes lite av hvordan strømprisene varierer
- c. Jeg har investert i løsninger for å spare strøm (enøk) for å redusere strømregningen
- d. Jeg har i løpet av de siste tre årene tatt varige, bevisste valg for å endre strømforbruket mitt
- e. Jeg har elbil
- f. Jeg bor i enebolig eller rekkehus
- g. Jeg har varmepumpe
- h. Jeg har byttet leverandør av strøm etter 2023
- i. Jeg har solcellepanel og produserer egen strøm
- j. Ingen av delene passer

2. I 2022 ble nettleiemodellen endret. Har du fått informasjon om denne endringen fra nettselskap eller strømlleverandør? (ensvar)

(ikke randomisere)

- a. Ja, jeg fikk informasjon og denne satte jeg meg inn i
- b. Ja, jeg fikk informasjon, men satte meg ikke inn i den
- c. Jeg kan ikke huske å ha fått informasjon om endringen
- d. Jeg har ikke fått noen informasjon

3. Er du kjent med hva som ble endret i nettleien? (hvis «Nei» gå til spørsmål 7) (ensvar)

(ikke randomisere)

- a. Ja
- b. Nei

4. Hva bestod endringen i? (ensvar)

(randomisere, unntak for siste alternativ)

- a. Det ble innført et kapasitetsledd som er avhengig av hvor mye strøm jeg bruker i løpet av måneden
- b. Det ble innført et kapasitetsledd som er avhengig av største belastningen på strømnettet i løpet av måneden
- c. Det ble innført et kapasitetsledd som er avhengig av de tre høyeste døgnmaksene jeg har i måneden
- d. Det ble innført et kapasitetsledd som avhenger av størrelsen på hovedsikringen
- e. Vet ikke

5. Har endringen påvirket ditt strømforbruk på noen av følgende måter? (hvis a., fortsett til spørsmål 6, hvis ikke a., gå til spørsmål 10): (flersvar unntatt det første (og siste) alternativet)

(ikke randomisere)

- a. Jeg har ikke endret måten eller mengden strøm jeg bruker som følge av at kapasitetsledd ble innført
- b. Jeg prøver å begrense hvor mye strøm jeg bruker samtidig som følge av at kapasitetsledd ble innført
- c. Jeg har redusert mitt strømforbruk som følge av at kapasitetsledd ble innført
- d. Jeg har økt mitt strømforbruk som følge av at kapasitetsledd ble innført
- e. Jeg bruker mer strøm på natt/kveld og mindre strøm på dagtid som følge av at kapasitetsledd ble innført
- f. Vet ikke

6. Hva er den viktigste årsaken til at du ikke har endret ditt strømforbruk etter innføringen av kapasitetsledd? (ensvar)

(randomisere, unntak for siste alternativ)

- a. Den økonomiske gevinsten er for liten
- b. Jeg vet ikke hvordan jeg kan tilpasse meg prisene på nettleie best mulig
- c. Jeg synes det er for vanskelig å tilpasse strømforbruket etter nettleien
- d. Jeg brukte aldri mer strøm enn nødvendig før endringen av nettleie – så jeg hadde ikke mulighet
- e. Jeg vet ikke hva jeg betaler i nettleie, og har dermed heller ikke endret forbruksvanene som følge av endret nettleie
- f. Vet ikke

Gå til spørsmål 10

Nettleien du betaler for transport av strømmen du bruker, består av to ledd. Et energiledd per kilowatttime (kWh) og et kapasitetsledd (også referert til som fastledd).

7. Vet du hva som bestemmer hvor mye du betaler i kapasitetsledd for nettleie: (ensvar)

(randomisere de tre første alternativene)

- a. Ja, kapasitetsleddet bestemmes av hvor mye strøm jeg bruker i løpet av måneden
- b. Ja, kapasitetsleddet bestemmes av hvor høy den største belastningen på strømnettet er i løpet av måneden
- c. Ja, kapasitetsleddet bestemmes av gjennomsnittet av de tre høyeste døgnmaksene jeg har i måneden
- d. Ja, kapasitetsleddet bestemmes av størrelsen på hovedsikringen
- e. Nei, det vet jeg ikke

8. Har kapasitetsleddet betydning for ditt strømforbruk? (hvis a., fortsett til spørsmål 9, hvis ikke a., gå til spørsmål 10) (flersvar unntatt det første (og siste) alternativet)

- a. Mitt strømforbruk påvirkes ikke av kapasitetsleddet
- b. Jeg prøver å begrense hvor mye strøm jeg bruker samtidig av hensyn til kapasitetsleddet
- c. Jeg forsøker å bruke lite strøm av hensyn til kapasitetsleddet
- d. Jeg prøver å bruke mer strøm på natt/kveld og mindre strøm på dagtid av hensyn til kapasitetsleddet
- e. Vet ikke

9. Hva er den viktigste årsaken til at kapasitetsleddet ikke påvirker ditt strømforbruk? (ensvar)

(randomisere, unntak for siste alternativ)

- a. Den økonomiske gevinsten er for liten
- b. Jeg vet ikke hvordan jeg kan tilpasse strømforbruket til kapasitetsleddet
- c. Jeg synes det er for vanskelig å tilpasse strømforbruket til kapasitetsleddet
- d. Jeg vet ikke hva jeg betaler i nettleie og kan derfor heller ikke tilpasse forbruket til kapasitetsleddet
- e. Vet ikke

10. Har du tilgang til noen teknologi som hjelper deg å optimalisere strømforbruket? (flervalg)

(ikke randomisere)

- a. Ja, jeg har tilgang til teknologi som hjelper med å redusere strømforbruket
- b. Ja, jeg har tilgang til teknologi som hjelper meg å flytte strømforbruket til perioder der prisen på strøm er lav
- c. Ja, jeg har tilgang til teknologi som hjelper meg å redusere nettleien
- d. Nei

11. Vet du omtrent hvor mye betalte du i kapasitetsledd forrige måned: (ensvar)

(ikke randomisere)

- a. Mindre enn 200 kr
- b. Mellom 201 og 400 kr
- c. Mellom 401-600 kr
- d. Mer enn 600 kr
- e. Vet ikke

12. Vet du hvilket kapasitetstrinn du ble fakturert for forrige måned: (ensvar)

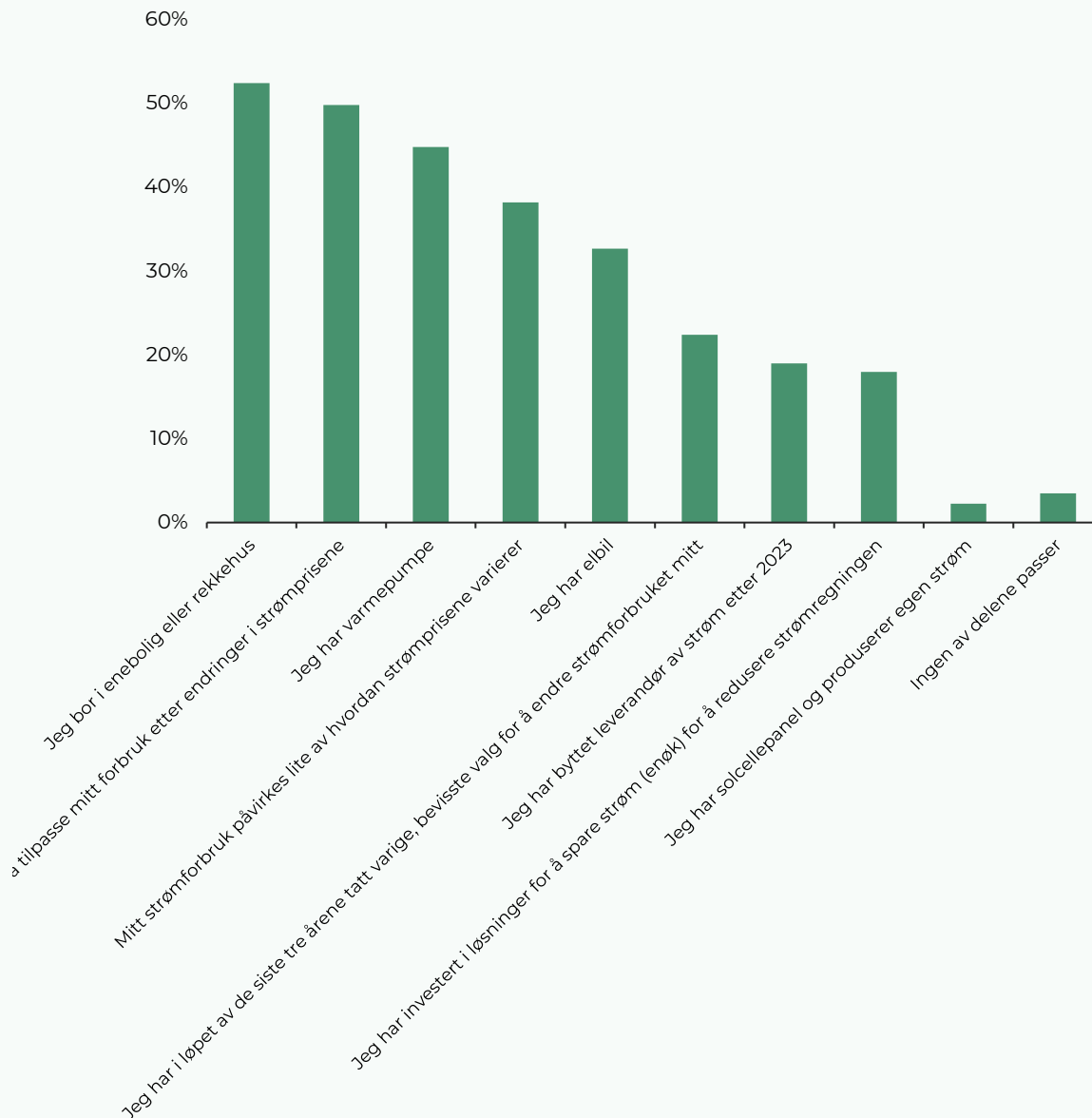
(ikke randomisere)

- a. 0-2 kW
- b. 0-5 kW
- c. 2-5 kW
- d. 5-10 kW
- e. 10-15 kW
- f. over 15 kW
- g. Vet ikke

10. Vedlegg 2: Svar på spørreskjema

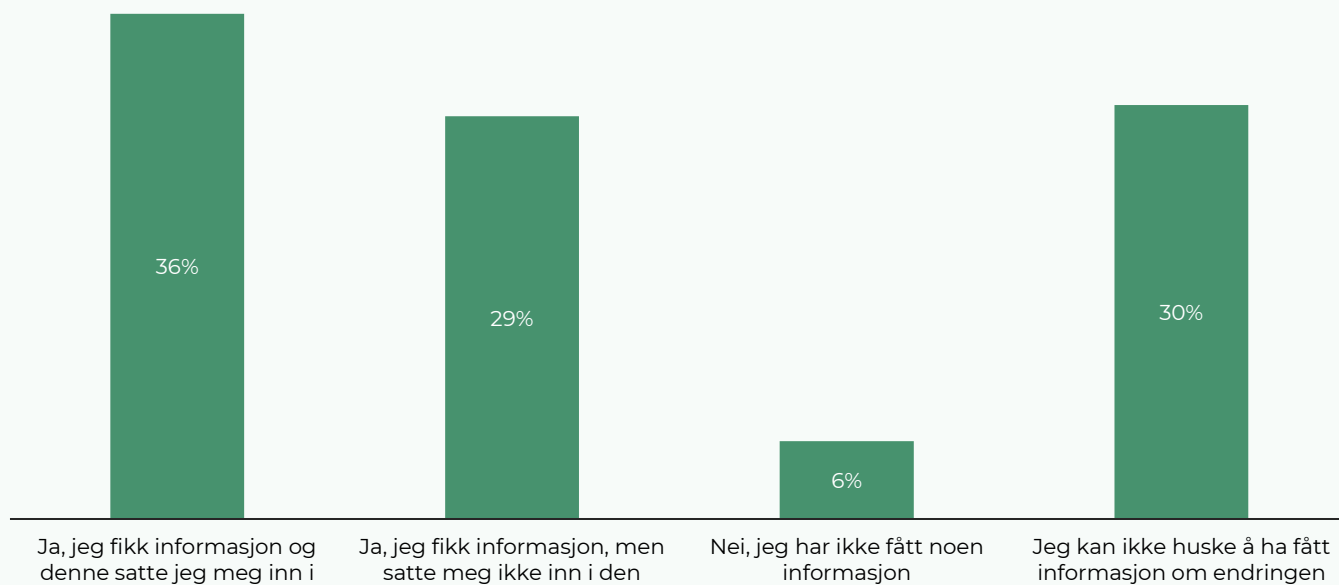
Svar på innledende spørsmål

Figur 10-1: Hvilke av følgende forhold knyttet til strømforbruk passer for deg?



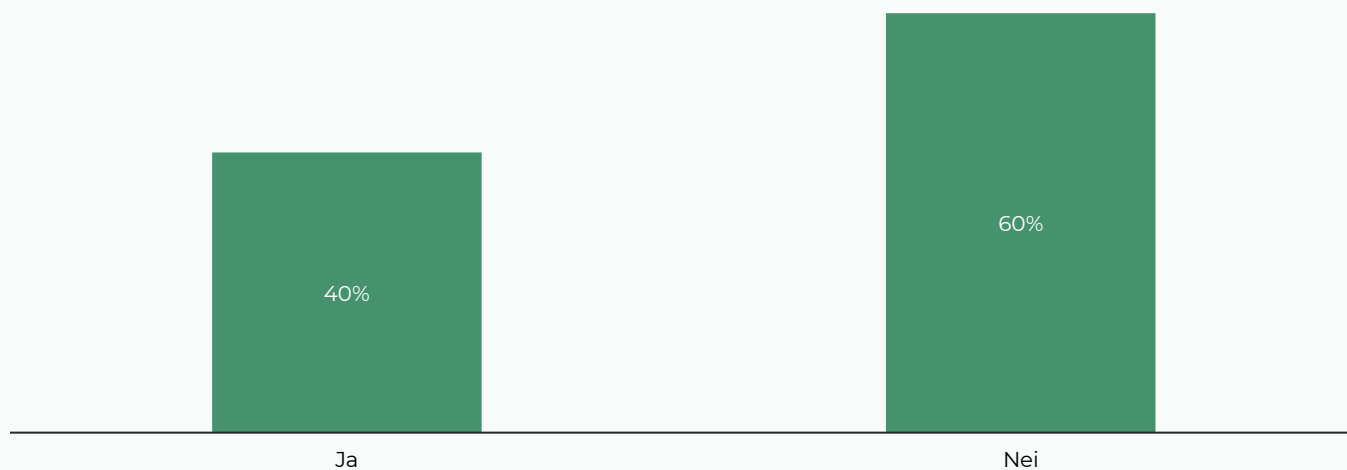
Note: Spørsmålet er flervalg og summen er dermed større enn 100 prosent. N=1058.

Figur 10-2: I 2022 ble nettleiemodellen endret. Har du fått informasjon om denne endringen fra nettselskap eller strømleverandør?



N= 1058.

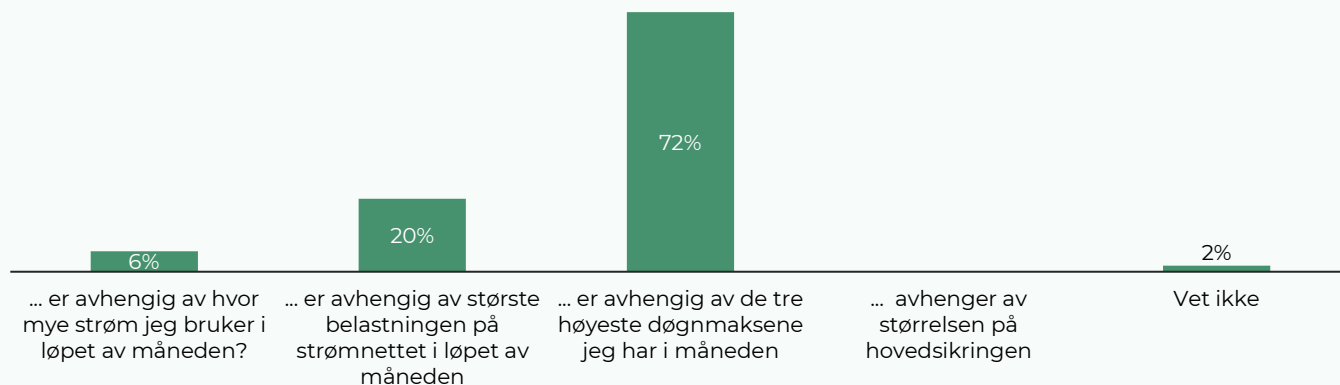
Figur 10-3: Er du kjent med hva som ble endret i nettleiemodellen i 2022?



N = 1058.

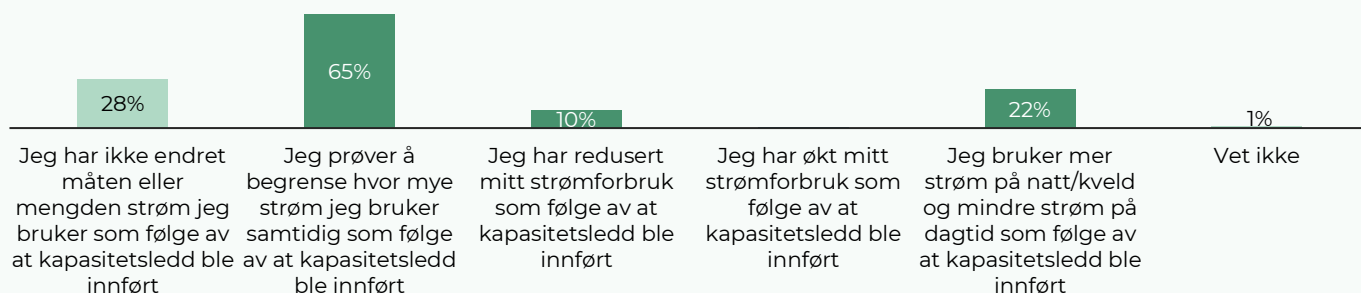
Svar fra respondentene som er kjent med endringen fra 2022 (Gruppe 1)

Figur 10-4: Hva bestod endringen i? Det ble innført et kapasitetsledd som ...



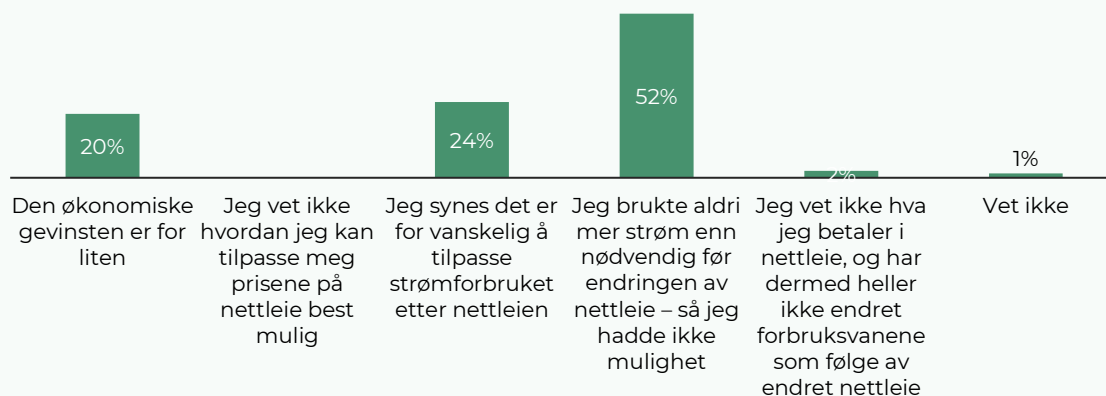
N = 423.

Figur 10-5: Har endringen påvirket ditt strømforbruk på noen av følgende måter?



Note: Noen av svaralternativene er flervalg og summer er dermed større enn 100 prosent. Svaralternativene som er flervalg er markert i lysegrønn. N=423.

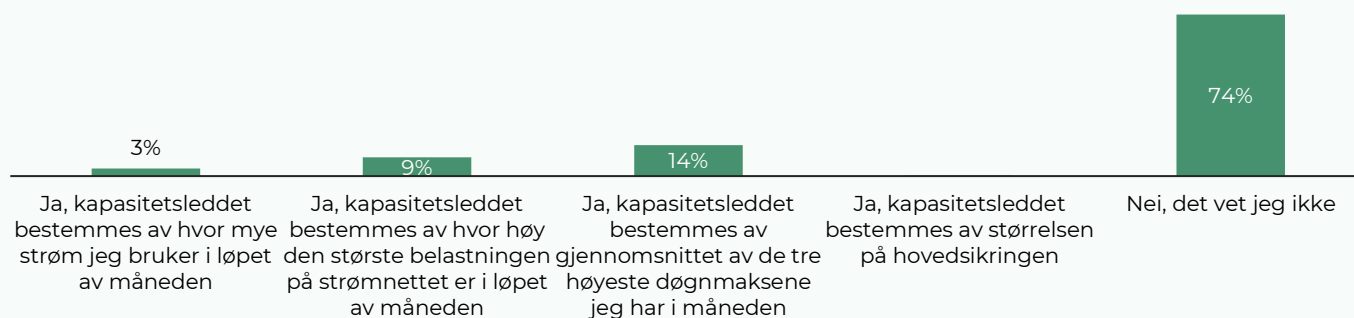
Figur 10-6: Hva er den viktigste årsaken til at du ikke har endret ditt strømforbruk etter innføringen av kapasitetsledd?



Note: Spørsmålet gikk bare til de som svarer at de ikke har endret måten eller mengden strøm de bruker som følge av at kapasitetsledd ble innført. N = 117.

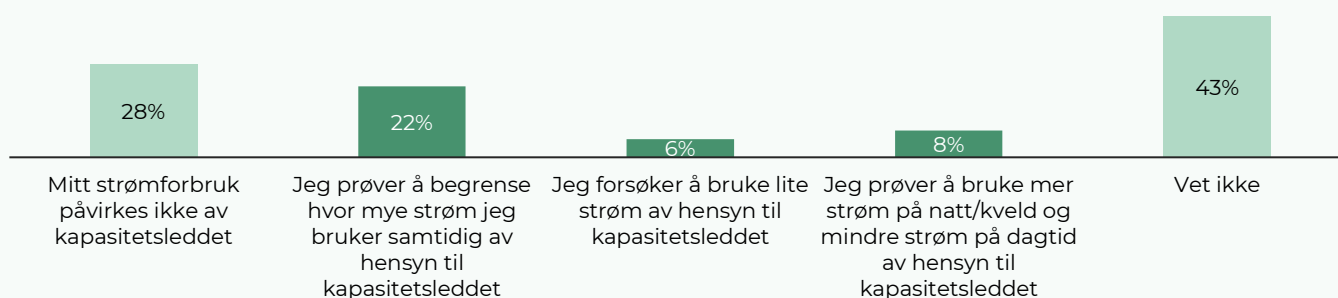
Svar fra respondentene som ikke er kjent med endringen fra 2022 (gruppe 2)

Figur 10-7: Vet du hva som bestemmer hvor mye du betaler i kapasitetsledd for nettleie?



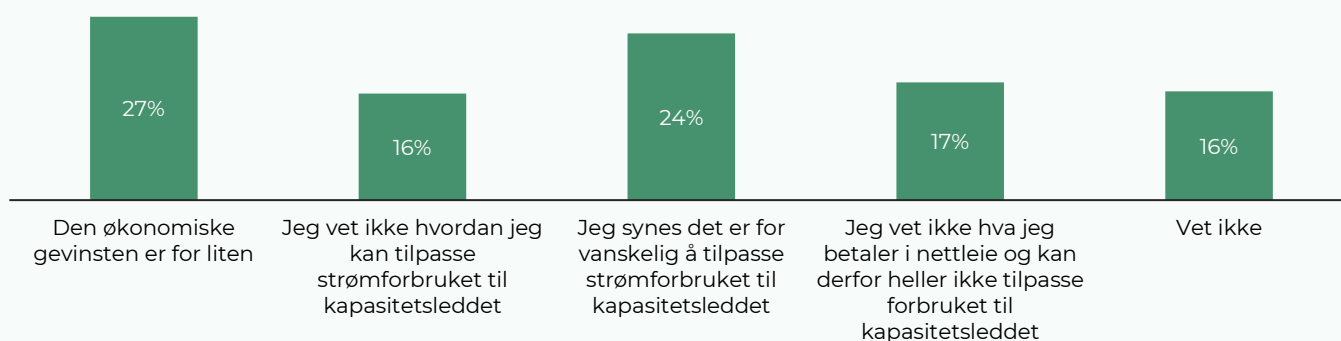
N = 635.

Figur 10-8: Har kapasitetsleddet betydning for ditt strømforbruk?



Note: Noen av svaralternativene er flervalg og summer er dermed større enn 100 prosent. Svaralternativene som er flervalg er markert i lysegrønn. N = 635

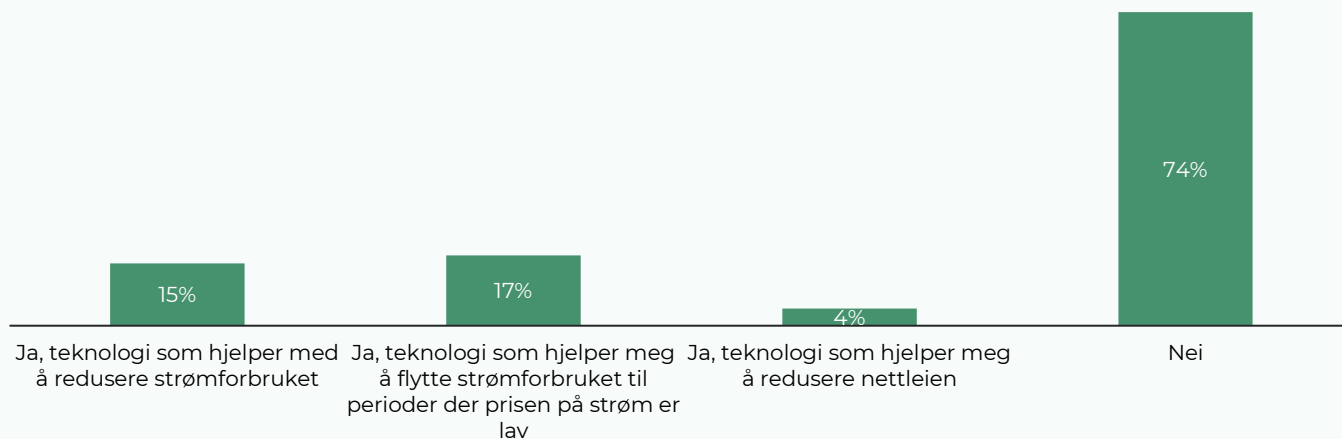
Figur 10-9: Hva er den viktigste årsaken til at kapasitetsleddet ikke påvirker ditt strømforbruk?



Note: Spørsmålet gikk bare til de som svarer at kapasitetsleddet har betydning for deres strømforbruk. N=178.

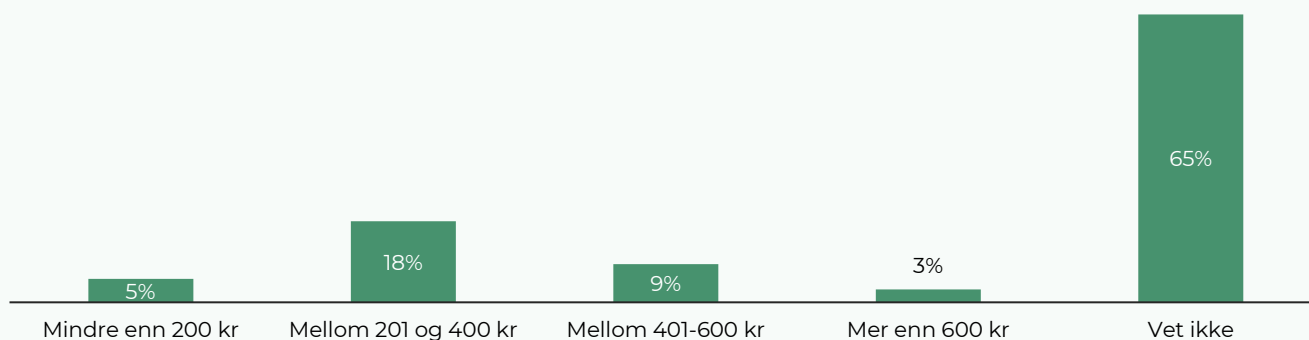
Øvrige spørsmål (til begge grupper)

Figur 10-10: Har du tilgang til noen teknologi som hjelper deg å optimalisere strømforbruket?



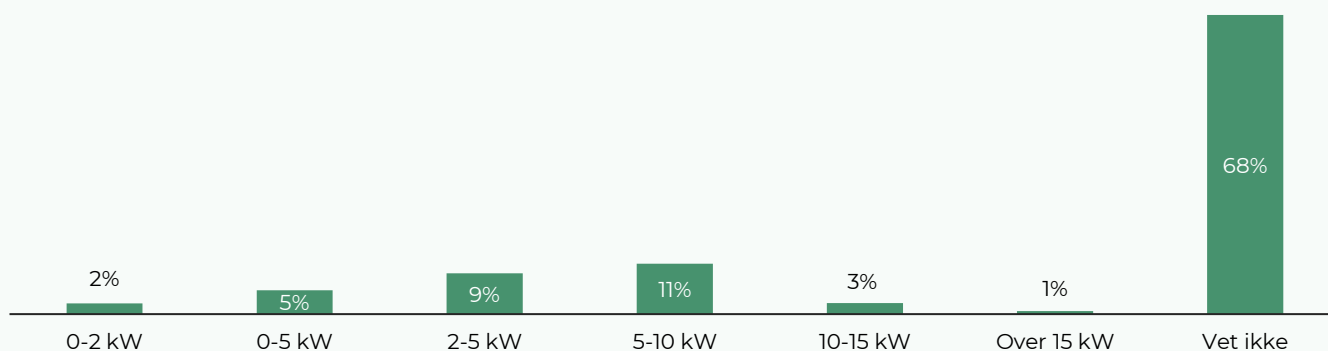
Note: Spørsmålet er flervalg og summen er dermed større enn 100 prosent. N=1058.

Figur 10-11: Vet du omtrent hvor mye betalte du i kapasitetsledd forrige måned?



N = 1058.

Figur 10-12: Vet du hvilket kapasitetstrinn du ble fakturert for forrige måned?



N = 1058.

11. Vedlegg 3: Potensial for næringskunder

Selv om evalueringen er rettet mot husholdninger og fritidsboliger, har vi også overordnet undersøkt potensialet for å redusere forbrukstopper i næringssegmentet. Funnene er oppsummert i tabellen under og figuren på neste side.

Vi finner at nye teknologiske løsninger har et betydelig potensial for å redusere forbrukstopper også i næringssegmentet, og slik bidra til målet med effektdifferensiert fastledd.

For små og mellomstore virksomheter er det særlig vannbåren varme og ventilasjonsanlegg som peker seg ut som styrbare laster. Mange små bygg har i dag enkle SD-systemer eller styringer som kan programmeres for tidsforskyvning, særlig der byggene driftes profesjonelt (av kommuner eller eiendomsselskaper). Dette muliggjør at forbruket flyttes til perioder med lavere belastning på nettet.

Ladeanlegg for firmabiler utgjør også en relevant fleksibel last, spesielt for håndverksbedrifter og servicebedrifter med firmabiler. Ettersom ladebehovet ofte er forutsigbart, kan det enkelt flyttes til tidspunkter der nettbelastningen er lav. Kompressorer og teknisk prosesslast har potensial for effektstyring i verksteder og produksjonslokaler, men styringsmulighetene er ofte begrenset av produksjonsbehov og bruksmønster.

Det samlede effektpotensialet for små næringskunder – altså hvor mange kilowatt som faktisk kan forskyves eller strupes i løpet av døgnet – varierer mellom ca. 5 og 10 kW. For eksempel kan en virksomhet med døgnmaks på 10 kW teoretisk redusere dette med 40–60 % dersom riktige teknologier er installert, lastene er tilstrekkelig automatiserte, og det foreligger motivasjon for å utnytte mulighetene.

I likhet med husholdningskundene er ikke den største barrieren for realisering av potensialet selve teknologien, men manglende kobling mellom styringssystemer og prismodeller, samt begrenset brukerforståelse og svake økonomiske incentiver. Mange styringssystemer er i dag optimalisert for spotpris fremfor effekt. Tilskuddsordninger fra aktører som Enova og kommuner kan utløse investeringer i riktige løsninger, men effektiv utnyttelse krever styrket veiledning og bevisstgjøring av virksomhetene.

Tabell 11-1: Oppsummering av egenskaper og forhold ved de mest aktuelle elektriske lastene i næringssegmentet som påvirker mulighetene for optimalisering av nettleien.

Lasttype	Effektområde	Styrings- potensial	Utbredelse av styring	Potensial for fastledd- reduksjon	Samlet effektpotensial
Elbillading	7-11 kW/bil	Moderat	Økende	Moderat	1-3 kW
Vannbåren varme	10-50 kW	Høy	Lav/moderat	Moderat	2-5 kW
Ventilasjon/kjøling	1-5 kW	Moderat	Svært vanlig	Moderat	1-3 kW
Ventilasjon m/varmegj.	2-10 kW	Lav/moderat	Vanlig	Moderat	1-2 kW

Figur 11-1: Egenskaper og forhold ved de mest aktuelle elektriske lastene i næringssegmentet som påvirker mulighetene for optimalisering av nettleien.

Næringssegmentet – Vurdering av aktuelle elektriske laster sine muligheter for å optimalisere forbruk basert på ny nettleiestruktur.



Elbillading

Hvorfor egnet: Lading kan som i husholdninger forskyves til perioder med lavere belastning. Dette gjelder særlig for firmabiler og flåter med faste kjøremønstre. 7-11 kW per normalladepunkt.

Teknologi: Styrbare ladeløsninger med lokal eller skybasert lastfordeling (Zaptec, Mer, CloudCharge).

Utbredelse: Økende. Flere næringsbygg installerer nå smarte ladere, men mange utnytter ikke laststyringsfunksjonen, og kun et fåtall optimerer på bakgrunn av nettleie. Mer utbredt med spotprisarbitrasje og/eller fleksibilitetstjenester.

Potensial Stort

Modenhet Høy

Kostnad Lav

Teknisk innsats Moderat



Vannbårne varmesystemer

Hvorfor egnet: Har høy termisk treghet og kan forvarmes uten at komforten påvirkes. Elkjeler kan stå for svært store effektuttak (10-50 kW) og bidra til at virksomheten møter et høyt effekttrekk.

Teknologi: SD-anlegg (sentral driftskontroll), styring via KNX/BACnet eller egne systemer fra leverandør.

Utbredelse: Vanlig i større næringsbygg, skoler og institusjoner. Mange har allerede teknisk mulighet for styring, men få har tatt dette i bruk i dag mtp nettleieoptimering. Mer vanlig å styre mtp byggets brukstid for enøk-formål.

Potensial Stort

Modenhet Moderat

Kostnad Moderat

Teknisk innsats Moderat



Kjøling og prosessvarme

Hvorfor egnet: Mange prosesser har buffere og kan styres i gangtid. Trykkluft og varmeproduksjon har ofte store lasttopper som kan flates ut.

Teknologi: Industriell automatisering (PLS), tidsstyring, lastvakt og energiledelsessystem (EMS).

Utbredelse: Utbredt i verksteder, industri og teknisk drift. Mange har allerede teknisk mulighet for styring, men få har tatt dette i bruk i dag mtp nettleieoptimering. Mer vanlig å styre mtp byggets brukstid for enøk-formål.

Potensial Stort

Modenhet Moderat

Kostnad Lav

Teknisk innsats Moderat



Ventilasjon med varmegjenvinning

Hvorfor egnet: Ventilasjonsanlegg (VAV/CAV) og kjølemaskiner har stort effektuttak, spesielt i driftstid på dagtid. Det er ofte mulig å redusere hastighet eller skru av kortvarig uten å gå på bekostning av innneklima.

Teknologi: SD-anlegg med tidsprogrammering eller respons på eksterne signaler. Enkel integrasjon med energiledelse.

Utbredelse: Nesten alle næringsbygg har styrbare ventilasjonsanlegg, men få har tatt dette i bruk i dag mtp nettleieoptimering. Mer vanlig å styre mtp byggets brukstid for enøk-formål.

Potensial Lavt

Modenhet Moderat

Kostnad Lav

Teknisk innsats Høy

12. Referanser

Elhub, u.d. *Forbruksgrupper*. [Internett]

Available at:

<https://dok.elhub.no/data/forbruksgrupper>

Hafslund Rådgivning, 2023. *Tilrettelegging for hjemmelading til elbiler i Viken*. [Internett]

Available at: [https://s3.eu-north-](https://s3.eu-north-1.amazonaws.com/hafslundeco/images/Rapport_Tilrettelegging-for-hjemmelading-til-elbiler-i-Viken_v2.pdf)

[1.amazonaws.com/hafslundeco/images/Rapport_Tilrettelegging-for-hjemmelading-til-elbiler-i-Viken_v2.pdf](https://s3.eu-north-1.amazonaws.com/hafslundeco/images/Rapport_Tilrettelegging-for-hjemmelading-til-elbiler-i-Viken_v2.pdf)

NVE, N.A.. *Om reguleringen av*

strømnettselskapenes inntekter, Oslo:

<https://www.nve.no/media/8368/om-reguleringen-av-str%C3%B8mnettselskapenes-inntekter.pdf>.

Oslo Economics, 2022. *Utredning av prissignaler for effektiv utnyttelse og utvikling av strømmettet*, Oslo: Regjeringen.

RME, 2020. *Oppsummering av høring og anbefaling til endringer i nettleiestrukturen*, Oslo: NVE.

RME, 2024. *Framskrivning av nettleie i lokalt distribusjonsnett 2024-2030*, Oslo: NVE.

RME, 2024. *Kartlegging av nettselskapenes prismodeller*, Oslo: Reguleringsmyndighet for energi.

Statens vegvesen, 2025. *Oppdatert status på nullutslippskjøretøy*. [Internett]

Available at:

<https://www.vegvesen.no/fag/fokusomrader/baerekraftig-mobilitet/nullutslippsmalene/>

[Funnet 07 2025].

www.osloeconomics.no

E-post og telefon:
post@osloeconomics.no
+47 21 99 28 00

Besøksadresse:
Klingenberggata 7A
0161 Oslo

Postadresse:
Postboks 1562 Vika
0118 Oslo



Reguleringsmyndigheten for energi

Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo
Telefon: (+47) 22 95 95 95