

Rapport

Forslag til tariffmodell fra 2019

UTFORMING AV TARIFFER I TRANSMISJONSNETTET



FORORD

Denne rapporten drøfter dagens modell for fastsettelse av tariffer i transmisjonsnettet og foreslår en ny og mer fremtidsrettet modell.

Behovet for endringer er omtalt i kapittel 1. Rammene for tariffing er beskrevet i kapittel 2 og 3. Statnetts pågående evalueringsprosess er beskrevet i kapittel 4. Modellendringene som foreslås er beskrevet i kapittel 5. De vurderte konsekvensene av endringene er beskrevet i kapittel 6. I kapittel 7 gir vi en samlet presentasjon av konklusjonene.

Statnett ber om kommentarer til de enkelte endringsforslagene og den foreslåtte modellen. Vi ber om at kommentarer til de foreslåtte endringene sendes Statnett innen 16. mars 2018.

Høringssvar sendes til: ketil.ron@statnett.no eller gro.ballestad@statnett.no

Svar merkes med: Innspill tariffmodell 2019

Statnett vil etter høringsfristens utløp vurdere de innkomne høringsuttalelsene. Statnett tar sikte på at ny tariffmodell skal tre i kraft 1. januar 2019.

Oslo, januar 2018.

Thor Erik Grammeltvedt
Direktør strategi og tariff

SAMMENDRAG

Bakgrunn og problemstilling

Statnett har som mål å etablere en ny tariffmodell fra 2019. Målet er å etablere en modell som er bedre tilpasset de omfattende endringene kraftsystemet står overfor og legge til rette for en mer samfunnsøkonomisk effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet.

Denne rapporten belyser mulige endringer og beskriver vårt forslag til ny tariffmodell. Rapporten og forslaget er et grunnlag for en videre dialog med kunder og interessenter om fremtidig tariffmodell.

De forslagene vi fremmer skal gi aktørene bedre signaler om hva bruk og utvikling av nettet koster. Det er samtidig viktig å påpeke at en tariffmodell alene ikke løser alle utfordringer med koordinering mellom nett, produksjon og forbruk.

Forslag om å innføre områdevis lokaliseringsfaktor – dagens k-faktor bortfaller

Dagens prissignaler gjennom prisområder og marginaltapsledd er viktige for å fremme samfunnsøkonomisk effektiv drift av kraftsystemet og de gir også fornuftige langsiktige signaler. Men de er etter vår vurdering ikke tilstrekkelige for å fremme samfunnsøkonomisk optimal utvikling av nettet. Det skyldes blant annet at kapasitetsøkninger i nettet normalt skjer i større sprang og som regel før det oppstår betydelige overføringsbegrensninger. Konsekvensen er at markedsaktørene ikke får tilstrekkelig sterke signaler om langsiktige kapasitetskostnader. Denne utfordringen er særlig relevant for områder med et betydelig kraftunderskudd (effektunderskudd i høylast). I slike tilfeller må nettet bygges ut før større knapphet oppstår, for å ivareta forsynings sikkerheten til forbrukerne.

Dagens k-faktormodell ble ikke innført for å gi et signal til lokalisering i nettet. I praksis gir den imidlertid et lokaliseringssignal, men dette signalet reflekterer ikke langsiktige nettkostnader på en god måte. Modellen belønner forbruk som er tilknyttet samme punkt som produksjon i transmisjonsnettet, men gir ingen reduksjon til forbruk i nærliggende punkt. Det at forbruk og produksjon er tilknyttet samme punkt i transmisjonsnettet reduserer ikke uten videre kostnadene, fordi nettet må dimensjoneres for å håndtere at høyt forbruk og høy produksjon bak samme punkt ikke opptrer samtidig. Dagens K-faktor er utformet på en måte som gjør at tariffreduksjonen øker med økte kostnader i transmisjonsnettet. Det er ingen samfunnsøkonomisk begrunnelse for økte forskjeller i tariff mellom punkter med og uten produksjon. Vi ønsker på denne bakgrunn å avvike K-faktormodellen.

Vi foreslår et nytt lokaliseringssignal som skal gis til forbruk i overskuddsområder og til både produksjon og forbruk i underskuddsområder. Vi definerer overskudds- og underskuddsområder ut fra effektbalansen i hvert område. Effektbalansen måles ved maksimalt forbruk fratrukket tilgjengelig vintereffekt. Områdene, totalt 16, foreslås delt inn basert på nåværende og forventede kapasitetsbegrensninger i nettet. Bedre regional effektbalanse kan over tid redusere behovet for overføringslinjer mellom ulike regioner.

I underskuddsområder vil forbruk få et høyere effektledd, mens produksjon får en tariffreduksjon på grunnlag av tilgjengelig vintereffekt. En økning i produksjonskapasiteten og en reduksjon i forbruket i de mest anstrengte periodene vil gi bedre forsynings sikkerhet og kunne bidra til et redusert behovet for overføringskapasitet inn til området. Lavere maksimalt forbruk og mer tilgjengelig produksjonskapasitet i underskuddsområder kan både redusere investeringsbehovet for nettet og gi økt forsynings sikkerhet.

For overskuddsområder foreslår vi at det gis en reduksjon i tariffen for forbruk. Dette fordi overføringsbehovet på lang sikt kan reduseres hvis forbruk lokaliseres i overskuddsområder. Vi foreslår ingen tarifføkning for produksjon i overskuddsområder. Overføringsbegrensninger på grunn av kraftoverskudd kan opptre på ulike tider av året og typisk i perioder med lavt forbruk og høy fornybar kraftproduksjon. Vi legger til grunn at markedet kan gi presise og tilstrekkelige prissignaler i dette tilfellet.

Vi har vurdert tre ulike utforminger av det geografiske prissignalet og anbefaler at det utformes som et eget effektledd. Styrken foreslås å variere innenfor grensene +/- 40 kr/kW for forbrukere avhengig av graden av effektbalanse i området. For produsentene foreslås det at styrken varierer fra 0-40 kr/kW avhengig av graden av effektunderskudd i området. I tillegg skal summen av det generelle fastleddet og prissignalet ikke bli negativ, hverken for forbrukere eller produsenter.

Det foreslåtte nivået på differensieringen er satt til +/- 40 kr/kW og er basert på forskjell i langsiktige marginale kostnader mellom områder. Forslaget gir et signal som ikke endres med det totale kostnadsnivået, samtidig som det sikrer symmetrisk behandling av forbruk og produksjon i underskuddsområder.

Forslag om å justere tariffordningen for store forbrukere

Alle kundegrupper bør betale de kostnadene de påfører nettet. En betydelig del av nettkostnadene kan imidlertid ikke henføres til konkrete brukere. Disse kostnadene må fordeles slik at utnyttelsen av nettet ikke reduseres unødvendig.

Dersom tariffen for en kundegruppe med prisfølsom etterspørsel blir for høy, kan det medføre redusert forbruk eller bortfall av forbruk. Dette gir dårligere utnyttelse av nettet og kan gi høyere kostnader ved framtidig nettutvikling og nødvendig ombygging. Det kan også føre til at andre kunder får høyere tariffkostnad fordi det blir mindre forbruk å dele de samlede kostnadene på. For å legge til rette for en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet fremover, er det rasjonelt at store og prisfølsomme forbrukere betaler en lavere tariff enn alminnelig forbruk.

Dagens differensiering er basert på hvor stabil last den enkelte forbruker har, gjennom døgnet og gjennom året. Jo mer stabil last, jo høyere tariffreduksjon. Evalueringen av dagens modell har vist at tariffreduksjonen ikke står i forhold til nytten stabilitet i forbruk vil ha for kraftsystemet fremover. Stabilitet i seg selv vil i begrenset grad kunne gi grunnlag for reduserte investeringer og kapitalkostnader.

Store enkeltforbrukere har en viktig rolle og funksjon for å realisere en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Vi foreslår at tariffen for denne kundegruppen framover bør settes ut i fra relativ prisfølsomhet, sammenliknet med alminnelig forbruk. Dagens kriterier for å inngå i kundegruppen reflekterer ikke i tilstrekkelig grad gruppens prisfølsomhet. Statnett foreslår derfor å justere kriteriene for hvilke virksomheter som omfattes av ordningen. Følgende kriterier foreslås:

1. Et effektuttak på minst 15 MW i minst 5000 timer, samt at bedriften må være tilknyttet på spenningsnivå 33 kV eller høyere.
2. De årlige energikostnadene, dvs. til både strøm og eventuelle andre energikilder, må over tid utgjøre en vesentlig andel av de aktuelle produktprisene. Vi legger til grunn at en signifikant høyere energiintensitet enn alminnelig forbruk må dokumenteres. Statnett vil arbeide videre med, og vil oppfordre til innspill på, hvordan energiintensiteten bør defineres og gjenspeiles i et objektivt og dokumenterbart kriterium.
3. Det må dokumenteres at virksomhetens tjenester eller produkter i betydelig grad er utsatt for internasjonal konkurranse, på eksportmarkedet eller gjennom konkurranse fra import. Statnett vil arbeide videre med og vil oppfordre til innspill på hvordan graden av internasjonal konkurranse bør defineres og gjenspeiles i et objektivt og dokumenterbart kriterium.

Kunder som faller innenfor disse kriteriene representerer en gruppe med vesentlig høyere prisfølsomhet enn alminnelig forbruk, noe det er rasjonelt for Statnett å ta hensyn til ved tarifferingen. Samtidig er det viktig at gruppens samlede betaling minimum dekker kostnadene de sammen påfører nettet. Gruppens andel av det totale effektbehovet, er en god indikator. Om lag halvparten av investeringene i transmisjonsnettet i perioden 2012 til 2022 er drevet av reinvesteringer og forsterkninger. Basert på en samlet vurdering av kundegruppens prisfølsomhet, andel effektuttak og driverne bak kostnadsutviklingen i transmisjonsnettet, foreslås en tariffreduksjon på 40% sammenlignet med tariffnivået for alminnelig forbruk.

Taket på innmatingstariffen bør fjernes

Det EU-fastsatte taket for produsenter hindrer utformingen av en helhetlig og konsistent tariffmodell. Taket medfører at aktørene ikke står overfor riktige prissignaler og at kostnadsfordelingen kan bli urimelig. Nettkostnadene er et nasjonalt ansvar der man også må ta hensyn til driverne bak investeringene når man skal fastsette tariffene. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er det etter Statnetts vurdering ikke rasjonelt å operere med et tak. Dette blir særlig tydelig i en situasjon hvor de samlede nettkostnadene stiger vesentlig og hvor etablering av ny produksjon for eksport kan bli en driver for økte nettkostnader.

Vi forventer at Norge fremover vil være i en situasjon med netto eksport. Tilknytning av ny produksjon og økt handlingskapasitet står for halvparten av de planlagte investeringene i nettet i perioden 2012 til 2022. Investeringene i ny produksjon kan bli betydelige også i årene som kommer, fordi ny vindkraft kan bli lønnsom uten subsidier og fordi EU kan åpne for støtteordninger på tvers av landegrensene. Andelen av kostnadene i nettet knyttet til ny produksjon kan derfor øke. Så lenge produsentenes tariff begrenses av det fastsatte taket, vil alle fremtidige økninger i nettkostnader bli betalt av forbruk. Dette medfører at

produsentene ikke i tilstrekkelig grad tar hensyn til nettkostnadene i sine beslutninger. På sikt kan dette medføre at samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjekter gjennomføres.

En rekke forhold påvirker lokalisering og investeringsbeslutninger knyttet til ny kraftproduksjon, og tariffen har begrenset betydning. Statnetts analyser viser at en økning av tariffen fra dagens nivå på 1,1 øre/kWh opp mot 2 øre/kWh vil ha begrensede konsekvenser. Vi finner at en økt tariff i liten grad påvirker konkurranseevnen til norsk kraftproduksjon, spesielt når vi forventer et økt kraftoverskudd i tiden fremover. Videre ser vi at det kun er et fåtall norske prosjekter som blir ulønnsomme som følge av en økt i innmatingstariff. Vår vurdering er derfor at nivået på innmatingstariffen kan økes uten betydelige negative samfunnsøkonomiske effekter. Disse effektene må vurderes opp mot de negative virkningene av alternativet, høyere tariffer for forbruk. Etter vår vurdering vil de negative effektene av høyere tariffer for forbruk være større. Det er derfor ønskelig å oppheve taket på innmatingstariffen.

Andre forslag som vurderes

I rapporten vurderer vi den eksisterende tariffordningen for *fleksibelt forbruk*. Vår vurdering er at ordningen er viktig, men at den i større grad må gi sikkerhet for at det fleksibel forbruket også vil forbli fleksibelt i fremtiden. Først da kan nettselskap ta hensyn til fleksibiliteten ved dimensjoneringen av nettet. I tillegg må ordningen avstemmes med utviklingen av markedsordninger for fleksibilitet, slik at markedet og tariffen kan fylle sine respektive roller og formål.

På nordisk nivå diskuteres det i hvilken grad *systemdriftskostnadene* skal hentes inn gjennom tariffen eller via gebyrer mot den enkelte aktør. Over tid ser vi for oss en større grad av samordning i Norden på dette området. Statnett avventer konklusjonene fra den pågående nordiske prosessen og legger ikke opp til en endring i dagens modell nå. Vi ser fortsatt for oss at den delen av systemdriftskostnadene som hentes inn gjennom tariffen deles 50 -50 mellom forbruk og produksjon.

Kundene og samfunnet har generelt et økende behov for sikker og stabil strømforsyning. Enkelte kunder kan ha behov for *høyere leveringskvalitet/leveringssikkerhet*, mens andre kan akseptere en lavere leveringspålitelighet. For å sikre en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet over tid er det viktig at den enkelte kunde står overfor de samfunnsøkonomiske kostnadene ved disse tiltakene. Statnett tar sikte på å utforme prinsipper for hvordan ulike krav til forsyningssikkerhet skal behandles i forbindelse med fremtidig nettutvikling og tariffing.

INNHOILDSFORTEGNELSE

Forord	I
Sammendrag	II
1 Innledning og bakgrunn	2
2 Samfunnsøkonomisk optimal tariffing	3
2.1 Tariffene skal dekke nettkostnadene og bidra til et effektivt kraftsystem	3
2.2 Bedre prissignaler kan gi samfunnsøkonomiske gevinster	4
2.3 Alle kundegrupper skal ikke betale like høye residuale tariffer	6
3 Dagens tariffmodell – bakgrunn og utfordringer	8
3.1 Rettslige rammer for tariffing	8
3.2 Dagens tariffmodell.....	8
3.3 Utfordringer ved dagens modell	10
3.4 Tarifferingspraksis i Europa	11
3.5 Konklusjoner og tilbakemeldinger på eksterne tariffrapporter	12
4 Forslag til utforming av ny tariffmodell	18
4.1 Lokaliseringssignaler i tariffen	18
4.2 Vurdering av nivået på innmatingstariffen	27
4.3 Vurdering av tariffnivået for store forbrukere	32
4.4 Ny tariffordning for fleksibelt forbruk.....	36
5 Samlede konsekvenser av foreslått modell	39
5.1 Forutsetninger for analysen	39
5.2 Foreslått tariffmodell for transmisjonsnettet	39
5.3 Samlede konsekvenser og virkninger.....	40
6 Andre forhold	43
6.1 Finansiering av systemdriftskostnader	43
6.2 Differensiering basert på ulike krav til leveringssikkerhet.....	43
7 Konklusjoner	44
Vedlegg.....	45

1 INNLEDNING OG BAKGRUNN

Statnett er inne i en periode med store investeringer. Bakgrunnen for et økt investeringsbehov er et kraftsystem i endring, kombinert med et stort reinvesteringsbehov i eksisterende nett. Perioden vi nå er inne i karakteriseres av en historisk høy utbyggingsaktivitet, og Statnett er per dags dato det nettselskapet i Norden som investerer mest. Kombinert med prosjekter under planlegging og gjennomføring gir de planlagte nettoppgraderingene frem mot første halvdel av 2020-tallet, et betydelig løft i nettkapasiteten over hele landet. Vi får bedre forsyningssikkerhet i viktige områder som Nord-Norge, Stor-Oslo og Stavanger-regionen, kapasitet til å ta inn nytt forbruk og ny produksjon, samt to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og England. I sum legger dette til rette for betydelig verdiskapning for samfunnet.

Det høye aktivitetsnivået vil innebære økt tariffnivå i årene fremover. Samtidig jobber vi kontinuerlig for å øke effektiviteten og holde kostnadene nede. De neste fem årene forventer vi å investere for 35-45 mrd. kroner, hvorav tre fjerdedeler allerede er investeringsbesluttet. Usikkerheten for den kommende 5-årsperioden er dermed begrenset. Investeringsnivået er en del lavere enn tidligere antatt og skyldes både vedtak om senere gjennomføring av prosjekter og at vi forventer lavere kostnader i viktige prosjekter. Etter de fem neste årene går vi inn i en ny fase der det samlede investeringsnivået mest sannsynlig går ned.

Endringene i kraftsystemet og driverne for nettinvesteringene krever at vi gjennomgår og evaluerer tariffmodellen for transmisjonsnettet. Vi ser ut i fra nåværende situasjon klare mangler ved dagens tariffmodell. Blant annet ser vi viktigheten av at nytt forbruk og ny kraftproduksjon står overfor en tariff som i større grad gjenspeiler forskjeller i nettkostnader ved ulik lokalisering. En annen viktig faktor som gir grunn til en revidering er den betydelige teknologiutviklingen verden har vært vitne til det siste tiåret. Kostnaden for ny vindkraft og solkraft har blitt betydelig redusert, og innen få år kan det bli lønnsomt å bygge ut vindkraft i Norge uten subsidier. Skjer dette kan flere fornybarprosjekter bli realisert, selv om sertifikatordningen blir avsluttet. Dette kan i sin tur utløse behov for nye nettinvesteringer.

Lokalisering av ny produksjon og nye store forbruksenheter til steder med god nettkapasitet kan gi store besparelser. Det er derfor viktig at lokaliseringssignaler samlet sett gir incentiver til riktige avveininger ved at de samfunnsøkonomiske kostnadene gjenspeiles i tariffene. NVEs forslag om innføring av effekttariffer i distribusjonsnettet kan også over tid bidra til å redusere den samlede effektbelastningen i nettet, og dermed bidra til redusert investeringsbehov også i transmisjonsnettet.

Statnett ønsker innspill på de foreslåtte endringene som beskrives i denne rapporten. Vi ber spesielt om innspill på:

- Metodikk for utformingen av nytt lokaliseringssignal, herunder:
 - o Områdeinndeling
 - o Signalstyrke
 - o Avregningsgrunnlag
- Nivået på innmatingstariff og behovet for å heve taket på innmatingstariffen fastsatt av EU
- Utforming av tariffordning for store, energiintensive forbrukere
- Prinsipper for en revidert tariffordning for fleksibelt forbruk

2 SAMFUNNSØKONOMISK OPTIMAL TARIFFERING

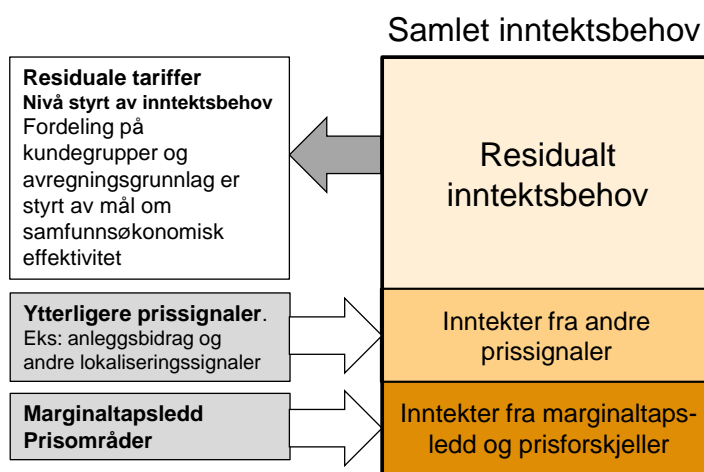
2.1 Tariffene skal dekke nettkostnadene og bidra til et effektivt kraftsystem

Energilovens formål tilsier at tariffen skal utformes i tråd med samfunnsøkonomiske prinsipper. Av energiloven og tilhørende forskrifter fremgår det at tariffene skal utformes for i størst mulig grad å bidra til effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet.

Basert på dette kan vi konkludere at overføringstariffene har to hovedmål:

- Bidra til et samfunnsøkonomisk effektivt kraftsystem
- Dekke inntektsbehovet i tråd med inntektsrammen fra NVE

Disse målene og kravene danner en ramme for drøftingene i denne rapporten. Sammenhengen mellom målene fremgår av figur 2-1. Som figuren viser dekkes inntektsbehovet gjennom prissignaler og ved residuale tariffer.



Figur 2-1: Inndecking av kostnader i transmisjonsnettet. Samspeillet mellom prissignaler og residuale ledd.

Prissignalene skal bidra til effektiv utnyttelse av nettet på kort sikt og de skal gi ønskede investerings- og lokaliseringssignaler på lang sikt. Prissignaler kommer fra markedet (områdepriser), marginaltapsledd, anleggsbidrag og eventuelt andre prissignaler som man kan utvikle. Velbegrunnede prissignaler fremmer samfunnsøkonomisk effektiv drift og utvikling av nettet og senker dermed kostnadene for nettet. Samtidig vil prissignaler i de fleste tilfeller gi inntekter. Et eksempel på dette er flaskehalsinntekter som genereres av ulik pris mellom prisområder.

Selv om alle nettkundene betaler kostnadene vi kan henføre til dem via prissignaler, vil det være en betydelig restpost av kostnader som ikke dekkes ved prissignalene. Årsaken er at det er store skalafordeler ved bygging av nett, at investeringene ofte skjer i store sprang slik at det blir overskudd av nettkapasitet og at man også bygger inn ekstra kapasitet for å ha en sikker kraftforsyning.

Residuall inntektsbehov er den delen av det samlede inntektsbehovet som ikke dekkes inn av prissignaler. Tariffene som skal dekke disse kostnadene kaller vi residuale tariffer. Residuale tariffer skal i minst mulig grad påvirke markedsaktørenes bruk av nettet. Det skyldes at målet med de residuale tariffene kun er å dekke kostnadene. Vi forutsetter her at vi allerede har gitt de ønskede prissignalene.

I praksis vil residuale tariffer påvirke markedsaktørenes tilpasning til en viss grad, og som regel på en måte som svekker den samfunnsøkonomiske effektiviteten i kraftsystemet. Dette effektivitetstapet er knyttet til at tariffen kan få forbrukere og produsenter til å bruke nettet mindre enn det som er samfunnsøkonomisk effektivt. For å fremme samfunnsøkonomisk effektivitet skal man legge en høyere andel av de residuale kostnadene på grupper som er lite påvirket av tariffnivået (lav prisfølsomhet) og en mindre andel på grupper hvor tariffnivået har større betydning for bruken av nettet. Se mer om dette i kapittel 2.3.

Samfunnsøkonomisk effektivitet tilsier at alle nettets kunder bør betale de kostnadene de påfører kraftsystemet. Dekningen av residuale kostnader handler derimot om et spleiselag for felleskostnader som ikke kan knyttes til noen kunde direkte. Gode prissignaler gir på sikt lavere kostnader og fører til at

beløpet som må hentes inn gjennom residuale tariffer reduseres. Dermed reduseres også det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet ved residuale tariffer. Utfordringene med å fordele residuale tariffer gjelder både mellom forbruk og produksjon og mellom ulike forbruksgrupper.

Også valg av tariffgrunnlag, dvs. kriterium for utregning av tariffen, kan i noen tilfeller være viktig for å redusere samfunnsøkonomisk effektivitetstap. For fleksibel vannkraftproduksjon er det for eksempel ikke hensiktsmessig å legge residuale tariffer på installert effekt, siden installert effekt er en ønsket egenskap som kan øke forsyningssikkerheten i kraftsystemet. På denne bakgrunn ble det fra 2001 innført en energibasert tariff for produksjon. Denne type tariff gir i svært liten grad incentiv til å endre produksjonsmønsteret og svekker ikke lønnsomheten ved å ha installert generatorkapasitet.

2.2 Bedre prissignaler kan gi samfunnsøkonomiske gevinster

Det er helheten av prissignaler fra markedet og fra tariffer som skal stimulere til samfunnsøkonomisk effektiv bruk av nettet og utvikling av kraftsystemet. Behovet for prissignaler i tariffen kan derfor ikke ses uavhengig av signalene fra markedet. I tillegg til tariffer kan det også være aktuelt å utvikle andre målrettede virkemidler for å fremme et effektivt kraftsystem.

2.2.1 Dagens prissignaler er et viktig fundament som vi må bygge videre på

I dag gis prissignaler via marginaltapsledd, prisområder og anleggsbidrag. Disse signalene er viktige for å fremme en effektiv utvikling av kraftsystemet, men som vi skal se er det behov for ytterligere signaler.

Marginaltapsleddet reflekterer hvor mye tapene i kraftsystemet øker når man øker innmatingen eller uttaket i hvert enkelt tilknytningspunkt. Marginaltapsleddet i et punkt er symmetrisk for forbruk og produksjon. Hvis uttak i et punkt på et gitt tidspunkt *betaler* 3 % av kraftprisen per MWh for marginaltap, vil innmating *motta* 3 % av kraftprisen. Marginaltapsleddet forteller markedsaktørene hvilke tapskostnader de påfører nettet ved at de henter ut eller mater inn kraft. Denne tariffen optimaliserer dermed den løpende utnyttelsen av nettet. I tillegg gir den et langsiktig signal om at kraft er mer verdt på noen steder og mindre verdt andre steder.

Prisområder er viktig for å optimalisere produksjon og forbruk innenfor rammen av tilgjengelig overføringskapasitet. Innad i Norge og Sverige og på landegrensene i Europa håndteres overføringsbegrensninger i hovedsak ved at ulike anmeldingsområder får ulik pris. På kort sikt fører prisen i hvert område til at produksjon (og forbruk) i hvert område tilpasses nettets kapasitet. Markedet bidrar til at tilpasningene skjer så billig som mulig. I et overskuddsområde vil f.eks. en vannkraftprodusent med magasin være villig til å begrense sin produksjon hvis prisen blir litt lavere enn ellers, fordi kraften kan selges på et annet tidspunkt. En vindkraftprodusent har ikke noe lager til disposisjon og vil derfor ikke være like villig til å begrense produksjonen selv om prisen går ned.

Over tid kan områdeprisene også påvirke lokaliseringen av ny kraftproduksjon og nytt stort forbruk. Hvis et område har gunstige forhold for ny og relativt billig kraftproduksjon kan investorer ønske å bygge ut mer kraftproduksjon i området. Mer kraftproduksjon vil gi økt kraftoverskudd og flere situasjoner med overføringsbegrensninger ut av området. Prisene vil bli presset ned. Dette svekker lønnsomheten ved utbygging av ytterligere kraftproduksjon og det øker lønnsomheten ved å etablere nytt større forbruk i området. Hvis det kommer mye nytt forbruk kan det bli lønnsomt å investere i mer kraftproduksjon. Prismønsteret over året vil også påvirke hva slags ny kraftproduksjon og hva slags forbruk som er mest lønnsomt.

Anleggsbidrag medfører at nye større enheter som kobles til nettet må betale for kostnaden ved tilknytningen. Kraftproduksjon må betale for sin egen tilknytning (kundespesifikke anlegg, radialer) og det samme må større forbruksenheter. Hvis en industrikunde eller en kraftprodusent ønsker økt utvekslingskapasitet mot transmisjonsnettet, må kunden også betale det som forsterkningen koster. Anleggsbidrag fungerer som en test på at nytten for kunden er større enn de direkte kostnadene ved å bygge (eller styrke) tilknytningen. Anleggsbidrag bidrar til bedre lokalisering av forbruk og produksjon og lavere tariffnivå.

Noen ganger kan en tilknytning av større forbruk eller produksjon føre til at nettet må forsterkes andre steder enn i selve tilknytningslinjen, altså i det såkalte maskete nettet som brukes av flere kunder. NVE utreder for tiden bruk av anleggsbidrag i masket nett. Når flere kunder har nytte av en forsterkning er det mer komplisert å bruke anleggsbidrag, men det er trolig mulig å bruke anleggsbidrag i masket slik at det alt i alt bidrar til en mer samfunnsøkonomisk effektiv lokalisering av nytt stort forbruk eller produksjon. I noen tilfeller kan økt etterspørsel etter nett i et punkt bidra til at nettet må forsterkes for

flere milliarder kroner. Hvis man lykkes med å gi gode prissignaler i slike tilfeller, kan dette spare samfunnet for store merkostnader.

En mulig innvending mot anleggsbidrag i tilfeller hvor flere kunder allerede bruker nettet, er følgende: Det kan tenkes at en etablert kunde (her antatt like stor som den nye) har lavere betalingsvilje for å bruke nettet enn en ny kunde. Hvis den etablerte kunden også har lavere betalingsvilje for kapasitet enn kostnadene ved å forsterke nettet, vil det være mer samfunnsøkonomisk effektivt at den gamle kunden overlater sin kapasitet til den nye kunden slik at man unngår å forsterke nettet. En slik løsning er imidlertid vanskelig å realisere i praksis for en regulator eller netteier, men det er en viss mulighet for at markedet kan realisere løsningen uten inngrep. Hvis den nye kunden må betale for en forsterkning dersom det blir nødvendig, kan han også tilby etablerte kunder betaling for å redusere deres etterspørsel frivillig. Den nye kunden kan være interessert i en slik løsning hvis dette er mer lønnsomt enn å betale for forsterkningen av nettet. Det er vanskelig å si hvor ofte innvendingen over er relevant, men en del praktiske forhold indikerer at det ikke er ofte: Etablerte kunder har investert tungt i fabrikkbygg og infrastruktur. En ny aktør som ennå ikke har investert i dyre anlegg står langt friere til å velge en annen lokalisering.

Anleggsbidrag i transmisjonsnettet kan brukes for større aktører som industriforbruk og produksjon. Når en by vokser og trenger sterkere nett gir det ikke mening å bruke anleggsbidrag siden det er tusenvis av forbrukere som bidrar til forsterkningsbehovet. I slike tilfeller kan derimot effekttariffer som øker kostnader ved å ta ut strøm når nettet er mest belastet gi viktige signaler for å stimulere til en kostnadseffektiv utvikling av nettet. Se drøfting av dette nedenfor.

2.2.2 Det er behov for ytterligere geografiske prissignaler

Når man bruker prisområder til å håndtere alle viktige overføringsbegrensninger, og marginaltapsledd som reflekterer tapskostnader, har man gode signaler for å fremme effektiv drift på kort sikt. De langsiktige signalene som påvirker lokalisering og større utvidelser av produksjon og forbruk kan imidlertid bli for svake.

De langsiktige signalene fra markedet blir for svake fordi nettet ofte, og med gode grunner, bygges ut med en viss overkapasitet. Svake prissignaler fra markedet kan i neste omgang føre til at større forbruk og ny produksjon lokaliseres på en uheldig måte slik at nettet igjen må forsterkes. Forsterkede prissignaler kan bidra til en bedre langsiktig avveining mellom lokalisering av produksjon og forbruk og utbygging av nettet.

Utbygging av nettet skjer i større sprang og det kan ta 5-10 år å få på plass en ny linje eller en forsterkning. Nettet må planlegges og bygges for å dekke *fremtidig* etterspørsel etter kraftoverføring. Men denne etterspørselen er ofte usikker. Kostnadene ved tapt verdiskaping eller svekket forsyningssikkerhet hvis det bygges for lite, kan ofte være større enn kostnaden ved å bygge for mye overføringskapasitet. Når man skal øke kapasiteten i nettet er det også ofte betydelige skalafordeler. Disse forholdene bidrar til at man ofte vil velge å bygge forholdsvis stor kapasitet når man først bygger.

Hensyn til effektiv konkurranse og god likviditet i markedene kan også trekke i retning av å velge større overføringskapasitet hvis man likevel skal bygge.

I underskuddsområder kan økt produksjon som er tilgjengelig i perioder med høyt forbruk øke forsyningssikkerheten. Markedet gir i dag ikke noen tydelig belønning til produksjon for å bidra til økt forsyningssikkerhet.

Det er en viktig forskjell mellom underskuddsområder og overskuddsområder. Kostnadene for forbrukere som ikke får den strømmen de etterspør kan være 10-20 ganger så stor som kostnadene for kraftprodusenter som ikke får levert kraft til markedet. I praksis er ikke rasjonering av forbruk en akseptert løsning. Det er derfor et mye sterkere press for å bygge rikelig overføringskapasitet inn til forbruksområder mens det er lettere å bruke prisområder for å håndtere et kraftoverskudd i et område.

Prissignaler utover områdepriser, marginaltapsledd og anleggsbidrag er verdifulle når de bidrar til økt samfunnsøkonomisk overskudd på lang sikt. Denne gevinsten kan oppstå hvis endret utbygging av forbruk og produksjon (nye anlegg eller utvidelser) er billigere enn å forsterke nettet eller gir økt forsyningssikkerhet. Dersom nettet for all overskuelig fremtid vil ha mer kapasitet enn det som etterspørres, er det ikke viktig å gi lokaliseringssignaler. Hvis derimot ny produksjon og/eller nytt forbruk kan skape behov for ytterligere forsterkninger i nettet, kan det være viktig å påvirke lokaliseringen av nye anlegg og utvidelser av eksisterende anlegg. Hvis kraftunderskuddet i et område øker og man, av grunner referert over, bygger ut nett i forkant av behovet, kan vi komme i en situasjon hvor vi må bygge nett selv om det er billigere å redusere maksimalforbruket, lokalisere noe forbruk andre steder eller

bygge ny kraftproduksjon i området. Hvis tariffene gir et sterkere incentiv til å redusere effektterspørselen eller øke kraftproduksjonen, kan man utsette og kanskje unngå visse forsterkninger. Generelt kan vi legge til grunn at bedre kraftbalanse innen ulike delområder gir mindre behov for nett på lang sikt. Dette gjelder både nyinvesteringer og reinvesteringer. Dette er særlig viktig for områder med et betydelig kraftunderskudd, men det kan også være relevant for områder med kraftoverskudd. Det vil generelt gi mindre investeringsbehov i nettet hvis nytt forbruk lokaliseres i overskuddsområder i stedet for i underskuddsområder.

Ved overføringsbegrensninger innenfor prisområder bruker man spesialreguleringer. Dette kan løse den kortsiktige balanseringen, men det gir feil signal på mellomlang og lang sikt. I verste fall kan en produsent da tjene mer på å ligge i et område med knapp eksportkapasitet. Så lenge spesialreguleringen brukes lite, er de uheldige langsiktige incentivene et lite problem. Dersom overføringsbegrensningene opptrer hyppig kan det derimot være behov for å ta i bruk andre prissignaler eller styringsinstrument for å unngå for stor utbygging av kraftproduksjon i et område.

Nytt stort forbruk trenger ikke konsesjon i kraftsystemet og netteier har plikt til å tilknytte anleggene til nettet. For ny kraftproduksjon gir derimot konsesjonsprosessen visse mulighet til å påvirke hvor ny kraftproduksjon lokaliseres ved at man kan si nei til uønskede lokaliseringer.

Veiledende planer og konsesjonsinstrumentet kan bidra til en bedre lokalisering av ny kraftproduksjon, men har klare begrensninger sammenliknet med markedet. Et eksempel kan illustrere dette: Anta at et område har store produksjonsressurser som kan bygges ut samtidig som nettkapasitet ut av området er så dyrt at det ikke lønner seg å forsterke nettet. Denne situasjonen kan håndteres ved å si nei til konsesjon for produksjon som det ikke er plass til. Et alternativ kan være å tillate mer ny produksjon og håndtere overføringsbegrensningen som oppstår ved et prisområde. Da vil økt kraftutbygging gi lavere pris som i sin tur vil begrense ytterligere investeringer. Når kraftprisen blir lavere kan det gi grunnlag for etablering av ny kraftintensiv virksomhet for å utnytte ressursene i området. Økt forbruk kan igjen stimulere en ytterligere utbygging av kraftressursene. Dette er en utvikling som ikke like lett realiseres ved (ensidig) bruk av konsesjonssystemet. Den realiseres heller ikke hvis man bygger for mye overføringskapasitet.

2.3 Alle kundegrupper skal ikke betale like høye residuale tariffer

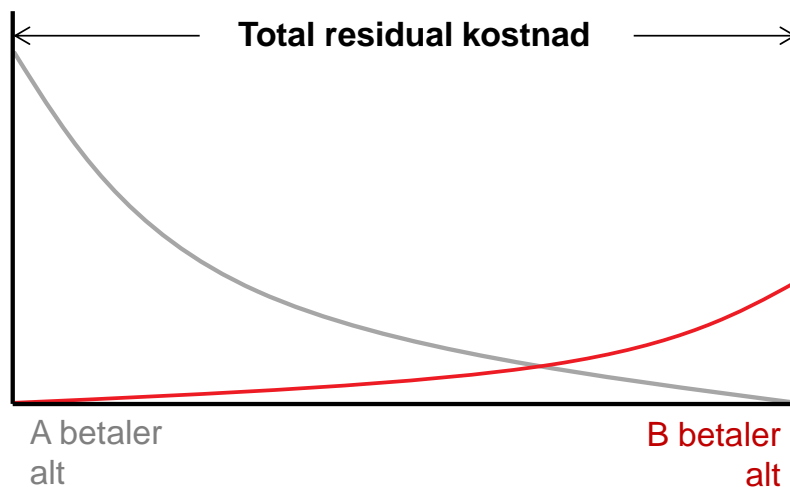
Nettet har store skalafordeler. Det betyr at selv om alle brukere betaler de kostnadene de påfører systemet, vil det være en del felleskostnader som ikke entydig kan henføres til noen bestemt bruker. For å fremme samfunnsøkonomisk effektivitet bør alle nettkunder *minst betale de kostnadene som de direkte påfører systemet*, men alle bør ikke betale like mye i spleiselaget for felleskostnader. Dette prinsippet kalles ofte Ramsey-prising og er begrunnet ut fra samfunnsøkonomisk effektivitet. Det gjelder for mange typer infrastruktur og brukes f.eks. (implisitt) også av et flyselskap som selger restplasser billig. Hvis kostnaden ved en ekstra passasjer er 300 kroner og passasjerer er villig til å betale 400 kr, tjener flyselskapet 100 kroner mer enn det ville gjort hvis setet var tomt. Det ville selvsagt vært bedre for flyselskapet om også de siste passasjerene hadde vært villig til å betale full pris, men slik er det ofte ikke. For å tjene mest mulig vil selskapet derfor prøve å tilpasse sine priser til betalingsviljen (prisfølsomheten) i ulike grupper. Dette maksimerer inntektene og gir bedre utnyttelse av kapasiteten.

Det samme prinsippet kan anvendes på nettet. Ulike kundegrupper vil ofte ha ulik (langsiktig) prisfølsomhet. Høy prisfølsomhet for kraft i en kundegruppe betyr at hvis kraftkostnaden inkludert tariffen øker, vil disse forbrukerne være mer tilbøyelig til å redusere sitt forbruk eller til ikke å øke det hvis det er aktuelt (for eksempel ny industri). Det samfunnsøkonomiske tapet oppstår når en virksomhet som er samfunnsøkonomisk lønnsom blir borte eller ikke etableres på grunn av en høy residual tariff. Hvis en høy residual tariff får prisfølsomme kunder til å koble seg fra nettet eller bruke det mindre, vil tariffinntekten fra disse kundene gå ned. Siden kostnadene i nettet er uendret må de tapte inntektene, gitt dagens inntektsrammeregulering, dekkes ved høyere residuale tariffer for andre kunder.

Ved fordelingen av residuale kostnader må vi vurdere hvilken fordeling som gir minst samfunnsøkonomisk effektivitetstap. Det reiser følgende spørsmål:

- Hvordan bør disse kostnadene fordeles mellom produksjon og forbruk?
- Hvordan bør kostnadene fordeles mellom grupper av forbrukere? (Det er vanskelig å se grunnlag for forskjellsbehandling mellom ulike kraftprodusenter)
- Hvilket avregningsgrunnlag er mest hensiktsmessig?

Hvis vi kjenner prisfølsomheten i ulike kundegrupper kan vi i teorien finne fram til en samfunnsøkonomisk optimal fordeling av residuale kostnader mellom gruppene. Dette er illustrert i figuren nedenfor der vi, for å forenkle figuren, kun opererer med to tenkte kundegrupper, A og B. Oppgaven å finne en optimal fordeling av de residuale kostnadene mellom disse gruppene.



Figur 2-2: Samfunnmessig optimal fordeling av residuale kostnader. Optimal fordeling er punktet der de to linjene krysser hverandre.

Avstanden mellom de to vertikale linjene viser det residuale inntektsbehovet. Høyden på de to kurvene viser hvordan samfunnsøkonomisk tap knyttet til hver gruppe avhenger av hvor stor andel gruppen må betale.

I dette eksemplet er prisfølsomheten lavere i gruppe B og effektivitetstaper øker dermed mindre når denne gruppen skal betale mer. Den optimale fordelingen mellom de to gruppene er gitt ved krysset mellom de to kurvene. Denne fordelingen gir minst samfunnsøkonomisk tap samlet sett.

I praksis finner man ikke gode tall for prisfølsomheten for ulike grupper, og prisfølsomheten kan også endre seg over tid med utviklingen i teknologi og markeder. Det er likevel mulig å gi brukbare kvalitative vurderinger av hvilke kundegrupper som er mest prisfølsomme.

Prisfølsomheten i etterspørselen etter kraft kan være særlig høy for forbrukere som lett kan bytte til en annen energibærer enn strøm. Den kan også være høy for bedrifter hvor (1) kraftkostnaden utgjør en stor andel av samlede kostnader og hvor (2) bedriften er eksponert for internasjonal konkurranse. Hvis en type industri ikke er eksponert for internasjonal konkurranse, kan den i stor grad overvelte sine kostnader i produktene. Industri som konkurrerer internasjonalt kan ofte velge å lokalisere seg i andre land dersom kostnadene i Norge er høye. Hvis kraftkostnaden utgjør en liten andel av totale kostnader, vil tariffen bety lite for beslutninger om investering, nedleggelse eller lokalisering i andre land.

Også kraftproduksjon påvirkes av residuale tariffer. For kraftprodusenter vil tariffen på lang sikt til en viss grad bli overveltet i kraftprisen. Tariffen kan også føre til at noen investeringer i produksjon bli gjort i naboland.

Sannsynligheten for at en kundes bruk av nettet skal bli påvirket av den residuale tariffen blir større jo høyere tariffen er. Høyere residuale tariffer vil derfor gi høyere samfunnsøkonomisk tap. Dette gjelder for alle kundegrupper, men virkninger vil være størst for gruppene som er mest prisfølsomme.

I praksis vil etablering av et nytt forbruk eller ny kraftproduksjon ofte gi en del kostnader som vi ikke klarer å dekke inn ved prissignaler. Det at ny kraftproduksjon og nye store forbruksenheter skaper en del kostnader som vi ikke får dekket ved prissignaler (inkludert anleggsbidrag), er et argument for at også disse gruppene skal være med å bære en del av de residuale kostnadene slik at man sikrer at alle kundegrupper minst betaler de kostnadene de som gruppe påfører nettet.

3 DAGENS TARIFFMODELL – BAKGRUNN OG UTFORDRINGER

Statnett har gjennom 2016 og 2017 gjennomført en prosess med å definere mål og kriterier for en ny tariffmodell. Kundene har vært involvert i dette arbeidet gjennom en arbeidsgruppe som til sammen har hatt 7 møter med Statnett. Parallelt har Statnett gjennomført en evaluering av dagens tariffmodell, og vurdert i hvilken grad den tilfredsstillende de samfunnsøkonomiske kriteriene. Dette arbeidet synliggjorde behovet for utredninger på viktige områder:

- Fordelingen av residuale kostnader på de ulike brukerne av nettet, herunder vurdering av nivået på innmatingstariffen.
- Vurdering av behovet for ytterligere prissignaler, ut over dagens energiledd og områdepriser.
- Evaluering og videreutvikling av tariffordningen for store, stabile forbrukere.
- Evaluering og videreutvikling av tariffordning for fleksible forbrukere ("utkoblbart").

I dette kapittelet vil vi redegjør for de overordnede rammene for utformingen av tariffmodellen. Videre forklarer vi prinsipper og utfordringer ved dagens tariffmodell, før vi presenterer konklusjoner og tilbakemeldingene til tre konsulentrapporter Statnett har fått utarbeidet.

3.1 Rettslige rammer for tariffing

Det er opp til den enkelte netteier å utforme og fastsette tariffer for bruk av eget nett, innenfor de begrensningen som følger av lovverket. Bestemmelsene som regulerer tariffing, følger av energiloven og tilhørende forskrifter. Av disse fremgår at tariffene skal utformes for i størst mulig grad bidra til effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet, som gjenspeiler energilovens formål om "*samfunnsmessig rasjonell*" overføring og fordeling av energi.

I utformingen av tariffmodellen gis mulighet til å differensiere tariffene. Det er forutsatt at differensieringen baseres på ikke diskriminerende og objektive vilkår som er begrunnet i relevante nettforhold. Relevante forhold vil naturlig være forhold som bidrar til en mer effektiv bruk av nettet. Et eksempel på dette er å tilby lavere tariff til fleksible kunder som ikke er dimensjonerende for nettet, men som bidrar til en mer effektiv bruk av ressursen. Både Statnett og underliggende netteiere praktiserer differensierte tariffer for særlige kundegrupper.

Regelverket legger også føringer for fordelingen av residuale kostnader. Kontrollforskriften (forskrift nr. 302 av 11. mars 1999) forutsetter et skille mellom uttak og innmating av kraft. Det følger imidlertid ikke direkte av forskriften hvordan transmisjonsnettkostnadene skal fordeles, ut over de generelle bestemmelsene om at kostnadene bør fordeles samfunnsøkonomisk effektivt. For innmating er imidlertid fra EUs side gitt en konkret ramme på kostnader til transmisjonsnettet på 0 til 1,2 euro per MWh¹. Rammen gjelder for produsenter i Danmark, Sverige, Finland og Norge. Bestemmelsen er implementert i norsk rett ved forskrift nr. 1563 av 20. desember 2006. Rammen knytter seg til de årlige gjennomsnittlige innmatingstariffene som belastes alle produsentene i Norge, unntatt særskilte nettkostnader den enkelte produsent betaler for nødvendig tilknytning/oppgradering, tilleggstjenester (herunder systemdriftskostnader) og nettap. Ved at den maksimale belastningen er definert ved årlig innmatet kraftproduksjon i transmisjonsnettet multiplisert med satsen på 1,2 euro per MWh, blir dette i realiteten et øvre tak på hva kraftprodusentene samlet sett kan belastes for transmisjonsnettskostnader. Innenfor dette inntektstaket er det anledning til å differensiere innmatingstariffen for kraftprodusentene innenfor de alminnelige bestemmelsene i kontrollforskriften.

Formålet med energiloven med forskrifter, samt kravene til tariffutforming, ligger til grunn for Statnetts forslag til endringer i tariffmodellen som omtales nedenfor:

- Forslag om områdevis lokaliseringssignal vil bidra til mer effektiv utvikling av nettet.
- Forslag om ny tariffmodell for store forbrukere vil bidra til mer en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

3.2 Dagens tariffmodell

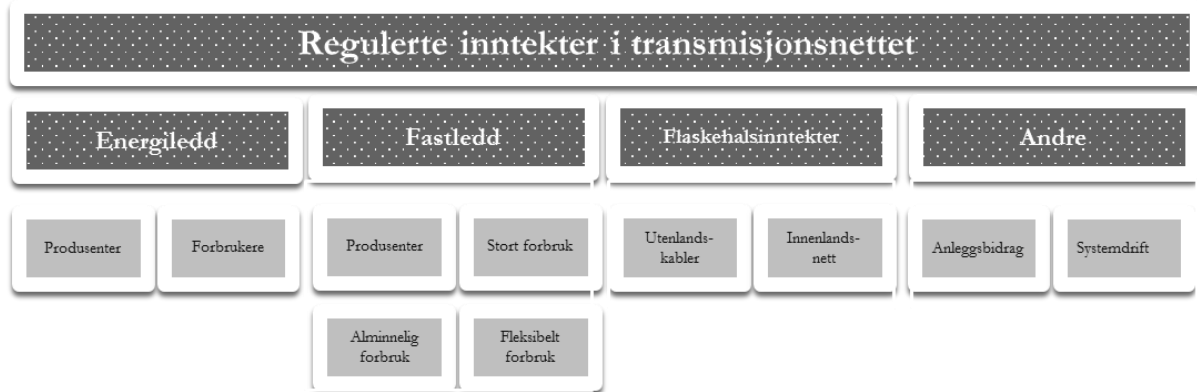
Grunnprinsippene i dagens tariffmodell for transmisjonsnettet ble etablert i 2003. Enkelte endringer er introdusert på senere tidspunkter. Senest i 2015 innførte man en tariffordning for store og stabile forbrukere basert på nye kriterier for differensiering.

¹ I norske kroner, med dagens vekslingskurs, tilsvarer dette 1,1 øre/kWh.

3.2.1 Prinsipper og utforming

Transmisjonsnettets samlede inntektsbehov består av Statnetts og øvrige transmisjonsnettseiers inntektsramme. Kundernes betaling skal sammen med flaskehalsinntekter tilsvare det samlede inntektsbehovet. Tariffer til kundene består av et energiledd og fastledd. I tillegg kommer noen inntekter fra balanseansvarlige som dekker en del av systemdriftskostnadene.

Tariffer skal utformes i overensstemmelse med regler gitt i kontrollforskriften. Her fremkommer grunnprinsippene som er basis for dagens tariffmodell. Blant annet at tariffen skal ha et energibasert ledd som dekker marginaltap samt at produksjon og forbruk skal tariffes adskilt.



Tabell 3-1: Regulerte inntekter i transmisjonsnettet. Figuren viser inndeling i ulike tariffelementer for transmisjonsnettet med tilhørende undergrupper.

Energileddet dekker tapskostnadene som oppstår ved bruk av nettet, og betales av både produksjon og forbruk. Det er basert på marginaltap, kraftpris og kundens bruk av nettet. Marginaltapsatsen beregnes for hvert punkt i nettet. Satsene oppdateres hver uke. Satsen er "symmetrisk om null" for produksjon og forbruk i samme punkt. Det betyr at dersom marginaltapsatsen i et punkt er beregnet til 5% så vil marginaltapsatsen for produksjon i punktet være +5% mens det for uttak i punktet vil være -5%. Det er satt en administrativ grense for marginaltapsatsen på +/- 15%.

Fastleddet skal dekke de kostnader som ikke dekkes inn av andre tariffeledd. Fastleddet blir overordnet fordelt mellom produsenter og forbruk, hvorav forbruket er delt inn to ulike kundegrupper.

- **Fastleddet for produksjon** avregnes på grunnlag av produsentens årsproduksjon (kWh). Innmatingstariffen er begrenset av tak fastsatt av EU (1,2 €/MWh). Fastleddet er gjennomgående, dvs. likt, på alle nettnivåer og det differensieres ikke mellom produsentene. Det betyr at en produsent betaler samme tariffsats uavhengig av størrelse, produksjonsteknologi, hvor i landet kraftproduksjonen skjer eller på hvilket nettnivå kraften mates inn på.
- **Fastleddet for forbruk** avregnes på grunnlag av kundens effektuttak i topplast (MW). Effektuttaket justeres med en såkalt k-faktor som medfører at forbruk som er samlokalisert med produksjon får et lavere avregningsgrunnlag og dermed lavere tariff. Forbrukskunder deles inn i to grupper: *stort forbruk* og *alminnelig forbruk*. Nærmere om enkelte elementer i forbrukstariffen:
 - K-faktor
 - K-faktoren beregnes pr tilknytningspunkt og gjelder for alt forbruk i punktet.
 - K-faktoren kan ikke bli lavere enn 0,5 eller høyere enn 1.
 - Stort/Stabilt forbruk
 - Kundegruppen får en lavere tariff basert på graden av stabilitet i forbruksprofilen. For å inngå i gruppen må man som enkeltkunde ha et effektuttak over 15 MW i mer enn 5000 timer pr år.
 - Det kan oppnås inntil 90% tariffreduksjon.
 - Egen tariff for fleksibelt forbruk
 - Det oppnås en lavere tariff ved å tilby langsiktig fleksibilitet gjennom frivillige avtaler om utkobling av volumer. Avtalene spesifiserer varslingsstid og varighet på utkoblingen.
 - Det kan oppnås inntil 95% tariffreduksjon.

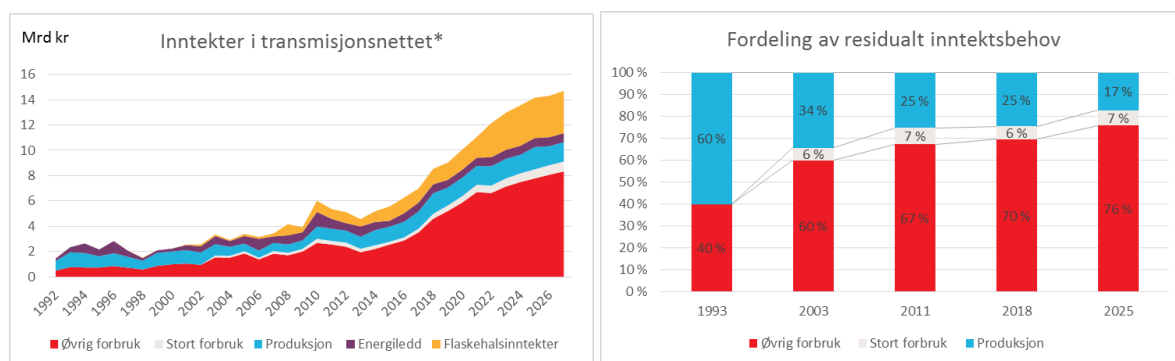
Flaskehalsinntekter er et resultat av utvekslingen av kraft mellom prisområdene med ulik pris. Disse inntektene bidrar til å finansiere deler av kostnadene i transmisjonsnettet.

Anleggsbidrag kan kreves ved tilknytning av ny produksjon eller nytt forbruk utenfor masket nett. Anleggsbidragets størrelse skal maksimalt tilsvare kostnaden ved tilknytningen.

3.3 utfordringer ved dagens modell

Kostnadene² i transmisjonsnettet har fra etableringen av Statnett i 1992 frem til idriftsetting av NorNed-kabelen i 2008 ligget på rundt 2-3 mrd. kroner. Ved liberaliseringen av kraftmarkedet i 1992 var det en initiell overkapasitet i nettet og investeringsnivået var følgelig lavt i mange år. Tilknytning av ny produksjon, økt behov for utveksling og endring i befolkningsmønster har ført til store ny- og reinvesteringer. Kostnadene frem til i dag har økt til ca. 6 mrd. kroner. Basert på nettviklingsplaner og markedsanalyser antar vi at kostnadene vil ligge på rundt 15 mrd. kroner i 2025. Økningen i nettkostnadene kombinert med stadig raskere endring i markedsutviklingen, fallende teknologikostnader og tettere sammenkobling mot kontinentet gir behov for å evaluere dagens modell.

Tariffene fastsettes slik at de dekker kostnadene i transmisjonsnettet. Figurene under viser hvordan inntektene i transmisjonsnettet har utviklet seg historisk og hvordan fordelingen mellom kundegruppene blir, gitt videreføring av dagens tariffmodell. Det residuale inntektsbehovet vil med dagens tariffmodell utgjøre en stadig større andel av det samlede inntektsbehovet, samt at kraftproduksjonen og stort forbruk vil dekke en stadig mindre andel av samlet inntektsbehov. Flaskehalsinntektene vil variere med endringer i markedet. Flaskehalsinntektene fremover er basert på forventede prisforskjeller i markedet og øvrige data fra langsiktig markedsanalyse 2016. Nivået på flaskehalsinntektene vil bestemme det samlede inntektsbehovet fra tariffene over tid.



Figur 3-1: Utvikling i transmisjonsnettets totale inntekter og fordeling pr kundegruppe 1992-2025. *Nominelle verdier.

Endringene i kraftsystemet gjør det sammen med utviklingstrekkene over nødvendig å endre dagens tariffmodell for i større grad å legge til rette for en effektiv utvikling av nettet. Dagens modell vurderes som mangelfull på viktige områder som det redegjøres for nærmere i de kommende kapitler:

- 1) Dagens modell fanger ikke opp relevante nettkostnader ved ulik lokalisering av nytt forbruk og ny produksjon. Energileddet og områdeprisene vurderes ikke som tilstrekkelige for å fange opp forskjeller i langsiktige marginale nettkostnader. Dagens k-faktor for forbruk vurderes å gi både et feil og utilsiktet lokaliseringssignal.
- 2) Fordelingen av residuale kostnader bidrar ikke til økt samfunnsøkonomisk effektivitet samlet sett. Dette vises blant annet ved at økte kostnader ved tilknytning av ny fornybar energi og tilrettelegging for eksport (ny handelskapasitet) gjennom utenlandskabler og dimensjoneringen av det norske nettet ikke påvirker kraftprodusentenes tariffkostnad.
- 3) Dagens tariffreduksjoner for store enkeltforbrukere synes for høye sett opp mot nytten for nettet på kort og lang sikt. Dagens kriterier for tariffreduksjoner som er basert på stabilitet i forbruket vurderes ikke å være like relevant sett opp mot nettviklingen framover.

² Kostnadene i transmisjonsnettet omtales også som "Tillatt inntekt". Tillatt inntekt fastsettes individuelt (av NVE) for hvert nettselskap og representerer rammen for hvor mye inntekter nettselskapet kan ha. Tillatt inntekt beregnes på grunnlag av drift- og vedlikeholdskostnader for nett, avskrivninger og kapitalavkastning. Kapitalavkastning er representert ved "NVE-renten" som fastsettes av NVE på årlig basis på grunnlag av nærmere definerte regler.

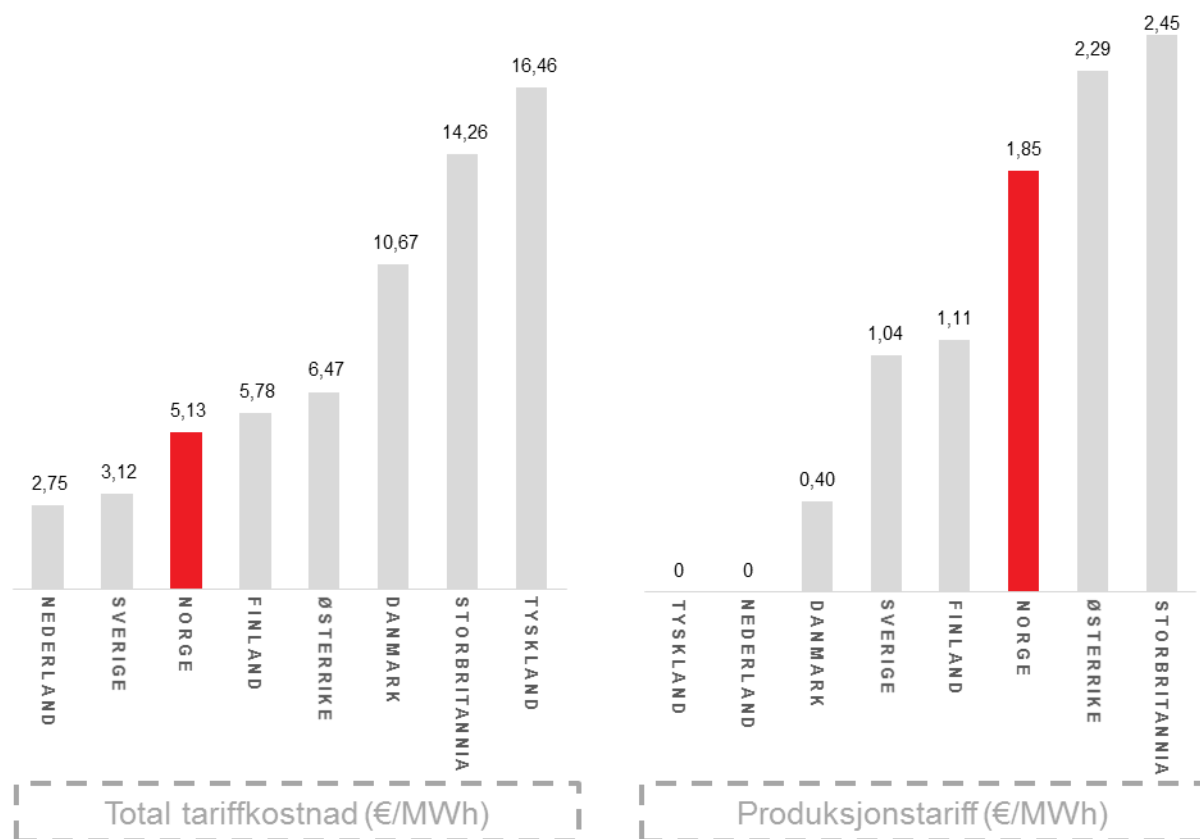
4) Dagens tariffordning for fleksibelt forbruk vurderes ikke å være hensiktsmessig utformet med tanke på å ivareta behovet for langsiktig fleksibilitet. Ordningen er heller ikke hensiktsmessig utformet med tanke på samordning mot markedsordninger som ivaretar behovet for kortsiktig fleksibilitet.

3.4 Tarifferingspraksis i Europa

Det er i dag svært ulik tarifferingspraksis i europeiske land. Både tariffstruktur og tariffnivå er forskjellig og gir ulik kostnadsfordeling mellom kundegrupper. Forskjellene skyldes delvis ulik oppbygging av nettet, herunder produksjons- og forbruksstrukturen, og delvis at størrelsen på transmisjonsnettet varierer. Det er liten grad av transparens på området, og derfor vanskelig å foreta både sammenlikninger av tariffstrukturer og tariffnivåer mellom land. Dette er noe av bakgrunnen for at EU-kommisjonen i Clean Energy Package (Vinterpakken) foreslår at ACER skal utarbeide retningslinjer for beste praksis på tariffområdet.

EU har gjennom forordning 838/ 2010 fastsatt maksimale grenser for innmatingstariiffen for de landene som omfattes av regelverket. Det er fastsatt ulike grenser for ulike grupper av land, der de ulike nivåene har sin bakgrunn i historiske forskjeller. For Danmark, Sverige, Finland og Norge er den maksimale innmatingstariiffen satt til 1,2 Euro/ MWh. Kostnader ved nettap og systemdrift kan hentes inn ut over det fastsatte taket.

ENTSO-E utarbeider årlig en oversikt over tariffstrukturer og tariffnivåer i Europa³. For å kunne sammenligne tariffkostnadene benyttes her en beregning av gjennomsnittlig transmisjonskostnad (Eng: Unit Transmission Tariff, UTT). UTT baseres på totale transmisjonskostnader per energimengde(MWh) som transporteres. Denne gjennomsnittskostnaden kan være mangelfull ved en direkte sammenlikning mellom to lands tariffnivåer og tar blant annet ikke hensyn til forskjeller mellom ulike lands forsyningssikkerhet, markedsorganisering, miljøaspekter og geografiske plassering av produksjon og forbruk. Ulike regnskapsprinsipper, herunder avskrivningsregler, samt skatte- og avgiftssystemet kan også ha betydning for det enkelte lands tariffnivå. Figur 3-2 viser de totale transmisjonskostnadene (UTT) i 2016 for et utvalg av landene som inngår i ENTSO-Es rapportering.

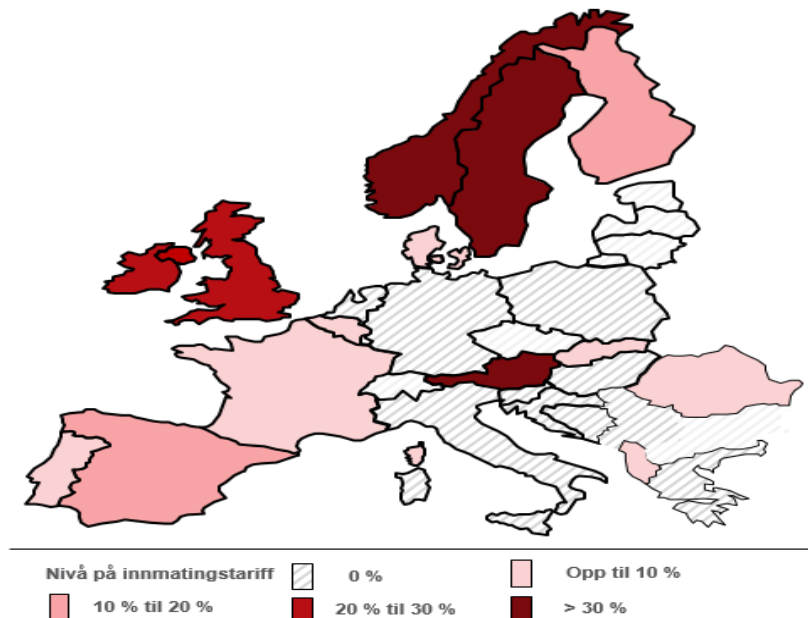


Figur 3-2: Norge har blant de laveste transmisjonsnettskostnadene i Europe målt i total kostnad per MWh. Samtidig opererer Norge med et av de høyeste nivåene på innmatingstariiffen (ENTSO-E,2017)

³ ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs 2016, ENTSO-E, 2017.

Av figur 3-2 framgår det at gjennomsnittlige tariffnivået i Norge er lavt sammenliknet med våre naboland og handelspartnere. UTT tar ikke hensyn til hvilke kundegrupper som betaler. Ser vi på fordelingen av transmisjonskostnaden fordelt på kundegrupper opereres det med store forskjeller innad i Europa. Den prosentvise andelen av hvor mye produsentene betaler, varierer betydelig. I Europa er det bare Storbritannia og Østerrike som har et høyere nivå på innmatingstariffen enn Norge. Produsentene i Norge betaler likevel en mindre andel av de totale kostnadene i transmisjonsnettet sammenliknet med Sverige (Vedlegg 4). I oversikten vises et nivå på innmatingstariffen i Norge som er høyere enn 1,2 euro/ MWh. Dette skyldes at også nettap og systemdriftskostnader, som kan hentes inn ut over taket, er inkludert i kostnadsgrunnlaget for beregningene.

En av årsakene til at Norden har et høyt nivå på innmatingstariffen sammenliknet med andre europeiske land er at en rekke europeiske land opererer med null i innmatingstariff. ENTSO-Es årlige rapport viser at dette er tilfellet for flertallet av landene som rapporterte i 2015 og 2016. To viktige årsaker til lav innmatingstariff har vært å fremme investeringer i fornybar energi og at tariffkostnaden i stor grad har kunne veltes over på forbrukeren. I flere europeiske land diskuteres imidlertid nå behovet for en innmatingstariff. En av årsakene til denne diskusjonen er den økende andelen av distribuert energi, som har ført til et behov for ytterligere oppgraderinger i både regionalnettet og transmisjonsnettet. Fremstillingen under viser nivået på innmatingstariffen, beregnet ut fra produksjonens andel av UTT, for europeiske land. Vi tar forbehold om at ikke alle kostnader er inkludert i fremstillingen.



Figur 3-3: Produsentenes andel av de tariffkostnad i transmisjonsnettet (UTT) i ulike europeiske land i 2016 (ENTSO-E, 2017).

3.5 Konklusjoner og tilbakemeldinger på eksterne tariffrapporter

Basert på dialogen med kundene og Statnetts interne evaluering ble det definert et behov for ytterligere analyser av dagens tariffpraksis. Dette arbeidet ledet til tre konsulentrapporter:

1. THEMA Rapport 2017-19: Fordeling av residuale nettkostnader mellom produksjon og forbruk
2. THEMA Rapport 2017-09: Vurdering av behovet for ytterligere lokaliseringssignaler i tariffen
3. Rapport fra EC Group: Nettmessig nytte av stort og stabilt forbruk

Rapportene ble gjennomgått og presentert for kunder og andre interessenter på et seminar 15. september 2017. Kundene og interessentene ble oppfordret til å gi sine tilbakemeldinger på rapporten. Totalt mottok Statnett åtte høringssvar. Nedenfor gjengis rapportenes viktigste vurderinger og konklusjoner, samt de innspill vi har mottatt.

3.5.1 Rapport fra THEMA 2017-09: Vurdering av behovet for ytterligere lokaliseringssignaler i tariffen

Vurderinger og konklusjoner i THEMA 2017-09 rapporten

Dagens tariffmodell gir lokaliseringssignaler gjennom energileddet og k-faktoren. THEMA har vurdert om det er behov for ytterligere prissignaler i tariffen slik at lokalisering og dimensjonering av ny produksjon og nytt forbruk i større grad tar hensyn til de langsiktige kostnadene som påføres nettet. Behovet for lokaliseringssignal drøftes og ulike modeller for utforming av et lokaliseringssignal analyseres med samfunnsøkonomisk effektivitet som overordnet vurderingskriterium.

THEMA konkluderer med at det er behov for ytterligere lokaliseringssignal i tariffen utover de signaler markedet gir gjennom kraftprisen og marginaltapsleddet. THEMA nevner flere forhold som underbygger dette:

- Dagens lovverk åpner ikke for anleggsbidrag i masket nett. Utstrakt bruk av anleggsbidrag i det maskede nettet vil i stor grad fjerne behov for lokaliseringssignaler utover kraftpris og marginaltapsatts.
- Nettet bygges ut sprangvis. Prissignalene som gis i markedet (gjennom kraftpris og marginaltapsledd) forsvinner når nettet oppgraderes og kapasiteten økes.
- Krav til forsyningssikkerhet og sikker drift medfører at oppgraderinger av nettet gjennomføres før systemet når kapasitetsgrensen. Verken kraftpris eller marginaltapsatts vil dermed gi tilstrekkelige signaler til kundene.
- Dagens prisområder (NO1-NO5) er for grovmasket. Det eksisterer betydelige flaskehalsar internt i områdene.

THEMA foreslår at det etableres et nytt lokaliseringssignal i tariffen vurdert på bakgrunn av følgende kriterier:

- *Kostnadssamsvar.* Dette kriteriet betyr at det bør være et godt samsvar mellom de langsiktige nettkostnadene og signalene som gis i tariffene.
- *Administrativ enkelhet.* Det bør ikke være behov for omfattende administrativ ressursbruk å utarbeide eller tilpasse seg signalene. Signalene bør heller ikke gi opphav til et stort antall klagesaker.
- *Transparens.* Det bør være mulig for kundene å forstå grunnlaget for tariffene og ha tilgang til nødvendig informasjon for å kunne beregne tariffkostnadene.
- *Stabilitet.* Med dette kriteriet sikter vi til at modellen bør være stabil og troverdig over tid, slik at nettkundene forventer at den vil vedvare og at de derfor vil tilpasse seg signalene. Risiko for strategisk atferd fra nettkundene er en annen faktor som kan bidra til lav stabilitet.

THEMA skisserer følgende modell:

- Lokaliseringssignalet gis gjennom å differensiere tariffens *faste ledd*
- Signalet bør virke *både* for produksjon og forbruk
- Signalet bør baseres på tilgjengelige data pr nettavregningsområder (MGA). THEMA foreslår å legge til grunn gjennomsnittlig marginaltapsatts innenfor hvert MGA
- Signalet bør virke likt for alle kunder innenfor hvert nettavregningsområde.
- Nivå på signalet bør maksimalt være +/- 2 øre/kWh
- Avregningsgrunnlaget bør være som i dag,
 - Produksjon: Gjennomsnittlig årsproduksjon - GWh,
 - Forbruk: Effektuttak i topplast – MW
- Dagens k-faktor for forbruk bortfaller

Tilbakemeldinger på rapporten fra kunder og andre interessenter

7 av innspillene fra høringen kommenterer k-faktor og lokaliseringssignal.

Samtlige presiserer at k-faktoren ikke er ment å være et lokaliseringssignal, men et bidrag til kostnadsriktig fordeling. Opplevelse av kostnadsriktighet i tariffen er viktig for kundenes aksept for tariffmodellen, og samtlige mener det er viktig og riktig å videreføre k-faktoren. Samtidig mener mange at det kan vurderes å gjøre k-faktoren om til en områdevis variabel. Det presiseres at Statnett må begrunne at en eventuell endring gir en mer treffsikker tariffmodell.

Ingen innspill støtter forslaget om å etablere et nytt lokaliseringssignal. De fleste presiserer i sine innspill at det ikke er behov for ytterligere lokaliseringssignaler enn de vi har i dag (kraftpris, marginaltap og anleggsbidrag).

De konkrete tilbakemeldingene på THEMA's forslag refereres nedenfor:

BKK: K-faktoren ivaretar at kunder har ulik nytte av nettet avhengig av hvilket punkt de er tilknyttet. (Kostnadsriktighet). K-faktoren bør beholdes, eventuelt erstattes med noe bedre som ivaretar det samme. Det er ikke behov for lokaliseringssignal utover kraftpris og marginaltappssats.

Agder: K-faktoren skal bidra til kostnadsriktig fordeling av de residuale kostnadene. K-faktoren bør beholdes, eventuelt erstattes med noe bedre som ivaretar det samme. Forslag: K-faktor basert på fysisk kraftflyt.

Statkraft: Det er ikke behov for lokaliseringssignaler utover kraftpris og marginaltap (og anleggsbidrag). Rapporten gir ingen god begrunnelse for at det faktisk er behov for ytterligere lokaliseringssignal i tariffen. Det er ikke tilstrekkelig dokumentert at den foreslåtte modellen vil gi den ønskede effekten mht. lokalisering. Den foreslåtte modell er urealistisk og den vil gi store økonomiske omfordelingseffekter.

Energi Norge: Det er ikke behov for lokaliseringssignaler utover kraftpris og marginaltap (og anleggsbidrag). Rapporten har ingen gode argumenter som underbygget behov for lokaliseringssignaler. K-faktoren bør beholdes. K-faktoren ivaretar at kunder har ulikt behov for nett og den underbygger en allmenn oppfatning om rimelig og rettferdig kostnadsfordeling. Kan eventuelt erstattes med en områdevis k-faktor.

Norsk Industri: Statnett må begrunne (bedre) hvorfor det er behov for lokaliseringssignal utover kraftpris, marginaltap og anleggsbidrag. Lokaliseringssignal bør gjelde både produksjon og forbruk men kun for nye aktører. Dersom k-faktor erstattes med noe annet må det være godt begrunnet.

IndustriEI: Dagens k-faktor er basert på kostnadsriktig fordeling og bør videreføres. En områdevis k-faktor anses som et mulig alternativ.

Distriktsenergi: Det bør ikke gjøres endringer i en modell før det kan dokumenteres / begrunnes på en overbevisende måte at en annen modell er bedre. K-faktoren bør videreføres inntil videre.

3.5.2 Rapport fra THEMA 2017-19: Fordeling av residuale nettkostnader mellom produksjon og forbruk

Vurdering og konklusjoner i THEMA 2017-19 Rapporten

THEMA har vurdert det samfunnsøkonomiske teoretiske grunnlaget for effektiv fordeling av residuale kostnader, herunder fordelingsprinsipper og harmonisering på tvers av landegrensler. Videre har THEMA foreslått en empirisk metode for å fastsette fordelingen av residuale ledd, og drøftet hvilke konsekvenser en ikke-optimal fordeling kan ha for kostnadene i nettet.

THEMA sine konklusjoner bygger på en samfunnsøkonomisk analyse av hvordan fordelingen av residuale kostnader mellom forbruk og produksjon slår ut på samfunnsøkonomisk effektivitet. Samfunnsøkonomisk effektivitet i denne sammenheng er en fordeling som gir optimal bruk av nettet på kort sikt og bidrar til optimale investeringer i nett, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisk kraft på lang sikt. THEMA viser til at innkrevningen av residuale kostnader gir effektivitetstap knyttet til langsiktig tilpasning av produksjon og forbruk, og at effektivitetstapet og byrdefordelingen påvirkes av eksportsituasjonen.

Basert på samfunnsøkonomisk teori argumenterer THEMA for at effektivitetstapet ikke er uavhengig av hvem de residuale kostnadene kreves inn fra, men avhenger av kundegruppenes relative prisfølsomhet. For å redusere det samlede effektivitetstapet bør satsene for produksjon og forbruk settes slik at det

marginale effektivitetstapet blir det samme for produksjon og forbruk. I praksis betyr dette at tariffnivået for innhenting av residuale kostnader tar hensyn til nettbrukernes relative prisfølsomhet, såkalt Ramsey-prising. Prisfølsomheten til produksjonen er i midlertidig ikke konstant, og vil være avhengig av eksportsituasjonen.

En av hovedkonklusjonene i rapporten er at alle kundegruppene bør bidra til å dekke de residuale kostnadene i nettet. Dette begrunnes ved at om alle aktørene ser konsekvensene av endrede nettkostnader i tariffen, vil alle ha et ønske om å begrense nettkostnadene over tid og avveie tiltak i nettet opp mot andre alternativer.

Videre argumenteres det med at det ikke er mulig eller ønskelig å harmonisere innmatingstariffene med handelspartnerne. Det kommer dels av at landene bruker ulike prinsipper for innkreving av residuale nettkostnader, og dels at et korrekt nivå vil variere mellom land. THEMA påpeker at det eksisterer en rekke rammevilkår og faktorer som påvirker plassering av ny produksjon og nytt forbruk. En harmonisering av innmatingstariff vil ikke rette opp alle forhold som gir vridningseffekter.

Ved fordeling av residuale kostnader foreslår THEMA å benytte en fundamental markedsmodell med endogene investeringer for å simulere fremtidens markedsdynamikk. THEMA understreker at optimal fordeling av de residuale kostnadene bør besvares med utgangspunkt i empiriske forhold og analyse. Det er svært vanskelig å finne gode estimater på langsiktige priselastisiteter.

THEMA konkluderer med at residuale kostnader bør fordeles basert på prisfølsomhet og at prinsippene for innmatingstariffen bør harmoniseres, men ikke nødvendigvis nivået i seg selv. Oppsummeringsvis påpeker de at det europeiske taket på innmating kan bidra til ineffektiv fordeling av residuale kostnader.

Tilbakemeldinger på rapporten fra kunder og andre interessenter

Rapporten fra THEMA har fått en rekke kommentarer fra både industriselskaper og kraftprodusenter. Tilbakemeldingene støtter opp om de teoretiske betraktningene rundt samfunnsøkonomisk effektivitet. Enkelte av aktørene støtter også tilnærmingen ved bruk av prisfølsomhet som et fordelingskriterium. Andre problematiserer det å basere fordelingen på empiriske priselastisiteter, da de mener det vanskelig lar seg operasjonalisere.

Utfordringen med å fordele residuale kostnader er at kostnadene ikke kan henføres direkte til en enkelt aktør. Tilbakemeldingene gir uttrykk for ulike syn på hva som er begrunnelsen for de omfattende nettinvesteringene Statnett er i ferd med å realisere. Enkelte aktører mener at forsterkningene skyldes eksisterende og fremtidige kraftproduksjon, andre mener at de i stor grad skyldes politiske beslutninger som fornybardirektivet og konkurransen med Sverige om sertifikatutbyggingen.

Rapporten til THEMA kritiseres for ikke i tilstrekkelig grad å ta inn over seg mulige konsekvenser for eksisterende kraftproduksjon dersom innmatingstariffen økes. Her påpekes det på at økt innmatingstariff vil kunne påvirke tidspunkt for vedlikehold og størrelsen på vedlikeholdet. Videre påpekes det at rapporten i for liten grad tar inn over seg bakgrunnen for det fastsatte europeiske innmatingstaket. Taket ble etablert for å sikre like konkurranseforhold innad i det indre energimarkedet. Videre påpekes det at integrasjon med andre markeder vil få økt betydning i tiden fremover og aktørene påpeker at Norge er tjent med en harmonisering.

De ulike kundenes priselastisitet diskuteres i samtlige tilbakemeldinger, og flere påpeker at residuale kostnader i all hovedsak bør belastes alminnelig forbruk grunnet gruppens relativt lave prisfølsomhet. Utover byrden av økt tariffbelastning vil de oppleve fordelene ved økt forsyningssikkerhet og lavere kraftpris som følge av det økende produksjonsoverskuddet.

3.5.3 Rapport fra EC Group: Nettmessig nytte av stort og stabilt forbruk

Vurderinger og konklusjoner i EC Group 2017 Rapporten

Dagens tariffmodell for kunder med stort stabilt forbruk (SFHB) er utformet slik at den gir enkeltkunder individuell tariffreduksjon basert på tre stabilitetskriterier; brukstid, timevariasjon og sommerlast. Modellen er begrunnet med en sammenheng mellom stabil last og utviklingen i nettkostnader over tid.

EC Group har vurdert om høy brukstid/stabilt uttak fører til lavere kapitalkostnader i nettet, herunder hvordan dette kan kvantifiseres. Videre har EC Group vurdert om høy brukstid/stabilt uttak fører til lavere kostnader ved systemdriften.

EC Group konkluderer med at høy brukstid, dvs. stabilitet i forbruket gjennom året, ikke gir lavere investeringsbehov. EC-Groups hovedargument er at nettet må dimensjoneres etter maksimalt

effektuttak, som vil være uavhengig av brukstiden (1 MW = 1 MW). I hvilken grad et redusert forbruk, bortfall av stort forbruk, eventuelt at stort forbruk ikke hadde vært der i utgangspunktet vil påvirke det faktiske effektbehovet er ikke mulig å forutsi. Det kan dermed ikke konkluderes med at stort og stabilt forbruk i seg selv gir et redusert behov for kapasitet i transmisjonsnettet. Den geografiske plasseringen av uttaket og muligheter for fleksibilitet i form av redusert eller avbrutt leveranse har derimot stor betydning for investeringsbehovet og dermed kapitalkostnadene. Bortfall av store enkeltforbrukere kan dermed potensielt bety et ombyggingsbehov i nettet.

EC-Group legger i tillegg til at høy brukstid kan være utfordrende for driften da det kan være vanskelig å finne tid til nødvendig vedlikehold av nettet. Risikoen for "stranded assets" vil også være større for store enkeltbrukere av nettet enn for byer som består av mange små enkeltbrukere. Det er usikkert hvorvidt toleranse for N-0 drift vil være større for store enkeltforbrukere enn for vanlige forbrukere, og det kan ikke konkluderes med forskjeller på dette området som skulle tilsi forskjeller i investeringsbehov.

EC-Group støtter til en viss grad argumenter om at stabilitet i forbruket fører til reduserte systemdriftskostnader. EC Group nevner spesielt primærreserver som sannsynligvis ville vært høyere uten stort og stabilt forbruk, da disse har et relativt høyt forbruk på sommeren når markedsprisen er relativt lav. I tillegg nevnes sekundærreserve, aFRR, som benyttes til håndtering av ramping morgen og kveld. Kunder med helt stabilt forbruk bidrar ikke til disse kostnadene, og kunder med motsatt døgnvariasjon sammenlignet en vanlig forbruksprofil bidrar til å redusere kostnadene.

En tariffreduksjon må etter EC Group sin vurdering fastsettes basert på faktiske systemdriftskostnader og kundegruppens virkning på disse kostnadene, uavhengig av det aktuelle tariffnivået. EC Group anslår at kundegruppens bidrag til reduserte systemdriftskostnader ligger i størrelsesorden 50-100 mill. kroner.

EC Group påpeker også at enkelte kunder står for egen transformering fra transmisjonsnettet. Disse bør ikke samtidig betale for transformering gjennom tariffen.

Tilbakemeldinger på rapporten fra kunder og andre interessenter

Statnett har mottatt innspill fra en rekke aktører på tariffordningen for store forbrukere, der de viktigste kommentarene er:

IndustriEI AS mener at de overordnede prinsippene for tariffing av store enkeltforbrukere må ta utgangspunkt i et estimat for de kostnadene gruppen kan sies å være ansvarlig for, både historisk og fremover, det en kan kalle «kostnadsbasen» for tariffing. Deretter bør det vurderes etter hvilke kriterier denne kostnadsbasen skal fordeles på enkeltbedrifter. Det er ikke unaturlig om Statnett samtidig vurderer kriterier for hvilke bedrifter som bør inngå.

Den viktigste forskjellen fra dagens transmisjonsnettmodell er at IndustriEI foreslår at kostnadsansvarligheten blir eksplisitt definert, både i dag og indikativt fremover. Dagens modell kan med en gitt reduksjonsfaktor i utgangspunktet gi det samme økonomiske resultatet. Problemet med dagens modell er at tariffutviklingen fremover er løst fra industriens ansvar for de totale kostnadene. Det foreslås en indeksering av en ramme for industriens kostnadsansvarlighet over en periode på 5 år basert på Statnetts nettviklingsplan, og at denne rammen gjøres gjenstand for en revurdering hvert 5. år.

Videre mener IndustriEI at tariffen for store forbrukere må dekke alle relevante kostnader både for transmisjonsnett og regionalnett frem til kundespesifikke anlegg. Systemtjenester eller andre systemmessige forhold som vurderes som spesielt relevante kan håndteres utenom tariffen.

Celsa mener dagens metode for tariffing av store forbrukere virker diskriminerende mellom enkeltbrukerne. Det er ikke transparens rundt påvirkningen på nettet av stabilt forbruk vs. ustabil forbruk. Forutsigbarhet rundt forbruket er ikke belønnet. Celsa opplever at tariffen bidrar til konkurransemessige ulemper sett opp mot andre stålprodusenter i Europa.

Agder Energi støtter EC Group sin analyse.

EnergiNorge mener det er tvilsomt at noen kundegrupper kan oppnå en rabatt på hele 90% på sin fastavgift med begrunnelse i den nettmessige nytten denne gruppen representerer. EC Groups rapport synes å stille relevante spørsmål med hensyn til fordelingen av kostnadene internt blant store enkeltforbrukere.

I likhet med hva som gjelder for kraftprodusenter og alminnelig forbruk, er det viktig å identifisere industriens reelle kostnadsansvarlighet når det gjelder Statnetts inntektsramme og økningen i denne. Energi Norge ser at industri som konkurrerer i internasjonale markeder er opptatt av de negative konsekvensene det har å bli belastet for kostnader industrien ikke forårsaker. Energi Norge har også

forståelse for at en modell som fastslår industriens kostnadsandel, uten henvisning til kostnadsansvarlighet, gir usikkerhet og er lite ønskelig. Det er i denne sammenheng rimelig å legge vekt på den positive virkning store bedrifter har på kraftsystemet. Men det er også viktig at det gis en tydelig nettmessig begrunnelse.

Det kraftprodusenter, og også alminnelig forbruk med rimelighet må kunne kreve, er at kostnader som med rimelighet kan henføres til SFHB-bedrifter betales av disse. Videre må fordelingen av kostnadene på de enkelte selskapene være rimelig og skje på et likeverdig grunnlag.

BKK forventer at tariffnivået overfor store enkeltforbrukere blir nøye vurdert, og justert i henhold til motforestillingene som kommer fram.

Norsk Industri mener dagens tariffordning er basert på industriens bidrag til stabilitet i nettet og reflekterer de store kostnadene som oppstår i nettet ved industribortfall. Norsk Industri mener ordningen må videreføres. EC Groups analyse og tilrådinger er etter Norsk Industri sitt syn basert på et altfor snevert og forenklet syn på industriens bidrag til nettet, og Norsk Industri er derfor uenig med mye av rapportens innhold.

EC Groups analyse ser etter Norsk Industri sin vurdering bort fra ulike kundegruppers relative nettbehov og priselastisitet, og hvordan det norske kraftsystemet er designet og fungerer. Alminnelig forbruk har en mye lavere priselastisitet enn industri samt at nivået på ulike netjtjenester som industri bidrar med er på et helt annet nivå.

Kostnader knyttet til kraftkjøp og nettariffer utgjør en høy andel av industriens samlede kostnader. Industrien er i stand til å håndtere kortsiktige variasjoner i kraftkostnader, men vedvarende økninger og uforutsigbarhet vil i større og større grad gjøre det mer krevende å opprettholde konkurransedyktigheten og nivået på samfunnstjenester som skatteinntekter, eksportinntekter, ringvirkninger, innovasjon og kraftmarkedstjenester. Økte kraftkostnader lar seg ikke dekke inn gjennom høyere produktpriser. Høyere nettariffer er en vedvarende kostnadsøkning og tap i konkurransekraft, og kan i verste fall resultere i nedskalert industrivirksomhet.

Industriens bidrag til nettet er anerkjent i dagens tariffmodell gjennom ordningen for Stort Forbruk Høy Brukstilid (SFHB), noe som medfører at denne forbruksgruppen, som inkluderer prosessindustri, får ulike faste tariffledd enn andre forbruksgrupper, basert på profilen i kraftforbruket til den enkelte bedrift. Denne differensieringen har, i tråd med kontrollforskriften og EUs eldirektiv, en nettmessig begrunnelse (besparelse for nettet). Den nettmessige begrunnelsen baserer seg på at store forbrukere med høy brukstilid har en stabiliserende effekt på kraftnettet, samtidig som de kan bidra med fleksibilitet når systemet trenger det.

Statnett anerkjenner at prosessindustrien konkurrerer på verdensmarkedet, og at industrien har en langt høyere priselastisitet enn andre nettbukere. Norsk Industri legger til grunn at ny tariffmodell også bygger på disse prinsippene.

Distriktsenergi mener at EC Groups drøfting taler for en enklere modell, kanskje en modell som samler parameterne i én tariff som gjelder likt for samtlige store enkeltbedrifter. Det kan også, som påpekt av EC Group, vurderes en alternativ definisjon av kundegruppen ut i fra det spenningsnivå de er tilknyttet. En slik modell må baseres på en drøfting av kostnadsansvarlighet for Statnetts inntektsramme over tid og industriens priselastisitet.

3.5.4 Oppsummering av tilbakemeldinger

Statnett tolker tilbakemeldingen fra aktørene dit hen at dagens modell har visse svakheter og at det derfor finnes rom for forbedring. Tilbakemeldingene er likevel tydelige på at en eventuell ny modell bør være vesentlig bedre enn dagens modell for å forsvare endringen.

Det synes å være enighet om at en tariffmodell bør baseres på samfunnsøkonomiske prinsipper. I utformingen av en ny modell bør derfor samfunnsøkonomiske prinsipper og analyser legges til grunn.

Det er enighet om at det kan være svakheter ved dagens punktvis k-faktor, og enkelte tar høyde for å introdusere en områdevis k-faktor. Ingen ser behov for ytterligere lokaliseringssignal i tariffen utover det som allerede gis gjennom markedet og marginaltapsleddet.

Det er ulikt syn på rapportenes forslag om å øke innmatingstariffen og endre ordningen for store forbrukere. Dette tolker Statnett til at aktørene har forskjellige motiv. Aktørene er samlet om at alle kundegrupper minst bør dekke de kostnadene de selv påfører nettet. De påpeker at en eventuelt ny tariffmodell bør være på transparent og forutsigbar for kundene.

4 FORSLAG TIL UTFORMING AV NY TARIFFMODELL

I dette kapitlet presenterer vi forslag til endringer i dagens tariffmodell. Endringene foreslås på bakgrunn av en evaluering av dagens tariffmodell sett i lys av fremtidig nettutvikling, samfunnsøkonomisk effektivitet og juridisk rammeverk. I kapittel 3 presenterte vi utfordringene i dagens tariffmodell samt hovedkonklusjonene fra de eksterne konsulentrapportene med tilhørende kommentarer fra ulike aktører. Rapportene og tilbakemeldingene på disse har vært viktige som innspill i våre vurderinger ved utarbeidelsen av forslagene.

Forslagene som presenteres nedenfor er basert på samfunnsøkonomiske vurderinger. Vi ser på ulike løsningsalternativer og hvilke konsekvenser disse alternativene kan ha. I enkelte tilfeller foreslås en konkret utforming, andre steder legges det opp til videre analyser basert på overordnede prinsipper. Forslagene skal bearbeides videre og det er behov for ytterligere detaljering. De tilbakemeldinger vi mottar i høringsprosessen vil være viktige innspill i denne prosessen.

4.1 Lokaliseringssignaler i tariffen

Prissignaler som i dag gis gjennom markedet (kraftprisen) og energiledet er etter våre vurderinger ikke tilstrekkelige for å fremme samfunnsøkonomisk optimal utvikling av nettet. Nettinvesteringer skjer ofte i form av store og sprangvise kapasitetsendringer. Da investeringer og kapasitetsøkninger i nettet normalt skjer før det oppstår betydelige kapasitetsbegrensninger i nettet, vil ikke markedsprisene eller marginaltapene i tilstrekkelig grad gjenspeile langsiktige marginalkostnader ved økt nettkapasitet (Kapittel 2. 1).

Vi har evaluert dagens tariffmodell (k-faktormodellen) og har konkludert med at den ikke gir hensiktsmessige lokaliseringssignaler og dessuten har en del andre svakheter (se mer om dette nedenfor). Vi foreslår derfor å fjerne k-faktormodellen.

Vi foreslår et lokaliseringssignal som gis både til produksjon og forbruk. Signalet skal stimulere til regional forsyningssikkerhet og en mer riktig lokalisering av nytt forbruk og ny produksjon.

Vi har drøftet og evaluert ulike alternativer for utforming av et lokaliseringssignal. Basert på vår drøfting foreslår vi å etablere et lokaliseringssignal som tar utgangspunkt i effektbalansen innenfor et definert nettmessig område. Bedre effektbalanse i et underskuddsområde vil bidra til økt forsyningssikkerhet. Generelt vil bedre balanse i hvert område redusere behovet for overføringskapasitet mellom områdene.

Nærmere beskrivelse og analyser av de ulike alternativene presenteres nedenfor.

For å styrke eksisterende prissignaler har vi vurdert å fjerne det administrative taket på marginaltapssatsen på +/-15 %. Vi har konkludert med at taket bør videreføres for å unngå utilsiktede og urimelige utslag som følge av at beregningsmodellen for overføringstap i visse typer ekstremisituasjoner ikke vil gjenspeile de faktiske forhold på en tilstrekkelig god måte.

4.1.1 Evaluering av k-faktoren

Dagens k-faktor gir lokaliseringssignaler for forbruk selv om dette ikke var den opprinnelige hensikten med modellen. Begrunnelsen for k-faktoren var at den skulle bidra til en kostnadsriktig fordeling gjennom å premiere "kortreist kraft". Dette bygger på oppfatningen om at samlokalisering mellom produksjon og forbruk per punkt reduserer behov for nett og dermed bidrar til lavere nettkostnader. Historisk sett ble forbruk i stor grad lokalisert nær kraftressursene. Da var det naturlig og ansett som mest kostnadsriktig at forbruk og produksjon kun dekket nettkostnadene innenfor "sitt" område.

Tariffmodellen som ble benyttet før innføring av k-faktormodellen i 2003 hadde et samlokaliseringselement som gjaldt både produksjon og forbruk. Gjeldende forskriftsbestemmelse om energigjæring av produksjon i sammenheng med harmonisering av innmatingstariffer i Norden medførte at avregningsgrunnlag og tariffnivå for produksjon ble liggende fast. Innmatingstariffen ble også uavhengig av lokalisering og nettnivå. Det ble således ikke lenger relevant å beregne en samlokaliseringrabatt for produksjon siden kostnadsriktighet ikke lenger var et kriterium for å fastsette produksjonstariffen. K-faktoren ble derfor kun gjeldende for forbruk.

Vår vurdering er at det ikke er samfunnsøkonomisk grunnlag for å videreføre k-faktoren i tariffmodellen slik den er utformet. Det er flere grunner til dette:

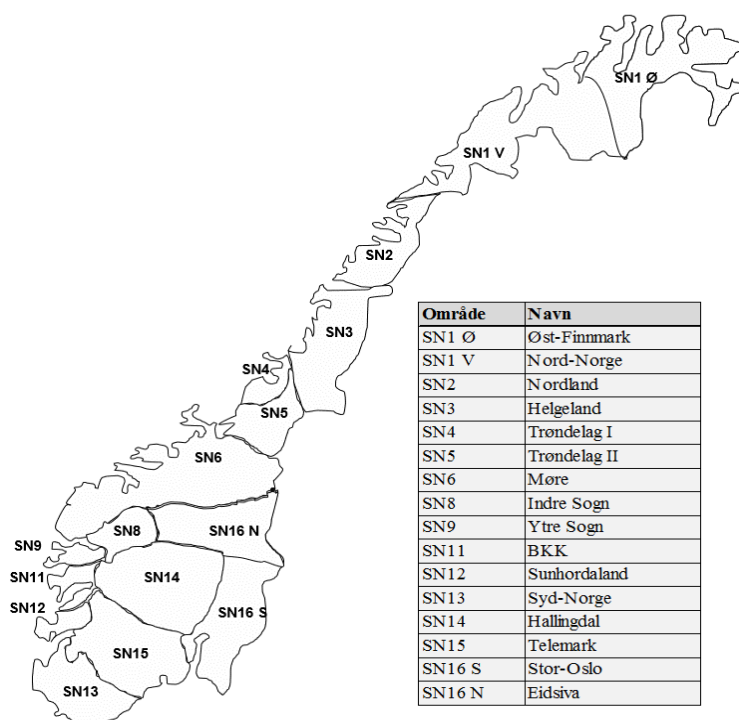
1. K-faktoren gir en prosentvis reduksjon i avregningsgrunnlaget og dermed i tariffen på opptil 50%. Det betyr at gevinsten av å være samlokalisert med produksjon øker med kostnadsnivået. Differansen mellom høyeste og laveste tariff vil med dagens tariffmodell øke fra 137 kr/kW til 275

- kr/kW, en dobling fra 2017 til 2023. Denne forskjellen har ikke en samfunnsøkonomisk begrunnelse.
- Dagens k-faktor gir et prissignal per punkt i nettet, slik at det gis incentiver til økt forbruk i punkt hvor det er tilknyttet mye produksjon. Den punktvis faktoren sier ingenting om kapasitets- eller kostnadsforholdene i nettet eller om balansen mellom produksjon og forbruk innenfor et aktuelt nettområde.
 - Dagens k-faktor stimulerer i liten grad til å styrke lokal/ regional forsyningsikkerhet. Erfaringen med dagens ordning har vist at forbrukskunder ønsker å tilknytte seg eller bli tilordnet punkt med lav k-faktor fremfor å koble seg til punkt der det nettmessig er mest gunstig. Dette hindrer en samfunnsøkonomisk rasjonell tilpasning.
 - Dagens k-faktor gir tilfeldige utslag. Punktvis beregning av k-faktor medfører at nærliggende forbrukere kan møte svært forskjellig tariff uten at dette kan begrunnes med forskjeller i nettkostnader. Dette blir særlig synlig i områder med store enkeltkunder (industri). Eksempler på dette finnes flere steder blant annet i nettområde 15 -Telemark og nettområde 6 - Møre (Se Vedlegg 5). I Telemark vil forbruk tilknyttet nettstasjon Grenland få 50% lavere tariff enn forbruk tilknyttet nabopunktet Porsgrunn. Det samme er tilfelle i Møre der forbruk tilknyttet Aura få 50% lavere tariff enn forbruk tilknyttet nabopunktet Viklandet.
 - Utviklingen av kraftmarkedet har medført at kraftproduksjon og forbruk i stor grad opererer uavhengig av hverandre. Berettigelsen av k-faktoren er knyttet til at den lokale kraftproduksjonen faktisk dekker effektbehovet i en topplastsituasjon. Dette er ikke nødvendigvis situasjonen i dag. Nettet må dimensjoneres og ta høyde for at produksjonen er høy når forbruket er lavt. Nettet må også ta høyde for at produksjonen bak et punkt ikke er tilgjengelig når forbruket er på sitt høyeste. Samlokaliseringen bak et gitt punkt i transmisjonsnettet fører derfor ikke nødvendigvis til lavere kapasitetsbehov i nettet.

4.1.2 Forslag til inndeling i nettområder som grunnlag for lokaliseringssignal

Behov for overføringskapasitet er det som i stor grad driver nettkostnadene. I vårt forslag til inndeling i områder har vi derfor tatt utgangspunkt i de faktiske kapasitetsbegrensninger i nettet.

Vi foreslår å introdusere et områdevis lokaliseringssignal. Dimensjoneringen av nettet tilpasses forbruk og produksjon innenfor et nettmessig område. Følgelig vil utviklingen av nettet - herunder struktur, tilknytningspunkter og dimensjonering - være avhengig av det samlede behovet for nettkapasitet inn og ut av området. Enkelt punkt innenfor et område må derfor ses i sammenheng. Vi mener derfor at alle tilknytningspunkt innenfor et definert område skal få samme signal, i motsetning til dagens k-faktor som kan gi svært forskjellig signal fra tilknytningspunkt til tilknytningspunkt.



Figur 4-1: Forslag til inndeling i nettområder basert på begrensninger i nettet.

Statnett foreslår å dele landet inn i 16 ulike nettområder (figur 4-1). Inndelingen er basert på eksisterende og forventede kapasitetsbegrensninger i nettet. Disse områdene samsvarer i stor grad med det Statnett benytter ved planlegging av den operative driften i transmisjonsnettet. Hvilke punkt som inngår i hvert område er nærmere beskrevet i Vedlegg 1. Statnett **ønsker innspill** knyttet til inndelingen i områder, og ser at det kan bli aktuelt med en mer finmasket inndeling i enkelte deler av landet.

4.1.3 Vurdering av grunnlag for lokaliseringssignal – Marginaltap eller effektbalanse?

Formålet med å gi lokaliseringssignal er at produksjon og forbruk i større grad enn i dag skal ta hensyn til kapasitets- og kostnadsforholdene i nettet i sine investeringsbeslutninger. Dette vil på sikt føre til at både nyetableringer og reinvesteringer i større grad vil skje der det er mest gunstig for nettet. Ved utforming av et områdevis lokaliseringssignal har vi i første omgang vurdert hvilke parametere som gir best uttrykk for forskjeller i kapasitets- og kostnadsforholdene i nettet. Vi har evaluert fordeler og ulemper ved to metoder:

1. *Områdevis marginaltapsnivå*: Marginaltap beregner prosentvis endring i overføringstap ved å mate inn kraft. Størrelsen på marginaltapet sier noe om avstand mellom produksjon og forbruk og gir dermed uttrykk for transportavstand og langsiktig kapasitetsbehov. Dette kan gi en indikasjon på hvor det vil være gunstig med mer og/eller mindre produksjon og forbruk.
2. *Områdevis effektbalanse*: Effektbalansen (forholdet mellom produksjon og forbruk i topplast) angir om et område er et overskudds- eller et underskuddsområde i periodene med høyest forbruk. God balanse mellom produksjon og forbruk over tid gir generelt mindre behov for nett, både innenfor området og mellom ulike områder.

Marginaltap som grunnlag for lokaliseringssignal

Metoden er basert på antagelsen om at forskjeller i nivåer på marginaltapene gir uttrykk for forskjeller i de langsiktige nettkostnadene. Jo høyere marginaltap, desto høyere langsiktige nettkostnader. THEMA har lagt en slik metode til grunn i sin rapport⁴ der de foreslår å etablere et områdevis signal basert på marginale tapsforhold. Signalet vil først og fremst ivareta forskjeller i langsiktige nettkostnader mellom de ulike landsdelene, og således fange opp de store og strukturelle forskjellene i landet som helhet.

THEMAs forslag tar utgangspunkt i gjennomsnittlig marginaltapssats pr nettområde. Basert på forskjellene i nivåene på de marginale tapene utformes et lokaliseringssignal. Metoden vil medføre at produksjon i et område med relativt høy marginaltapssats får et høyere fastledd enn produsenter i et område med relativt sett lavere marginaltapssats. For forbruk vil signalet få motsatt fortegn. Jo høyere marginaltap, desto sterkere blir signalet. Dette signaler vil på mange måter forsterke de lokaliseringssignalene vi allerede har i marginaltapsleddene.

Fordelen med denne metoden er at den er lite ressurskrevende sett fra et administrativt ståsted, fordi den bygger på samme metodikk og modell som brukes ved beregning av marginaltap i dag. Man må beregne gjennomsnittlig marginaltap for hvert område og beregne tariffleddet ut fra dette.

Statnetts analyser har imidlertid avdekket vesentlige svakheter ved metoden. Først og fremst har analysen vist dårlig samsvar mellom tapsforholdene og nettkostnadene ved å utvide kapasiteten inn/ut av et område. Områder med høy marginaltapssats sammenfaller ikke nødvendigvis med områder der det er ønskelig å gi prissignaler om økt produksjon/ redusert forbruk. Figur 4-2 illustrerer hvordan lokaliseringssignalet overfor forbruk ville blitt dersom vi la til grunn marginaltap (fig 4-2a) eller anbefalinger fra nettplanleggingsmiljøet i Statnett (fig 4-2b).

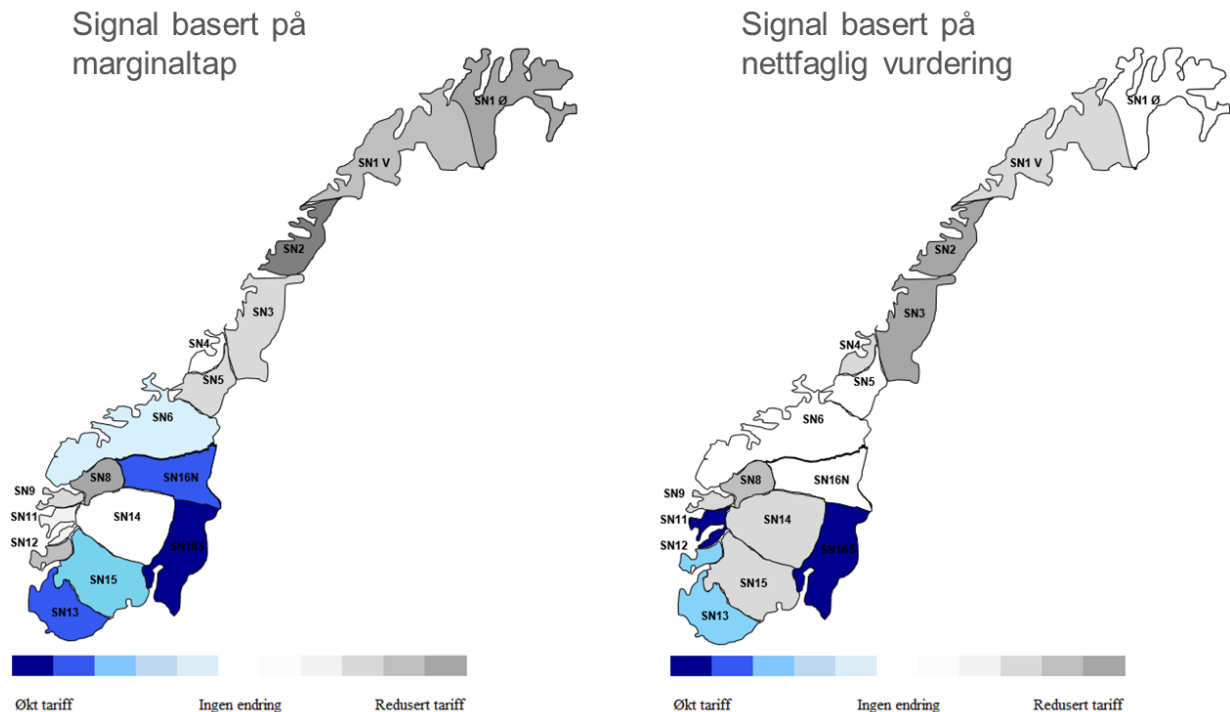
Av figur 4-2a fremgår det blant annet at "marginaltapsmodellen" gir *ingen signaler* til SN14, mens det utfra en nettfaglig vurdering (figur 4-2b) er ønskelig å gi sterke signaler om økt forbruk i dette området. Figurene viser dessuten at marginaltapsmodellen gir områdene SN16 S (Stor-Oslo) og SN15 (Telemark mm.) samme signal om at det er ønskelig med *redusert* forbruk. Dette er ikke i overensstemmelse med nettfaglig vurdering som legger til grunn at SN 15 er et overskuddsområde der det er ønskelig å gi signaler om *økt* forbruk mens Stor-Oslo er et underskuddsområde der det er ønskelig å gi signaler som reduserer maksimalforbruket og øker produksjonen.

Et annet forhold er at grunnlaget for beregning av lokaliseringssignal bør baseres på *prognoser* av fremtidige marginaltap dersom den skal gi riktige signaler om langsiktige nettkostnader. Empirien viser

⁴ Vurdering av behovet for ytterligere lokaliseringssignaler i tariffen, THEMA, 2017

at slike prognoser kan være svært usikre. Utviklingen med økt kraftoverskudd og nye kabler vil føre til betydelige endringer i flyten i årene som kommer. Dette bidrar til økt usikkerhet rundt prognosene. Konsekvensen av feil prognoser er feil prissignaler og en utilsiktet omfordeling av kostnader.

Vår vurdering er derfor at modellen basert på marginaltapsledd ikke gir de ønskede langsiktige lokaliseringssignalene.



Figur 4-2 a) Lokaliseringssignaler basert på marginaltapp. Figur 4-2 b) Lokaliseringssignaler basert på nettfaglig vurdering

Effektbalanse som grunnlag for lokaliseringssignal

Denne metoden legger til grunn at det er en sammenheng mellom effektbalansen innenfor et område og nettkostnadene på lang sikt. Med effektbalanse mener vi differansen mellom tilgjengelig vintereffekt for produksjon og forbrukets effektuttak i topplast. Områder der tilgjengelig vintereffekt er større enn effektuttaket i topplast betegnes som et overskuddsområde mens områder der tilgjengelig vintereffekt er lavere enn effektuttak i topplast betegnes som et underskuddsområde. Vi vil i løpet av prosessen se nærmere på hvordan tilgjengelig vintereffekt bør beregnes for ulike produksjonsteknologier.

Bedre balanse mellom produksjon og forbruk innenfor et område vil over tid gi lavere nettkostnader. Utfordringene med ubalanser er klart størst for *underskuddsområder*, men også for *overskuddsområder* kan det være behov for å gi visse signaler. Forskjellen skyldes først og fremst at de samfunnsøkonomiske kostnadene ved rasjonering av kraft (ved feil i nettet eller for lite overføringskapasitet) er betydelig større enn kostnader ved eventuell kraftproduksjon som går til spille. Kostnaden ved ikke levert energi til forbruk kan være 10-20 ganger så høy som kraftprisen.

Samspeillet mellom nettkostnad og effektbalansen innenfor et område kan oppsummeres slik:

- I et *underskuddsområde* er utfordringene knyttet til perioder med høyest forbruk. Effektbehovet for forbruk er i stor grad dimensjonerende for overføringsbehovet inn til området. Dersom tilgjengelig vinterproduksjon innenfor et underskuddsområde øker, kan overføringsbehovet bli redusert. Dette vil på sikt bidra til reduserte nettkostnader. Vi ønsker dermed et signal som kan stimulere produksjon med evne til å levere i perioder med høyt forbruk og samtidig bidra til å dempe forbruket i anstrengte perioder.
- De nettmessige utfordringene for et *overskuddsområde* vil ofte være knyttet til perioder med stor uregulert kraftproduksjon og relativt lavt forbruk. Behovet for å gi ytterligere signaler til produksjonen i slike områder er begrenset da det kan håndteres via prissignaler i kraftmarkedet (dvs. at kraftprisen reduseres). Høy tilgjengelig effekt er ikke et problem. Det er imidlertid en

oppside hvis nytt forbruk plasserer seg i området, fordi det på lang sikt bidrar til et mindre behov for overføringskapasitet. Det er derfor ønskelig å stimulere til økt forbruk innenfor overskuddsområder.

Tabell 4-1 gir en skjematisk oversikt over behovet for lokaliseringssignaler for henholdsvis underskudds- og overskuddsområder.

	Produksjon	Forbruk
Overskudds- område	<i>Ikke behov for ytterligere signaler</i>	Økt forbruk gir mindre behov for nett Stimulere til økt uttak
Underskudds- område	Økt produksjon vil redusere behov for nett Stimulere til økt produksjon	Redusert forbruk i topplast gir redusert behov for nett Stimulere til redusert uttak

Tabell 4-1: Lokaliseringssignal til forbruk og produksjon i underskudds- og overskuddsområder.

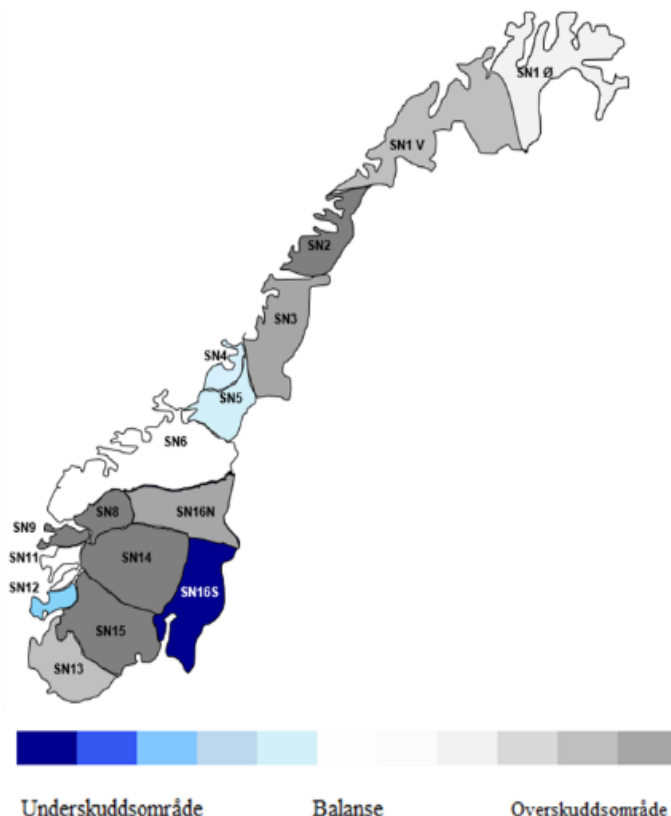
4.1.4 Beregning av effektbalanse

Basert på vurderingen over velger vi å benytte området effektbalanse som utgangspunkt for utforming av det geografiske prissignalet.

Områdets effektbalanse beregnes på grunnlag av effektsituasjonen i *området* topplast. Vi foreslår å beregne området effektbalanse basert på *summen av gjennomsnittlig effektuttak i topplast og tilgjengelig vintereffekt⁵* for alle punkt som inngår i området. Beregningene vil baseres på effektdata relatert topplasten for de enkelte definerte nettområde, i motsetning til dagens ordning hvor det opereres med topplasttime for tre områder (Nord, Midt og Sør)⁶.

For forbruk foreslår vi å legge til grunn gjennomsnitt effektuttak i topplast siste 5 år. Det vil utjevne årlige variasjoner i effektuttak, samtidige som varige endringer i effektbalansen fanges opp relativt raskt. For produksjon vil vi legge til grunn tilgjengelig vintereffekt. Hensikten er å premiere effekt som er tilgjengelig på de tidspunktene hvor underskuddet i et område er stort.

Figuren under illustrerer inndeling i overskudds- og underskuddsområder basert på effektdata relatert dagens tre områder. I den endelige modellen vil vi legge til grunn effektdata relatert topplasten for hvert område. Underskuddsområder er illustrert med blått og overskuddsområdet med grått. Jo større ubalanse jo sterkere farge i kartet. Beregninger av ubalanse for hvert område fremgår av Vedlegg 2.



Figur 4-3: Overskudds- og underskuddsområde basert på områdets effektbalanse

⁵Definisjon av tilgjengelig vintereffekt må vurderes nærmere. Vi vil her ta utgangspunkt i definisjonen som benyttes ved beregning av k-faktor i dagen modell, dvs. *Vannkraft*: 6 timers sammenhengende produksjon under høyeste vinterforbruk, *Vind*: 50% av installert effekt

⁶ Nærmere beskrivelse av topplasttiden og områdene finnes på NettWeb.

4.1.5 Tre alternativer for utforming av lokaliseringssignal

Vi analyserer her tre ulike alternative utforminger av lokaliseringssignalet.

Alle alternativene tar utgangspunkt i beregning av over- og underskuddsområder slik det er skissert i figur 4-3. Signalene som foreslås skal stimulere til økt produksjon og redusert forbruk i underskuddsområder, samt økt forbruk i overskuddsområder (jfr. Tabell 4-1). Vi legger til grunn at markedet gir tilstrekkelige signaler til produksjon i overskuddsområder. Videre differensieres signalene ut fra nivået på ubalansen i området, med en *områdefaktor*. Det betyr at områder med stor ubalanse får et sterkere signal enn områder med lavere ubalanse. I områder der det er tilnærmet balanse mellom produksjon og forbruk vil signalet bli marginalt. Forskjellen mellom de tre alternativene ligger i hvorvidt signalet gis gjennom en prosentvis endring av det faste leddet eller om det gis gjennom et eget tariffledd (uavhengig av tariffsats).

I alternativ 1 og 2 blir signalet gitt i form av prosentvis endring i det faste leddet for hhv produksjon og forbruk. I alternativ 1 foreslår vi lik prosentvis endring i tariffsats for forbruk (+/- 25%) og produksjon (-25%), mens vi i alternativ 2 foreslår en lavere prosentvis endring for forbruk (+/- 10%).

I alternativ 3 er lokaliseringssignalet utformet som et eget effektbasert tariffledd (kr/kW) som gis som et tillegg eller fratrukk til det ordinære fastleddet. Satsen som foreslås er gitt i kr per kilowatt og er lik for produksjon og forbruk.

Tabellen under skisserer den matematiske formuleringen for de tre alternativene:

Alternativ	Produksjon	Forbruk	
Lokaliseringssignal	1	Tariffsats (øre/kWh) * Energi (kWh) * (-) Lokaliseringsfaktor (0-25%)	Tariffsats (kr/kW) * Effekt (kW) * Lokaliseringsfaktor (±25%)
	2	Tariffsats (øre/kWh) * Energi (kWh) * (-) Lokaliseringsfaktor (0-25%)	Tariffsats (kr/kW) * Effekt (kW) * Lokaliseringsfaktor (±10%)
	3	Tariffsats (øre/kWh) * Energi (kWh) - Lokaliseringsledd (0- 40 kr/kW) * Tilgjengelig Vintereffekt (kW)	Tariffsats (kr/kW) * Effekt (kW) + Lokaliseringsledd (± 40 kr/kW) * Effekt i topplast (kW)

Tabell 4-2: Skjematisk oversikt over tre alternative lokaliseringssignal modeller.

I de neste delkapitlene drøfter vi fordeler og ulemper ved de tre alternativene.

Alternativ 1 – justere tariffsats +/-25% for forbruk og -25% for produksjon

Alternativ 1 legger til grunn et lokaliseringssignal gitt gjennom en prosentvis endring i tariffsatsen for produksjon og forbruk. I drøftingen legger vi til grunn en styrke på inntil +/- 25 % for forbruk, og 0-25% for produksjon (underskuddsområder).

Alternativet gir følgende tariffsatser for henholdsvis produksjon og forbruk:

Produksjon

Tariffsatsen for produksjon er i dag 1,1 øre/kWh⁷. Det tilsvarer EU-fastsatt tak på 1,2 €/MWh. Modellen foreslår at tariffen for produsenter som mater inn i et underskuddsområde reduseres med opptil 25% (0,275 øre/kWh) avhengig av graden av effektbalanse i området. Produsenter som mater inn i et underskuddsområde betaler dermed ned mot 0,825 øre/kWh.

⁷ Det forutsettes at samlede tariffinntekter fra produksjon skal tilsvare EU-taket. Dersom produsenter som mater inn i underskuddsområder skal få redusert tariff vil "basistariffen" til produksjon øke marginalt.

Forbruk

Tariffsatsen for forbruk er i 2017 fastsatt til 275 kr/kW. Uten k-faktor ville satsen vært 180 kr/kW⁸. Modellen foreslår at forbruk (uttak) i et underskuddsområde skal få opp til 25% påslag i tariffsatsen mens forbruk (uttak) i et overskuddsområde skal få opp til 25% fradrag i tariffsatsen. 25% av 180 kr er 45 kr/kW. Gitt kostnadsnivået i 2017 medfører det at forbruk i underskuddsområder vil betale opptil 225 kr/kW (180+45) mens forbruk i overskuddsområder vil betale ned mot 135 kr/kW (180-45). Denne modellen vil gi et betydelig sterkere signal overfor forbruk enn overfor produksjon. Dette skyldes at forbruket betaler en prosentvis større andel av tariffkostnaden en produsentene. Dermed blir virkningen av en prosentvis lik endring større for forbruk.

EVALUERING AV ALTERNATIV 1

Fordeler	Ulemper
<p>Alternativet vil i store trekk ligne på dagens modell, i form av en "områdevis k-faktor-modell" og dermed gi relativt små forskjeller sammenliknet med dagens modell. Styrken i signalet (+/- 25%) vil være det samme som gis gjennom k-faktormodellen i dag. (k-faktor gir opp til 50% redusert tariff til forbruk samlokalisert med produksjon. Modellen foreslår et signal på +/-25%.)</p>	<p>Modellen gir uforholdsmessig stor forskjell i signalstyrken for produksjon og forbruk. Eksempelvis vil forbruk i et gitt område få et signal 45 kr/kW mens en produsent i samme område vil få et signal på ca.12 kr/kW.</p> <p>Signalet er knyttet til tariffsatsen. Så lenge taket på innmatingstariffen ligger fast vil tariffen for forbruk øke fremover som følge av økte nettkostnader. Dette medfører at styrken i signalet til forbruk vil øke, uten at det er relatert til utviklingen i balansen i området. (Anslagsvis vil signalet øke fra 45 kr/kW i 2017 til 100 kr/kW i 2022).</p> <p>Dette vil gi</p> <ul style="list-style-type: none"> - Økt forskjell i signalstyrke mellom produksjon og forbruk - Økt forskjell mellom laveste og høyeste forbrukstariff.

Alternativ 2 – Justere tariffsats -25% for produksjon og +/-10% for forbruk

I denne modellen reduserer vi prosentvis justeringen for forbruk fra 25% til 10%. Nivået på signalet blir dermed likere for produksjon og forbruk i underskuddsområder. Lik størrelse på signalet er ønskelig da økt produksjon er like gunstig som redusert forbruk ved knapphet.

Alternativet gir følgende tariffsatser for henholdsvis produksjon og forbruk:

Produksjon

Som for alternativ 1. Tariffsatsen for produksjon som mater inn i et underskuddsområde reduseres med opptil 25% basert på graden av effektbalanse i området, det vil si en reduksjon på opptil 0,275 øre/kWh.

Forbruk

Utgangspunktet er det samme som for alternativ 1, men prosentsatsen er redusert. Forbruk (uttak) i et underskuddsområde vil dermed få opp til 10% påslag i tariffsatsen mens forbruk i et overskuddsområde vil få opp til 10% fradrag i tariffsatsen. Vi har tidligere beregnet at forbrukstariffen i 2017 ville være 180 kr/kW dersom vi fjernet k-faktoren. 10% av 180 kr = 18 kr/kW. Gitt kostnadsnivået i 2017 medfører det at forbruk i underskuddsområder betaler opptil 198 kr/kW (180+18) mens forbruk i overskuddsområder betaler ned mot 162 kr/kW (180-18).

⁸ Tariffen fra forbrukere skal dekke den delen av transmisjonsnettets inntektsbehov som ikke dekkes av flaskehalsinntekter, energiledd og fastledd fra produksjon. Tariffsatsen blir dermed beregnet ved å ta residualt inntektsbehov for forbruk delt på avregningsgrunnlag (effektuttak i topplast justert for k-faktor). Forbruk skal samlet betale like mye (mill. kr) uavhengig av tariffmodell, men avregningsgrunnlaget (effektuttak) blir endret. Ved å fjerne k-faktoren øker avregningsgrunnlaget (kW) og tariffsatsen (kr/kW) blir dermed lavere.

EVALUERING AV ALTERNATIV 2

Fordeler	Ulemper
<p>Modellen gir klart likere styrke på signalet til produksjon og forbruk. Eksempelvis vil forbruk i et område få et signal 18 kr/kW mens en produsent i samme område vil få et signal på ca.12 kr/kW.</p> <p>For forbruk ligner modellen på en "områdevis k-faktor-modell", men styrken i signalet (+/- 10%) vil være lavere enn det som gis gjennom dagens modell.</p>	<p>Signalet er knyttet til tariffsatsen. Tariffen for forbruk vil øke fremover som følge av økte nettkostnader. Dette medfører at signalet for forbruk vil øke. (Anslagsvis vil signalet øke fra 18 kr/kW i 2017 til 40 kr/kW i 2022). Forskjellene er imidlertid betydelig mindre enn for alternativ 1.</p>

Alternativ 3 – Eget effektbasert signal likt for produksjon og forbruk

Hovedutfordringen ved modell 1 og 2 er at signalet er relatert til tariffsatsen. Tariffsatsen for produksjon vil på grunn av EU-taket være fast på 1,1 øre/kWh mens tariffsatsen for forbruk vil øke i takt med kostnadsøkningen i transmisjonsnettet. Dersom signalet til forbruk gis i form av en prosentvis justering av tariffsatsen vil forskjellen mellom det "dyreste" området og det "billigste" området øke fra år til år. I tillegg vil dette over tid medføre en betydelig forskjell i styrken i lokaliseringssignalet mellom produksjon og forbruk.

I alternativ 3 foreslår vi derfor et lokaliseringssignal som gis i form av et eget tariffledd som kommer i tillegg til det alminnelige fastledd. Vi foreslår her å beregne et signal som relateres effekt. For produksjon vil det si *Tilgjengelig vintereffekt* mens det for forbruk betyr *effektuttak i topplast*. Vi foreslår at satsen settes i kr/kW og at den er lik for produksjon og forbruk. I vår evaluering foreslår vi en satsen settes til +/- 40 kr/kW.

Det foreslåtte signalet på +/- 40 kr/kW skal representere de langsiktige marginale nettkostnadene. Gjennomsnittlige nettkostnader er beregnet til 290 kr/kW⁹ og vi mener at en styrke på 40 kr/kW i rimelig grad gjenspeiler forskjeller i langsiktige marginale nettkostnader.

Det er vanskelig å finne et eksakt svar på hva som er riktig styrke i differensieringen. Statnett vil over tid revurdere nivået på denne satsen ut i fra oppdaterte vurderinger av langsiktige marginalkostnader.

Vi foreslår en tilleggsbestemmelse slik at summen av fastleddet og prissignalet for en nettkunde aldri kan bli negativ.

Alternativet gir følgende tariffsatser for henholdsvis produksjon og forbruk:

Produksjon

Produsenter som mater inn i et underskuddsområde vil få *kreditert* opp til 40 kr/kW basert på hvor mye tilgjengelig vintereffekt de har i området. Produsenten skal i tillegg betale alminnelig innmatingstariff. Prissignalet begrenser i tilfeller hvor summen av fastledd og prissignal ellers ville blitt negativt. Fastleddet for produksjon vil bli kalibrert slik at samlet betaling ikke overstiger taket fastsatt av EU på 1,1 øre/kWh.

Forbruk

Forbruk i et overskuddsområde vil få inntil 40 kr lavere tariff per kW mens forbruk i underskuddsområder vil måtte *betale* opptil 40 kr/kW ekstra.

Alternativet gir samme signalstyrke for produksjon og forbruk. Eksempelvis vil en produsent i et underskuddsområde får et signal på -40 kr/kW mens en forbruker i samme område får et signal på +40 kr/kW. Signalet (satsen) er uavhengig av den til enhver tid fastsatte tariffsats for produksjon og forbruk. Det betyr at forskjellen mellom laveste og høyeste forbrukstariff (gitt i kr/kW) forblir konstant og er uavhengig av kostnadsnivået i nettet.

⁹ Gjennomsnittlig nettkostnad på 290 kr/kW er beregnet på grunnlag av samlede residuale kostnader 2017 dividert på maksimal effektbelastning.

4.1.6 Tariffmessige konsekvenser

Vi vil her illustrere de forskjellige alternativene ved å vise hva som blir den tariffmessige konsekvensen for en forbruker med 500 MW og årsforbruk på 2500 GWh, og en produsent med 500 MW tilgjengelig effekt og årsproduksjon 2100 GWh.

Vi tar utgangspunkt i tre områder:

- Overskuddsområde – for eksempel SN 15 Telemark
- Nøytralt (balanse mellom produksjon og forbruk) – For eksempel SN6 Møre
- Underskuddsområde – for eksempel SN16 Stor-Oslo

Modell		Tariffgrunnlag		Tariffsats		Overskudd		Underskudd
		MW	GWh	kr/kW	øre/kWh	A Telemark	B Møre	C Stor-Oslo
Modell 1: Tariffsats Forbruk +/- 25%, Produksjon -25%	Forbruk - basis	500	2500	180	2,9	90,0	90,0	90,0
	Forbruk - prissignal +/- 25%	500	2500	+45	+0,7	-22,5	-	22,5
	Sum forbruker Modell 1					67,5	90,0	112,5
	Produsent - basis	500	2100	47	1,1	23,1	23,1	23,1
	Produsent - prissignal -25%	500	2100	-12,5	-0,3	-	-	-6,3
	Sum produsent - Modell 1					23,1	23,1	16,8
Modell 2: Tariffsats Forbruk +/- 10%, Produksjon -25%	Forbruk - basis	500	2500	180	2,9	90,0	90,0	90,0
	Forbruk - prissignal +/- 10%	500	2500	+ 18	+/- 0,3	-9,0	-	9,0
	Sum forbruker Modell 2					81,0	90,0	99,0
	Produsent - basis	500	2100	47	1,1	23,1	23,1	23,1
	Produsent - prissignal - 25%	500	2100	-12,5	-0,3	-	-	-6,3
	Sum produsent - Modell 2					23,1	23,1	16,8
Modell 3: Eget tariffledd +/- 40 kr/kW	Forbruk - basis	500	2500	180	2,9	90,0	90,0	90,0
	Forbruk - prissignal +/- 40 kr/kW	500	2500	-40	+0,7	-20,0	-	20,0
	Sum forbruker Modell 3					70,0	90,0	110,0
	Produsent - basis	500	2100	47	1,1	23,1	23,1	23,1
	Produsent - prissignal - 40 kr/kW	500	2100	-40	-1,06	-	-	-20,0
	Sum produsent - Modell 3					23,1	23,1	3,1

Rød skrift illustrerer modellens tariffgrunnlag og tariffsats

Tabell 4-3: Regneeksempel for å illustrere styrken til lokaliseringssignalet i absoluttverdi, kr/KW og kr/kWh for ulike nettområder.

Styrken i signalene, og forskjell mellom produksjon og forbruk, varierer mellom modellene. I tabellen ser vi blant annet at modell 1 gir et signal på +/- 45 kr/kW til forbruk mens signalet til produksjon (25% av 1,1 øre/kWh) tilsvarer 12,5 kr/kW.

I modell 2 er differansen mellom forbruk og produksjon redusert ved å redusere signalet til forbruk til 10%. Det gir et signal til forbruk på +/- 18 kr/kW mens signalet til produksjon er uendret på 12,5 kr/kW til produksjon.

I modell 3 er signalene like for produksjon og forbruk (40 kr/kW). Her ser vi imidlertid at et signal på -40 kr/kW for en produsent gir en tariff på tilnærmet null. Dette viser at det er behov for å sette en grense for hvor sterkt signalet skal være.

Vi foreslår å basere styrken på signalet på områdefaktoren til hvert enkelt nettområde. Områdefaktoren definerer vi som ubalansen mellom tilgjengelig vintereffekt og forbruk i topplast innenfor et nettområde. Vi skiller mellom underskuddsområde og overskuddsområder. Beregning av styrken for hvert enkelt område fremgår av tabellen i Vedlegg 2.

4.2 Vurdering av nivået på innmatingstariffen

I kapittel 2 redegjør vi for de samfunnsøkonomiske prinsippene for tariffing. Hovedkonklusjonen er at alle kundegrupper bør betale de kostnadene de påfører kraftsystemet. I tillegg bør residuale kostnader fordeles mellom de ulike kundegruppene basert på deres relative prisfølsomhet. Dette er samme prinsipp som rasjonelle markedsaktører benytter når de differensierer priser mellom kundegrupper for å maksimere egne inntekter. Optimal tariffing betyr at alle kundegrupper må betale noe av de residuale kostnadene.

Vi har evaluert den residuale kostnadsfordelingen i dagens modell og har konkludert med at den ikke gir en riktig fordeling fremover i tid. Dette skyldes i all hovedsak det EU-fastsatte taket på innmatingstariffen på 1,1, øre/kWh.

Vi mener det er grunn til å heve innmatingstariffen fra dagens 1,1 øre/kWh. Statnett vil derfor arbeide for å oppheve det EU-fastsatte taket.

4.2.1 Statnetts vurdering av den residuale kostnadsfordelingen i dagens modell

Med dagens tariffmodell vil kraftproduksjon betale en stadig mindre andel av nettkostnadene etter hvert som kostnadene i nettet stiger. Hvis forbruk skal dekke hele kostnadsøkningen, kan dette gi uheldige tilpasninger på forbrukssiden, med et tilhørende samfunnsøkonomisk effektivitetstap. En heving av innmatingstariffen har etter vår vurdering begrensede virkninger sammenliknet med en stor økning i forbrukstariffene.

Det er nettselskapet i hvert enkelt land (eventuelt område) som er ansvarlig for å dekke kostnadene på en måte som sikrer effektiv drift og utvikling av nettet. Så lenge nettet finansieres av nettkundene i de respektive landene (områdene), vil satsene og den optimale fordelingen være forskjellige. Dette fordi driverne bak nettutviklingen, herunder lokalisering av forbruk og produksjon og dermed dimensjoneringen av nettsystemet, varierer mellom land. Ved å praktisere et tak begrenser man handlemfriheten til å fordele de residuale kostnadene effektivt.

Taket på produksjonstariffen betyr også at produsentene som gruppe ikke påvirkes av kostnadsøkninger for nettet. Denne gruppen kan dermed bli mindre motivert til å medvirke til løsninger som begrenser kostnadsveksten.

Det er anslått at tilknytning av ny produksjon og økt handelskapasitet vil stå for over halvparten av investeringene i perioden 2017 til 2022¹⁰. Denne andelen kan bli enda større, særlig i et litt lenger perspektiv. Det skyldes at kostnadene for vindkraft trolig vil falle til et nivå der prosjekter blir lønnsomme uten subsidier og at EU kan åpne for at man kan bygge ny kraftproduksjon i Norge basert på støtteordninger i andre land. THEMA¹¹ viser i sin rapport at en høyere innmatingstariff kan forsvares hvis "subsidiering av produksjon i Norge medfører nettkostnader som ikke reflekteres i øvrige tariffledd"(s.21).

Hvis ny kraftproduksjon går til eksport og ikke dekker de fulle kostnadene i nettet, kan dette gi et samfunnsøkonomisk tap for Norge og økte kostnader for forbrukerne. Dette kan også være ineffektivt i et europeisk perspektiv. Utbygging av vindkraft i Norge kan være billigere enn utbygging i Nordsjøen eller Nord-Europa. Men en utbygging i Norge for eksport vil kun være samfunnsøkonomisk lønnsom i et europeisk perspektiv hvis kostnadsforskjellen er større enn økningen i nettkostnadene. Det er derfor viktig å sikre at produsentene minst betaler de kostnadene kraftutbygging utløser i kraftsystemet. I tillegg bør de, slik vi har drøftet i kapittel 2, være med å betale en rimelig andel av de residuale kostnadene.

4.2.2 Analyse av nivået på innmatingstariffen

Produksjonen i vann- og vindkraft avgjøres av tilsigene og vinden. Det kortsiktige produksjonstilbudet fra disse teknologiene vil derfor, i praksis, ikke bli redusert selv om tariffen øker. Derimot vil økte tariffkostnader løfte den langsiktige tilbudskurven litt (se mer om dette nedenfor).

Helningen på tilbuds- og etterspørselskurvene (inkludert nettoetterspørsel fra utlandet) avgjør hvordan økt tariff for kraftprodusenter påvirker utbygging av kraftproduksjon i Norge, markedsprisen på kraft, forbruk og netto eksport, og hvor mye ulike grupper til slutt betaler av tarifføkningen. (Noe av tarifføkningen kan bli overveltet i markedsprisen og dermed bli betalt av norske forbrukere og ved høyere priser på eksportert kraft.) Dette er nærmere beskrevet i THEMA sin rapport.¹¹

¹⁰ Nettutviklingsplan 2017, Statnett, 2017

Kort oppsummert kan betydningen av etterspørsels- og tilbudskurven beskrives slik:

- Hvis *etterspørselen* som rettes mot norske kraftprodusenter (fra Norge og utlandet) er perfekt elastisk (flat etterspørselskurve), ville markedsprisen være uendret selv om produsenttariffen øker. En tarifføkning vil da kun resultere i mindre utbygging av kraftproduksjon i Norge. Dette vil gi lavere forbruk i Norge og/eller lavere netto eksport. Siden markedsprisen i dette tilfellet er uendret, må produsentene dekke hele tariffen av sitt overskudd.
- Hvis *etterspørselen* derimot er helt uelastisk (vertikal etterspørselskurve), vil kraftutbyggingen ikke bli påvirket av tariffen. Hele kostnaden ved økt produsenttariff blir da overveltet i kraftprisen og det er forbrukerne i Norge og utlandet (ved netto eksport) som reelt bærer kostnaden.
- Hvis den langsiktige *tilbudskurven* er bratt, vil økt tariff kun gi en liten reduksjon i utbyggingen. Da blir også prisøkningen liten og produsentene må dekke det mest av tarifføkningen selv.
- Hvis *tilbudskurven* er relativt flat vil pris- og volumvirkningen av økt tariff bli større. Forbruk og netto eksport vil påvirkes mer. Hvor mye disse påvirkes avhenger av etterspørselastisiteten.
- Teknologiutvikling for vindkraft og andre produksjonsteknologier vil påvirke høyden og formen på tilbudskurven. Endringer i det nordiske prisnivået kan påvirke hvilke deler av tilbudskurven som er relevante (se mer om dette nedenfor).

Den totale etterspørselen etter kraft fra norske kraftprodusenter er trolig relativt prisfølsom på lang sikt. Det skyldes dels at industriforbruket er følsomt for pris, at alminnelig forsyning også har en viss prisfølsomhet og ikke minst at nettoeksporten av kraft påvirkes av kraftprisen i Norge. Modellsimuleringer THEMA har utført tyder på at prisvirkningene av en økt produsenttariff blir forholdsvis små¹¹. THEMA finner at en tarifføkning på 2 €/MWh kun gir en prisøkning på 0,35 €/MWh i Norge. Økningen vil gi noe mindre kraftutbygging i Norge og noe større utbygging/kraftproduksjon i andre land.

I THEMAs simulering forutsettes det at etterspørselen i Norge er uelastisk. Tar man hensyn til at det er en viss prisfølsomhet i det norske forbruket, vil man også få en marginalt lavere innenlandsk etterspørsel. Hvis modellen også hadde hatt med prisrespons fra forbruk, ville prisøkningen blitt litt mindre enn tallene over antyder. Den lave prisøkningen betyr at produsentene vil bære det aller meste av kostnaden ved en tarifføkning og at svært lite vil bli overveltet på forbrukerne og eksportprisene.

Det er mulig at det i praksis blir konsesjonssystemet som begrenser utbyggingen av ny kraftproduksjon i Norge og ikke prisnivået. I et slikt tilfelle vil en økt produksjonstariff ikke begrense investeringene og dermed ikke ha noen markedsvirkning. Tariffen vil her kun påvirke avkastningen til produsentene. De samfunnsøkonomiske ulempene ved økt tariff blir da neglisjerbare.

Nedenfor presenterer vi et empirisk underlag for å vurdere hvilket nivå på innmatingstariffen som gir en effektiv fordeling av de residuale kostnader mellom produksjon og forbruk. Dette gjør vi ved å analysere prisfølsomheten til produksjonen og vurdere hvordan produsentenes tilpasning på kort og lang sikt påvirkes av nivået på innmatingstariffen.

Følgende kriterier er sentrale når vi skal vurdere tariffnivået:

- Nivået må settes slik at det minst dekker alle kostnadene kundegruppen påfører nettet
- En differensiering må reflektere kundegruppens relative priselastisitet sammenlignet med andre kundegrupper

Betydningen av økt tariff for produsentenes investeringsnivå

I første delen av vurderingen ser vi på konsekvensen ved økt innmatingstariff for ny kraftproduksjon. I del to ser vi på konsekvensene for eksisterende kraftproduksjon. Vi analyserer markedsvirkningen av økt innmatingstariff gjennom å se på endringen i kostnader, volumendringer, kraftpris og antall lønnsomme prosjekter. Viktige elementer i som blir analysert:

- Hvordan endres den langsiktige tilbudskurven for ny produksjon?
- Hvordan påvirkes konkurransesituasjonen for kraftproduksjon i Norge?
- Hva er konsekvensene på kort og lang sikt?

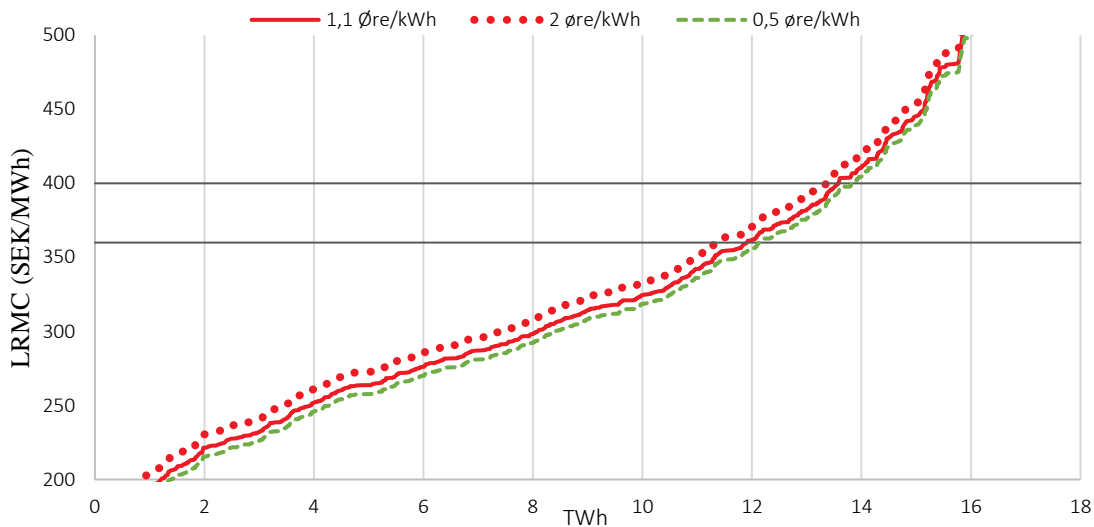
Betydning for ny produksjon

Vår vurdering bygger på volum- og kostnadsdata fra NVE og NENA. For vindkraftanalysen brukes NENAs database som inneholder detaljert oversikt over alle planlagte vindprosjekter i Norge og Sverige.

¹¹ *Fordeling av residuale nettkostnader mellom produksjon og forbruk*, THEMA, 2017

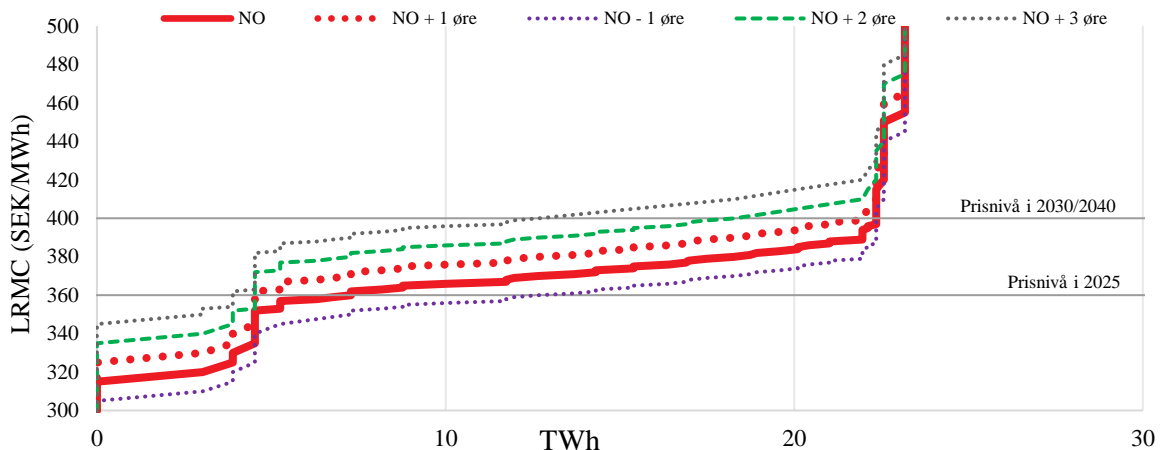
Oversikten inkluderer langsiktig marginalkostnad (LRMC) for prosjektene, anslått etter NENAs beste skjønn. Tallene er ikke basert på samlet vindkraftpotensial i de ulike landene, men på foreslåtte urealiserte prosjekter. For vannkraft benyttes NVEs kostnadsdatabase over konsesjonsøkte vannkraftprosjekter korrigert for reinvesteringer i eksisterende produksjon.

Figur 4-4 viser konsekvensen for tilbudskurven for ny vannkraftproduksjon av endret innmatingstariff. Forskjellen mellom den stiplede røde og grønne kurven representerer det totale utslaget for tilbudskurven når innmatingstariffen varieres mellom 0,5 og 2 øre/kWh, sammenlignet med dagens nivå (1,1 øre/kWh). Kostnadskurven er relativt bratt, noe som tilsier enn relativt lav prisfølsomhet. Det er få prosjekter som går fra å være lønnsomme til ulønnsomme ved endring i innmatingstariffen. Tariffvirkningen er liten sett opp mot betydningen av endringer i kraftpriser, skattenivåer og subsidieordninger. I praksis kan det være slik at det vil være forskjeller mellom land hva angår tilgjengelige ressurser og tildelte konsesjoner som vil begrense investeringene, og at tarifforskjeller på marginen vil være uten betydning.



Figur 4-4: Langsiktig tilbudskurve (LCOE) for ny vannkraftproduksjon i Norge (Kilde: NVE).

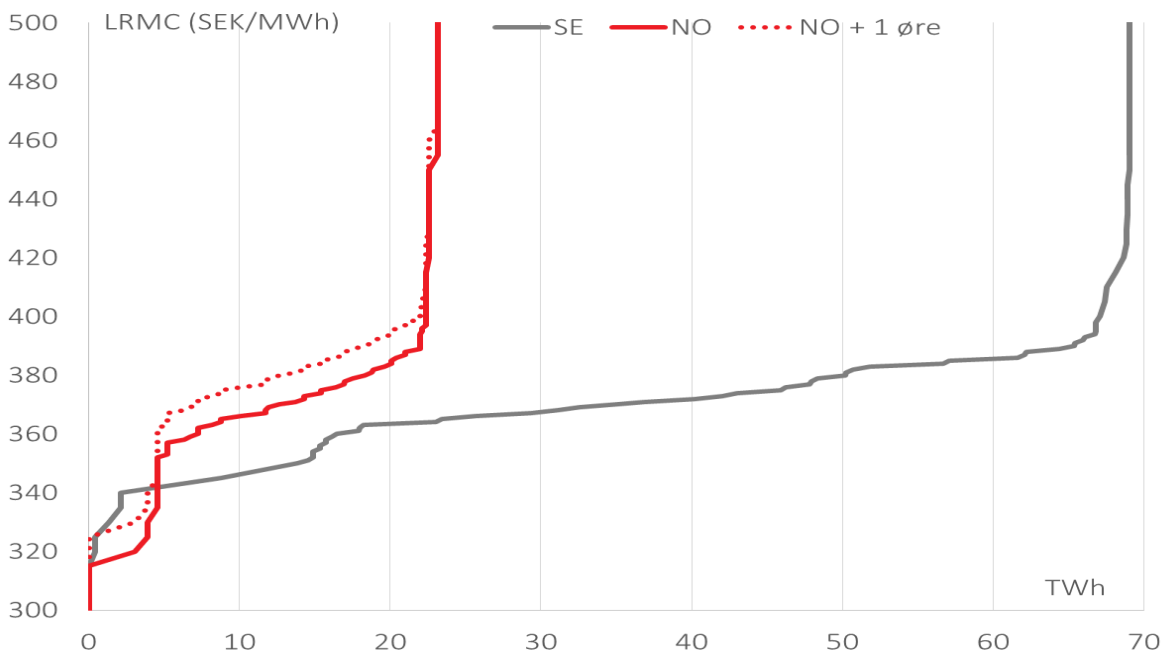
Vannkraftressursene i Norge og Sverige er i stor grad utbygd. Derimot finnes det et stort utnyttet potensial for vindkraft. Fremvekst av ny kraftproduksjon i Norden forventes derfor i stor grad å komme fra vindkraft. Konsekvensen av en økt innmatingstariff for nye vindprosjekter vises i figur 4-5. Av figuren fremgår det at om vi legger til grunn gjennomsnittlig kraftpris i 2016 (<300 SEK/MWh) ville en økt innmatingstariff ikke påvirke omfanget av nye investeringer. Dette skyldes at på dette nivået er ingen prosjektet lønnsomme. Legger vi til grunn Statnetts langsiktige markedsanalyse med en fremtidig høyere kraftpris, vil flere av prosjektene ha en langtids grensekostnad som gjør dem lønnsomme. En økt innmatingstariff kan derfor påvirke investeringsnivået ved å gjøre marginalt lønnsomme prosjekter marginalt ulønnsomme.



Figur 4-5: Langsiktig tilbudskurve (LCOE) for norsk vindkraft med endret innmatingstariff (Kilde: NENA).

Hvor stor effekt dette har kan vi analysere ved å se endret innmatingstariff opp mot den marginale endringen i lønnsomme prosjekter og antall prosjekter som blir realisert i andre land. Først legger vi til grunn at ingen investeringer blir flyttet til andre land. Utbygningvolumet blir i et slikt tilfelle først og fremst bestemt av forventinger om fremtidig kraftpris. Legger vi til grunn Statnetts prisforventninger¹² i 2025 (360 SEK/MWh) og i 2040 (400 SEK/MWh), ville en innmatingstariff på 2,1 øre/kWh medført en reduksjon på henholdsvis ca. 2,1 og 0,3 TWh. Økes tariffen ytterligere til 3 – og 4 øre/kWh vil vi ut i fra modellresultatene få ytterligere reduserte utbygningvolumer i Norge. Enhver økning av tariff fører her til mindre investeringer. Hvor stor denne reduksjonen er vil imidlertid avhenge av forventet prisnivå.

Den langsiktige tilbudskurven for vindkraft i Norge (tilsvarende rød kurve i Figur 4-6) og Sverige viser at ved kraftpriser på 2016-nivå vil ingen prosjekter bli lønnsomme uten omfattende subsidier. Som for Norge, vil heller ikke en økt innmatingstariff i et slikt tilfelle påvirke investeringsvolumet. For prosjekter med langtids grensekostnader i mellomstiktet (300-500 SEK/MWh) vil en økning kunne medføre investeringsvridninger mellom Norge og Sverige. Legger man til grunn den samme prisprognosen for 2025 som i eksemplet over samt en innmatingstariff på 2,1 øre/kWh, vil økningen i tariff medføre at potensielt 2,7 TWh vindkraft vil bli flyttet til Sverige. Økes innmatingstariffen til 3 øre/kWh resulterer det i et potensial for investeringer som flyttes fra Norge på 4,2 TWh. Det er her viktig å legge til at ved en økning av kraftpris kan flere prosjekter komme til enn det vi har lagt til grunn i denne analysen. Ytterligere fall i kostnadene for landbasert vindkraft vil kunne påvirke investeringsnivået i Norden og flere prosjekter kan komme til. Dette vil medføre at hele tilbudskurven skifter mot høyre og blir lavere.



Figur 4-6: Langsiktig tilbudskurve(LCOE) for norsk og svensk vindkraft.

Hvilken prisprognose og avkastningskrav de ulike aktørene legger til grunn for sine investeringsbeslutninger kan variere betydelig. I en slik sammenheng har tariffnivået lite å si ved at tariffen kun utgjør en liten del av de samlede kostnadene. Vi har i våre analyser vist at en økt innmatingstariff i teorien vil kunne føre til et redusert utbygningvolum i Norge. Volumet vil imidlertid være påvirket av kraftprisen og kan ved enkelte nivåer kun medføre marginale volumendringer. Et annet viktig moment i denne sammenheng er konsesjonstildelingens betydning for utbygningvolumet. Dersom konsesjonstildeling er den begrensende faktoren for utbygningvolumet, vil ikke innmatingstariffen påvirke investeringsvolum. Dette skyldes at tariffen på marginen ikke lenger virker begrensende.

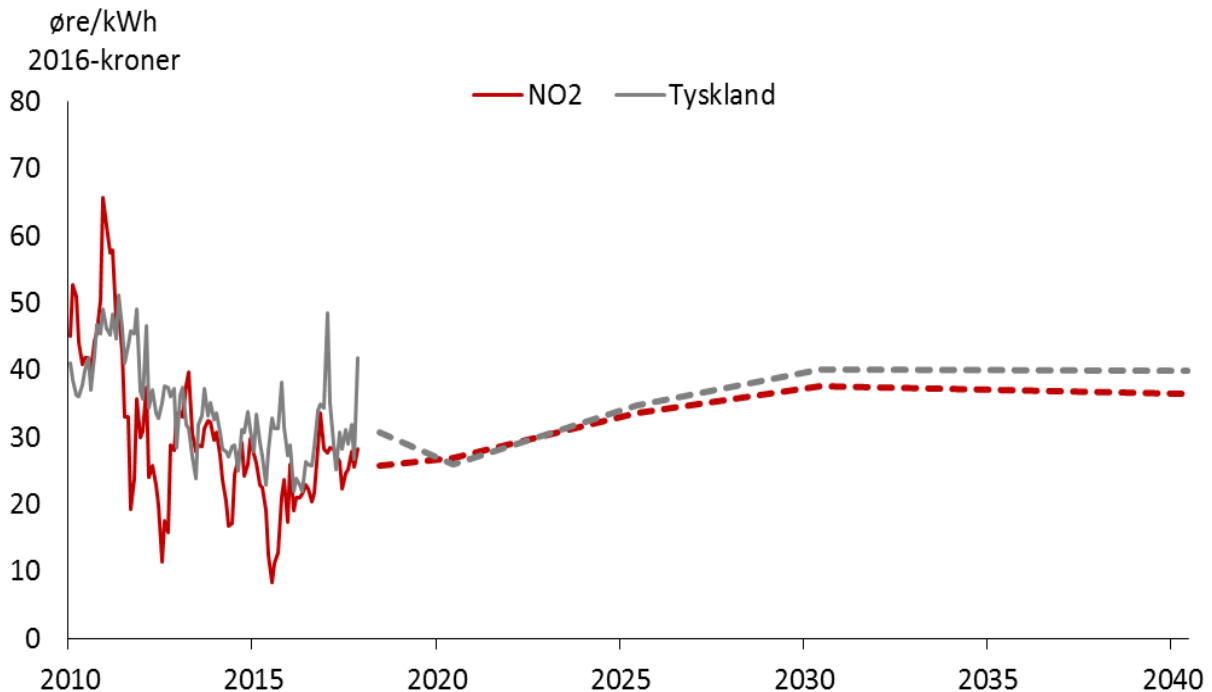
Betydning for eksisterende produksjon

Kraftprisen i Norden er i dag oftest bestemt av marginalkostnaden (vannverdi) til regulerbar vannkraft. Vannverdien er den forventede inntekten av å spare vannet, og kraftverket produserer kraft dersom

¹² Langsiktig markedsanalyse- Norden og Europa 2016-2040. Statnett, Oktober 2016

prisen i dag er større enn vannverdien. Denne er bestemt av en rekke variable, blant annet tilsig, hydrologisk balanse, temperatur og prisen på kull og gass.

Statnetts analyser viser at den norske kraftprisen kun vil få en marginal økning som følge av en økt innmatingstariff, dvs. at kraftprisen vil øke mye mindre enn økningen på innmatingstariffen. Dette skyldes at produsentene har begrenset mulighet til å velte økte tariffkostnader over i kraftprisen. Grunnen til dette er at prisen i stor grad blir påvirket av faktorer utenfor Norge. Statnetts langsiktige markedsanalyse¹³ (LMA) viser hvordan kraftprisen i Norge er sterkt korrelert med nærliggende markeder som Sverige, Danmark og Tyskland. Denne utviklingen forventer vi fortsetter i tiden fremover. Kun i noen få perioder vil en økt innmatingstariff føre til en økt kraftpris. Dette er i perioder med et høyt tilsig og begrensninger på overføringskapasitet ut av et området.



Figur 4-7: Historisk og prognosert utvikling av kraftprisen i Norge(NO2) og Tyskland gitt reelle 2016-priser. Av figuren kan vi se en sterk korrelasjon mellom den norske og tyske kraftmarkedsprisen.

Kraftprodusentenes inntekter er knyttet til kraftprisen. Ved en kraftpris på 35 øre utgjør en tariff på 1,1 øre/kWh 3,1% av brutto inntekt, mens en tariff på 2 øre vil utgjøre i underkant av 6%. Det er i praksis umulig å regne seg fram til et optimalt tariffnivå, da både priser, teknologi, kostnader og rammebetingelser endres over tid. For eksisterende produksjon ser vi at økt innmatingstariff kun gir marginale endringer i pris og volum. For ny produksjon kan en betydelig økning i innmatingstariff føre til at noe ny produksjon blir bygget i andre land enn Norge. Dette trekker i retning av at økninger i tariffen må sees i sammenheng med utviklingen i energi og effektbalansen i Norge. Ved økt nettoeksport vil det være riktig at produsentene dekker en større del av økte nettkostnader selv om dette bidrar til noe lavere utbygning av produksjon i Norge.

4.2.3 Andre forhold som kan ha betydning for nivået på innmatingstariffen

Konsulentselskapet CEPA har på oppdrag fra den europeiske regulatoren ACER i 2015 gjennomført en utredning om betydningen av å harmonisere tariffstrukturer i Europa¹⁴. Dette er et av de større arbeidene som er blitt gjort på harmonisering på transmisjonstariff på et europeiske nivå. Rapporten peker på forhold som har relevans for vurdering av nivået på innmatingstariffen i Norge. Blant annet sies det at dagens ulike tariffstrukturer kan påvirke den samlede effektiviteten i det europeiske kraftsystemet, ved å påvirke investerings- og driftsbeslutninger. Rapporten anbefaler likevel ikke en generell harmonisering av innmatingstariffene i Europa, og påpeker at fjerning av innmatingstariffen i enkelte land kan føre til

¹³ **Langsiktig markedsanalyse- Norden og Europa 2016-2040.** Statnett, Oktober 2016

¹⁴ **European transmission tariff structure,** Cambridge Economic Policy Associates(CEPA), 2015, Oppdragsgiver: ACER.

ineffektivitet så lenge tariffene er "cost-reflective". Videre er det ikke funnet bevis for at dagens ulike tariffstrukturer og nivåer har ført til samfunnsøkonomisk uheldige vridningseffekter. Dessuten påpekes det at transmisjonstariffen utgjør ett element ved en investeringsbeslutning, men at også en rekke andre nasjonale faktorer og rammebetingelser vil ha stor betydning. Ulike skatteregimer og nasjonale subsidieordninger kan ha mye større betydning enn tariffen ved en investeringsbeslutning.

ACER rapporten konkluderer at tariffen bør bygge på mål om effektivitet og at en harmonisering på tvers av landegrenser ikke nødvendigvis fører til økt effektivitet.

I praksis vil det ikke være mulig å hente inn alle relevante nettkostnader fra aktørene i form av prissignalledene (flaskehalsinntekter, energiledd, anleggsbidrag). Statnett anser derfor at kraftprodusentene må bære en andel av økte nettkostnader, for at tariffen i større grad skal være "cost reflective".

Alternativet til en økt innmatingstariff for produsentene når nettkostnadene øker, er at kostnaden veltes over på forbrukerne. Etter vår vurdering er det fare for at ytterligere tarifføkninger på forbruk vil føre til større uheldige tilpasninger enn økt tariff for produsentene. Dette skyldes at gruppen allerede betaler over 65 % av de residuale kostnadene, samt at kundegruppen har blitt mer prisfølsom grunnet prisfall på teknologi som representerer et alternativ til nett. Ny teknologi gir samtidig gruppen økt mulighet for å redusere sitt forbruk, både med hensyn til total energimengde og effektuttak. Vi mener derfor det vil være riktig å øke dagens innmatingstariff fra dagens nivå uten at det samlede samfunnsøkonomiske effektivitetstapet øker. Statnett vil arbeide for å fjerne, eventuelt øke, taket, men ser at dette vil kunne være en lang og tidkrevende prosess med et usikkert utfall. Inntil videre ligger taket fast, og Statnett forholder seg til dette.

4.2.4 Statnetts konklusjon og anbefaling

En rekke forhold påvirker lokalisering og investeringsbeslutninger knyttet til ny kraftproduksjon, og tariffen har begrenset betydning. Statnett mener at EU-taket på innmatingstariffen bør fjernes og at innmatingstariffen bør heves. Våre analyser tyder på at en økning til et nivå rundt 2 øre/kWh har små konsekvenser. Vi mener også at produksjon bør være med å bære en rimelig andel av kommende kostnadsøkninger. De uheldige vridningseffektene vil trolig være vesentlig større hvis forbrukskundene skal bære hele kostnadsøkningen i transmisjonsnettet.

4.3 Vurdering av tariffnivået for store forbrukere

Store og stabile forbrukere skiller seg fra alminnelig forbruk på flere måter. Gruppen betaler selv for sin tilknytning til nettet og det jevne forbruket kan gi visse systemmessige fordeler. Gruppen er også kjennetegnet av at forbruket på lang sikt er betydelig mer prisfølsomt enn alminnelig forbruk. Lavere kostnader er et argument for noe lavere tariff. Høyere prisfølsomhet er dessuten, som forklart i kapittel 2, et argument for at denne gruppen skal betale en mindre andel av de residuale kostnadene. Vi foreslår derfor en hensiktsmessig avgrensning av gruppen basert på størrelse, energiintensitet og konkurranseeksponering. Denne avgrensningen skal sikre at gruppen fanger opp forbrukere hvor den langsiktige etterspørselen er vesentlig mer prisfølsom enn etterspørselen i alminnelig forbruk.

Statnett har evaluert dagens tariffordning for store og stabile forbrukere. Vi konkluderer at stabilitet i forbruket fremover i seg selv ikke gir opphav til reduserte kapitalkostnader og systemdriftskostnader i den størrelsesorden som følger av dagens modell. Differensiering mellom kundegrupper bør baseres på kundegruppenes relative prisfølsomhet. Vi foreslår at store, energiintensive og konkurranseutsatte bedrifter med vesentlig høyere prisfølsomhet enn alminnelig forbruk, får en tariffreduksjon på 40%. Reduksjonen foreslås lik for alle kunder som oppfyller kriteriene.

På bakgrunn av vår argumentasjonen om prisfølsomhet foreslår vi å endre kriterier for hvilke kunder som omfattes av ordningen. "Stabilitet" i forbruket vil utgå og erstattes med kriterier som måler *størrelse*, *energiintensitet* og hvorvidt kunden er *konkurranseutsatt*.

4.3.1 Statnetts evaluering av dagens tariffordning for store, stabile forbrukere

Statnett har i dag en kundegruppe som omfatter alle enkeltkunder med et effektuttak på 15 MW i mer enn 5000 timer. Kundegruppen får i gjennomsnitt 68% reduksjon i tariffen¹⁵. Reduksjonen varierer imidlertid mye, fra 6% til 86%. Gruppen står for ca. 30 % av energiforbruket og 20 % av det totale

¹⁵ Kundegruppen store forbrukere gis en reduksjon i tariffen relativt til alminnelig forbruk. Når vi videre refererer til en prosentsats er det en reduksjon sammenlignet med alminnelig forbruks tariffsats.

effektuttaket i Norge. Forskjellen mellom energiandelen og effektandelen skyldes at stort og stabilt forbruk generelt har høyere brukstid enn alminnelig forbruk.

Dagens ordning er begrunnet med at stabilitet i forbruket gir en nettmessig verdi, både i form av bidrag til reduserte investeringer/kapitalkostnader og reduserte systemdriftskostnader. I modellen er dette uttrykt ved at enkeltkunder oppnår tariffreduksjon på grunnlag av tre kriterier for stabilitet: brukstid (50%), sommerlast (25 %) og timesvariasjon (15 %). Modellen er utformet slik at jo mer stabilt forbruk den enkelte kunde har, jo høyere blir tariffreduksjonen. Maksimalt kan en enkeltkunde oppnå en tariffreduksjon på opptil 90%.

Evalueringen av ordningen for store og stabile kunder tilsier at nivået på tariffreduksjonene samlet sett er høyt sammenliknet med de nettmessige fordeler som kundegruppen vil bidra med framover. I de neste to avsnittene gjennomgås de to forutsetningene bak dagens modell; reduserte kapitalkostnader og systemdriftskostnader.

Stort og stabilt forbruks betydning for kapitalkostnadene i nettet

Vurderingen som ligger til grunn for dagens ordning er basert på at stabilitet i forbruket bidrar til lavere nettkostnader over tid. Bortfall av industri vil over tid erstattes av annet forbruk eller økt eksport. Det er sannsynlig at dette "nye" vil ha lavere brukstid og dermed et høyere effektbehov, som samlet sett øker investeringsbehovet. Evalueringen peker derfor på at bortfall av store forbrukslaster i enkelt punkter som hovedregel vil medføre økte kostnader for de øvrige brukerne av nettet, men at stabilt forbruk i seg selv ikke er et godt kriterium for å fastslå nivået på disse kostnadene fremover. Det skyldes at kapasiteten i nettet må dimensjoneres uavhengig av brukstid. Høy brukstid kan bety en kostnadmessig ulempe for nettet ved at det blir mindre tilgjengelig tid for nødvendig vedlikehold og planlagte utkoblinger.

Hvis en stor virksomhet legger ned, kan det i visse tilfeller oppstå behov for forsterkninger i nettet for å hindre at kraftproduksjon blir innestengt. Dette vil medføre økte kostnader slik at tariffen øker for de gjenværende kundene. I tillegg vil tariffen øke fordi det blir færre til å dele de faste kostnadene.

I situasjoner som nevnt over vil opprettholdelse av stort og stabilt forbruk bidra til lavere kostnader i nettet og lavere tariffer for andre kunder. Derimot kan vi ikke konkludere at jevnt forbruk som sådan gir vesentlig lavere kapasitetsbehov i nettet. Det er normalt det maksimale effektforbruket som bestemmer kapasitetsbehovet.

Stort og stabilt forbruks bidrag til reduserte systemdriftskostnader

Stort og stabilt forbruk har et jevnt forbruk over døgnet og året. Fra et driftsperspektiv er dette positivt. Nyttan kan imidlertid avta noe nå når det norske kraftsystemet etter hvert blir tettere integrert med Europa, både fysisk og markedsmessig.

For primærreserver vil større forbruk og produksjon på sommerstid medføre noe lavere kostnader. I sum bruker Statnett ca. 100-150 mill. i året på denne typen reserver. Uten stort og stabilt forbruk anslår vi at denne kostnaden ville ligget rundt 10% -50% høyere, alt etter den hydrologiske situasjonen om sommeren. Nyttan av stort forbruk på primærreservekostnaden er større i tørrår.

For tertiærreserver er situasjonen en annen. Økt forbruk på vinteren øker behovet for tertiærreserver ved at vi må anskaffe reserver i flere uker. Samtidig deltar industrien med reserver gjennom utkobling, som de får betalt for gjennom RKOM. Disse reservene er billigere enn de vi måtte anskaffet i produksjonsapparatet om industrien ikke var der. Med andre ord øker industrien behovet for innkjøp av reserver, men de senker prisen. Netto anslår vi denne effekten til null.

Store enkeltforbrukere har en forholdsvis stabil forbruksprofil, men går likevel inn og ut forholdsvis ofte. Dette skaper utfordringer for systemdriften fordi det er så store kvantum som går raskt inn og ut. Dette kan medføre overlast i nettet og dårlig spenningskvalitet, fordi tiltakene for å håndtere slike utkoblinger ikke alltid er like raske. Enkelte steder er utfall av store forbrukere dimensjonerende for eksportkapasiteten ut av områder. Dette medfører at overføringsgrensene i driften begrenses av at store enkeltforbrukere kan falle ut til enhver tid. Da er det en ulempe å ha så mye forbruk samlet i ett punkt.

Samlet sett mener vi stort og stabilt forbruk bidrar til en kostnadmessig gevinst som gir grunnlag for en redusert tariff. Kunder som står for egen transformering bør ikke i tillegg betale for transformering via tariffen.

4.3.2 Redusert tariff til store enkeltvirksomheter er rasjonelt

Kriterier for å bli omfattet av tariffordningen

Basert på de vurderingene som er gjort av verdien av store enkeltkunder, deres prisfølsomhet og konsekvensene for driften av transmisijsnettets dersom de faller fra, har vi søkt å finne kriterier som definerer de uttakskundene som bør differensieres. Kundegruppen avgrenses ut i fra virksomhetens effektuttak (størrelse), energiintensitet i vareproduksjonen (dvs. energikostnadens betydning for virksomheten) og eksponering for internasjonal konkurranse (muligheter for prisovervelting).

Per i dag har vi ikke grunnlag for å anbefale at tariffen bør differensieres mellom de enkelte kundene som omfattes. Grunnen til dette er at det er vanskelig å påvise og dokumentere at enkeltkunder bidrar ulikt til formålet om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Reduksjonen foreslås derfor lik for alle kunder som inngår i gruppen. Vi anser at så lenge en virksomhet faller innenfor de kriteriene som fastsettes, vil det være dokumentert at kundegruppen er vesentlig mer prisfølsom¹⁴.

Den samfunnsøkonomiske begrunnelsen for en lavere tariff er knyttet til høyere priselastisitet. Priselastisiteten er igjen i stor grad bestemt av grad av internasjonal konkurranse i produktmarkedene samt virksomhetens energiintensitet. Sterk eksponering for internasjonal konkurranse gjør at forbrukerne ikke kan overvelte økte kostnader i produktprisen. Desto viktigere energi er som innsatsfaktor i produksjonen av en vare, desto større betydning vil kraftpriser og tariffkostnaden ha. Vi anbefaler ut i fra dette at følgende kriterier legges til grunn for hvilke virksomheter som bør omfattes av tariffordning:

1. Et effektuttak på minst 15 MW i minst 5000 timer, samt at bedriften må være tilknyttet på spenningsnivå 33 kV eller høyere.
2. De årlige energikostnadene, dvs. til både strøm og eventuelt andre energibærere, må over tid utgjøre en vesentlig andel av de aktuelle produktpriser. Vi legger til grunn at en vesentlig høyere energiintensitet enn alminnelig forbruk må dokumenteres. Virksomhetene må selv legge fram nødvendig underlag for Statnett for å dokumentere energiintensiteten i vareproduksjonen. For å få et representativt uttrykk for energiintensiteten, mener vi det er nødvendig å legge fram historisk dokumentasjon for de siste 5 år. Statnett oppfordrer til innspill på hvordan energiintensiteten bør gjenspeiles i et objektivt og dokumenterbart kriterium.
3. Det må dokumenteres at bedriftens tjenester eller produkter i betydelig grad er utsatt for internasjonal konkurranse, på eksportmarkedet eller gjennom konkurranse fra import. Dokumentasjonen kan være knyttet til andel inntekter fra eksport og/eller importandelen i det innenlandske markedet for de aktuelle produkter eller tjenester, eventuelt andre faktorer som dokumenterer graden av internasjonal konkurranseeksponering. Statnett oppfordrer til innspill på hvordan graden av internasjonal konkurranse bør gjenspeiles i et objektivt og dokumenterbart kriterium.

Kravet om minstestørrelse er begrunnet med at en enkeltforbruker må ha en viss størrelse for at endring skal kunne sies å påvirke nettet i særlig grad. Vi legger videre til grunn at et størrelseskrav både omfatter effektuttak og brukstid. Begrunnelsen for et krav om minst 5000 timer brukstid er at størrelseskravet om 15 MW skal være representativt for virksomhetens størrelse i en normalsituasjon, og ikke et utslag av et høyt forbruk over en kortere periode.

Kriterier for energiintensitet og grad av internasjonal konkurranse må ses i sammenheng som grunnlag for å vurdere den relative prisfølsomheten. Prisfølsomheten er i praksis vanskelig å beregne både innenfor en kundegruppe og ikke minst for den enkelte kunde. Per i dag finner vi ikke grunnlag for å differensiere mellom kundene som faller innenfor kriteriene. Det vi oppnår med de foreslåtte kriteriene er å skille mellom kunder med en vesentlig høyere prisfølsomhet enn øvrige kunder. Så lenge kriteriene er oppfylt, mener vi det mest riktige er å gi alle som omfattes den samme reduksjonen i tariff.

Bedrifter som mener å være kvalifisert for å inngå i denne ordningen, må rapportere og dokumentere grunnlaget for dette til Statnett.

Hva bør tariffreduksjonen til store enkeltforbrukere være?

Utgangspunktet er at alle forbrukere skal betale for de kostnadene de påfører nettet. Tariffnivået for store enkeltforbrukere bør derfor, som andre aktører, minst dekke de kostnadene de påfører nettet. Ved fordeling av residuale kostnader kan man ikke henføre kostnaden til en enkelt aktør, da ville ikke kostnaden vært residual. Likevel inngår det enkelte kostnader i det residuale som i stor grad kan knyttes til store enkeltforbrukere som gruppe. Dette er kostnader vi bør være sikker på at gruppen samlet sett dekker.

Investeringene som er knyttet til forsyningssikkerhet og reinvesteringer utgjør om lag halvparten av investeringsporteføljen fra 2012 til 2022. Dette er investeringer som gruppen nyter godt av. Basert på en samlet vurdering har vi kommet til at tariffreduksjonen ikke kan være høyere enn 45 % for å sikre at gruppen mist dekker de kostnadene de påfører nettet justert for nytten de bidrar med i reduserte systemdriftskostnader.

Den nærmere fastsettelsen av tariffnivået for store enkeltforbrukere bygger på en vurdering av gruppens prisfølsomhet relativt til de alminnelig forbruk. Økt bruk av elektrisitet på stadig flere områder gjør at samfunnets krav til sikker kraftforsyning øker. Isolert sett trekker dette i retning av at den langsiktige prisfølsomheten til alminnelig forbruk er avtagende relativt til store forbrukere som har høye energikostnader og som er eksponert for internasjonal konkurranse. For denne gruppen kan det argumenteres med at prisfølsomheten øker med økende grad av internasjonal konkurranse. I praksis er det vanskelig å beregne nøyaktig hvor prisfølsomme de to kundegruppene er. Den endelige vurderingen av tariffreduksjonen for stort forbruk må derfor bygge på både analyser og en viss utøvelse av skjønn.

Andelen av residuale kostnader bør som nevnt bygge på en vurdering av relativ prisfølsomhet. Risikoen og de mulige negative samfunnsøkonomiske konsekvensene ved en feilprising av residuale kostnader, er størst dersom en for stor tariffkostnad legges på den mest prisfølsomme kundegruppen. Dette fordi etterspørselen påvirkes mest av tariffen for kunder med høy priselastisitet. Usikkerhet rundt prisfølsomhet tilsier dermed en viss forsiktighet ved fastsettelse av tariffnivået til de mest prisfølsomme kundene.

Vi har fått gjennomført analyser som viser den relative betydningen for de virksomheter som omfattes av dagens særskilte tariffordning. I gjennomsnitt utgjorde transmisjonsnettkostnaden i 2017 for de bedrifter som omfattes av dagens ordning 0,85 øre/kWh. De totale kraftkostnadene til bedriftene som omfattes av ordningen er 30 – 45 ganger så høye som transmisjonsnettkostnadene.

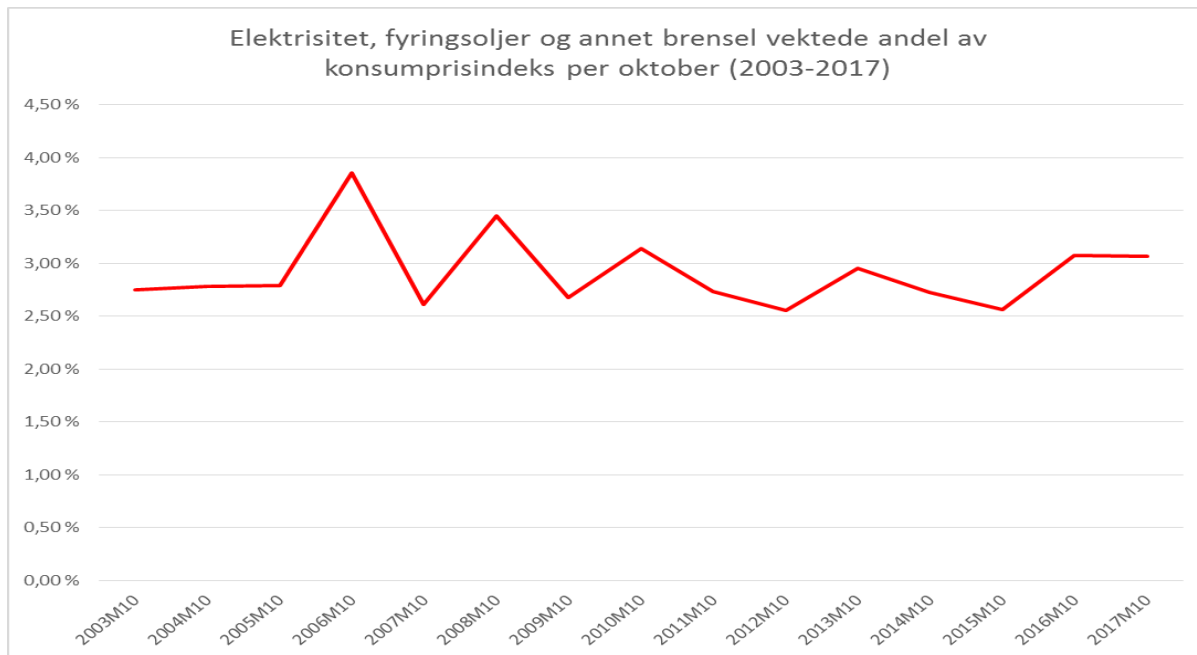
Gitt at kraftkostnadene i gjennomsnitt utgjør 40 ganger så mye som kostnadene til transmisjonsnettet, vil de samlede kostnadene til nettleie og kraft for disse virksomhetene utgjøre mellom 5,6% og 28,8% av dagens produktpriser¹⁶. I SSBs vektor for konsumprisindeksen per oktober 2017 utgjør energikostnader, herunder fyringskostnader og annet brensel, 3,4% (se figur 4-8). Vi kan dermed uten videre konkludere med at kostnadene til **elektrisitet** alene for en gjennomsnittlig forbruker utgjør en lavere andel enn 3,4%. For energiintensive virksomheter utgjør kostnadene til strøm som nevnt i størrelsesorden 6% - 29% av markedsprisene for de aktuelle produkter. Tross et stort intervall er dette et nivå som er langt høyere enn de 3,4% som gjenspeiles i konsumprisindeksen. Vi kan dermed konkludere med at kostnadene til elektrisitet relativt sett betyr langt mer for store, energiintensive enkeltforbrukere enn for en vanlig forbruker. Dette underbygger etter vår vurdering en betydelig høyere prisfølsomhet for denne kundegruppen.

Som tidligere omtalt, bidrar store enkeltforbrukere i en viss grad til reduserte systemdriftskostnader. Videre betaler disse kundene for radielt nett og kundespesifikke tilknytningskostnader. Disse forholdene tilsier også en viss tariffreduksjon¹⁵.

Ut i fra en helhetlig vurdering mener vi tariffnivået for de kundene som faller innenfor kriteriene bør være 40% lavere enn for alminnelig forsyning. Denne reduksjonen tar også hensyn til kundegruppens positive bidrag til reduserte systemdriftskostnader og at den dekker sine egne tilknytningskostnader.

Vi er for øvrig enig med EC Group om at kunder som eier og selv står for transformering fra transmisjonsnettets spenningsnivå til underliggende nettnivå, ikke også skal betale for transformering gjennom tariffen for transmisjonsnettet. Kunder som mener å kvalifisere for en redusert tariff med denne begrunnelsen bes avklare dette med Statnett. Statnett vil komme tilbake til hva som vil være tariffreduksjonen for disse kundene.

¹⁶ Er definert som prisen på sluttproduktet den store forbrukeren produserer.



Figur 4-8: Elektrisitetens (inkludert fyringsoljer og annet brensel) historiske vektete andel av konsumprisindeksen.
Kilde: SSB.

4.3.3 Valg av avregningsgrunnlag

Vi foreslår at avregningsgrunnlaget for tariffen til de store, konkurranseutsatte virksomhetene fastsettes på grunnlag av effektuttaket i områdets topplasttime. Dette innebærer at store forbrukere som har sin maksimallast på et annet tidspunkt enn områdets topplasttime, ikke betaler for forbruk utover sitt uttak i områdets topplasttime. Således gis gjennom dette også incentiver til å utnytte eksisterende nettkapasitet best mulig, og til å unngå et høyt forbruk når nettet normalt forventes å være høyt belastet. De ulike områdene er de samme som benyttes ved utforming av lokaliseringssignal (kapittel 4.1) og er nærmere beskrevet i Vedlegg 1.

4.3.4 Økonomiske konsekvenser av forslaget

En reduksjon i tariffsats på 40% vil bety at samlede tariffkostnader for forbrukere som omfattes av dagens ordning vil øke fra i underkant av 400 mill. kroner basert på gjeldende tariffordning til ca. 660 mill. kroner for 2019.

4.4 Ny tariffordning for fleksibelt forbruk

Statnett er inne i en prosess med å revidere ordningen for fleksibelt forbruk. Etter vår vurdering er det behov for å videreutvikle ordningen for å sikre at den bidrar til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Tariffordningen må tilpasses slik at den virker konsistent med øvrige elementer i tariffmodellen samt markedsordninger for fleksibilitet.

Vi foreslår ikke en ny tariffordning for fleksibelt forbruk nå. Vi drøfter nedenfor hva som vil være sentralt å ivareta i en ny ordning. Inntil videre videreføres dagens avtaler om fleksibelt forbruk.

4.4.1 Evaluering av dagens tariffordning for fleksibelt forbruk

Forbruk som kan kobles ut når nettet og kraftsystemet er presset vil kunne representere et kostnadseffektivt alternativ til investeringer i økt nettkapasitet. Dette skyldes at man ved dimensjoneringen av nettet legger til grunn disse effekttoppene. Effekttoppene har historisk vist seg å ha relativt kort varighet, alt fra timer til noen få dager. Reduksjon av effekttopper kan derfor ha en betydelig verdi for nettet, ved at investeringer i økt effektkapasitet kan utsettes, reduseres eller eventuelt unngås. For å realisere kostnadsbesparelsen som ligger i langsiktig fleksibilitet bør det gis særskilte incentiver for kundene til å redusere sitt effektuttak. En forutsetning som bør ligge til grunn for et konsistent og gjennomgående incentivsystem, er at ordningen bør utformes med tanke på at

fleksibiliteten skal kunne nyttiggjøres på flere nettnivåer. Det er viktige forutsetninger som må være til stede for at fleksibelt forbruk skal ha en positiv verdi ved dimensjoneringen av transmisjonsnettet:

- Kundene må ha mulighet til å være utkoblet i de perioder der nettet er mest belastet. Dette kan dreie seg om en kuldeperiode på vinteren. I praksis må kundene antagelig ha alternativ energiforsyning eller ha mulighet til å redusere omfanget av virksomheten midlertidig.
- Kundene må forplikte seg til å være langsiktig fleksible, slik at fleksibiliteten kan legges til grunn ved framtidig dimensjonering av nettet. Avtaler/ ordninger må dermed være utformet med langsiktighet for øyet. For å sikre forutberegnelighet og langsiktighet kan det være nødvendig å forskriftsfeste krav og vilkår knyttet til tariffing av fleksibelt forbruk. Herunder må det sikre at fleksibilitet kan ha en nytteverdi for hele nettsystemet.

Statnett har i dag en frivillig og avtalebasert tariffordning der kunder har mulighet for å inngå avtaler om utkobling. Kundene oppnår en redusert tariff, der reduksjonen avhenger av avtalt utkoblingstid og varslingsstid¹⁷. Ordningen ble etablert for å fremme samfunnsøkonomisk effektivitet ved å stimulere til økt bruk av nettet utenfor dimensjonerende timer og redusere fremtidige nettinvesteringer ved å tilby langsiktig fleksibilitet. Dagens ordning og avtaler har imidlertid klare svakheter når det kommer til å dekke kraftsystemets behov for både kort- og langsiktig fleksibilitet:

- Avtalene er oppsigelige med 6 måneders varsel. Dette fører til at den har liten verdi for nettselskaper som må fatte investeringsbeslutninger basert på forventet framtidig kraftetterspørsel de neste 40-50 år. Dersom fleksibelt forbruk ikke skal være dimensjonerende for nettet forutsetter dette at kunden tilbyr sin fleksibilitet til nettselskapet over en lengre periode. Hvis ingen slik avtale om langsiktig fleksibilitet foreligger, eventuelt at gjeldende avtale kan sies opp på kort varsel, risikerer nettselskapet betydelig økte nettkostnader ved eventuelt å måtte oppgradere nettet ved en senere anledning. Det blir da et spørsmål om hvordan denne kostnaden dekkes inn.
- Dagens kriterier for utkobling av fleksibelt forbruk legger ikke til rette for bruk av fleksibelt forbruk i balanseringen av systemet. Tilgang til kortsiktig fleksibilitet for balansering kjøpes i markedet gjennom RKOM og RK. I 2016 og 2017 har SN gjennom prøveordning tillatt at forbruk i NO1 kan delta i RKOM markedet selv om de har tariff for fleksibelt forbruk. Vi vurderer å tillate dette generelt.

4.4.2 Videreutvikling av tariffordningen for fleksibelt forbruk

Vi ser at dagens tariffordning for fleksibelt forbruk må videreutvikles for å virke i henhold til den samfunnsøkonomiske begrunnelsen. Fra et overordnet samfunnsøkonomisk perspektiv handler dette også om effektiv utnyttelse av infrastruktur. Et forbruk som kan utnytte ledig kapasitet i nettet (og tas ut når det ikke er plass) og som betaler alle kostnader det påfører systemet (og litt til), bidrar til økt verdiskaping. Sett fra et samfunnsperspektiv er det ønskelig at oppvarmingsanlegg med fleksibilitet mellom elektrisitet og andre energibærere kan velge det billigste alternativet. Hvis elektrisitet i en periode er vesentlig billigere enn f.eks. biobrensel og nettet har ledig kapasitet, er det ønskelig at et anlegg skal bruke elektrisitet og spare biobrensel til senere. Dette gir et samspill der biobrensel fungerer som et billig energilag og bidrar hvis prisen på elektrisitet (inkludert overføringskostnad) er høyere enn alternativt brensel eller hvis det ikke er kapasitet i nettet. Dette samspillet kan gi god utnyttelse av nettet samtidig som det kan begrense topplasten. Dette bidrar også til mer effektiv bruk av kraftressursene og spesielt til at kraft med lav alternativverdi kan bli utnyttet.

Det er samfunnsøkonomisk rasjonelt at ikke-dimensjonerende forbruk betaler en lavere tariff, da forbruk som er pålitelig fleksibelt over tid ikke bidrar til nettets dimensjonering. Tariffen kan benyttes som virkemiddel for å fremme denne type langsiktige fleksibilitet. Vi kan f. eks tenke oss en ordning der kunden gir nettselskapet **en rett** til utkobling mot å oppnå en redusert tariff. Denne retten kan da innebære at nettselskapet har mulighet til å koble ut forbruket et gitt antall ganger og med en gitt varighet i løpet av et år, med en rimelig varslingsstid.

Tariffreduksjonen bør stå i et rimelig forhold til den antatte kostnadsbesparelsen nettselskapet kan oppnå ved å ha denne retten til å koble ut forbruket. Ved behov for en faktisk utkobling av forbruket, kan vi se for oss at kompensasjonen for dette skjer via et marked for fleksibilitet ved at det tilgjengelige

¹⁷ **Tariffer for transmisjonsnettet 2018.** Statnett, 2017

volumet for utkobling bys inn i markedet. Således vil nettariffen og markedet fylle ulike roller. Tariffen legger til rette for langsiktig fleksibilitet og differensieringen av tariffen reflekterer verdien av at dette forbruket kan kobles ut. Markedet på sin side gir en betaling for det kortsiktige behovet for fleksibilitet.

Vi vil legge til grunn følgende strategi framover:

- Det vil bli gjennomført en grundig evaluering av tariffens rolle sett opp mot markedets rolle i å ivareta behovet for kort- og langsiktig fleksibilitet. I denne sammenheng må også vilkårene for tilknytning og bruk av nettet vurderes.
- Med tanke på en revidert tariffordning for fleksibelt forbruk er det i tillegg til å gjennomgå mål og kriterier nødvendig å evaluere dagens utkoblingskategorier og vurdere nivået på tariffreduksjonen.
- Samspillet mellom Statnett som TSO og underliggende nettselskaper må gjennomgås og videreutvikles for å sikre at fleksibiliteten utnyttes best mulig og kommer hele nettsystemet til gode.
- Kriterier for hvem som bør omfattes av en tariffordning for fleksibelt forbruk må etableres. Det er viktig at fleksibiliteten er påregnelig også over tid, og gjort tilgjengelig mellom de ulike nivåene i nettsystemet.

Dagens avtaler om fleksibelt forbruk videreføres inntil vi er sikre på at behovene ivaretas gjennom andre ordninger.

5 SAMLEDE KONSEKVENSER AV FORESLÅTT MODELL

5.1 Forutsetninger for analysen

Vi har i de foregående kapitlene drøftet behovet for endringer i dagens tariffmodell. I dette kapitlet ser vi på de samlede konsekvensene ved å implementere de foreslåtte endringene. Konsekvensene vil bli drøftet ut fra samfunnsøkonomisk effektivitet og i hvor stor grad de gir kostnadsriktige signaler. I analysen har vi lagt til grunn følgende forutsetninger:

- Dagens punktvis k-faktor for forbruk faller bort.
- Innføring av et nytt områdevis lokaliseringssignal med en styrke på opptil ± 40 kr/kW. Dette er tilsvarende alternativ 3 i kapittel 4.1. Signalet beregnes utfra gjennomsnittet av siste 5 års effektbalanse i topplast innenfor et nettmessig område (tilgjengelig vintereffekt minus effektuttak i nettområdet topplast).
- Alle kunder som faller inn under kundegruppen "Stort forbruk" oppnår en lik reduksjon i tariffen på 40%.

Konkret utforming av de ulike modellelementene med tilhørende formler beskrives i påfølgende delkapittel. Formlene som foreslås antas kjente da den eneste vesentlige endringen fra dagens modell er lokaliseringssignalet (se kapittel 4.1). For ytterligere modellbeskrivelse og eksempler viser vi til det årlige tariffheftet som publiseres på Statnetts hjemmesider¹⁸ og Vedlegg 1- 3.

5.2 Foreslått tariffmodell for transmisjonsnettet

Tariffen en nettkunde må betale består av et variabelt ledd (energiledet) og et fastledd. Beregning av energiledet er lik for alle kundegrupper og er gitt av formel (3):

$$(3) \text{ Energiledet} = \text{Områdepris} \left(\frac{\text{kr}}{\text{MWh}} \right) * \text{Marginaltapssats} (\%) * \text{Energi uttak/innlevering} (\text{MWh})$$

Fastleddet differensieres for de predefinerte tariffkategoriene produksjon, stort forbruk, alminnelig forbruk og fleksibelt forbruk. Videre definerer et områdes lokaliseringssignal som lokaliseringssats (± 40 kr/kW) multiplisert med områdefaktor. Områdefaktoren beregner vi via ubalansen mellom tilgjengelig vintereffekt og forbruk i topplast innenfor et nettområde. Områdefaktoren for hvert enkelt nettområde fremgår av tabellen i Vedlegg 2. Beregning av fastledd for de ulike kundegruppene er gitt av formel (4) - (7):

Produksjon:

$$(4) \text{ Fastledd} = \text{Energi} [\text{MWh}] * \text{Tariffsats produsent} \left[\frac{\text{kr}}{\text{MWh}} \right] - \text{Lokaliseringssats} \left[\frac{\text{kr}}{\text{MW}} \right] * \text{Områdefaktor} [\%] * \text{Tilgjengelig Vintereffekt} [\text{MW}]$$

Stort forbruk:

$$(5) \text{ Fastledd} = \left(\text{Tariffsats forbruk} \left[\frac{\text{kr}}{\text{MW}} \right] * \text{Reduksjonsfaktor} [\%] \pm \text{Lokaliseringssats} \left[\frac{\text{kr}}{\text{MW}} \right] * \text{Områdefaktor} [\%] \right) * \text{Uttak i topplast} [\text{MW}]$$

Alminnelig forbruk:

$$(6) \text{ Fastledd} = \left(\text{Tariffsats forbruk} \left[\frac{\text{kr}}{\text{MW}} \right] \pm \text{Lokaliseringssats} \left[\frac{\text{kr}}{\text{MW}} \right] * \text{Områdefaktor} [\%] \right) * \text{Uttak i topplast} [\text{MW}]$$

Fleksibelt forbruk:

$$(7) \text{ Fastledd} = \left(\text{Tariffsats forbruk} \left[\frac{\text{kr}}{\text{MW}} \right] * \text{Reduksjonsfaktor} [\%] \pm \text{Lokaliseringssats} \left[\frac{\text{kr}}{\text{MW}} \right] * \text{Områdefaktor} [\%] \right) * \text{Uttak i topplast} [\text{MW}]$$

For fastleddet inkluderer vi en begrensning at summen av det generelle fastleddet og prissignalet ikke kan bli negativ, hverken for forbrukere eller produsenter (dvs. Fastledd ≥ 0).

¹⁸ Tariffer for transmisjonsnettet 2018, Statnett, 2017

5.3 Samlede konsekvenser og virkninger

I utformingen av ny tariffmodell har Statnett vektlagt kostnadssamsvar, transparens, forutsigbarhet og administrativ enkelhet. Den foreslåtte modellen gir et vesentlig bedre kostnadssamsvar enn dagens modell ettersom produksjonen og forbruk får forsterket sine lokaliseringssignaler basert på nettmessig forhold, og tilfeldige variasjoner mellom punkter i nettet utjevnes. Videre fører den til en mer effektiv utnyttelse av nettet ved å ta høyde for prisfølsomhet til de ulike kundegruppene.

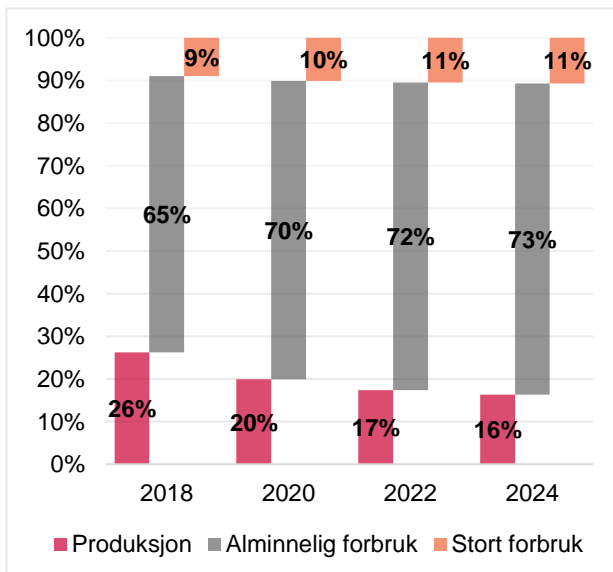
Vi forventer at ny modell vil være om lag like stabil som dagens modell da den i stor grad bygger på de samme grunnprinsippene. Dette bør også medføre en enkel overgang for de enkelt for aktørene.

5.3.1 Økonomiske konsekvenser

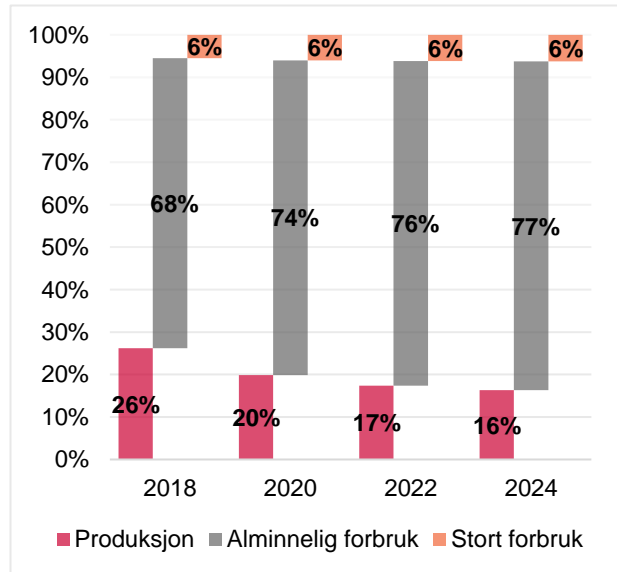
Endring i tariffmodell får økonomiske konsekvenser for alle kundegrupper. Nedenfor beskriver vi de samlede konsekvensene ved en endret tariffmodell sammenlignet med dagens modell. Videre vurderer vi i hvilke grad modellen gir ønskede langsiktige signaler om nettmessig forhold. To overordnede krav til evaluering av modellen er at den fremmer samfunnsøkonomisk effektivitet og er rimelig. I denne sammenheng vurderer vi rimelighet ved å drøfte i hvilke grad modellen gir uforholdsmessige store omfordelingskonsekvenser for enkeltaktører og grupper uten at det kan begrunnes utfra nettmessig forhold eller samfunnsøkonomisk effektivitet.

Figur 5-1a og 5-1b viser hvordan fordelingen av residuale tariffier mellom de tre kundegruppene produksjon, stort forbruk og alminnelig forbruk vil bli med ny modell og dagens modell. Vi har valgt å fokusere på konsekvensene frem mot 2025. Dette er en periode preget av store reinvesteringer i nettet med påfølgende økning i residuale kostnader og er perioden den nye tariffmodellen skal tre i kraft.

Vi foreslår i utgangspunktet at EU-taket på innmatingstariffen bør oppheves. En slik endring ville medført en omfordeling i tariffkostnad mellom produksjon og forbruk. I figurene under har vi imidlertid forutsatt at taket på innmatingstariffen fortsatt eksisterer, noe som medfører at produksjon fortsatt vil dekke en stadig mindre andel av de residuale nettkostnadene fremover.



Figur 5-1 a) Fordelingen av residuale kostnader ved foreslått modell og uendret innmating (1,1 øre/kWh). Prognose tall, Statnett, 2017.



Figur 5-1 b) Fordelingen av residuale kostnader ved dagens modell. Prognose tall, Statnett, 2017.

Ny modell for stort forbruk

Økte nettkostnader og tak på innmatingstariffen gjør at forbruk samlet sett må dekke en stadig større andel av de residuale kostnadene. Endring i tariffordningen for store forbrukere medfører imidlertid at fordelingen mellom kundegruppene "stort forbruk" og "alminnelig forbruk" endres. Stort forbruk vil med foreslått modell dekke opptil 11% av de residuale kostnadene mens de ved videreføring av dagens modell ville dekket 6%. I implementeringsåret 2019 vil denne endringen gi en omfordeling på ca. 330 mill. kr.

Endringen fra individuell (snitt 68%) til lik reduksjonssats (40%) for store forbrukere medfører at denne gruppen samlet sett får en økt kostnad på ca. 330 mill. i implementeringsåret 2019. Enkelte kunder kommer imidlertid bedre ut med den nye modellen. Dette er kunder som har oppnådd en lavere tariffreduksjon enn 40% med dagens ordning.

Konsekvensene av å gå fra k-faktor til et områdevis lokaliseringssignal medfører en netto tariffreduksjon på ca. 30 mill. for denne gruppen. Dette skyldes at "Stort forbruk" i hovedsak er plassert i forbruksgunstige områder med et stort produksjonsoverskudd.

Fjerning av k-faktor

Fjerning av k-faktoren medfører ingen vesentlig endring i den overordnede fordelingen av kostnader mellom kundegruppene stort forbruk og alminnelig forbruk, men det vil få konsekvenser for fordelingen mellom enkeltkundene (nettselskapene) som er tilknyttet transmisjonsnett. Fjerning av k-faktor vil i første omgang medføre at forbruk som er samlokalisert med produksjon vil få en økt tariff mens forbruk som ikke er samlokalisert med produksjon vil få en reduksjon. Totalt vil endringen medføre at 70 selskaper får en samlet økning på ca. 425 mill. kroner mens 30 selskaper får en samlet reduksjon på 425 mill. kr.

Innføring av lokaliseringssignal

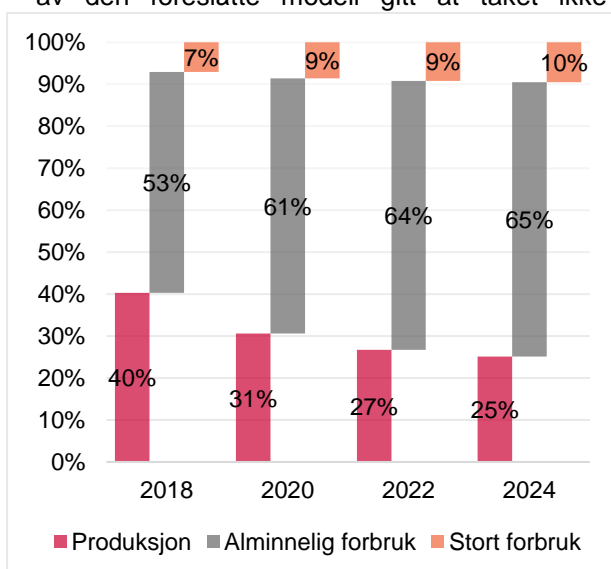
Innføring av et lokaliseringssignal i tariffens faste ledd vil ikke medføre noen endring i den overordnede kostnadsfordelingen mellom produksjon og forbruk. Så lenge EU-taket på innmatingstariffen gjelder vil produksjonstariffen fastsettes slik at samlet inntekt fra produsentene tilsvarer EU-taket. Innføring av lokaliseringssignal på 40 kr/kW for **produksjon** medfører at produksjon i underskuddsområder samlet vil få en reduksjon i tariffen på ca. 100 mill. kr. Dette må kompenseres med en økning i den generelle tariffsatsen for produksjon fra 1,1 øre/kWh til 1,18 øre/kWh.

Et lokaliseringssignal på +/- 40 kr/kW for **forbruk** vil isolert sett medføre en omfordeling mellom forbrukerkunder tilknyttet transmisjonsnett. Forbruk i underskuddsområder vil betale ca. 325 mill. mer mens forbruk i overskuddsområder vil betale ca. 250 mill. kr mindre.

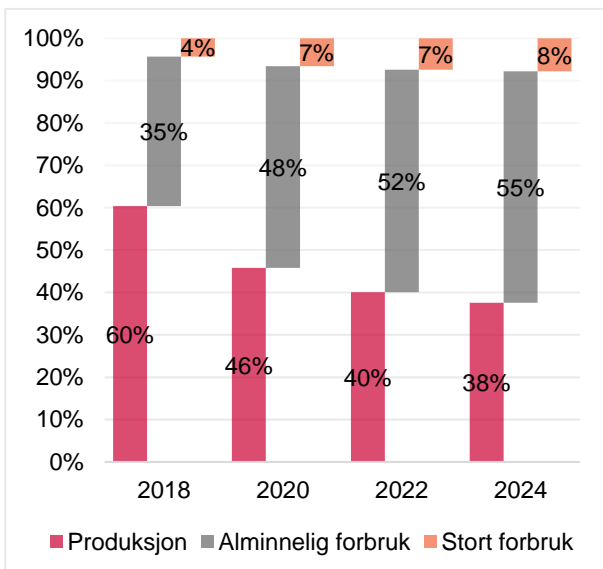
Underskuddsområder vil i stor grad sammenfalle med områder der en stor andel av punktene har liten eller ingen samlokalisering med produksjon mens overskuddsområder vil sammenfalle med områder med mange punkter med lav k-faktor. Dette vil medføre at konsekvensen av å fjerne k-faktor i noen grad vil bli kompensert gjennom innføring av et lokaliseringssignal. For eksempel vil et nettselskap lokalisert i et overskuddsområde få økt nettleie som følge av å fjerne k-faktoren men redusert nettleie som følge av lokaliseringssignal.

Oppheving av tak på innmatingstariff

Det fastsatte taket på innmatingstariffen vil mest trolig ikke bli fjernet i denne tariffperioden. Fordi vi mener at taket ikke burde eksitere i utgangspunktet, velger vi i dette avsnittet å se på konsekvensene av den foreslåtte modell gitt at taket ikke



Figur 5-2 A) Fordeling av residuale kostnader per kundegruppe ved foreslått modell og økt innmating (2 øre/kWh). Prognosetall, Statnett.



Figur 5-2 B) Fordeling av residuale kostnader per kundegruppe ved foreslått modell og økt innmating (3 øre/kWh). Prognosetall, Statnett.

eksisterer. Vi fant i kapittel 4.2 at produsentene bør dekke en større prosentandel av de residuale kostnadene i tiden fremover. Her viser vi de overordnede økonomiske konsekvensene for fordeling mellom kundegruppene dersom innmatingstariffen økes fra dagens 1,1 øre/kWh til 2 øre/kWh eller 3 øre/kWh.

Figur 5-2 viser at en økt innmatingstariff medfører en omvelting av tariffkostnad fra forbruk til produksjon. Sammenligner vi fordeling med dagens modell (figur 5-1 b), ser vi at produsentene vil bære en større andel av tariffkostnadene. I absolutt størrelse utgjør dette en økt kostnad for produsentene på henholdsvis ca. 1.1 og 2.4 mrd. kroner per år ved en innmatingstariff på henholdsvis 2 og 3 øre/kWh.

Årsaken til at produsentenes andel av de residuale kostnadene avtar er at vi har lagt til grunn en konstant innmatingstariff. En konstant innmatingstariff medfører at produsentenes andel avtar når kostnadsnivået økes og vice versa.

6 ANDRE FORHOLD

Parallelt med utarbeidelsen av ny tariffmodell jobber Statnett med andre tariffrelaterte forhold. I delkapitlene under informerer vi kort om status for arbeid med finansieringsmodell for systemdriftkostnader samt differensiering av tariff basert på leveringskvalitet.

6.1 Finansiering av systemdriftskostnader

Vi forventer store endringer i kraftsystemet de kommende årene. Dette vil kunne skape nye utfordringer for å holde systemet i balanse og driftssikkerheten på et akseptabelt nivå. Måten vi balanserer kraftsystemet på og hvilke virkemidler vi har til disposisjon vil også endre seg. Europeisk markedsintegrasjon vil medføre plattformer for aktivering av sekundærreserve (aFRR) og tertiærreserve (mFRR) bud på tvers av europeiske grenser. På nordisk nivå vil det svensk-norske initiativet til et nytt konsept for balansering (Nordic Balancing Concept) danne utgangspunkt for en helt annen modell for balanseringen i Norden enn vi har hatt så langt. I lys av dette må Statnett utvikle nye modeller for inndekning av systemdriftkostnader og prising av ubalanser.

Tariffen vil fortsatt dekke inn den delen av systemdriftkostnadene som ikke hentes inn via gebyrer/avgifter mot den enkelte aktør. Vi vil fortsatt legge til grunn at den delen som hentes inn via tariffen deles 50-50 mellom forbruk og produksjon.

6.2 Differensiering basert på ulike krav til leveringssikkerhet

Nettet skal utvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte og i tråd med samfunnets behov. Elektrifiseringen av samfunnet har ført til et økende behov for sikker og stabil strømforsyning. Statnett må som konsekvens ta høyde for denne utviklingen i sine nettutviklingsplaner og på sikt vil denne utviklingen resultere i økte nettkostnader.

Et forbruk som har høye krav til kvalitet på strømforsyningen vil ofte medføre høyere kostnader for nettet, enn et forbruk med lavere krav til leveringspålitelighet. Et viktig prinsipp for en effektiv utvikling av nettet er at kunder som forårsaker tiltak i nettet også bør stå overfor kostnaden disse tiltakene medfører.

Enkelte kunder kan ha behov for en høyere leveringskvalitet/ leveringssikkerhet enn den Statnett normalt vil legge til grunn ved beslutninger om tiltak i nettet. I den grad det er mulig å differensiere leveringskvalitet/ leveringssikkerhet overfor ulike kunder, kan det dermed være samfunnsmessig rasjonelt å differensiere betalingen for nettet ut i fra dette. Dette kan skje i form av en differensiert tariff og/ eller ved anleggsbidrag/ investeringstilskudd. Eksempelvis kan en stor industrikunde ha behov for en sikkerhet i strømforsyningen ut over de forskriftsmessige kravene. Den beste testen på at det er samfunnsøkonomisk riktig å tilby en høyere sikkerhet, er at kunden er villig til å betale merkostnaden ved den høyere sikkerheten. Øvrige kunder, som ikke har behov for eller nytte av tiltak som gir ekstra forsyningsikkerhet, blir dermed ikke belastet.

Tilsvarende kan en tenke seg en redusert tariff til kunder som ikke krever en høy leveringssikkerhet. Dette vil i første rekke dreie seg om kunder med alternativ energiforsyning. I utgangspunktet bidrar ikke kunder som aksepterer å bli koblet fra nettet i anstrengte situasjoner til nettets dimensjonering. Samfunnsøkonomisk kan det forsvares at tariff overfor disse kundene er noe lavere. Dette er bakgrunnen for at utkoblbart forbruk i mange år har hatt reduserte tariffer. Ved å ikke differensiere risikerer vi et effektivitetstap ved at disse forbrukerne enten reduserer sitt forbruk eller kobler seg fra nettet på permanent basis.

Statnett vil gå gjennom muligheter og begrensninger for å benytte tariffen til å gjenspeile ulike krav fra kundene til leveringssikkerhet. Dette for å vurdere nærmere om tariffen kan fungere som et virkemiddel for å bidra til en mer optimal utvikling av nettet. Et sentralt moment i denne sammenheng er knyttet til muligheten for å kreve anleggsbidrag i det maskede nettet.

7 KONKLUSJONER

Tariffmodellen vi foreslår vil bidra til mer effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Modellen skal i størst mulig grad være framoverskuende og alle endringer som er foreslått er gjort på bakgrunn av utviklingen vi ser i kraftsystemet fremover.

Vi foreslår følgende endringer i tariffmodellen:

- Dagens punktvis k-faktor for forbruk faller bort.
- Innføring av et nytt lokaliseringssignal som er basert på effektbalansen innenfor et nettmessig definert område. Signalet skal stimulere til økt produksjon og redusert forbruk i underskuddsområder og nytt forbruk i overskuddsområder.
- Økning av innmatingstariffen for produksjon fra dagens 1,1 øre/ kWh opp mot 2 øre/ kWh. Dette forutsetter at dagens EU-fastsatte tak på 1,2 Euro/ MWh heves eller fjernes. Statnett vil derfor arbeide mot EU-systemet for å realisere dette.
- Endring i dagens modell for tariffing av store forbrukere, både med hensyn til overordnet begrunnelse for ordningen, hvem som omfattes, utforming av ordningen, samt selve nivået på tariffen sammenlignet med alminnelig forbruk.

Før en ny tariffmodell er på plass er det flere elementer som må klargjøres, herunder:

- *Tilgjengelig vintereffekt:* Tilgjengelig vintereffekt inngår som parameter ved beregning av områdevis lokaliseringssignal. I dag beregnes tilgjengelig vintereffekt som teoretiske størrelser der regulerbar vannkraft har en tilgjengelighet på 100%, og elvekraft og vindkraft har en tilgjengelighet på 50 %. I det videre arbeidet ønsker Statnett å teste denne antagelsen og vurdere den faktiske tilgjengeligheten til ulike teknologier for ulike nettområder.
- *Områdeinndeling:* Antall nettområder og avklaring av hvilke punkt som skal inngå i hvert område får konsekvens for beregningen av områdevis lokaliseringssignal. Fastsetting av hensiktsmessige nettområder er viktig for å gi gode prissignaler. Statnett vil analysere områdegrensene videre for at inndelingen skal reflektere morgendagens kraftsystem best mulig. Størrelse på selve områdene, dvs. hvor mange punkt som minimum bør inngå, og kapasitetsbegrensningen må avklares.
- *Kriterier for stort forbruk:* Kriteriene må utformes slik at gruppen omfatter de relevante (prisfølsomme) enkeltkundene. Kriteriene må være robuste og transparente.

Statnett ønsker innspill på de foreslåtte endringene som beskrives i denne rapporten. En videre dialog er avgjørende for å sikre en tariffmodell som er fremtidsrettet og gir gode signaler.

VEDLEGG

Vedlegg 1 Nettavregningsområder

Nettavregningsområde	Stasjoner
SN1 Øst	Adamselv, Tana bru, Skogfoss, Melkefoss, Kirkenes, Neiden, Gandvik, Varangerbotn
SN1 Vest	Lakselv, Alta, Hinnøy, Ballangen, Sildvik, Skaidi, Gåsvann, Kanstadbotn, Kilbotn, Kvandal, Kvitnes, Kvænangsbotn, Kvitfossen, Sildvik, Narvik, Hergot, Skaidi, Skjomen, Straumsmo, Melbu, Stokmarknes, Balsfjord, Bardu, Bardufoss, Bardufoss, Guolasjokka, Hungeren, Lyngen, Mestervik, Olsborg, Sandvika, Skibotn, Ullsfjord, Sortland, Nordreisa, Sautso
SN2	Kobbelv, Ofoten, Salten, Svartisen,
SN3	Kolsvik, Marka, N-Røssåga, Rana, Trofors, Tunnsjødal
SN4	Namsos
SN5	Eidum, Nea, Klæbu, Nea, Ogndal, Strinda, Verdal
SN6	Aura, Svelgen, Orkdal, Høyanger 1 & 2, Viklandet, Fræna, Istad, Sunde, Haugen, Kjelbotn, Sykkylven 2, Ørskog, Brandhol, Syltebø, Trollheim, Bø, Grytten, Grov, Leivdal, Lunden, Mel, Skei, Ålfoten, Åskåra, Osbu, Moskog, Myklebustdalen, Tefre, Raner, Vågåmo
SN8	Fortun, Leirdøla, Sogndal, Årøy
SN9	Hove, Modalen, Refsdal
SN11	Arna, Dale, Evanger, Fana, Mauranger, Samnanger
SN12	Blåfalli, Børtveit, Husnes, Håvik, Kårstø, Sauda, Spanne, Stord
SN13	Arendal, Kristiansand, Øye, Feda, Bærheim, Kjelland, Stokkeland, Stølaheia, Duge, Kvinnen, Roskrepp, Solhom, Tjørhom, Tonstad, Åna-Sira
SN14	Aurland 1, 2 & 3, Hemsil1 & 2, Hol1 & 2, Nes, Usta, Sima, Borgund, Nore, Øljusjøen
SN15	Kvanndal, Nesflaten, Novle, Røldal, Vemork, Oksla, Åsen, Brokke, Holen, Grenland, Hof, Porsgrunn, Rjukan, Rød, Tveiten, Førre, Hylen, Kjela, Kvilldal, Lio, Lyse, Saurdal, Songa, Tokke, Vinje, Saurdal, Sundsbarm, Lyse
SN16 Sør	Eidskog, Kongsvinger 1 & 2, Minne, Skarnes, Vang, Vardal, Flesaker, Hadeland, Ringerike, Sylling, Bærum, Follo, Frogner, Furuset, Halden, Hamang, Hasle, Minne, Røykås, Smestad. Sogn, Tegneby, Ulven,
SN16 Nord	Ø-Vinstra, Fåberg, Balbergskaret, Rendalen

Vedlegg 2 Beregning av lokaliseringssignal basert på effektbalanse

Lokaliseringssignal skal utformes på grunnlag av effektbalanse pr nettområde.

Vi foreslår et signal som gir forskjellige signaler til produksjon og forbruk avhengig av om det er et overskudd- eller underskuddsområde. "Grad av balanse" skal danne grunnlag for hvor stort signalet skal være. (Jo større ubalanse – jo sterkere signal).

Beregningene i dette vedlegget beskriver hvordan vi beregner området effektbalanse samt differensiering av signalets styrke basert på grad av ubalanse.

Effektbalansen er forholdet mellom produksjon og forbruk i det tidsrommet nettet i et område er mest belastet (områdets topplast).

Ved beregning av effektbalanse legges følgende data til grunn:

- Produksjon: Tilgjengelig vintereffekt.
- Forbruk: Effektuttak i topplast, 5 års snitt

Beregningen sier i første rekke om området er et overskudd eller underskuddsområde. Produksjon>Forbruk betyr overskuddsområde mens Produksjon<Forbruk betyr underskuddsområde.

Grad av balanse mellom produksjon og forbruk ("områdefaktor ") danner grunnlag for differensiering av signalets styrke. For å komme frem til områdefaktoren går vi veien via områdets ubalanse uttrykt ved:

$$\text{Områdeubalanse} = \frac{\text{Absoluttverdi (Forbruk-Produksjon)}}{\text{Maks (Forbruk, Produksjon)}}$$

Områdefaktor beregnes basert på følgende formel:

$$\text{Områdefaktor} = \text{Min} (\text{Områdeubalanse} * 0,5 ; 0,25) * 4$$

Formelen er utformet for å korrigere for ytterliggende punkter ("Outliners"). Derfor multipliserer vi områdebalansen med 0,5 og går via et "bånd" på +/- 25%. Deretter multipliserer vi med faktoren 4 for å få en styrke på områdefaktoren på +/- 100%.

For eksempel vil et område med P = 100 MW og F= 70 MW ha en områdebalanse på (100-70) /100 = 30%. Områdefaktoren vil være 30%*0,5*4= 60 %.

Områdefaktorensfortegn vil bli satt utfra om det er produksjon eller forbruk, basert på om det er et overskuddsområde eller underskuddsområdet. For produksjon i et overskuddsområdet settes områdefaktoren til 0 % i alternativ 3.

Tabellen under viser beregnet signal pr nettavregningsområde:

MGA nr	Områdenavn	Tilgjengelig Vintereffekt (MW)	Forbruk Topplast (MW)	Overskudd Underskudd (O/U)	Område ubalanse (%)	Signal justert bånd +/- 25%	Område faktor (+/-)
SN1 V	Nord-Norge	1423	1284	O	10 %	5 %	20 %
SN1 Ø	Øst Finnmark	181	144	O	20 %	10 %	40 %
SN2	Nordland	1609	435	O	73 %	25 %	100 %
SN3	Helgeland	1618	895	O	45 %	22 %	89 %
SN4	Trøndelag	87	103	U	15 %	7 %	30 %
SN5	Trøndelag	932	1143	U	19 %	9 %	37 %
SN6	Møre	2844	2765	O	3 %	1 %	6 %
SN8	Indre Sogn	1233	464	O	62 %	25 %	100 %

SN9	Ytre Sogn	419	20	O	95 %	25 %	100 %
SN11	BKK	1808	1768	O	2 %	1 %	4 %
SN12	Sunnhordland	891	1170	U	24 %	12 %	48 %
SN13	Syd-Norge	3268	2529	O	23 %	11 %	45 %
SN14	Hallingdal	3931	200	O	95 %	25 %	100 %
SN15	Telemark	6409	2229	O	65 %	25 %	100 %
SN16 S	Stor Oslo	1787	7094	U	75 %	25 %	100 %
SN16 N	Eidsiva	783	449	O	43 %	21 %	85 %

Vedlegg 3 Nærmere om beregning av effektstørrelser i topplast

Lokaliseringssignal i tariffen skal bidra til økt effektbalanse innenfor definerte områder. Effektbalanse er definert som forholdet mellom forbruk og produksjon i topplast. I den forbindelse er det behov for å avklare hvilke effekt-størrelser som gir best uttrykk for effektbalanse.

I tallmaterialet vi har sett på har vi lagt til grunn Tilgjengelig vintereffekt (Pt) og Uttak (F) i systemets topplast. Dette er data vi har tilgjengelig i dag og som benyttes ved beregning av k-faktorene i dagens tariffmodell. Ved utforming av et nytt lokaliseringssignal i tariffen må definisjon av elementene og effektstørrelsene tilpasses nærmere.

Dette gjelder følgende forhold:

Topplast:

Topplast er i dag den **timen** i året hvor **forbruk** er på det høyeste. Det kan vurderes om man skal legge til grunn snitt av de høyeste timene i et år.

I dag benyttes et **5-års snitt** ved beregning av effektuttak i topplast. Det kan vurderes om man skal videreføre 5 års snitt.

Vi foreslår å legge til grunn effektstørrelser referert **nettområdets topplast** (ikke systemets topplast som i dag).

Produksjon og effekt

Vi må vurdere hvilken *effektstørrelse* som gir best uttrykk for balanse, tilgjengelig effekt eller faktisk levert effekt.

Vi mener at faktisk **levert effekt** i topplast ikke er egnet som grunnlag for fastsettelse av lokaliseringssignal. Lokaliseringssignal skal stimulere til etablering av effekt som kan levere når det er behov for det. Hva som faktisk leveres inn på nettet i et område i topplasttiden avhenger av markedssituasjonen, ikke av hva den enkelte produsent i området *kunne* levert.

Vi mener **tilgjengelig vintereffekt** i topplast gir bedre uttrykk for det forholdet vi ønsker å påvirke gjennom prissignalet. Tilgjengelig effekt vil si noe om evnen til å levere effekt når det er behov for det.

Vi må konkretisere nærmere hvordan tilgjengelig effekt skal beregnes. I dag beregnes tilgjengelig vintereffekt (Pt) som følger:

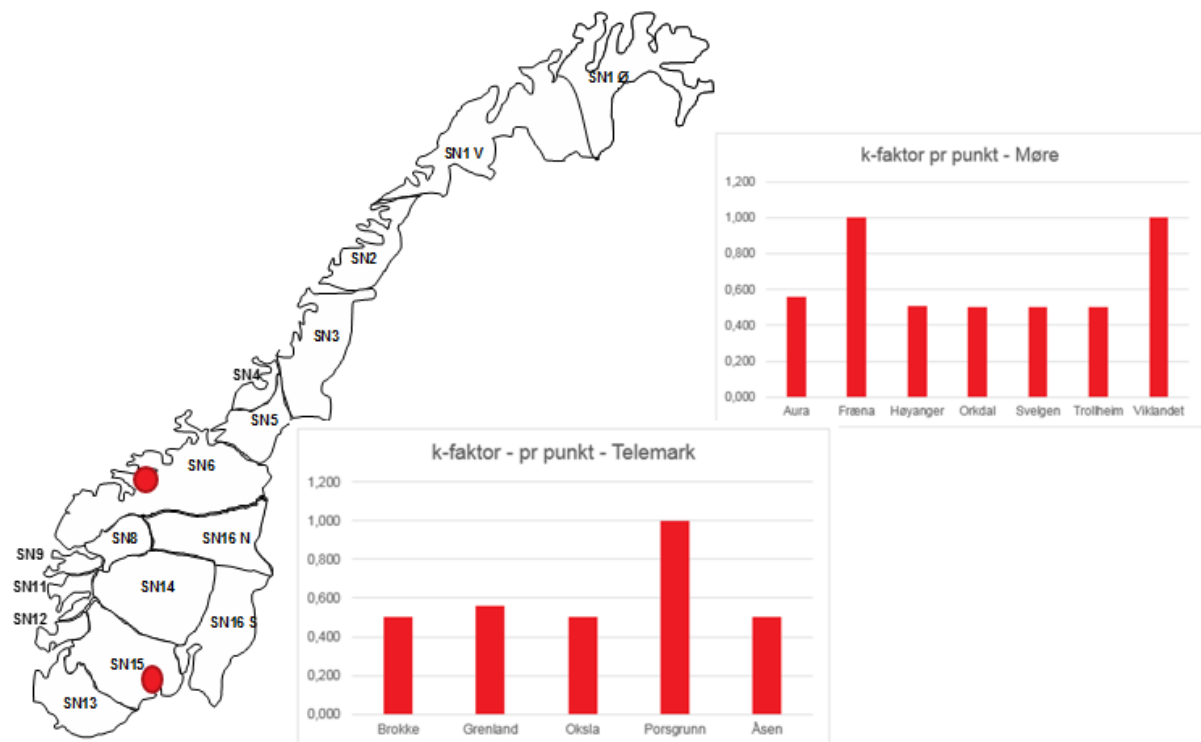
- **Vannkraftverk:** Den høyeste effekt som kan produseres i en sammenhengende 6-timers periode under høyeste vinterforbruk. En regner her med normal vannføring for elvekraftverk og magasinivå for magasinverk, begge referert uke 3.
- **Vindkraftverk:** 50 % av installert ytelse
- **Termisk kraftverk:** 100 % av installert ytelse

Vedlegg 4 Karakteristikker ved europeiske transmisjonsnettariffer

Fordeling av totale nettkostnadene for ulike europeiske land (ENTSO-E, 2017).

	Sharing of network operator charges		Are losses included in the tariffs charged by TSO?	Are system services included in tariffs charged by TSO?
	Generation	Load		
Austria	43%	57%	Yes	Yes
Belgium	7%	93%	No	Yes
Bosnia & Herzegovina	0%	100%	Yes	Yes
Bulgaria	0%	100%	Yes	Yes
Croatia	0%	100%	Yes	Yes
Cyprus	0%	100%	Yes	Yes
Czech Republic	0%	100%	Yes	Yes
Denmark	3%	97%	Yes	Yes
Estonia	0%	100%	Yes	Yes
Finland	19%	81%	Yes	Yes
France	3%	97%	Yes	Yes
Germany	0%	100%	Yes	Yes
Great Britain	23%	77%	No	Yes
Greece	0%	100%	No	Yes
Hungary	0%	100%	Yes	Yes
Iceland	0%	100%	Yes	Yes
Ireland	25%	75%	No	Yes
Italy	0%	100%	Yes	Yes
Latvia	0%	100%	Yes	Yes
Lithuania	0%	100%	Yes	Yes
Luxembourg	0%	100%	Yes	Yes
FYROM	0%	100%	Yes	Yes
Montenegro	33%	67%	Yes	Yes
Netherlands	0%	100%	Yes	Yes
Northern Ireland	25%	75%	No	No
Norway	40%	60%	Yes	Yes
Poland	0%	100%	Yes	Yes
Portugal	8%	92%	No	No
Romania	6%	94%	Yes	Yes
Serbia	0%	100%	Yes	Yes
Slovakia	3%	97%	Yes	Yes
Slovenia	0%	100%	Yes	Yes
Spain	10%	90%	No	No
Sweden	43%	57%	Yes	Yes
Switzerland	0%	100%	No	No

Vedlegg 5 Utforming av lokaliseringssignal



Figur V-1: K-faktor pr enkeltpunkt innenfor to utvalgte områder