

# Innføring av effekttariffer i distribusjonsnett

---

*Erfaringer og vurderinger fra arbeid med  
effekttariffer i Ringeriks-kraft Nett og  
Fredrikstad Energinett*



Tittel	Innføring av effekttariffer i distribusjonsnettet
Oppdragsgiver	Energi Norge
Rapport nr	
Tilgjengelighet	Ikke offentlig
Dato	5.2.2015
Forfatter/QA	Kjetil Ingeberg

Xrgia AS

Karl Johans gate 8, N-0154 Oslo, Norge

[www.xrgia.no](http://www.xrgia.no)

# Innhold

---

<b>1</b>	<b>INNLEDNING OG HOVEDKONKLUSJON .....</b>	<b>3</b>
1.1	INNLEDNING .....	3
1.2	HOVEDKONKLUSJON .....	3
<b>2</b>	<b>HVORFOR EFFEKT-TARIFFER? .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>UTFORMING AV TARIFFER.....</b>	<b>5</b>
3.1	TARIFFLEDD.....	5
3.2	DIFFERENSIERING MELLOM KUNDER.....	6
3.3	TYPISKE TARIFFNIVÅER .....	7
<b>4</b>	<b>KUNDERESPONS OG LASTFLYTTING.....</b>	<b>8</b>
4.1	FAKTISK FLEKSIBILITET.....	8
4.2	RESPONS PÅ ØKONOMISKE INCENTIVER.....	9
<b>5</b>	<b>NETTNYTTE AV LASTFLYTTING.....</b>	<b>10</b>
5.1	HVA KAN GI NETTNYTTE?.....	10
5.2	ESTIMATER FOR NETTNYTTE .....	11
5.3	HVEM NYTER GODT AV REDUSERTE KOSTNADER? .....	12

# 1 Innledning og hovedkonklusjon

## 1.1 Innledning

Dette notatet er en oppsummering av arbeid som er gjort i forbindelse med planlagt innføring av effekttariffer for dagens energimålte kunder i Ringeriks-kraft Nett og kunder på Hvaler i Fredrikstad Energi Nett. Felles for begge selskapene er at endelig beslutning om innføring av effekttariffer ikke er fattet, og vurderinger og konklusjoner i dette notatet er dermed basert på analyser av faktiske data, men verken faktisk kundeadferd eller faktiske nettnytter.

Formålet med notatet er å gi en status og oppsummering av forhold som er viktige i forbindelse med planlegging av overgang fra energibaserte til effektbaserte tariffer. I arbeidet har Xrgia utarbeidet en rekke analyseverktøy som ligger til grunn for resultatene, basert på kunde- og nettdata fra selskapene.

## 1.2 Hovedkonklusjon

Hovedkonklusjonen i denne rapporten er at effekttariffer kan bidra til vesentlig lastflytting, og at denne lastflyttingen kan gi vesentlig nettnytte i form av utsatte investeringer. Selve effekttariffen kan være enkelt utformet, og være innenfor dagens regelverk. I de to nettområdene som er analysert, Ringeriks-kraft Nett og Hvaler, vil en enkel sesong-differensiert effekttariff (sommer/vinter) kunne gi betydelige økonomiske incentiver til en mer effektiv utnyttelse av nettet.

Nettnytten er knyttet til utsatt og redusert investeringsbehov, både i nettstasjoner og i linjenettet. Videre er det en viss gevinst knyttet til redusert tap. Analysene viser at en reduksjon av fremtidig investeringsbehov og andre gevinster tilsvarende 3-5% av nettselskapets samlede kostnadsgrunnlag er realistisk. Økende behov for lading av elbiler og annet effektkrevende utstyr øker den potensielle nettnytten.

Som en følge av NVEs regulering, tilfaller mesteparten av gevinsten ved utsatte investeringer – om lag 75% - kundene og ikke nettselskapet.

## 2 Hvorfor effekttariffer?

Det er mange forhold som trekker i retning av at brukstiden i nettet går ned. Mer effektkrevende utstyr, mer energieffektive bygg med kortere fyringssesong, og lading av elbiler er tre viktige drivere. I tillegg kommer et økende fokus på pluss hus med PV-anlegg, som innebærer at tilført energi til bygget fra nettet reduseres betydelig. Samtidig vet vi at kostandene ved å bygge nett i større grad er avhengig av kapasiteten – dvs effekten – enn av energimengden.

Denne utviklingen reiser to problemstillinger. For det første vil avregning basert på energiforbruk kunne gi store skjevheter i fordelingen av tariffkostnad mellom kunder, hvor

kunder med lav brukstid vil få en lavere nettleie enn en kunde med høy brukstid og samme effektuttak. Eksempelvis kan en kunde med passivhus og elbillading hjemme ha samme effektbehov, og dermed påføre nettet samme kostnader, som en kunde med et eldre hus med stort energiforbruk.

For det andre gir energitariffer intet incentiv til å flytte last fra høylast- til lavlastperioder. Eksempelvis vil lading av en elbil med batteripakke på 25 kWh koste det samme med energitariffer uavhengig av om ladingen foretas på ettermiddagen eller midt på natten, selv om belastningen på nettet og behovet for nettkapasitet vil være ulike i de to tilfellene. Effekttariffer vil derimot gi et klart prissignal til å flytte fleksibel last fra høylast til lavlast.

Det er dermed to gode begrunnelser for å innføre effekttariffer i distribusjonsnettet:

- Effekttariffer gir en mer *rettferdig og nøytral fordeling* av tariffkostnaden, som også er i tråd med gjeldende regelverk. Der energitariffer vil gi en overføring av kostnad fra kunder med passivhus, elbil, plusshus el.l til kunder som ikke har dette, vil effekttariffer være mer nøytrale. I sum for alle kunder vil en omlegging ikke gi endret tariffkostnad, og nettselskapet vil verken tjene eller tape på en omlegging.
- Effekttariffer gir *prissignaler til lastflytting*. Dette kan bidra til betydelig redusert makslast – eller lavere vekst i makslast - som i sin tur kan gi redusert investeringsbehov i nettet, dvs *økt nettnytte*. Dette vil i så fall være en reell fordel som kommer både kunder og selskap til nytte – fordelingen er avhengig av NVEs reguleringsmodellen. Med dagens modell vil om lag 75% av gevinsten tilfalle kundene i form av lavere tariffer.

Alle selskaper vil i betydelig grad finne gode argumenter for innføring av effekttariffer av fordelingsmessige hensyn. Hvorvidt man også kan realisere nettnytte som følge av lastflytting er mer avhengig av lokale kapasitetsforhold, alder på eksisterende nett, befolkningsvekst og demografi, mv. På sikt er det imidlertid all grunn til å forvente at de samme driverne – dvs utstyr, byggforskifter, plusshus og elbiler – vil gjøre seg gjeldende i alle selskaper, og at alle selskaper på sikt vil ha nettnytte fra bedre kapasitetsutnyttelse i nettet.

Basert på overordnede vurderinger medfører 1 MW økt effekt om lag 12-15 MNOK økt investering i nettet. Hvis man kan kutte (veksten i) makseffekten i Norge med 2% (som er et forholdsvis moderat anslag) innebærer dette en besparelse eller utsettelse av et investeringsvolum i størrelsesorden 6-7,5 mrd kr ( $25 \text{ GW} \cdot 2\% \cdot 12..$ ), eller om lag 0,6-0,75 mrd kr årlig i redusert kostnadsgrunnlag (avskrivninger og avkastning) i den samlede inntektsrammen – en reduksjon på ca 5%. Den potensielle verdien av lastflytting og redusert makslast er dermed i en størrelsesorden som avgjort burde være interessant.

## 3 Utforming av tariffer

### 3.1 Tariffledd

Tariffer består normalt av ett eller av fastledd, energiledd og effektledd. Dagens forskrift sier at fastleddet minst skal tilsvare kundespesifikke kostnader for måling, avregning og kundetjenester, mens energileddet minst skal tilsvare tap i nettet. Praksis i dag er at timesmålte kunder med forbruk over 100.000 kWh/år normalt har et høyt effektledd, mens mindre kunder uten timesmåler avregnes etter energi. Størrelsen på fastleddet er normalt betydelig høyere enn direkte kundekostnader, og benyttes på skjønnsmessig grunnlag til å justere for ulike brukstid mellom kundegrupper. Typisk inndeling av energimålte kundegrupper er husholdninger, blokker, energimålt næring og hytter. Forskriften gir anledning til å differensiere mellom identifiserbare kundegrupper på nettmessig grunnlag – slik som forskjeller i brukstid.

Utgangspunktet for arbeidet med effekttariffer har vært å kunne gjøre prissignalet så sterkt som mulig. Dette betyr at fastleddet og energileddet settes så lavt som mulig. Fastleddet skal omfatte kostnader knyttet til måling og avregning samt kundetjenester, herunder avskrivning på målere. Nivået i de aktuelle selskapene er om lag 500 kr/kunde/år. For større næringskunder (over 125 A) er målerne dyrere, noe som tilsier at fastleddet settes høyere for denne kundegruppen enn for små næringskunder.

Tap i nettet tilsvare typisk om lag 3-5 øre/kWh, avhengig av sesong og kraftpris. Uansett utgjør tapet en liten del av samlet tariffkostnad, typisk godt under 10%

Beregninger gjort i de to selskapene viser at dersom fast- og energileddene settes så lavt som mulig, vil om lag 80% av tariffinntekten hentes inn fra effektleddet.

Utformingen av effektleddet har flere alternativer. De tre viktigste er valg av avregningsperiode, valg av sesongdifferensiering og valg av tidsdifferensiering. Disse valgene må avveies mot ønsket om en enklest og mest mulig forståelig tariffstruktur.

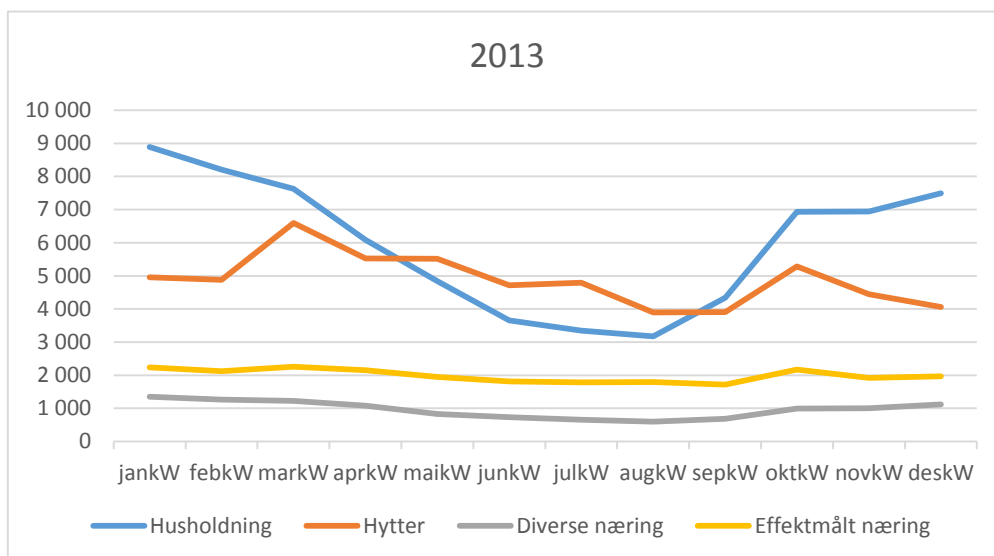
Avregningsperioden kan meningsfylt settes til måned, sesong eller år. Størrelsen på effektleddet må reflektere lengden på avregningsperioden. Referansepunktet innenfor avregningsperioden kan være maks time, et snitt av de x høyeste timene eller andre snittberegninger. I begge de to selskapene vi har jobbet med har fokus vært på maks time innenfor avregningsperioden. Etter vår mening tilsier valg av maks time også at avregningsperioden bør være forholdsvis kort – vi har falt ned på avregning pr måned som en hensiktsmessig periode. Begrunnelsen for dette er at en «spiker» ikke skal dominere tariffkostnaden i altfor lang tid. Videre innebærer månedsavregning at kunden får faktura basert på faktisk forbruk ganske kort tid etter at forbruket har skjedd – dette vil mest sannsynlig styrke prissignalet, og gjør det enklere for kunden å relatere høye regninger til faktisk adferd.

Sesongvariasjonene i forbruk er store i noen kundegrupper, men ikke i andre. I begge selskapene er makslasten i husholdninger dominert av oppvarming, og dermed utetemperatur. Dette er en god grunn til å differensiere effektleddet etter sesong – dvs et høyt ledd på vinteren, og et lavere ledd om sommeren. I de to selskapene har vi utforsket forholdstall i størrelsesorden 1:4-1:2. Så lenge makslasten er på vinteren, er det gode argumenter for å benytte et høyt vinterledd og et lavt sommerledd. Dette vil gi et riktig prissignal for når kapasiteten faktisk er presset.

Behovet for og nytte av å differensiere effektleddet etter time eller ukedag er vurdert som begrenset. Dette kan benyttes til å øke effektleddet i timene med aller høyest last og dermed styrke prissignalet, men vi tror ikke denne eventuelle gevinsten står i forhold til den økte kompleksiteten en slik tariffstruktur vil innebære for kundene. Erfaringer fra blant annet California med såkalte «time-of-use» tariffer viser at med komplekse tariffstrukturer vil kundene tilpasse seg gjennomsnittstariffen og ikke marginaltariffen. Vi mener derfor at et mer finfordelt effektledd vil ha begrenset, om noen virkning på kundenes adferd.

### 3.2 Differensiering mellom kunder

Ikke alle kundegrupper har nødvendigvis høylast om vinteren. På Hvaler er lastkurvene over året for henholdsvis husholdninger, næring og hytter svært forskjellige, se Figur 3-1.



Figur 3-1 Sammenlagret effekt pr kundegruppe på Hvaler (2013). Kilde: FEAS/Xrgia

Husholdningene har en svært klar sesongprofil, hvor lasten er høyest i vintermånedene. For hytter er mønsteret helt annerledes: makslast er i påsken, men lasten gjennom sommeren er nesten like høy. For næringskundene er lastprofilen nesten flat over året – både for dagens effektmålte næring og for mindre, energimålte næringskunder.

Dersom kundegruppene på Hvaler hadde vært jevnt fordelt pr punkt i nettet, hadde det vært fornuftig å ha et høyt effektledd om vinteren og et lavt om sommeren for alle kundegrupper – i samsvar med samlet belastning i nettet. Imidlertid er ikke kundegruppene jevnt fordelt i nettet, noen punkter er helt dominert av hytter og andre av næring. Dermed vil det gi et riktigere prissignal hvis husholdninger har sesongdifferensiert effektledd, mens øvrige kundegrupper har samme effektledd hele året. Effektleddet bør dermed settes på det mest relevante grunnlaget for hver kundegruppe, ikke for alle kundene samlet sett.

Et annet forhold er nivået på effektleddet. Tariffen skal reflektere faktiske kostnader ved nettilknytningen, og kan differensieres mellom kundegrupper med basis i nettrelevante forhold. Innen hver kundegruppe er det ikke anledning til å differensiere ut fra den enkelte kundens kostnadsforhold.

Det er to forhold som kan og bør tillegges vekt. Det første er knyttet til fastleddet, og innebærer at fastleddet bør settes høyere for kundegrupper der måleren faktisk er dyrere. Det andre relevante forholdet er knyttet til mengden nett som er bygget for å forsyne hver kundegruppe. I Fredrikstad Energi netts område er det ca 120 m lavspent nett pr næringskunde, 180 m pr husholdningskunde og 360 m pr hyttekunde. Samtidig er antall kunder pr nettstasjon betydelig lavere i de hyttedominerte områdene. Sett under ett krever dermed en hyttekunde mer nettinvestering enn en husholdnings- eller næringskunde. Dette innebærer at det er nettmessig grunnlag for å sette effektleddet høyere for hytter enn de to andre kundegruppene. Dersom en stor andel av de historiske tilknytningene er finansiert ved anleggsbidrag, må dette tillegges vekt i fastsettelse av tariffene. Hvis man regner på forskjellen i linjekostnad alene, vil det rettferdiggjøre iallfall 2-3000 kr/hyttkunde/år i merkostnad. Dette er sannsynligvis mer enn hva som omdømmemessig er ønskelig å ta inn i hyttetariff, men gir en god begrunnelse for en klar differensiering knyttet til faktisk, underliggende kostnad som påføres nettet av ulike kundegrupper.

### 3.3 Typiske tariffnivåer

Ingen av selskapene har vedtatt nye tariffer når dette notatet skrives, og tallene under er kun indikative. Alle tall er eks mva, enova-avgift og elavgift.

- Fastledd: ca 500 kr/kunde (ca 2000 for større næringskunder)
- Energiledd: ca 3-5 øre/kWh
- Effektledd vinter: 60-150 kr/kW/mnd
- Effektledd sommer: 20-50 kr/kW/mnd



## 4 Kunderespons og lastflytting

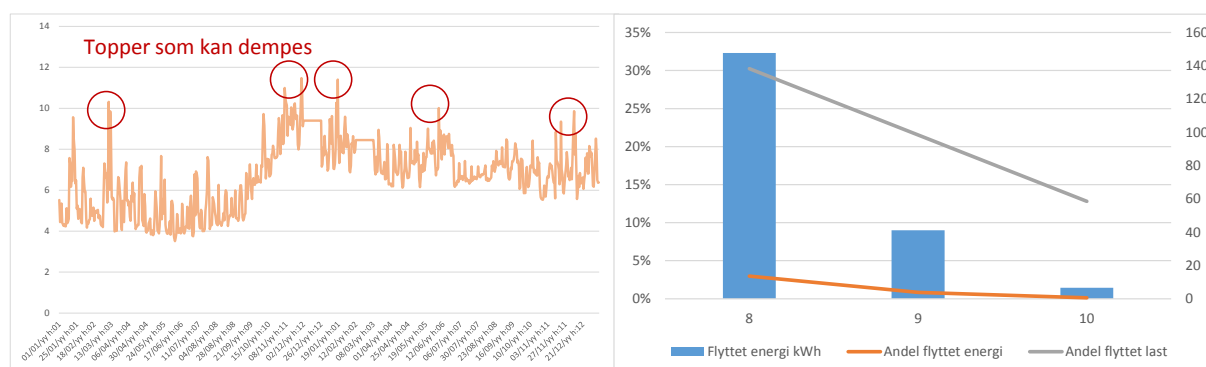
### 4.1 Faktisk fleksibilitet

En energimålt kunde har ingen incentiver til å flytte last, utover de begrensninger som kundens egen installasjon og sikringsstørrelser gir. Basert på tall fra både Ringeriks-kraft og Hvaler, har den typiske husholdningskunden en brukstid på 2500-3000 timer. Brukstid er definert som samlet energiforbruk i året dividert på høyeste registrerte last i kWh/h.

Spørsmålet er i hvilken grad kunden *kan* flytte last uten at nyttetapet blir for stort: Det er selvsagt mulig å bruke komfyren og lage middag midt på natten, men det er neppe realistisk at noen vil velge å gjøre det for å flytte last. Andre laster kan være enklere å flytte, slik som varmtvann, varmekabler og andre trege laster, samt ikke tidskritiske laster som vask, tørk og lading av elbil.

Vi har satt opp en hypotese om at nyttetapet henger sammen med hvor mye energi som flyttes i forhold til reduksjonen i effekt. Dette vil selvsagt ikke alltid være riktig, men det er lett å godta at en lastflytting som samtidig flytter *mye* energi, sannsynligvis vil gi større nyttetap. En enkel illustrasjon kan være automatisk styring som sørger for at varmtvannsbeholderen alltid slås av når komfyren skrur på.

Hvor mye er det realistisk at en gjennomsnittlig husholdning kan flytte? Internasjonale erfaringer og studier, likeledes foreløpige resultater fra pilotprosjektet på Hvaler, indikerer at 20% lastreduksjon er helt oppnåelig. Figur 4-1 viser et eksempel på dette. Kurven til høyre er timeslaster for januar 2014 for et småhus i Hønefoss, med brukstid ca 3000 timer. Kundens makslast denne måneden er ca 11,5 kW. Grafen til venstre viser absolutt og relativ reduksjon i energi og relativ reduksjon i effekt dersom makslasten var blitt begrenset til henholdsvis 8, 9 eller 10 kW (x-aksen)



Figur 4-1 Eksempel på småhus i RiKs nett, lastkurve fra januar 2014

En reduksjon ned til 9 kW innebærer en lastreduksjon på litt over 20%. Energimengden som flyttes i de aktuelle timene er ca 35 kWh, eller under 1% av månedsforbruket. Med et vanlig omfang av trege laster er det grunn til å tro at denne lastreduksjonen er lett å oppnå.

Hvis man legger inn nye laster i bygget, slik som elbillading, er det åpenbart svært stor forskjell på hvorvidt ladingen skjer i høylast (typisk ettermiddag etter jobb) eller om natten. Det samme gjelder vask og tørk.

En liten digresjon om vask og tørk på natten: DSB har uttrykt bekymring om at kjøring av vask, tørk og oppvaskmaskin på natten vil kunne gi flere alvorlige boligbranner. Vi mener at dette argumentet bør avstemmes mot fakta og hvilken nytte eventuell lastflytting kan gi. Norge har om lag 2.200.000 boliger. I følge tall fra Norsk brannvernforening og DSB er det ca 1500 boligbranner i året, eller 0,07% av alle boliger. Av disse brannene er ca 40 forårsaket av vaskemaskin, oppvaskmaskin, tørketrommel eller tørkeskap. Med basis i dagens statistikk vil altså et mer alvorlig branntilfelle kunne skje i ca 1 av 55.000 boliger årlig. Det er neppe grunnlag for å hevde at kjøring om natten vil gi flere branner, men at utfallet kan bli mer alvorlig. Vi mener det er et relevant spørsmål hvorvidt den økte risikoen for mer alvorlig konsekvens av branner bør veie tyngre enn den økonomiske gevinsten ved lastflytting. Denne type maskiner har typisk effektbehov på 2-3 kW, og samtidig bruk når folk er hjemme – dvs ettermiddag – vil gi betydelig utslag i makslasten.

AMS kan også bidra til å redusere risiko for branner/oversvømmelser ved installasjon av deteksjonsutstyr for røyk/varme/vannlekkasje, som trådløst kan trigge automatisk frakobling av tørketrommel, vaskemaskin eller oppvaskmaskin.

#### **4.2 Respons på økonomiske incentiver**

At en kunde har mulighet for å flytte last er ingen garanti for at kunden faktisk gjør det. Det er iallfall tre forhold som kan bidra til å utløse lastflytting. Økonomisk gevinst i form av redusert nettleie er et åpenbart incentiv. Videre kan laststyring også bidra til økt komfort, ved at et lokalt eller fjernbetjent styringssystem sørger for effektiv styring, og samtidig gjerne bidrar til energieffektivisering. Et tredje poeng er «gøy-faktor», hvor nytten ikke nødvendigvis er økonomisk men snarere gleden ved på ha et avansert system.

Vårt hovedfokus har vært på beregning av den økonomiske nytten av laststyring i form av lavere nettariff. Vår tilnærming har vært å sette en typisk terskelverdi for når den potensielle, økonomiske besparelsen er stor nok for en enkeltkunde til at det er interessant å gjøre tiltak. Denne terskelverdien er usikker. Vi har drøftet nivåer i området 1000-1500 kr/år eks mva og avgifter for husholdninger og hytter, og 1350-2000 kr/år for mindre næringskunder. Dette er blant annet i tråd med svar som Skagerak Energi Nett fikk fra sine kunder i en spørreundersøkelse i 2012. Logikken bak en terskelverdi tror vi bør være todelt: for det første må besparelsen være stor nok til at kunden fatter interesse, for det andre må den være stor nok til å forsvare installasjon av et automatisk styringssystem. Vi tror ikke at det er nødvendig av besparelser i nettariffen alene skal forsvare investeringskostnaden – besparelser i energibruk vil også veie betydelig når slike systemer installeres.

Når vi regner økonomisk potensial for lastflytting beregner vi først kundens beregnede fleksibilitet i kW, deretter forskjell pga lastflytting i årlig tariffkostnad med effekttariff, og

sammenligner til slutt besparelsen med terskelverdien. Kun kunder som har besparelse over terskelverdien inngår i det økonomiske potensialet for lastflytting. Besparelsen for kunden er beregnet for kundens totale lastflytting, mens lastflyttingen i systemet er justert for sammenlagring. Sammenlagring er beregnet basert på faktiske lasttall i systemet (pr nettstasjon, sone og totalt nett).

## 5 Nettnytte av lastflytting

### 5.1 Hva kan gi nettnytte?

Nettnytte kan gis et bredt innhold. I arbeidet med effekttariffer har fokus vært på investeringskostnader og leveringskvalitet, og til en viss grad tap i nettet. Andre potensielle nytteverdier vi ikke har tatt med i vurderingene er redusert energibruk hos kundene, miljøvirkninger av redusert energibruk, rimeligere systemdrift og enklere integrasjon av fornybar produksjon i energisystemet. Driftseffektivisering i nettselskapet som følge av AMS (men som ikke er avhengig av effekttariffer) er heller ikke tatt med. Vårt fokus har dermed vært på virkninger som direkte eller indirekte reduserer kostnader i nettselskapet som følge av økt lastflytting.

Konkret innebærer dette at vi anslår volumet av *utsatte* investeringer i nettstasjoner og i linjenettet. Det kan være ulike tilnærminger for å estimere omfanget. Vi har benyttet følgende tilnærminger:

For *nettstasjoner* beregner vi først faktisk kapasitetsutnyttelse av stasjonen (maks last/installert ytelse, basert på timessnitt kWh/h), og kategoriserer stasjonene etter type (mast, kiosk etc) samt alder. Stasjoner som har høy kapasitetsutnyttelse, for eksempel over 75%, ligger nærmest en beslutning om kapasitetsutvidelse. Deretter kobler vi kunder mot de respektive nettstasjonene, og beregner hvor mye av økonomisk lønnsom lastflytting som ligger bak nettstasjoner med høy kapasitetsutnyttelse. Dette er grunnlaget for å beregne potensialet for lastflytting som nettselskapet kan omgjøre til nettnytte. Til slutt vurderer vi kostnader ved kapasitetsutvidelse – eksempelvis er den høyere for en trafo i mast, som i sin helhet må flyttes til bakken, enn for en kiosk hvor kapasitetsutvidelse i eksisterende bygg er mulig. Produktet av investeringskostnad pr stasjon og antall stasjoner gir dermed brutto, potensiell investering som kan forskyves. Resultateffekten av investeringene vil være summen av avskrivninger (ca 3%) og avkastning, (p.t. ca 7%) eller til sammen ca 10% av investeringen de første årene.

For *linjer* er tilnærmingen annerledes. Selv om nettstasjonene i et område har tilstrekkelig kapasitet, kan kapasiteten i både lav- og høyspentnettet være så anstrengt at leveringskvaliteten blir dårlig (spenningsfall). I lavspenningsnettet har vi benyttet kortslutningsytelse som indikator på behov for forsterkning. Eksempelvis kan kunder med kortslutningsytelse under 500 eller 1000 A ha så dårlig leveringskvalitet med økt last i nettet at linjenettet må forsterkes. Den aktuelle linjelengden (og type, dvs luft eller kabel) kan enten

tas ut som faktiske lengder eller estimeres basert på linjelengde frem til hver kunde som hører til nettstasjonen. Videre metodikk er som for nettstasjoner. For høyspent linjenett er også tilnærmingen den samme.

I de aktuelle casene har vi ikke tatt med forsterkningsbehov i overliggende nett. Dette kan åpenbart gi betydelig nettnytte i tillegg til nytteverdiene i distribusjonsnettet, for eksempel i form av utsatte investeringer i økt trafokapasitet.

## 5.2 Estimerer for nettnytte

Beregningene som er gjort i de to prosjektene indikerer et forholdsvis betydelig potensial for nettnytte. Omfanget er imidlertid svært avhengig av hvilket tidsperspektiv og utvikling i lastbehovet man legger til grunn.

Basiscasene er beregnet med grunnlag i historiske data (for Hvaler 2012-2014, og for Ringeriks-kraft januar-august 2014). Disse årene har vært betydelig mildere enn normalen, med tilsvarende lavere oppvarmingsbehov. En åpenbar justering av datasettet er dermed å ta hensyn til lastbehovet i et kaldt år hva gjelder oppvarming.

Et annet, fremoverskuende poeng er vekst i elbilparken. Selv om salget av elbiler har økt mye de siste par årene, er andelen av elbiler fremdeles svært lav. Hvis de høye salgstallene holder seg, vil dette raskt endres. I løpet av få år er det realistisk at 10-20% av bilparken er elektrisk, og da begynner effektbehovet for lading å bli en reell utfordring. Tidspunktet for lading blir dermed svært viktig for å vurdere last- og kapasitetsbehovet. Vi har gjort analyser av betydningen av økt elbilpark med inntil 20% og ulike ladeteknologier.

Et tredje, fremtidig poeng er økt innslag av nytt effektkrevende utstyr, og som kan gi økt lastbehov uten vesentlig (om noe) økt energibehov. Dette har vi i analysene tatt høyde for gjennom mer generelle sensitivitetsanalyser knyttet til % økning av dagens makslast.

Resultatene fra analysene i ulike selskaper er avhengig av kapasiteten i det eksisterende nettet. I Ringeriks-kraft nett kom vi frem til et potensial for nettnytte på inntil 5% av dagens samlede kostnadsgrunnlag. Dette hadde basis i følgende resultater:

- Økonomisk lønnsom lastreduksjon (for kundene) var ca 11% av sammenlagret makslast
- Av dette lå om lag 25% bak nettstasjoner med høy kapasitetsutnyttelse i dag, Dette betyr at ca 3% reduksjon av makslasten gir nettnytte
- Med økt last i et kaldt år samt økt andel elbiler økte andelen til fra 25% til 40%
- Lastreduksjonen etter korrigerings for kaldt år og elbiler lå bak i alt 190 nettstasjoner med kapasitetsutnyttelse over 75%
- Samlet investeringsvolum for kapasitetsutvidelse i disse stasjonene ble estimert til ca 50 MNOK. Årlig kostnadsvirkning er ca 5 MNOK
- I tillegg ble redusert tapskostnad estimert til ca ,5-2 MNOK/år
- Samlet sett ble potensialet anslått til 3-5% av dagens kostnadsgrunnlag

I Fredrikstad Energi er omfanget lavere, siden analysene kun omfatter Hvaler som er en del av Fredrikstads forsyningsområde. Området er også dominert av hyttekunder, som har et lavt forbruk i forhold til husholdnings og næringskunder. Mange kunder får derfor for svake økonomiske incentiver når vi legger en viss terskelverdi (se avsnitt 4.2) til grunn.

Beregningene for Hvaler er ikke ferdigstilt. De foreløpige resultatene indikerer et begrenset potensial knyttet til nettstasjoner, mens potensialet knyttet til utsatt forsterkning av linjenettet er betydelig.

### **5.3 Hvem nyter godt av reduserte kostnader?**

Hele nettnytten er en samfunnsøkonomisk gevinst – iallfall i den grad frigjorte ressurser kan nyttiggjøres andre steder i samfunnet. Fordelingen mellom kunder og nettselskap avhenger av den økonomiske reguleringen. I dag fordeles effektiviseringsgevinster med 40% til kundene og 60% til selskapet. I Reiten-utvalget foreslås det at incentivene til effektivisering styrkes for selskapet, med en fordeling på 30/70.

For sparte investeringer blir imidlertid effekten en annen. NVEs regulering innebærer en såkalt kalibreringsmekanisme, hvor ca 20% av samlet inntektsramme (i distribusjonsnettet) fordeles etter nettselskapets andel av samlet, bokført kapitalgrunnlag og ikke etter effektivitet. Dette betyr at sparte investeringer i større grad tilfaller kundene enn sparte driftskostnader – siden nettselskapets andel av samlet kapitalgrunnlag også reduseres dersom man investerer mindre. Med dagens regulering vil om lag 75% av gevinsten ved sparte investeringer tilfalle kundene – dette tallet vil blant annet påvirkes av gjennomsnittlig effektivitet i bransjen. Økt nettnytte i form av utsatte investeringer kommer dermed i første rekke kundene til gode gjennom reduserte tariffer.