

Høringsnotat – Ny tariffmodell



Innhold

Forord	2
Sammendrag	3
Dagens tariffmodell	4
Vi må bygge nytt nett for å overholde tilknytningsplikten	10
Dagens tariff løser ikke fremtidens utfordringer	13
Statnetts forslag til tariffendringer – kort sikt	18
Forslag som vil utvikles videre	21
Virkninger og fordelingsvirkninger av forslaget	24
Oppsummering	26
Vedlegg 1 – Utfordringer med dagens anleggsbidragsregelverk	28
Vedlegg 2 – Metodedokument om Statnetts langsiktige kapasitetskostnad	30
Vedlegg 3 – Mer om kapasitetsledd	34

Forord

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

Dagens tariffmodell er omtalt i kapittel 1. Kapitlet tar for seg tariffens mål og rammer, samt prinsippene dagens tariffmodell bygger på. Videre følger Statnetts vurdering av dagens situasjon og de utfordringene som Statnett skal løse fremover i Kapittel 2. Notatet fortsetter med en beskrivelse av utfordringene med dagens tariffmodell sett i lys av dagens situasjon. Tiltakene som foreslås er beskrevet i kapittel 4 og 5. De vurderte konsekvensene av endringene er beskrevet i kapittel 6. Kapittel 7 oppsummerer forslagene.

Statnett ser fram til å motta innspill på vurderingene og forslagene vi presenterer i denne rapporten. For at vi best skal løse vårt samfunnsoppdrag er det nødvendig at konsekvenser av de endringene vi foreslår synliggjøres og vurderes i det videre arbeidet med tariffmodellen. Statnetts forslag til tariffendringer er delt inn i to: forslag som kan gjennomføres fra 2026 og forslag som krever forskriftsendringer og som vil måtte gjennomgå en myndighetsprosess før de eventuelt kan innføres. Forslagene som krever forskriftsendring er mindre detaljerte, da de ligger lenger fram i tid.

Vi ber om at høringsinnspill til de foreslåtte endringene sendes Statnett senest innen 4. april 2025.

Hørings svar sendes til: firmapost@statnett.no og torkil.bardsgjerde@statnett.no

Alle innspill vil publiseres. Statnetts ambisjon er å ferdigstille ny tariffmodell før sommeren 2025, slik at endringer kan implementeres i tariffen for 2026.

Svar merkes med: Innspill tariffmodell

Oslo, februar 2025

Gunnar G. Løvås
Konserndirektør Kraftsystem og Marked

Sammendrag

Dagens transmisjonsnett har et økende reinvesteringsbehov. Samtidig ønsker et stort antall næringsaktører nettilknytning, eksisterende industri ønsker å dekarbonisere sin virksomhet og produksjon ønsker nyetableringer og effektoppgraderinger i eksisterende anlegg. Transmisjonsnettet er nå så høyt utnyttet at det er nødvendig med køordninger i store deler av landet og driftsutfordringene i transmisjonsnettet er økende. Statnett har lagt fram planer for å øke kapasitetsutnyttelsen av eksisterende nett, herunder en omfattende digitalisering, men det er også nødvendig å fornye og bygge nytt nett over hele landet. Investeringene som planlegges er avgjørende for å håndtere driften, møte forbruksveksten og skalere kraftsystemet for de neste tiårene. Kostnadene i transmisjonsnettet er dermed forventet å øke vesentlig framover.

Når Statnett skal investere mer, vil dette medføre økte tariffer for nettkundene. I en slik situasjon er det viktig at tariffen bidrar til at investeringene ikke blir større enn nødvendig, slik at merkostnadene for kundene blir så lave som mulig. Derfor må tariffen i størst mulig grad gi insentiver som gjenspeiler kostnadene som hver enkelt kunde påfører nettet. Dessuten skal tariffen baseres på en objektiv og ikke-diskriminerende kostnadsfordeling mellom kundegrupper.

Statnett ser flere utfordringer med dagens tariffmodell. Slik tariffen er utformet i dag, sendes det ikke et signal om hvordan hver kundes kapasitet mot nettet bidrar til å dra kostnadene opp. Regelverket for anleggsbidrag, slik det er utformet i dag, medfører at prissignalet treffer veldig få. Begrunnelsen for hvorfor forbruk som er lokalisert nært kraftproduksjon skal få redusert tariff, er historisk betinget og er i vesentlig mindre grad gyldig fremover. Det er også i

lys av dagens nettsituasjon grunner til å stille spørsmål ved den tariffreduksjonen stor industrivirksomhet i dag mottar. Vi ser også behov for å se på innretningen av energileddet, eller det såkalte marginaltapsleddet. En viktig grunn til dette er de betydelige omfordelingsvirkningene som oppstår i perioder ved veldig høy kraftpris. Det er per nå innført et midlertidig pristak for å avdempe negative konsekvenser av dagens innretning. En totalgjennomgang av energileddet fremstår som nødvendig, sett i lys av de samlede endringer vi ser for oss å gjøre i tarifferingen av transmisjonsnettet.

Innmatingstariffen for kraftprodusenter er begrenset av et pristak¹. Det er utfordrende å få en objektiv og ikke-diskriminerende kostnadsfordeling mellom forbrukere og produsenter når tariffleddene til produsentene ikke lar seg justere i takt med at kostnadene øker.

Statnett foreslår en tiltakspakke bestående av et kapasitetsledd i den årlige tariffen, krav om at store enkeltforbrukere deltar i spot- og reservemarkedene for å få tariffreduksjon, samt økt bidrag fra balanseavregningen. Vi mener at denne tiltakspakken vil gi en tariff som bidrar til å realisere flere gevinster:

- (1) Tilføring av fleksibilitet åpner for økt utnyttelse av dagens nett.
- (2) Nye prissignaler vil over tid virke dempende på investeringsbehovet og dermed merkostnadene.
- (3) En kostnadsfordeling som i større grad speiler kostnadene som kundene påfører systemet, og som gir en mer balansert fordeling mellom de ulike kundegruppene. Forbrukere under 15MW vil påføres en mindre andel av kostnadene enn ved videreføring av dagens modell.

¹ Fastsatt i forordning 838/2010.

Dagens tariffmodell

Tariffens mål og rammer

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. Det er et krav at tariffene skal være objektive og ikke-diskriminerende slik at alle har markedsadgang på like vilkår. Dersom tariffene differensieres, skal det gjøres basert på objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold. Prissignalene skal bidra til effektiv utnyttelse av nettet på kort sikt, og de skal gi ønskede investerings- og lokaliseringssignaler på lang sikt. Ut fra det juridiske grunnlaget for tarifferingen, har vi utledet tre mål for fremtidens tariffsystem. Målene er i tråd med Statnetts overordnede strategi, som fokuserer både på økt nettutnyttelse og kostnadseffektiv nettvikling.

Effektiv utnyttelse av dagens nett

Et godt utformet tariffsystem med riktige prissignaler i sanntid gir alle kunder² økonomiske insitamenter til å handle rasjonelt med hensyn til hvor mye kapasitet som er ledig i nettet. I situasjoner hvor det er høy utnyttelse av nettet, bør kundene møte sterkere prissignaler enn i de tilfeller hvor det er mye ledig kapasitet. Dersom kundene møter korrekte prissignaler som reflekterer begrensningene i nettet, åpner dette for å øke utnyttelsen av dagens nett. Dersom noen kunder beslaglegger kapasitet i dagens nett som enten kan anvendes av andre eller som kan reduseres til en lav kostnad, vil også dette kunne øke utnyttelsen av dagens nett. For å kunne drive transmisjonsnettet effektivt og balansere kraftsystemet, er Statnett også avhengig av at både forbruk og produksjon bidrar med reservemarkedstjenester.

² Med kunder mener vi både kundene som er direkteilknyttet Statnett og kunder tilknyttet underliggende nett.

Effektiv utvikling av fremtidens transmisjonsnett

Et godt utformet tariffsystem medfører at alle kunder får prissignaler som reflekterer de reelle kostnadene ved å knytte seg til og bruke nettet på lengre sikt. Tariffsystemet skal derfor ha prissignaler som sørger for at kundene på et tidlig tidspunkt kan fremskrive fremtidige tariffkostnader og gjøre systemmessig fornuftige valg med hensyn til egen lokasjon, topplast, forbruksprofil m.m. For å kunne utvikle nettet effektivt, er det også hensiktsmessig å redusere usikkerheten i mengden reservert kapasitet og kapasitetskø. Sikrere og mer reelle planer for utvikling av produksjon og forbruk medfører lavere risiko for feilinvesteringer i transmisjonsnettet.

Objektiv og ikke-diskriminerende fordeling av kostnadene

Tariffen skal være ikke-diskriminerende som utgangspunkt og sikre alle kunder lik tilgang til transmisjonsnettet. I de tilfellene der tariffen differensierer mellom kunder eller kundegrupper, dvs. gir høyere eller lavere tariff av noen kunder, skal dette begrunnes i nettmessige forhold og baseres på objektive kriterier. Tariffreduksjoner bør dermed begrunnes ut fra om de bidrar til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

Prinsipper og utforming

Grunnprinsippene i dagens tariffmodell for transmisjonsnettet ble etablert i 2003. Enkelte endringer er introdusert på senere tidspunkter. Senest i 2021 endret man tariffordningen for store enkeltforbrukere ("industrien") slik at enkeltforbrukere med forbruk over 15

MW/ 100 GWh oppnår en lik tariffreduksjon på 50%. Samtidig fjernet man den særskilte tariffordningen for fleksibelt (utkoblbart) forbruk, med begrunnelse i at ordningen ikke var målrettet og heller ikke innebar en kostnadseffektiv anskaffelse av fleksibilitet, da det ble brukt relativt store summer årlig på å betale for en fleksibilitet som sjelden ble benyttet i systemdriften.

Transmisjonsnettets samlede inntektsbehov reflekterer Statnetts inntektsramme som vedtas årlig av RME. Kundenes betaling via anleggsbidrag og tariffes skal sammen med flaskehalsinntekter og en inntektsoverføring fra engrosmarkedsaktørene tilsvare det samlede inntektsbehovet. Tariffer til kundene utformes gjennom et energiledd og fastledd.

Kontrollforskriften sier blant annet at tariffen skal ha et energibasert ledd som dekker marginaltap samt at produksjon og forbruk skal tariffes adskilt. Slike grunnprinsipper vil være nødvendig å forholde seg til, med mindre vi også foreslår å endre forskriftene som en del av vårt tarifforslag.

Fastleddet skal dekke de kostnader som ikke dekkes inn av andre tariffledd. 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). Metoden er forskriftsfestet. Innmatingstariffen er begrenset av tak fastsatt av EU (1,2 €/MWh). Det er også et forskriftskrav at 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. Innmatingstariff fra produksjon i distribusjonsnett forblir i distribusjonsnett, mens innmatingstariff for produksjon i regionalnett videreføres til transmisjonsnett.



Figur 1: Regulerte inntekter i transmisjonsnett. Figuren viser inndeling i ulike tariffelementer for transmisjonsnett med tilhørende undergrupper.

Energileddet skal avspeile marginale tapskostnader i nettet og betales av både produksjon og forbruk. Det gir dermed samtidig et prissignal om riktig bruk av nettet i forhold til tapskostnader i nettet. Energileddet er basert på marginaltap, kraftpris og kundens bruk av nettet. Marginaltapsatser 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 marginaltapsatset i et punkt er beregnet til 5% så vil marginaltapsatset for produksjon i punktet være +5% mens det for uttak i punktet vil være -5%. Det er satt en administrativ grense for marginaltapsatset på +/- 15%.

Fastleddet for forbruk avregnes på grunnlag av kundens effektuttak i kraftsystemets topplasttime (MW). Fastleddet premierer forbruk som reduserer sitt effektuttak i topplasttiden. Effekttuttaket korrigeres med en faktor (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 forbruk under 15MW.

Samlokalisering av forbruk og produksjon

Samlokalisering av forbruk og produksjon hensyntas ved bruk av en K-faktor som beregnes for hvert

tilknytningspunkt i transmisjonsnettet. K-faktorens størrelse avhenger av forholdet mellom produksjon og forbruk "bak" tilknytningspunktet. K-faktoren kan ikke bli lavere enn 0,6 eller høyere enn 1.

K-faktoren beregnes ut fra følgende formel:

$$k = \frac{F}{P + F}, \text{ hvis formelen gir } k < 0,6 \text{ settes } k \text{ til } 0,6$$

F: Sum av forbruk for alle kunder i punktet i MWh/h i topplasttiden

P: Sum tilgjengelig vintereffekt i punktet³.

Dersom det ikke er produksjon i punktet ($P = 0$) vil formelen gi en k-faktor på 1.

Mye produksjon (i form av tilgjengelig vintereffekt) under punktet gir lav k-faktor. Et typisk produksjonspunkt er Fortun i Indre Sogn. Samlet forbruk i topplast bak dette punktet er 400 MW mens tilgjengelig vintereffekt er 800 MW. Formelen gir da i utgangspunktet en k-faktor på 0,333, men siden dette er lavere enn minstegrensen på 0,6 vil k-faktor i Fortun settes til 0,6. En k-faktor på maksimalt 0,6 medfører i praksis at man kan få maksimalt 40% reduksjon av fastleddet.

Videre vil vi omtale k-faktoren som samlokaliseringsrabatten.

Stort forbruk ("industrien")

For å inngå i gruppen må kunden ha et effektuttak over 15 MW og et energiforbruk på minimum 100 GWh. Det oppnås 50% reduksjon av tariffen i transmisjonsnettet for alle enkeltforbrukere som tilfredsstiller størrelseskravet.

³ Tilgjengelig vintereffekt: Den høyeste effekt (MW) som kan produseres i en sammenhengende 6-timers periode under høyeste vinterforbruk.

Flaskehalsinntekter er et resultat av utvekslingen av kraft mellom de ulike prisområdene. Statnett som eier av nettet, mottar alle flaskehalsinntekter som oppstår ved overføring av kraft mellom prisområder internt i Norge. I tillegg mottar Statnett 50% av inntektene som oppstår ved overføring av kraft mellom Norge og utland.

Flaskehalsinntektene går i sin helhet med til å finansiere deler av kostnadene som ellers måtte dekkes av gjennom tariffen. I utgangspunktet benyttes flaskehalsinntektene kun til å dekke kostnader i transmisjonsnettet, men som følge av svært høye flaskehalsinntekter i 2022 bestemte myndighetene at Statnett skulle utbetale en del av flaskehalsinntektene direkte til underliggende nettselskaper for dekning av deres økte kostnader knyttet til overføringstap. I praksis innebærer dette at flaskehalsinntektene blir tilbakeført raskere til kundene. Dette har utgjort 21,6 mrd. NOK, hvorav 10 mrd. NOK er direkte utbetalt til underliggende nett.

Anleggsbidrag medfører at enkeltkunder som utløser en investering i nettet for sin tilknytning, må betale for en andel av den utløste kostnaden ved tilknytningen. Anleggsbidrag er ment å gi gode prissignaler og fordeling av nettkostnader mellom kunder som utløser nettiltak. Tariffene skal gi signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet

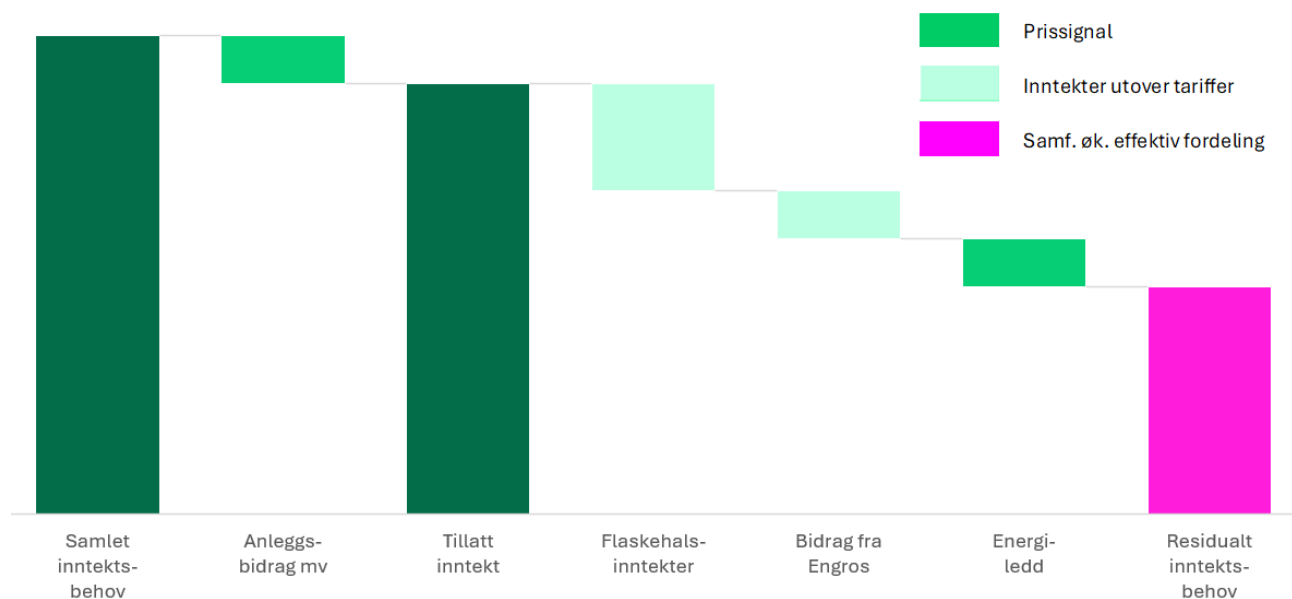
Som Figur 2 viser dekkes inntektsbehovet gjennom prissignaler og ved tariffen som dekker residualt inntektsbehov.

Prissignalene i dagens modell kommer fra markedet (områdepriser), marginaltapsledd, anleggsbidrag og eventuelt andre prissignaler som man kan utvikle. Gode prissignaler fremmer samfunnsøkonomisk effektiv drift og utvikling av nettet og senker dermed de langsiktige kostnadene for nettet. Samtidig vil tariffen som gir prissignaler i de fleste tilfeller også gi inntekter.

Residuelt inntektsbehov er den delen av det samlede inntektsbehovet som ikke dekkes inn av prissignaler. Tariffene som skal dekke disse kostnadene kaller vi residuale tariffier⁴. Residuale tariffier skal i minst mulig grad påvirke markedsaktørenes bruk av nettet. Det skyldes at målet med de residuale tariffiene kun er å dekke kostnadene. Vi forutsetter dermed at vi allerede har gitt de ønskede prissignalene. Dette vil vi komme tilbake til i våre forslag.

Strømprisen er det kraftigste prissignalet av alle

Et viktig perspektiv å ha med seg i enhver tariffprosess er at forbrukstariffen i transmisjonsnettet i dag er om lag 3-6 øre/kWh, avhengig av hvor i landet du er. Hvor stor del den utgjør av strømkostnaden til den enkelte forbruker, avhenger av prisområde og den følgende markedsprisen på strøm ulike deler av året.



Figur 2: Inndekning av kostnader i transmisjonsnettet. Samspillet mellom prissignaler og residuale ledd

Hovedtyngden av kostnadene i nettet er knyttet til kapitalkostnader ved investeringer samt kostnader ved drift av nettanlegg som inngår i det maskede transmisjonsnettet som alle som er tilknyttet nettet har behov for. Dekningen av residuale kostnader kan derfor betraktes som et spleiselag for felleskostnader som ikke kan knyttes til noen kunde direkte. De residuale tariffiene skal i minst mulig grad påvirke markedsaktørenes agering. En utfordring ved utforming av residuale tariffier blir dermed fordelingen mellom produsenter og forbrukere og mellom ulike forbruksgrupper eller grupper av produsenter.

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 budområder 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

⁴ I kontrollforskriften § 13-2 omtales disse tariffiene som "andre tariffier". I tariffmodellen for transmisjonsnettet benyttes begrepet Faste tariffledd.

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.

Tariffpraksis i Europa varierer

Det er i dag ulik tariffpraksis 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. ENTSO-E⁵ utarbeider årlig en rapport som beskriver tariffmodellen og belyser tariffnivået i de ulike europeiske landene. Denne rapporten synliggjør ulik praksis og liten grad av harmonisering av tariffprinsipper. Det er imidlertid enkelte fellestrekk som peker seg ut:

- Forbrukstariffen er stor grad basert på kundens behov eller bruk av kapasitet, selv om den konkrete metoden kan variere mellom landene. En kapasitetsbasert tariff er i tråd med Europeiske regulatorers anbefalinger i form av "best practice".
- Innmatingstariffen er generelt veldig lav eller null og er begrenset oppad til et tak i de fleste områder. I Norden er taket satt til 1,2 Euro/MWh.

- Det er ingen særskilt tariffing av nettap slik vi har i Norge og Sverige. Kostnaden ved nettap er generelt sett inkludert i den ordinære tariffen.

Forskjellene er også relativt store når det gjelder anleggsbidrag (connection fees) og hvordan nettap og systemdriftskostnader dekkes inn. I enkelte land er nettap og systemdriftskostnader dekket inn gjennom prisen i kraftmarkedet.

EU har gjennom forordning 838/ 2010 fastsatt maksimale grenser for innmatingstariffen 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 innmatingstariffen satt til 1,2 Euro/ MWh. Kostnader ved nettap og systemdrift er tillatt hentet inn ut over det fastsatte taket. En viktig underliggende årsak til at takene i sin tid ble fastsatt var å begrense tariffkostnadens betydning for de ulike landenes konkurransevne hva angår kraftproduksjonen.

Figuren under er hentet fra ENTSO-e sin tariffrapport for 2021, og viser en oversikt over sentrale elementer i tariffmodellen i de ulike landene. Som beskrevet ser vi blant annet at tariffen for kraftproduksjon er lav eller null i mange land.

⁵ European Network of Transmission System Operators for Electricity. ENTSO-E er en sammenslutning av Europeiske TSOer.

	Sharing of network operator charges		Price signal		Are losses included in the tariffs charged by TSO?	Are system services included in tariffs charged by TSO?
	Generation	Load	Seasonal	Location		
Albania	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Austria	8.0%	92.0%	No	No	Yes	Yes
Belgium	14.0%	86.0%	X	No	Yes	Yes
Bosnia and Herzegovina	0.2%	99.8%	No	No	Yes	Yes
Bulgaria	25.3%	74.7%	No	No	Yes	No
Croatia	0.0%	100.0%	X	No	Yes	Yes
Cyprus	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Czech Republic	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Denmark	4.3%	95.7%	No	No	Yes	Yes
Estonia	0.0%	100.0%	X	No	Yes	Yes
Finland	18.6%	81.4%	X	No	Yes	Yes
France	2.0%	98.0%	XXX	No	Yes	Yes
Germany	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Great Britain	28.6%	71.4%	XX	Yes	No	Yes
Greece	0.0%	100.0%	X	No	No	Yes
Hungary	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Iceland	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Ireland	25.0%	75.0%	No	Yes	No	Yes
Italy	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Latvia	2.0%	98.0%	No	No	Yes	Yes
Lithuania	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Luxembourg	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Montenegro	36.3%	63.7%	X	No	Yes	Yes
Netherlands	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
North Macedonia	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Northern Ireland	25.0%	75.0%	XXX	Yes	No	No
Norway	30.0%	70.0%	X	Yes	Yes	Yes
Poland	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Portugal	8.8%	91.2%	XX	No	No	No
Romania	2.6%	97.4%	No	No	Yes	Yes
Serbia	0.0%	100.0%	X	No	Yes	Yes
Slovak Rep.	3.1%	96.9%	No	No	Yes	Yes
Slovenia	0.0%	100.0%	X	No	Yes	Yes
Spain	2.2%	97.8%	XXX	No	No	No
Sweden	40.0%	60.0%	No	Yes	Yes	Yes
Switzerland	0.0%	100.0%	No	No	No	No

Figur 3: Oversikt over tariffstrukturene i andre EU-land. Kilde: ENTSO-E

Vi må bygge nytt nett for å overholde tilknytningsplikten

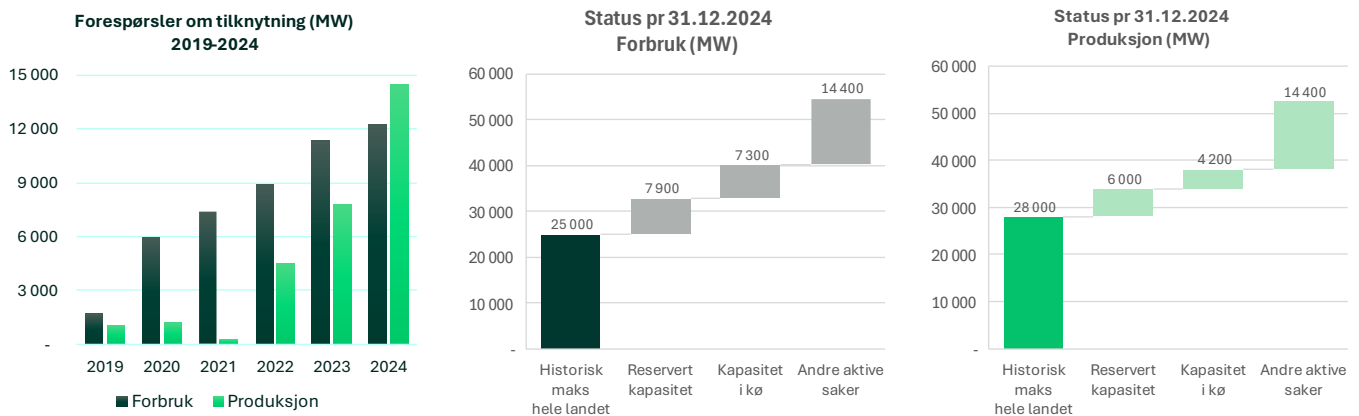
De siste årene har Statnett mottatt en stor mengde tilknytningssaker. Ved utgangen av 2024 har Statnett reservert kapasitet til 7 900MW til nytt forbruk. I tillegg er over 7 000 MW i kapasitetskø, som vil si at prosjektene er modne, men det er ikke ledig kapasitet i eksisterende nett eller nett under planlegging eller bygging. Ytterligere 14 000 MW forbruk representerer henvendelser som ikke er modne eller som er under behandling. Til sammenligning er historisk makslast i Norge på ca. 25 000 MW.

Tendensen er den samme for produksjon.

Figurene under viser utvikling i forespørsler om tilknytning, både for forbruk og produksjon samt status ved utgangen av 2024.

en akseptabel leveringspålitelighet, eller om det må gjøres investeringer i nettet.

Tilknytningsplikten er regulert i forskrift og skal oppfylles så snart som mulig. Kravet om fremdrift gjelder for hvert steg i prosessen. Det betyr at Statnett om nødvendig har en plikt til å planlegge, søke konsesjon for og investere i nye nettanlegg så raskt som mulig og uten ugrunnet opphold. Bare i ekstraordinære tilfeller kan et nettselskap få fritak fra tilknytnings- og investeringsplikten overfor uttakskunder. Det er Energidepartementet som avgjør om slikt fritak skal gis.



Figur 4: Utvikling i tilknytningssaker

Statnett har tilknytningsplikt. Tilknytningsplikten er en utrednings- og investeringsplikt. Når en kunde ønsker tilknytning eller kapasitetsøkning, må Statnett vurdere om tilknytning av kundens behov er driftsmessig forsvarlig å knytte til. Det innebærer en teknisk faglig vurdering av om tilknytningen opprettholder strøm og spenningsgrenser i transmisjonsnettet og at eksisterende kunder fortsatt har

Denne raske veksten i omsøkt forbruksmengde har kommet mot slutten av en periode med stadig økt utnyttelse av nettet. Når Energiloven ble innført i 1991, var det en vesentlig overkapasitet i transmisjonsnettet. Mye av årsaken til Statnetts historisk sett lave investeringsmengde i perioden 1991 – 2010, skyldes en viss overkapasitet i utgangspunktet, samt økt bruk av systemvern for å kunne tilknytte flere kunder samtidig som man overholder N-1 grensene i viktige

overføringsnett. Det finnes ikke en etablert metode for å anslå maksimalt antall systemvern som kan innføres i et transmisjonsnett. Utfordringen er at systemvernene må håndteres manuelt i løpende drift, og det er begrenset hvor mange systemvern systemdriften kan håndtere samtidig i en kritesituasjon. Statnetts vurdering er at vi nærmer oss grensen for hvor mange systemvern som er forsvarlig å håndtere. Dette er beskrevet nærmere i [Statnetts systemutviklingsplan](#).

Vi venter stor økning i investeringskostnadene i transmisjonsnettet

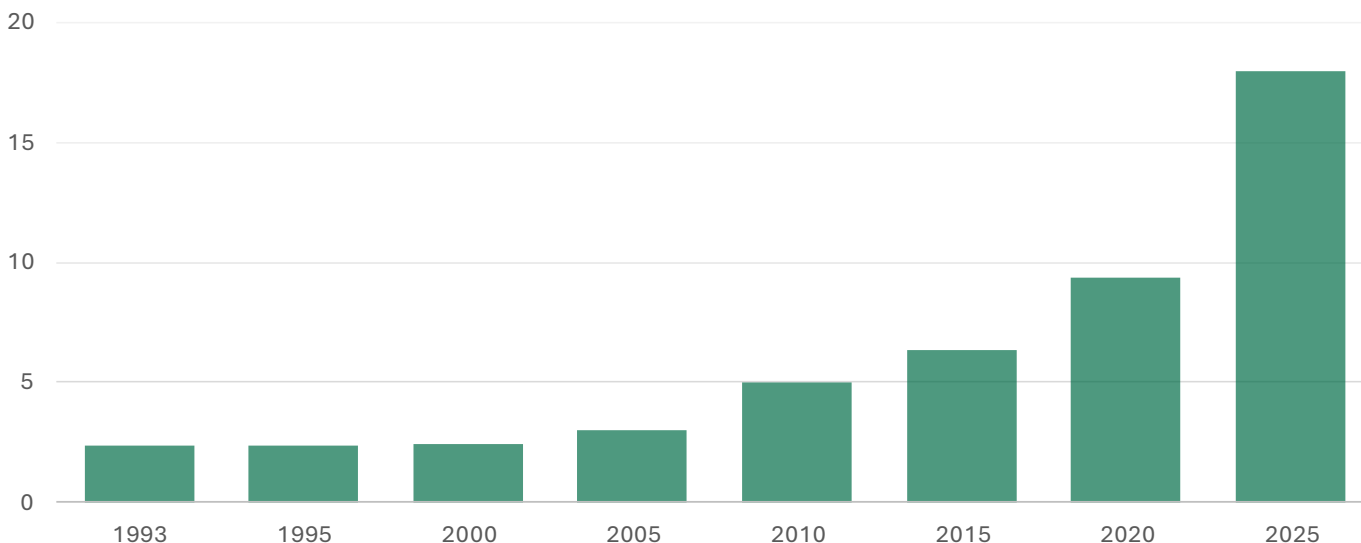
Kostnadene⁶ i transmisjonsnettet har fra etableringen av Statnett i 1992 frem til tidlig på 2000 tallet ligget på rundt 3 mrd. kroner årlig.

ført til store ny- og reinvesteringer. Kostnadene frem til i dag har økt betydelig. Basert på nettutviklingsplaner og markedsanalyser antar vi at kostnadene vil ligge på rundt 17 mrd. kroner i 2025 og opp mot det dobbelte i 2035. Økningen i nettkostnader tilsier i seg selv et behov for å evaluere dagens modell for å sikre at fordelingen av kostnadene fastsettes på grunnlag av samfunnsøkonomisk fornuftige prinsipper.

Tariffene fastsettes slik at de dekker kostnadene i transmisjonsnettet. Kostnadene tilsvarer den årlige inntektsrammen som fastsettes av RME. Figur 6 under viser hvordan kostnadene ("tillatt inntekt") i transmisjonsnettet er antatt å utvikle seg mot 2035, og hvordan fordelingen blir mellom kundegruppene dersom dagens tariffmodell videreføres.

Mrd nok
Nominell

Tillatt inntekt transmisjonsnett



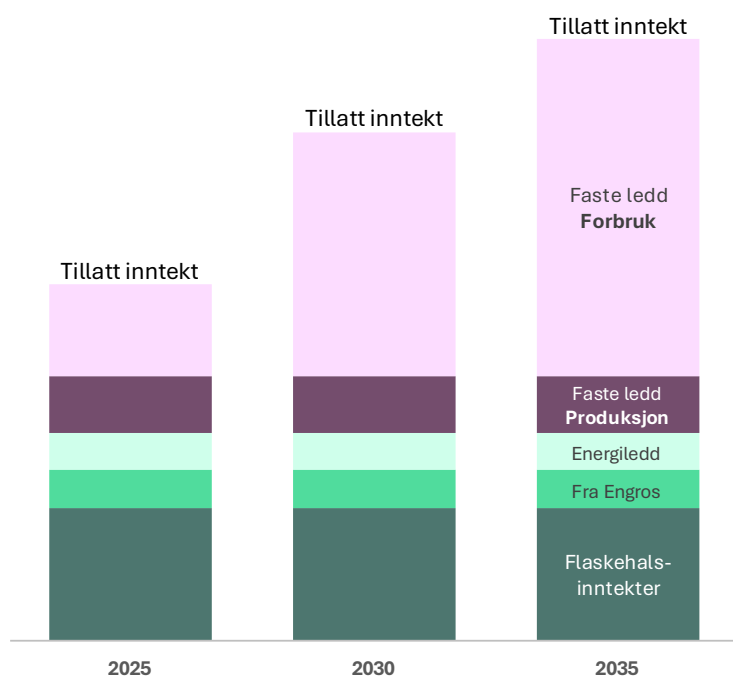
Figur 5: Historisk utvikling i tillatt inntekt i transmisjonsnettet (MRD, NOK, nominell)

Ved liberaliseringen av kraftmarkedet i 1992 var det ledig kapasitet i nettet og investeringsnivået var følgelig lavt i mange år. Tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon, økt behov for utveksling og endring i befolkningsmønster har

⁶ Kostnadene i transmisjonsnettet omtales også som "Tillatt inntekt". Tillatt inntekt fastsettes individuelt (av RME) 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.

Kraftproduksjon og store enkeltforbrukere ("industri") vil med dagens modell dekke en stadig mindre andel av samlet inntektsbehov. Flaskehalsinntektene på sin side er svært volatile. I Figur 6 er flaskehalsinntektene lagt "flatt" på 2024-nivå, men de vil variere med endringer i markedet. Nivået på flaskehalsinntektene vil med en fortsatt fast innmatingstariff begrenset av EU-taket bestemme nivået på forbrukstariffen over tid, slik at vi samlet sett henter inn den inntekten som RME fastsetter. Totalt sett vil dette medføre at alminnelig forbruk dekker store deler av de økte kostnadene fremover. Dette er etter vår vurdering ikke i tråd med kriterier for en samfunnsøkonomisk fornuftig tariffing, da det i stor grad er ny produksjon og nytt stort forbruk (industri) som er drivende for kostnadsutviklingen fremover.



Figur 6: Utvikling i kostnader og kostnadsdekning med dagens tariffmodell

Dagens tariff løser ikke fremtidens utfordringer

Virker marginaltapsleddet etter hensikten?

Marginaltapsleddet skal gi signaler om hvor mye tap aktørene påfører nettet ved en ekstra enhet uttak eller produksjon. Tariffelementet fremkommer som en prosentandel av forbruket/produksjonen i punktet multiplisert med områdeprisen. Dagens kraftpriser er veldig annerledes enn de kraftprisene som var da ordningen ble innført. Vi ser en langt større volatilitet i prisene, samtidig ser vi også konturen av vedvarende prisforskjeller mellom prisområdene. Slik prisbildet utvikler seg, er det betimelig å stille seg spørsmålet om ikke spotprisen i seg selv er et sterkt nok prissignal for endret adferd og at dagens energiledd ikke tilfører stor verdi når det gjelder å sende de riktige signalene. Ved høye priser ser vi isteden en stor økonomisk overføring fra konsument til produsent i områder som allerede har høye priser. Dette medfører en tilleggsprofitt for produsentene i disse områdene, når prissignalet tilsier at de uansett ville produsert.

Samtidig er det vanskelig å se at enkeltaktører kan ta hensyn til dette prissignalet på kort sikt. Til en viss grad vil nye aktører kunne ta hensyn til dette ved investeringsbeslutning, men i den løpende driften er det få aktører som i praksis vil kunne ta hensyn til dette. Store deler av forbruket ser ikke dette prissignalet, da deres tariff kommer fra lokalt distribusjonsnett, der tariffstrukturen ikke gjenspeiler detaljene i Statnetts tariff. Man kan hevde at vannkraftproduksjon i større grad kan agere på dette signalet, mens ny fornybar i mindre grad har mulighet, da de produserer når det blåser eller solen skinner. Generelt kan det i lys av markeds- og prisutviklingen i kraftmarkedet reises spørsmål ved om det ikke er tilstrekkelig med de prissignalene som er der. Energileddet kan hevdes å kun bidra med ytterligere

omfordeling, uten reelle effekter på tilpasninger på kort eller lang sikt.

Statnett ønsker derfor å se nærmere på dagens ordning og vurdere hvorvidt vi skal foreslå en annen tilnærming, tilpasset dagens markedsforhold. En endring vil med stor sannsynlighet kreve forskriftsendring og vi vil derfor ha en tett dialog med RME i den videre prosessen.

Regelverket for anleggsbidrag er vanskelig å håndheve og gir prissignaler til veldig få

Regelverket for anleggsbidrag gir i dagens situasjon en lav andel anleggsbidragspliktige tiltak i transmisjonsnettet. Med en så stor forbruksvekst som har vært siden 2019, samt et aldrende transmisjonsnett og stadig vanskelige drift av nettet, er det utfordrende å peke ut enkeltaktører som er utløsende for konkrete netttiltak eller spesifikke deler av netttiltak. Det er dessuten slik at Statnett ved planlegging og bygging av nytt nett må ha et langsiktig perspektiv og være tidlig ute for at nettkapasitet skal være tilgjengelig i tide. I tillegg vil all ny produksjon og forbruk belaste overføringssnitt langt utover sitt geografiske område, noe som ikke hensyntas i dag. For en mer omfattende vurdering av problemene med å anvende dagens anleggsbidragsregelverk i transmisjonsnettet, se vedlegg 1.

Samlokaliseringsrabatten er historisk begrunnet og gir feil prissignal

Dagens samlokaliseringsrabatt gir lokaliseringssignaler for forbruk. Samlokaliseringsrabatten i dagens modell har flere formål. Den kompenserer for at tariffen for innmating

i regionalnett videreføres til transmisjonsnett. Opprinnelig var tanken at samlokaliseringrabatten bidrar til en mer kostnadsriktig fordeling gjennom å premiere "kortreist kraft". Dette bygger på forutsetningen om at samlokalisering mellom produksjon og forbruk per punkt reduserer behov for nett og dermed bidrar til lavere nettkostnader. Historisk sett ble stort forbruk ofte lokalisert nær kraftressursene. Da var det naturlig og ansett som mest kostnadsriktig at forbruk og produksjon kun dekket nettkostnadene innenfor "sitt" område.

Samlokaliseringrabatten regnes på grunnlag av bruttoverdier av forbruk og produksjon bak utvekslingspunktet, ikke netto utveksling i et utvekslingspunkt. Denne metodikken medfører at det ikke nødvendigvis er samsvar mellom nettbehovet for å forsyne forbruket og tilknytte produksjonen og samlokaliseringrabatten. Det er i økende grad nødvendig med overføringskapasitet som kan importere hele forbruchsbehovet eller eksportere hele produksjonskapasiteten, da forbruk og produksjon agerer i forhold til prisene i kraftmarkedet og opererer uavhengig av hverandre. Det er dermed ikke nødvendigvis samfunnsøkonomisk fornuftig å etablere ytterligere forbruk og/eller produksjon bak punktet enn bak andre punkter. Slik samlokaliseringrabatten beregnes i dag, gir den likevel lokaliseringssignaler til hvert enkelt utvekslingspunkt, uavhengig av kapasitetsforholdene.

Vår vurdering er at grunnlaget for dagens samlokaliseringrabatt ikke lenger er like sterkt som tidligere, da forbruk og produksjon i liten grad er koordinert. Dette grunnet blant annet en mer markedsbasert kjøring av vannkraften og at ny fornybar produksjon i mindre grad kan planlegge produksjonen. Vi vil på sikt vurdere alternativer til dagens ordning, som reflekterer de faktiske forhold bedre enn dagens modell. Inntil videre videreføres dagens modell, da samlokaliseringrabatten også må ses i sammenheng med at tariffinntekter fra innmating i regionalnettene henføres transmisjonsnettet.

⁷ Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM), fastsatt 1.1.2025

Modenhetskriterier er ikke tilstrekkelig for å sikre en effektiv tilknytningsprosess

Siden 2022 har Statnett og de regionale nettselskapene brukt modenheitskriterier som krav til at et prosjekt skal få reservert kapasitet. Modenheitskrav ble forskriftsfestet fra 1. januar 2025. Modenheitskriteriene har vist seg å være en effektiv måte å sørge for at det er prosjektene som det er sannsynlig at vil tilknyttes nettet som får reservert kapasitet. Ved å kreve at kundene er tilstrekkelig modne, unngår vi i stor grad at umodne kunder hindrer markedsadgang for prosjekter som faktisk vil tilknyttes nettet⁷. Vi vurderer at modenheitskriteriene fungerer etter hensikten og er nødvendig, men ikke tilstrekkelig.

Statnett vurderer at det mangler prissignaler gjennom tilknytningsprosessen, og at det er rasjonelt å vurdere å innføre betaling for søknad om kapasitet (driftsmessig forsvarlig-vurdering) og betaling per MW for å ha reservert kapasitet i nettet. Dersom aktørene ser at det er en kostnad knyttet til deres forespurte kapasitet, tror vi at aktørene ikke vil be om mer kapasitet enn de har behov for.

Etter vårt syn er det helt nødvendig at kunder som ønsker tilknytning til nettet skal møte et prissignal dersom tilknytningsprosessen skal effektiviseres.

Grunnlaget for dagens tariffreduksjon for store enkeltforbrukere må vurderes, - - må vi stille krav om å tilby fleksibilitet?

Statnett har tidligere evaluert dagens tariffordning for store enkeltforbrukere. Vi har forut for tariffomleggingen i 2021 vurdert at stabilitet i forbruket i seg selv ikke gir opphav til reduserte kapitalkostnader og systemdriftskostnader. Begrunnelsen for dagens

tariffreduksjon for store enkeltforbrukere (>15MW/ 100 GWh) er knyttet til tre forhold:

- Store enkeltforbrukere har generelt en høyere last om sommeren enn annet forbruk. Dette gir grunnlag for lavere systemdriftskostnader.
- Store enkeltforbrukere har en annen forbruksprofil enn øvrig forbruk som gir en bedre utnyttelse av nettet samlet sett
- Det anses mindre kostbart å etablere forsyning for store enkeltlaster enn flere og mer spredte enkeltlaster

Samlet sett mener vi at store enkeltforbrukere bidrar til en kostnadmessig besparelse. Statnett vurderer at besparelsen trolig varierer vesentlig mellom de ulike store forbrukspunktene. I de tilfellene hvor industrien har egenskaper som gjør at Statnett faktisk kan dimensjonere nettet mindre og drive nettet mer effektivt, ser vi fortsatt at det er en kostnadmessig gevinst forbundet med store enkeltforbrukere sammenliknet med vanlig forbruk. I praksis vil en slik kostnadmessig gevinst være avhengig av at aktørene utnytter sin fleksibilitet ved å reagere på prisene i energimarkedet eller delta i Statnetts reservemarkeder.

Som tidligere omtalt har det blitt omsøkt store mengder forbruk og produksjon de siste fem årene. Det er vesentlig kø for å knytte seg til nettet, særlig på forbrukssiden. I et samfunnsøkonomisk perspektiv tilsier dette at alternativet til eksisterende industri med sin forbruksprofil, er ny industri med en ganske sammenlignbar forbruksprofil. Dette er en vesentlig endring i forutsetningene som ligger til grunn for dagens tariffreduksjon til store enkeltforbrukere. I en situasjon uten tilknytningskø konkurrerer ikke eksisterende og ny industri om nettkapasiteten. Dagens situasjon med begrenset nettkapasitet og tilknytningskø tilsier at grunnlaget for og nivået på tariffreduksjonen til store enkeltforbrukere bør vurderes på nytt. En foreløpig vurdering er at kriteriet om at store enkeltforbrukeres har en annen forbruksprofil enn øvrig forbruk, gir en mindre kostnadmessig besparelse enn tidligere som følge av en endret kapasitetssituasjon. Samtidig så har store enkeltforbrukere potensiale til å tilby en fleksibilitet som

gir grunnlag for sparte nettkostnader. Samlet sett mener vi at grunnlag og forutsetninger for en generell reduksjonssats for store forbrukskunder må gjennomgås. Den differensierte tariffen for store enkeltforbrukere skal være objektiv og ikke-diskriminerende, og tariffreduksjonen skal være basert på nettmessige kriterier. I en slik sammenheng vurderer vi om det bør stilles et krav til store enkeltforbrukere om deltagelse i Statnetts reservemarkeder, og dermed også bidra med fleksibilitet som kan brukes til å håndtere flaskehalsen i nettet.

Mer om store enkeltforbrukeres bidrag til reduserte systemdriftskostnader

Stort og stabilt forbruk har et jevnt forbruk over døgnet og året. Fra et driftsperspektiv er dette i utgangspunktet positivt fordi det reduserer behovet for reservemarkedstjenester.

For primærreserver vil større forbruk og produksjon på sommerstid medføre noe lavere kostnader. I sum bruker Statnett ca. 600-700 mill. i året på denne typen reserver. Uten stort og stabilt forbruk har vi tidligere anslått at denne kostnaden ville ligget rundt 10% - 50% høyere, alt etter den hydrologiske situasjonen om sommeren. Nyten 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 å stille reserver tilgjengelig for utkobling, som de får betalt for gjennom mFFR CM. Disse reservene er billigere enn de vi måtte anskaffet i produksjonsapparatet om industrien ikke var der og bidro med reserver tilgjengelig for utkobling.

Store enkeltforbrukere har en forholdsvis stabil forbruksprofil, men går likevel inn og ut forholdsvis ofte og ikke alle store forbrukere tilbyr sin kapasitet i reservemarkedet. Inn- og utkoblingen 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.

Dagens tariffing av reaktiv effekt bør vurderes

Utfordringene knyttet til reaktiv effekt har økt de siste årene og forventes å øke ytterligere. Utveksling av reaktiv effekt kan medføre spenningsproblemer, redusert leveringssikkerhet, økte overføringstap og mindre flyt av aktiv effekt. Vi observerer økende flyt av reaktiv effekt i transmisjonsnettet i større deler av året. Dette skyldes blant annet endret flytmønster og at luftlinjer erstattes av kabler. Videre mangler konsesjonærene insentiver til å installere tilstrekkelig reaktive komponenter, og vi observerer at problemet må løses i transmisjonsnettet. Kostnadene for kompenseringer på lavere nettnivå er normalt mye lavere enn i transmisjonsnettet og tiltak kan gjennomføres raskere.

Statnett tarifferer i dag uttak av reaktiv effekt og ser at dette fører til kundene får en mer aktiv tilnærming til uttaket og endrer adferd. Kontrollforskriften omfatter kun uttak av reaktiv effekt.

Rigide tariffregler hindrer ønsket tilpasning

Dagens situasjon gir svake insentiver til effektiv utvikling av nettet; ny eller økt kraftproduksjon betaler i liten grad for kostnadene som påføres nettet. Summen av et anleggsbidrag som treffer få kunder og en energibasert tariff betyr at det gis svake signaler om at kapasitet i nettet har en kostnad.

Grunnet det fastsatte taket på innmatingstariffen, *nedfelt i en forordning 838/2010* (i et vedlegg til ITC-forordningen)

som er innlemmet i EØS-avtalen og gjennomført i norsk rett i forskrift om elektrisk kraft over landegrensene, betaler produksjon kun en svært begrenset andel av økningen i tariffgrunnlaget. Som tidligere nevnt, ble de fastsatte takene i sin tid fastsatt ut fra mål om mer harmoniserte konkurransevilkår for europeiske kraftprodusenter. Det er med andre ord ikke nettmessige forhold som ligger til grunn for denne differensieringen. Med tanke på både historisk utvikling samt forventet utvikling framover, vurderer vi at det er behov for større handlingsrom for å fastsette et hensiktsmessig nivå på innmatingstariffen. Det er grunn til å tro at en mer balansert fordeling av residuale nettkostnader mellom produksjon og forbruk vil redusere samlede samfunnsøkonomiske kostnader ved innhenting av tariffinntekter. Her er det grunn til å minne om at det ikke bare er kraftprodusentene som er konkurranseutsatt, og der tariffen har betydning for lønnsomhet og konkurransevne. Dette gjelder også i stor grad norsk næringsliv og industri. På sikt ønsker Statnett at EU-reguleringen endres for å gi økt handlefrihet til å fastsette nivået på innmatingstariffen.

At forbruk i stor grad betaler for det økte inntektsbehovet, utfordrer etter vårt syn kravet om ikke-diskriminerende og objektiv kostnadsfordeling. Statnett mener at alle kundegrupper har nytte av og behov for nettet, også produksjon. Kraftproduksjon tilpasser seg kortsiktig etter prisene i markedet, herunder prisene i de utenlandske markeder vi er knyttet til. Kraftproduksjon belaster dermed også nettet, og er også i mange tilfeller bestemmende for behovet for nettkapasitet. Eksempelvis vil vannkraftprodusentene ønske å produsere mye når det er høye priser både i Norge og Europa, typisk en kald vinterdag med ingen vind. Da vil også eksporten være med på å bestemme kapasitetsbehovet i det norske innenlandske transmisjonsnettet. Tariffene bør generelt sett bygge på kostnadsdriverne i nettet, og dette gjelder også for kraftproduksjon. I en tid med forventninger om fortsatt høye og volatile kraftpriser bør det dermed i et lengre perspektiv også vurderes om dagens energibaserte innmatingstariff fortsatt bør gjelde, eller om også kraftproduksjon bør stå overfor en effekttariff.

Store effektvariasjoner i produksjon, drevet av prisvariasjoner i Europa, betyr også at behovet for nettkapasitet øker. Vindkraft er ofte lokalisert langt fra forbrukssentra, og vil ofte også kreve økt kapasitet i nettet, samtidig vil en lavere brukstid for vindkraft bety et større effektbehov, målt i energimengde (kraften må produseres på kortere tid, det betyr at kapasitetsbehovet er større enn for tradisjonell vannkraft, målt i energi). Det samme kan gjelde ved effektoppgradering av vannkraftverk, der man øker effektkapasiteten for en gitt vannmengde. Når produksjon er energiavregnet, vil effektoppgraderinger medføre økt nettbehov uten økning i tariff.

Oppsummering – Fremtidens nett krever endringer i tariffen

Endringene i kraftsystemet gjør det, sammen med utviklingstrekkene over, ønskelig å endre dagens tariffmodell for at den skal være tilpasset fremtidens kraftsystem. Dagens modell har forbedringspotensiale på viktige områder:

- 1) Energiledet gir periodevis for sterke prissignaler, og har i hovedsak omfordelingsvirkninger og gir i mindre grad reelle tilpasningseffekter
- 2) Anleggsbidrag har vist seg å gi et for svakt og noe tilfeldig prissignal.
- 3) Dagens samlokaliseringrabatt for forbruk vurderes å gi et utilsiktet lokaliseringssignal.
- 4) Modenhetskriteriene virker og er nødvendige, men ikke tilstrekkelig for å gi en effektiv utvikling av nettet
- 5) Dagens tariffreduksjoner for store enkeltforbrukere kan fremstå som for høy ut fra den gjeldende kapasitetssituasjonen. Nivået på tariffreduksjon til industrien må vurderes, herunder verdien av krav om å tilby reservemarkedstjenester.
- 6) Tarifferingen av reaktiv effekt har forbedringspotensiale.
- 7) Dagens tariffnivå for produksjon medfører at de kun dekker deler av kostnadene de påfører nettet, og i svært liten grad er med og dekker residuall inntektsbehov.

Felles for flere av utfordringene er at en kombinasjon av uventede utviklingstrekk siden sist tariffrevisjon sist tariffrevisjon, kombinert med tariffsatser fastsatt i forskrift eller internasjonale forpliktelser med historisk begrunnelse, gir utslag som krever nærmere vurdering. Et eksempel er at vedvarende høye eller meget høye priser i NO2 (uventet utviklingstrekk) kombinert med en marginaltapssats som er fastsatt i kontrollforskriften for å optimalisere driften av nettet, har medført at forbruk i NO2 har hatt store overføringer til produsentene i samme området samtidig som området i stor grad har eksportert store mengder energi til tilgrensende områder. Statnett mener at det ikke var formålet med marginaltapssatsen å belaste forbrukerne med hele marginaltapssatsen i transittområder samtidig som strømprisen allerede er historisk høy. Vi ser også en høy vekst i kostnadene i transmisjonsnettet, kombinert med en innmatingstariff som er fastsatt på et nominelt nivå i EU-regelverk. Konsekvensen blir at alminnelig forbruk dekker hele økningen i kostnader, noe som er vanskelig å forene med målet om en objektiv og ikke-diskriminerende fordeling av kostnader.

Statnetts forslag til tariffendringer – kort sikt

I dette avsnittet presenteres forslag til endringer i tariffen som Statnett mener kan gjennomføres uten forskriftsendringer. Vi ønsker høringsinstansenes tilbakemelding på forslagene, både foreslått *utforming* av tariffene og *nivået* på tariffsatsene. Neste kapittel omtaler tiltak som vil utvikles videre.

Et kapasitetsledd vil gi alle insentiver til å kritisk vurdere eget maksuttak

Statnett foreslår å innføre et kapasitetsledd i tarifferingen for forbruk. Hensikten er å gi insentiver til kundene om å redusere egen makslast på lengre sikt for dermed å bidra til lavere eller utsatt behov for investeringer i nettet. Ettersom produksjonens innmatingstariff er begrenset av EU-regelverk, er kapasitetsleddet begrenset til kun å gjelde forbrukskunder. På sikt kan det være aktuelt at kapasitetsleddet også skal gjelde for produsenter, jfr omtalen av innmatingstariffen.

Både energileddet og dagens fastledd for forbruk premierer kortsiktig fleksibilitet ved at kunden får incentiver til å redusere effektuttaket når nettet er høyt belastet. Når vi skal bygge så mye nett som tilknytningskøen kan tilsis, er det etter vår vurdering et stort behov for å gi signaler også på lang sikt. Transmisjonsnettet som bygges de neste ti årene vil stå i 50-100 år. Kapasitetsleddet vil være et prissignal basert på de langsiktige kostnadene for å etablere kapasitet i transmisjonsnettet. Dette prissignalet bør komme nå, ikke etter at nettet er bygd ut.

Kapasitetsleddet blir et viktig bidrag til målet om effektiv utvikling av transmisjonsnettet. I tillegg til å gi langsiktige prissignaler vil tariffen bidra til en mer bærekraftig

omfordeling av tariffer fra alminnelige forbrukere til eksisterende og fremtidig industri.

Innføring av et kapasitetsledd innebærer i praksis at dagens fastledd for forbruk splittes i to; Kapasitetsledd og (rest)Fastledd. Kapasitetsleddet skal baseres på kundens maksuttak fra transmisjonsnettet mens det resterende fastleddet vil baseres på forbruk i systemets topplast, justert for samlokaliseringrabatt (dvs. dagens modell). Splittingen vil ikke medføre endring i samlet tariffbelastning for forbrukskunder, men det vil medføre en omfordeling internt mellom forbrukskunder.

Kapasitetsleddet vil være sammenlignbart med fastleddet som er innført på lavere nettnivåer.

Transmisjonsnettstariffen blir dermed mer sammenlignbar med tariffstrukturen i underliggende nett. Dette vil etter Statnetts syn være en forenkling for nettbrukerne samtidig som det sikrer bedre og gjennomgående prissignaler.

Nærmere beskrivelse av kapasitetsleddet

Avregningsgrunnlaget for kapasitetsleddet skal baseres på kundens effektuttak fra transmisjonsnettet. Effektuttaket skal måles for hvert tilknytningspunkt i transmisjonsnettet. For både direktekunder og nettselskaper er vårt utgangspunkt at vi vil legge til grunn målt maksimalt effektuttak i hvert tilknytningspunkt i transmisjonsnettet i løpet de siste tre år. En alternativ tilnærming vil være å bruke avtalt kapasitet i nettavtalene for direktekundene. Dette vil kunne gi et tilleggssignal om at det koster å opprettholde en større kapasitet enn man faktisk bruker.

Tariffnivået (tariffsatsen) skal reflektere verdien av kapasitet i transmisjonsnettet. Vi foreslår å ta utgangspunkt i Statnetts langsiktige kapasitetskostnad (se vedlegg 2). Som et utgangspunkt foreslår vi at kapasitetsleddet settes til 10% av langsiktig kapasitetskostnad. Basert på metodikk beskrevet i vedlegg 2 gir dette en tariffsats på ca. 100 000 NOK/MW.

Kapasitetsleddet skal fastsettes på årlig basis. Tariffen skal faktureres med 1/12 hver måned, sammen med det resterende fastleddet.

Nærmere beskrivelse av de enkelte elementer i kapasitetsleddet framgår av vedlegg 3.

Grunnlaget for redusert tariff til store enkeltforbrukere må vurderes, herunder krav og nivå på tariffreduksjon

Statnett foreslår å knytte tariffreduksjon for store enkeltforbrukere opp mot et krav om å bidra med fleksibilitet i reservemarkedene og til håndtering av flaskehals i nettet. Etter Statnetts syn må det i lys av situasjonen med knapp nettkapasitet og vesentlig kø, også vurderes om argumentene for dagens tariffreduksjon fortsatt er gyldige i samme grad. Det er dermed ikke gitt at dagens 50% tariffreduksjon fortsatt kan forsvares med de begrunnelser som ble lagt til grunn i 2020. Vi foreslår å innføre et krav om at de aktuelle kundene aktivt bidrar til å redusere nettkostnadene gjennom å tilby fleksibilitet i reservemarkedene.

Vi mener det er nødvendig og riktig å stille krav til at kunder som får redusert tariff må bidra med fleksibilitet i reservemarkedet. Et krav om deltagelse som medfører at store industrikunder er tilgjengelige med fleksibilitet og kan redusere sitt uttak når nettet er mest belastet, kan bidra til å dempe behovet for investeringer.

Gode krav er spesifikke og kontrollerbare. Statnett ønsker tilbakemelding på hvor mye fleksibel kapasitet høringspartene mener de kan stille tilgjengelig på kort

sikt, og hvor store eventuelle ekstrakostnadene er for å øke kapasiteten. Vi mener at alle kunder som skal være berettiget til en tariffreduksjon, må stille en vesentlig andel av sine volumer tilgjengelig i reservemarkedet gjennom året. Noen av dagens industrikunder stiller i dag store mengder tilgjengelig i reservemarkedene, mens andre er mindre aktive. Dersom de aktuelle kundene som ikke deltar i reservemarkedene i dag, kan stille en vesentlig andel av sin kapasitet til rådighet for reservemarkedene, vil dette være et bidrag til å øke utnyttelsen av dagens nett og redusere kostnadene ved å drifte nettet. For effektiv utvikling av fremtidens nett er det også viktig at aktørene i planleggingen av sine prosjekter hensyntar at en fremtidig rabatt er avhengig av deres muligheter til å stille deler av sine forbruksvolum tilgjengelig i reservemarkedene.

Tiltaket vil levere nettmessig nytte på to områder. Det første er på systemdriftskostnadene, som kan forventes å reduseres, særlig i de områdene hvor det i dag er få tilbydere. Reduserte systemdriftskostnader vil gjenspeiles i lavere nettleie.

Det andre området hvor et krav om deltagelse kan skape økt nytteverdi, er dersom det innføres krav om at alle bedrifter som mottar rabatt må delta i spotmarkedet med prisavhengige bud. Dette medfører at industrien vil redusere sitt strømforbruk de dagene spotprisen er unormalt høy. Redusert strømpris disse dagene vil gi redusert effektivitetstap i markedet. I et marked nær kapasitetsgrensen vil relativt små reduksjoner i etterspørselen kunne medføre store prisreduksjoner. Omfordelingen fra forbruker til produsent vil reduseres.

Et krav om å delta i spot- og reservemarkedet for alle kunder som mottar rabatt, vil kunne medføre lavere kostnader for transmisjonsnettet. Dette vil være et godt bidrag til målet om effektiv utnyttelse av nettet. Dersom en stor mengde av aktørene ikke kan tilby reservemarkedstjenester, vil lavere tariffreduksjon for store industrikunder komme alminnelige forbrukere til gunst. Fordelingen av de to effektene vil avhenge av hvor

mange og hvor mye av kapasiteten industrikundene kan tilby av reservemarkedstjenester.

Balanseansvarlige aktører bør dekke en større del av systemdriftskostnadene

Kjøp av systemtjenester (reserver) utgjør en stadig stigende del av kostnadene i transmisjonsnett. En del av kostnadene dekkes av aktører som handler i engrosmarkedet mens resten dekkes gjennom faste tariffledd for produsenter og forbrukere i transmisjonsnett.

De nordiske TSO-er har avtalt hvor mye av reservekostnadene de balanseansvarlige skal dekke. Enigheten gir et utfallsrom for hvor mye av reservekostnadene som skal belastes balanseansvarlige. Statnett har historisk ligget i nedre del av dette utfallsrommet. Vi vil i første omgang øke bidraget fra de balanseansvarlige ved å utnytte utfallsrommet. På sikt vil vi vurdere om rammene i overenskomsten bør endres. Dette vil i så fall drøftes i nordisk sammenheng.

Forslag som vil utvikles videre

Felles for forslagene under er at det er bestemmelser i forskrift som begrenser handlingsrommet helt eller delvis. Forslag som vil kreve forskriftsendringer fordrer en mer omfattende prosess. Statnett vil initiere samarbeid med de relevante myndigheter for å videreutvikle forslagene.

Energiledet gir sterke prissignaler på toppen av allerede sterke signaler fra spotprisen

Energiledet er i dag uttrykt som en prosent av strømprisen og basert på den marginale påvirkningen forbruket eller produksjonen har på tapet i nettet totalt sett. Det er grunn til å vurdere om energiledet gir de riktige prissignalene. Statnett mener at kostnadsfordelingen som følger i perioder med meget høy strømpris, ikke er i tråd med hensikten. I dag er det viktig å sende signaler om at kapasitet koster og samtidig utnytte nettet bedre. Hvordan virker energiledet, sammen med de andre tariffelementene og hvordan bør dette signalet videreføres?

En moderat reservasjonstariff vil effektivisere utviklingen av fremtidens nett

Statnett vurderer å innføre en reservasjonstariff for alle kunder som har fått reservert kapasitet i dagens eller fremtidens nett. Kunder med reservert kapasitet i dagens eller fremtidens nett har fått en rettighet til å bli tilknyttet nettet, forutsatt tilstrekkelig fremdrift i kundenes prosjekter. For de aller fleste er hele tilknytningsprosessen hos Statnett gratis i dag. Unntaket

er kundene som må betale utredningskostnader eller anleggsbidrag. Dette utgjør et fåtall kunder.

Prisen for å reservere bør evt. settes på et moderat nivå, eksempelvis til om lag 10 000 kroner pr. MW pr. år. Tariffen bør belastes fra året kunden mottar tilbudet om reservasjon til året kunden er tilknyttet og betales årlig. For de fleste kunder vil denne perioden være et fåtall år, mens i noen tilfeller vil man kunne betale reservasjonstariff i opp mot 10 år. Vi ser for oss at tariffen løper inntil kunden er tilknyttet eller reservasjonen har opphørt, med en øvre grense på 10 år.

Tariffsatsen over er utledet fra Statnetts langsiktige kapasitetskostnad, en gjennomsnittsbetraktning basert på nettets bokførte verdi og utveksling. Tariffen vil gjelde for produsenter og forbrukere fra det året de får reservert kapasitet. Vi har lagt til grunn at reservasjonstariffen utgjør 1% av den langsiktige kapitalkostnaden årlig. Vi vurderer at et prissignal av den størrelsen er moderat sammenlignet med kostnaden for å etablere 1MW i transmisjonsnettet.

Statnett vurderer at selv et moderat prissignal vil øke effektiviteten i utviklingen av fremtidens transmisjonsnett. Det at det er gratis i dag å reservere kapasitet, uavhengig av kapasitetens størrelse, medfører at kundene avventer å kritisk vurdere eget effektbehov. Erfaringer fra anleggsbidragssakene tilsier at det er først når prissignalet blir oversendt til kunden, at kundene reduserer sitt innmeldte effektbehov til deres faktiske behov. Bidraget til en riktigere kostnadsfordeling er moderat – anslått til om lag 80-140MNOK årlig fra nye kunder i transmisjonsnettet til reduksjon for eksisterende forbrukere.

Anleggsbidraget bør standardiseres og forenkles

For at anleggsbidrag skal bli et prissignal som påvirker adferden til nye kunder, er det etter Statnetts syn nødvendig at prissignalet blir gjeldende for alle nye kunder, ikke bare de kundene som vurderes som utløsende for enkelttiltak eller deler av enkelttiltak. Anleggsbidragssatsen bør være standardisert og mer forutsigbar enn i dag.

RME har fått i oppdrag av Energidepartementet å utrede justeringer i anleggsbidragsregelverket innen 1. juni 2025. Statnett vil bidra inn i denne prosessen. Et bedre anleggsbidragssignal vil bidra til mer effektiv utvikling av nettet.

Fastledd forbruk bør tarifferes på grunnlag av bruk av transmisjonsnettet

Fastledd til forbruk i transmisjonsnettet er i dag basert på hvor mye forbruk (effektuttak) det er "bak" punktet i systemets topplast. Grunnlaget korrigeres med samlokaliseringrabatten i tilknytningpunkt hvor det også er kraftproduksjon. Samlokaliseringrabatten ivaretar flere forhold, blant annet at forbruk nær produksjon har "mindre behov for nett" samt at mye forbruk forsynes av lokal produksjon, dvs. kraften går ikke via transmisjonsnettet. Samtidig er dagens tariffmodell slik at all innmatingstariff, også fra produsenter som mater inn i regionalnett, videreføres til transmisjonsnettet og samlokaliseringrabatten kompenserer også for dette. Topplasten i Norge er ca. 25 000 MW, mens forbruket justert for samlokaliseringrabatt (grunnlag for fastledd forbruk) er om lag 17.000 MW.

For å i større grad stille kundene ovenfor kostnadene de påfører nettet, bør tariffen reflektere kundenes faktiske bruk av transmisjonsnettet. Tariffgrunnlaget i dagens modell (forbruk justert for samlokaliseringrabatt) er ikke lik kundens bruk av transmisjonsnettet. Vi vil derfor vurdere om dagens forbruk justert for

samlokaliseringrabatt skal erstattes med faktisk utveksling/bruk av transmisjonsnett.

Statnett vurderer bruk av flere topplasttimer

Forbrukerne betaler i dag et fastledd basert på deres forbruk i kraftsystemets topplasttime. Dette er i tråd med forskriften om at effektbaserte tariffledd skal fastsettes med utgangspunkt i kundens effektbelastning i definerte referansetimer.

Gitt at kapasiteten er utfordret i topplasttiden og det vil være stort behov for å investere for å øke kapasiteten i nettet, vil man samtidig ønske at uttaket i topplast ikke øker like mye som økt tilknyttet forbruk totalt sett. Med andre ord, man ønsker å sende et signal om at uttak i de perioder der nettet er tungt lastet reduseres. Dette kan gjøres på flere måter. En mulighet er å basere tariffingen på flere topplasttimer, gjerne fordelt på mindre områder enn det som gjøres i dag, der Norge er delt inn i tre hovedområder (Nord, Midt og Sør). På denne måten vil flere timer avgjøre hva du betaler i tariff, dette vil gi et incentiv til å holde ditt uttak lavt i flere timer. I tillegg vil en finere områdeinndeling gi et mer presist signal om de lokale nettforhold.

Et alternativ eller supplement til flere topplasttimer, vil kunne være å varsle når det er sannsynlig at topplasttiden inntreffer. Statnett vil aldri kunne spå topplasttiden i løpet av ett år med 100% sannsynlighet, men man kan se for seg at det er mulig å gi en indikasjon på om det er mer eller mindre sannsynlig. Dette vil kunne øke prissignalets styrke dersom vi kan informere våre kunder i forkant av når antatt topplasttime vil inntreffe, på lik linje med å innføre flere topplasttimer.

Tarifferingen av reaktiv effekt bør hensynta innmating

Statnett har i den senere tid opplevet at både uttak og innmating av reaktiv effekt skaper problemer i driften. Slik

forskriften er i dag åpnes det kun for å tariffere uttak av reaktiv effekt fra nettet.

Statnett vurderer at innmating av reaktiv effekt må tariffes i tillegg til uttak. Dette vil gi insentiver til å installere kompenseringsanlegg der problemet oppstår, og kostnaden er lavest. Vi har derfor søkt RME om at Kontrollforskriften endres slik at den også omfatter innmating av reaktiv effekt.

I forbindelse med en eventuell forskriftsendring bør nivået på tariffingen revideres. Kostnadene for reaktive komponenter har økt vesentlig de siste årene, og for at tariffen skal være kostnadsreflektiv er det naturlig å revurdere nivået ifm. en forskriftsendring.

Innmatingstariffen bør ikke stå fast i evig tid

Det er etter Statnetts syn begrenset hvor lenge innmatingstariffen kan holdes nominelt på 1,2 Euro/MWh i lys av kostnadsutviklingen. Som tidligere nevnt, ble de fastsatte takene i sin tid fastsatt ut fra mål om mer harmoniserte konkurransevilkår for europeiske kraftprodusenter. Det er med andre ord ikke nettmessige forhold som ligger til grunn for denne differensieringen.

På sikt ønsker Statnett at EU-reguleringen endres for å gi økt handlefrihet til å fastsette nivået på innmatingstariffen.

Virkninger og fordelingsvirkninger av forslaget

Dette kapittelet omhandler de samfunnsøkonomiske virkningene og fordelingsvirkningene av forslagene til endringer i tariffmodell som kan gjennomføres uten forskriftsendringer. Forslagene som vil kreve forskriftsendringer vil etter all sannsynlighet ikke kunne innføres fra 2026. Disse blir dermed ikke inkludert i vurderingen.

Vil gi mer effektiv drift av kraftsystemet

Statnett vurderer at tiltakspakken vil gi en positiv virkning på driften av kraftsystemet. Det er flere virkninger som vil oppstå som konsekvens av en ny tariffmodell.

Innføringen av et kapasitetsledd vil medføre at alle kunder vil få et konstant kostnadsledd å forholde seg til som er basert på deres maksimale uttak i MW. Dette vil medføre at kunder som allerede i dag har muligheten til å redusere sitt maksimale uttak i MW kan redusere sitt maksimale uttak dersom tariffkostnaden overstiger deres kostnad. Kapasitet i nettavtaler som ikke benyttes, vil trolig reduseres. Denne effekten kan påregnes å være begrenset. Høringssvarene på hvor mye de ulike aktørene kan redusere sitt uttak i driften til ulike kostnader vil være viktige innspill for å vurdere størrelsen på denne virkningen.

På samme vis vil innføringen av et kapasitetsledd medføre at dagens fastledd blir av mindre størrelse fremover, og andelen av forbruk som får industritariff og samlokaliseringrabatt blir mindre. Dette medfører at insentivene for å hensynta toppplasttimen reduseres. Også denne virkningen vurderes til å være begrenset. Virkningen vil være midlertidig ettersom det faste leddet forventes å øke i størrelse over tid.

Innføringen av krav til deltakelse i reservemarkeder vil ha en positiv effekt på driften av kraftsystemet. Høyere volum av reservemarkedstjenester vil i seg selv redusere systemdriftskostnadene og forenkle driften av nettet. Dersom volum stilles tilgjengelig i spot, vil effektiviseringsgevinsten av den nye markedsprisen komme i tillegg. Denne virkningen anses som større enn de ovennevnte virkningene på effektiviteten av driften av transmisjonsnettet.

Stor effektivitetsgevinst for fremtidig nettutvikling

Statnett vurderer at tiltakspakken vil gi en vesentlig positiv virkning på effektiv utvikling av fremtidens transmisjonsnett.

Innføring av kapasitetsledd vil bidra til redusert makslast og lavere investeringsbehov i nett på sikt. At alle kunder kjenner til størrelsen på et vesentlig tariffelement, og at dette elementet er knyttet til maxvolum, vil medføre at flere kunder over tid investerer i løsninger som kan redusere deres maksimale uttak. Etter Statnetts syn er det viktig at det innføres et tariffelement som er knyttet til den langsiktige kapasitetsdriveren i transmisjonsnettet, som vi vurderer at er kundenes maksimale uttak.

Forslaget vil gi omfordelingsvirkninger

Kapasitetsleddet vil utgjøre om lag 2,2 MRD NOK fra 2026, gitt en tariffsats på 100.000 kr/MW. Inntekter fra kapasitetsleddet vil medføre at fastledd forbruk reduseres tilsvarende. Samlet tariffbyrde for forbruk blir dermed uendret, men siden kapasitetsleddet ikke differensieres vil innføringen av tariffelementet medføre en omfordeling mellom forbrukskunder, særlig mellom industri og

alminnelig forbruk. Foreslått sats på 100.000 kr/MW vil for eksempel innebære en omfordeling mellom industrikunder direkte tilknyttet transmisjonsnettet og alminnelig forbruk på om lag 120MNOK.

Hvor stor omfordelingseffekt et krav om deltakelse i reservemarkedene for kunder som mottar industrirabatt blir, er helt avhengig av hvilket nivå som kreves for å oppnå rabatten og hvilke kostnader kundene vil ha for å stille fleksible reserver tilgjengelig. Generelt sett vil et krav som mange eller alle kundene kan tilby til relativt lave kostnader ha liten omfordelingseffekt. Jo flere kunder som ikke kan nå terskelen og dermed ikke får rabatt, jo større vil omfordelingsvirkningene bli. Statnett vil ha et langt bedre grunnlag for å vurdere størrelsen på denne virkningen etter høringsrunden.

Oppsummering

Statnett har foreslått tre tiltak med virkning fra 2026. Vi ønsker høringspartenes innspill på disse forslagene inkludert vedleggene. Vi mottar også gjerne andre innspill og forslag som kan være relevant med hensyn til denne høringen.

Tiltak på kort sikt	Kort beskrivelse	Tariffsats og største virkning	Fordelingsvirkninger
Kapasitetsledd	Tariffen betales av eksisterende kunder basert på kundens maksimale uttak	Foreslås til om lag 100tusen kroner/MW. Bidrar til effektiv utvikling av nettet.	Tariffinntekten er anslått til om lag 2,2MRD NOK årlig. Direktetilknyttet industri vil betale om lag 120MNOK mer. Tariffen for forbruk under 15MW vil reduseres tilsvarende.
Krav om deltakelse i reservemarkedet	Kravet omfatter alle kunder som mottar industritariff. Kravet bør medføre at en vesentlig mengde fleksibilitet stilles til rådighet hele året.	50% industrirabatt beholdes for kunder som innfrir kravet. Bidrar til effektiv utnyttelse av nettet.	Ukjent. Dersom mange kunder ikke oppfyller kravet, vil det medføre at industrien betaler mer. Tariffen for forbruk under 15MW vil reduseres tilsvarende.
Økt bidrag fra balanseansvarlige aktører	Vil medføre økt bidrag fra balanseansvarlige aktører (BRP) til å dekke mer av systemdriftskostnadene enn i dagens modell.	Mer objektiv og ikke-diskriminerende fordeling av kostnader	Balanseansvarlige vil betale opp til 1 MRD NOK mer til transmisjonsnettet.

Statnett har også identifisert syv forslag som skal utvikles videre. De fleste av disse tiltakene krever forskriftsendringer. Disse forslagene er mindre detaljerte og vil ikke implementeres som en del av tariffen for 2026, men innføres over tid i takt med regelverksutviklingen.

Tiltak som vil utvikles videre	Kort beskrivelse
Revisjon av energiledet	Det er grunn til å vurdere om energiledet gir de riktige prissignalene. Statnett mener at kostnadsfordelingen som følger i perioder med meget høy strømpris, ikke er i tråd med hensikten.
Reservasjontariff	Statnett vurderer å innføre en reservasjonstariff for alle kunder som har fått reservert kapasitet i dagens eller fremtidens nett. Prisen for å reservere bør evt. settes på et moderat nivå, eksempelvis til om lag 10 000 kroner pr. MW pr. år. Tariffen bør belastes fra året kunden mottar tilbudet om reservasjon til året kunden er tilknyttet og betales årlig.
Revisjon av anleggsbidragsregelverket	For at anleggsbidrag skal bli et prissignal som påvirker adferden til nye kunder, er det etter Statnetts syn nødvendig at prissignalet blir gjeldende for alle nye kunder, ikke bare de kundene som vurderes som utløsende for enkelttiltak eller deler av enkelttiltak. Anleggsbidragssatsen bør være standardisert og mer forutsigbar enn i dag.
Revisjon av fastleddet	Tariffgrunnlaget i dagens modell (forbruk justert for samlokaliseringrabatt) er ikke lik kundens bruk av transmisjonsnettet. Vi vil derfor vurdere om dagens forbruk justert for samlokaliseringrabatt skal erstattes med faktisk utveksling/bruk av transmisjonsnett.
Revisjon av topplasttiden	Statnett ønsker å se nærmere på om det er hensiktsmessig å fortsette bruken av en topplasttime. Mulige alternativer kan være å bruke flere topplasttimer eller å lage enkle prognoser for sannsynligheten for at topplasttiden inntreffer.
Tariffering av reaktiv effekt	Statnett mener at både innmating og uttak av reaktiv effekt bør tarifferes.
Økt innmatingstariff	Statnett vil arbeide for at regelverket åpner for økt tariffering av kraftproduksjon

Vedlegg 1 – utfordringer med dagens anleggsbidragsregelverk

Når alle er utløsende, er ingen utløsende

En vesentlig del av utfordringen med dagens anleggsbidragsregelverk er kriteriet om at en eller flere kunder skal være utløsende for at tiltaket er anleggsbidragspliktig. Litt forenklet kan man si at det vanligvis er tre behov til stede når Statnett planlegger og realiserer netttiltak av en viss størrelse (f.eks. prosjekter som er større enn å kun utvide en stasjon) – det er et reinvesteringsbehov for eksisterende transmisjonsnett, det er forbruksaktører (både store og alminnelig forbruk) eller produsenter som ønsker tilknytning, og det er behov for å øke fleksibiliteten i drift og vedlikehold av eksisterende nett. Hvor mye hvert av disse tre behovene gjør seg gjeldende, og hvilket behov som er utløsende, må vurderes i hvert enkelt tilfelle.

Det at vi har en stor mengde tilknytningsforespørsler for forbruksøkninger er i seg selv utfordrende for å etablere kausalitet mellom kunden og netttiltaket. Når forbruksøkningen er så stor, må nettet i sin helhet bygges ut, og sekvensen er viktig for å få de sprangvise kapasitesøkningene så tidlig som mulig. Eksempelvis vil kunder på Østlandet ikke kunne realisere sin forbruksvekst uten at det bygges nett fra Sørlandet, og bedriftene langs hele østre korridor belaster samme begrensning. Spenningoppgraderingen av Oslo skal være ferdig innen 2040, og er avhengig av et gjennomgående spenningsoppgradert nett for at perioden hvor det driftes på 300kV spenningsnivå (med tilhørende lavere nytte) blir så kort som mulig. I en slik situasjon er det umulig å påstå at det er enkeltkunder som tilknyttes netttiltaket som utløser tiltakene, da tiltakene ville blitt gjennomført i samme omfang og til samme tid av hensyn til kunder i andre landsdeler og reinvesteringsbehovet på østlandet.

Anleggsbidragsregelverket fungerer etter vårt syn godt i tilfeller hvor et fåtall kunder enkelt kan grupperes som utløsende for netttiltak i transmisjonsnettet. Disse tilfellene er det få av.

Endrede forutsetninger underveis i utredningsfasen

Vi har over tid hatt flere eksempler med prosjekter som vurderer kundene som utløsende i tidligfase, men etter hvert opplever at vurderingen ikke står seg underveis i prosjektet.

De underliggende årsakene til at kausaliteten kan endre seg underveis i prosjektet er flere. Ett eksempel er vekst i alminnelig forbruk underveis i stasjons/trafoprosjekter. Dersom vi i dag akkurat har nok plass til å knytte til kunden uten økt nedtransformering, men vi vet at innen 5 år vil vi ha behov for ytterligere nedtransformering for å kunne håndtere veksten i alminnelig forbruk i området, vil det likevel være lønnsomt for samfunnet å investere i økt nedtransformering nå. Det er i seg selv krevende å vite hvordan utviklingen i alminnelig forbruk blir, og vi har flere ganger undervurdert den generelle forbruksveksten siden 2019. Vi har erfart at i områder hvor det ikke har vært vekst i alminnelig forbruk på lang tid, har det kommet brå og plutselige økninger i forbruk. Disse økningene medfører at selv om enkeltkunden trekker sin tilknytningsforespørsel, fremstår det som overveldende sannsynlig at Statnett vil fullføre stasjons/trafoprosjektet som planlegges uten anleggsbidrag av hensynet til alminnelig forbruk.

Et annet eksempel handler om hvordan sekvensielle DF⁸-vurderinger gjør at Statnett ikke har den nødvendige fleksibiliteten i systemet til å kunne bygge flere byggeklosser uavhengig av hverandre. Vi har et stasjonsprosjekt mellom to store byer som over 2-3 år har basert sin fremtidige, forventede kapasitet på at nye forbruksaktører i nærheten skal realisere sitt forbruk. Underveis i prosjektutviklingen har kundene gradvis blitt mindre interessert i akkurat denne anleggsbidragspliktige tilknytningsmuligheten. P.t. er det ingen aktuelle, anleggsbidragspliktige kunder for prosjektet. Samtidig har Statnett, for å kunne håndtere tilknytningssøknadene i de to store byene i nærheten, gjort svært mange DF-vurderinger hvor dette anleggsbidragspliktige tiltaket er realisert. Konsekvensen blir at tiltaket gjennomføres som planlagt uten anleggsbidragsplikt – fordi forventede forbruksøkninger i byene som ligger geografisk langt unna er helt avhengig av tiltaket.

Det at Statnett endrer sin vurdering av hvorvidt et tiltak er anleggsbidragspliktig eller ikke underveis i utredningsfasen, leder til en spillsituasjon hvor kundene bevisst unngår å signere anleggsbidragsavtaler med Statnett og underliggende nettselskaper og prøver å utøve politisk press for å få tilknytning gratis. Det at det fremstår som om Statnett er usikker på om tiltak er anleggsbidragspliktige eller ikke, fører til flere uenigheter og diskusjoner med kunder som igjen reduserer gjennomføringstempo og øker administrative kostnader.

Uklart om fordelingshensynet er tilstrekkelig ivaretatt i dagens løsning

Formålet med anleggsbidragsregelverket er todelt. Det skal gi et prissignal for lokalisering, samt en fordeling fra nye aktører til eksisterende aktører.

Fordelingsmessig ser Statnett utfordringer rundt hvordan dagens anleggsbidragsregelverk fungerer. Av blant annet

ovennevnte årsaker, er mengden anleggsbidragsfinansierte tiltak meget begrenset sammenlignet med porteføljen sin helhet. I sum blir anleggsbidragets bidrag til Statnetts inntekter av marginal størrelse sammenlignet med inntektene vi må hente inn via tariffen frem mot 2040. Bidraget til at nye kunder skal ta noe mer av regningen, blir derfor mer beskjedent enn vi vurderte når anleggsbidragsregelverket ble innført.

Det geografiske aspektet er gjort mindre viktig av kostnadsutviklingen

Insentivmessig ser Statnett at det geografiske elementet får stadig mindre påvirkning på prissignalet i takt med kostnadsutviklingen på stasjoner, som har eksplodert de siste årene. Samtidig som stasjoner har blitt om lag dobbelt så dyre siden 2021, har kostnaden for ledning stått omtrent stille. Det medfører i seg selv at prisen for å etablere seg langt unna transmisjonsnett er relativt lavere enn når regelverket ble innført. I kort kan du si at aktører som i dag etablerer seg der alle andre aktører ønsker å etablere seg, som ikke nødvendigvis er der det er nettmessig fornuftig å etablere seg, slipper anleggsbidrag. Aktører som etablerer seg i nærheten av eksisterende, eldre infrastruktur som ikke kan erstattes 1:1 på stasjonsnivå, som på Haugalandet, får større anleggsbidrag enn andre, sammenlignbare kunder.

⁸ Driftsmessig forsvarlig-vurderinger (DF-vurderinger) gjøres i forkant av tilknytninger for å synliggjøre konsekvensen for transmisjonsnett ved tilknytning av nye kunder.

Vedlegg 2 – Metodedokument om Statnetts langsiktige kapasitetskostnad

Hvordan innrette prissignaler for økt utnyttelse av dagens nett

Effektiv utnyttelse av dagens nett kan økonomisk modelleres som en øvelse i å få transmisjonsnettet til å levere så mye nytte som mulig, forutsatt at mengden kapital er konstant. Dersom det er mulighet for å knytte til ytterligere en kunde uten nye tiltak i nettet, vil dette øke utnyttelsen av dagens nett. I det at transmisjonsnettet maksimerer sin nytte, ligger en antagelse om at både forbruket og produksjonen som tilknyttes er den mest samfunnsøkonomisk lønnsomme. Dersom transmisjonsnettet eksempelvis har et innslag av forbrukere med så lav betalingsvillighet for strøm og nett at kapasiteten de har reservert ikke brukes eller skaper veldig lite samfunnsøkonomisk lønnsomhet, vil det være effektiv utnyttelse av dagens nett å ha insentiver for å få kunder med høyere betalingsvillighet og samfunnsøkonomisk lønnsomhet tilknyttet transmisjonsnettet istedenfor. I praksis kan vi si at effektiv utnyttelse av nettet handler om å få knyttet til så mye forbruk og produksjon uten å investere i store, nye tiltak i transmisjonsnett. Mindre tiltak med kort ledetid (1-2år) som er nødvendig for å knytte til en forespørsel, vil ofte vurderes som tiltak som øker effektiviteten av dagens nett. I dagens kraftsystem er det flere prissignaler som insentiverer til effektiv utnyttelse av dagens nett, herunder tariffens fastledd, marginaltapsleddet, strømprisen, prisområder og flere. For en mer omfattende beskrivelse av prissignalene, se kap 1)

I de fleste tilfeller er det som begrenser muligheten for å tilknytte nytt forbruk og produksjon såkalte begrensende snitt. Det begrensende snittet kan eksempelvis være transformorkapasitet i en spesifikk stasjon, det kan være termiske begrensninger på en transmisjonsnettsledning og det kan være spenningsproblemer som oppstår i et større område ved visse flytbilder. Det finnes flere eksempler, og de ovenstående eksemplene er begrensninger som vanligvis ikke kan utbedres med mindre tiltak med kort ledetid. I et kortsiktig perspektiv vil det være optimalt om fleksible forbrukere eller forbruker med lav betalingsvillighet kan kobles ut eller redusere uttaket når belastningen er maksimal på det begrensende snittet. Dette er i praksis det som skjer ved tilknytning på vilkår og ved bruk av FOS⁹-virkemidler for utkobling av forbruk.

Dersom et prissignal skal maksimere sin effekt på økt utnyttelse av dagens nett, er det logisk å ta utgangspunkt i utvekslet mengde i systemets topplasttime. I systemets topplasttime vil vi være nærmest en situasjon hvor de ulike begrensende snittene i de ulike delene av landet er høyt utnyttet. Forbrukere som har mulighet til å redusere sitt forbruk i slike perioder bør kompenseres for dette, og det kan potensielt ha stor verdi for nettet. Tariffens fastledd gir et slik prissignal. Forbrukere får en direkte reduksjon i tariffen sin siden tariffens fastledd er basert på kundens forbruk i systemets topplast time. I tillegg kompenseres fleksibilitet i markedet ved Statnett betaler markedspris ved aktivering av fleksibiliteten via spesialregulering.

⁹ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

Det kortsiktige prissignalet fra dagens fastledd kan styrkes ytterligere. I vårt videre arbeid vil vi se på muligheten for å videreutvikle prissignalet. Statnett ønsker å insentivere flere til å redusere sitt forbruk i de tilfellene det er gunstig for kunden og transmisjonsnettet, og dermed øke utnyttelsen av dagens nett. Tiltak som endrer fastleddet, krever forskriftsendring.

Ett annet forslag sikter på å gjøre prissignalet mer treffsikker ved å definere områdene hvor makslast måles på et mer lokalt begrensingslag enn dagens områdeinndeling. Dagens områder er basert på prisområdene og begrensinger i nettet er direkte hensyntatt via energimarkedet og markedsalgoritmen. Tariffen kan arbeide sammen med prissignalet fra spotprisen ved å gi et tilleggssignal om nettbegrensninger innenfor prisområdene. Da må områdene inndeles hensiktsmessig i mindre geografiske områder.

Hvordan innrette prissignaler for effektiv utvikling av nettet

I et lengre perspektiv hvor anleggsmassen (kapitalmengden investert i nettet) kan endre seg over tid (vi kan bygge nett), endres forutsetningene for hvordan Statnett bør gi prissignaler for å bidra til effektiv utvikling av nettet.

Det vil alltid være en viss trade-off mellom effektiv utnyttelse av nettet og effektiv utvikling av nettet hvis du antar at løsningen er pareto-optimal i utgangspunktet. Som beskrevet i kapittel 3), er dagens tariffingsmodell ikke optimal for situasjonen vi står i. Statnett mener at vi kan oppnå både mer effektiv utnyttelse av dagens nett og effektiv utvikling av fremtidens nett gjennom optimalisering av eksisterende tariffmodell. Det vil likevel alltid være et valg om hvilken av disse målene som vektlegges tyngst. I Statnetts forslag til endringer som ikke krever forskriftsendring, er effektiv utvikling av nettet vektet tyngre enn effektiv utnyttelse av dagens nett.

Når man skal vurdere å innføre et nytt prissignal for effektiv utvikling av nettet, er det viktig å ta inn over seg

hvilke endringer i forutsetninger det medfører at Statnett vil fjerne begrensende snitt gjennom netttiltak som realiseres over tid sammen med nytt forbruk og ny produksjon. Der en kortsiktig analyse av hvorvidt vi kan maksimere utnyttelse av nettet kan anta at forbruks- og produksjonsmønstre ligger fast, og følgende vi vet hvilke snitt som er begrensende, kan man ikke lenger gjøre dette med sikkerhet når man vurderer effektiv utvikling av nettet i et lengre perspektiv. Premisset for å realisere store, kostbare netttiltak er at det vil komme forbruk og produksjon som utnytter den nye kapasiteten. Gitt mengden omsøkt forbruk og produksjon som evt. tilknyttet, må vi anta at flere netttiltak realiseres omtrent samtidig med betydelige endringer i flyt internt i nettområder (pris- eller tariff). Om vi visste nøyaktig hvilke netttiltak som ble realisert når med tilhørende forbruk- og produksjonsendringer som realiseres som følge av det, vil vi igjen kunne analysere oss nøyaktig frem til fremtidens begrensende snitt. Samtidig er det kjent at det er stor usikkerhet i hvor stor forbruksveksten blir, hvor den kommer og i hvilket tempo. Det er også flere eksterne usikkerheter som Statnett i begrenset grad kan styre - politisk risiko kan bli en utfordring, da nettinvesteringer knyttet til utbygging av forbruk og produksjon kan være kontroversielle for befolkningen i stort. Selv om vi har gode prognoser og oversikt over hvilke fremtidige netttiltak som kreves er det en viss usikkerhet knyttet til om hvilke som kan bli begrensede i fremtiden. Usikkerheten øker jo lenger frem i tid man ser.

Statnett vurderer at det beste prissignalet for å øke effektiviteten i utviklingen av transmisjonsnettet, er et prissignal som priser kundens maksimale kapasitet i MW. Gitt at målet er effektiv utvikling av transmisjonsnettet, noe som per definisjon ligger frem i tid, er det ønskelige prissignalet knyttet til prisen for kapasitet fremover i tid (eller på lang sikt). Vi kommer tilbake til hvordan. Rasjonalet er at dersom vi vet at en tilknytningsforespørsel i dag medfører ulik kostnad i transmisjonsnettet om den tilknyttes i dag, om 10 år eller 20 år (enten grunnet nye flytmønstre, sprang i kapasitet eller andre forhold), vil kun å se på dagens

marginalkostnad for å øke kapasiteten i nettet gi utilstrekkelige signaler om fremtidig kostnad.

Etter Statnetts vurdering er det viktig å redusere usikkerheten som ligger i kundes reserverte kapasitet. Nye kunder som reserverer mer kapasitet enn de har behov for på kort sikt, kan bidra til å utløse mer kostbare netttiltak enn nødvendig. De kan og hindre at andre kunder fra tilknytningskøen kan reservere kapasitet og tilknyttes nettet tidligere. Dersom en slik situasjon oppstår, medfører det et samfunnsøkonomisk tap. Eksisterende kunder som har rett på kapasitet som de ikke utnytter (sovende kapasitet) betaler heller ikke for opsjonsverdien de har for å kunne øke forbruket sitt uten å måtte søke. Stort sett gir Statnett denne sovende kapasiteten til nye kunder og bærer risikoen av at den eksisterende kunden likevel kommer til å øke sitt forbruk til sin reserverte kapasitet. Et prissignal som priser reserverte kapasitet synliggjør denne risikoen og kan bidra til å redusere sovende kapasiteter hos eksisterende kunder. Dette bidra til å redusere risikoen som Statnett bærer og kan i noen enkelttilfeller også frigjøre kapasitet til nye kunder.

Statnetts vurdering er at dersom man tar et tilstrekkelig langt perspektiv på nettutvikling, er kundens maksimale last den klart viktigste faktoren som vil dimensjonere hvor mye nettkapasitet kunden beslaglegger over tid. Når vi vurderer effektiv utvikling av nettet, legger Statnett til grunn et langt perspektiv. Transmisjonsnettsledninger har en teknisk antatt levetid på om lag 80 år, og transmisjonsnettsstasjoner bygd på 60-tallet utgjør fortsatt store deler av dagens transmisjonsnett. Selv om kundens påvirkning på dagens begrensende snitt er mindre enn deres maksimale effekt, er det likevel rimelig å anta at dagens begrensende snitt ikke vil være det begrensende snittet på lang sikt. Hvilken påvirkning kunden vil ha på fremtidens begrensende snitt er usikkert og blir mer usikkert jo lenger frem i tid man ser.

Hvordan tallfeste langsiktig kapasitetskostnad

Tallfesting av nytte

Strømnettets grunnleggende funksjon er å transportere strøm i sanntid. Nett som ikke brukes til å frakte strøm produserer ikke nytte i et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Dersom vi skal utforme et langsiktig uttrykk for hvordan å tallfeste transmisjonsnettets nytte, er Statnetts forslag å se på tre forhold:

- Hvor mange MW produksjon mates maksimalt inn på transmisjonsnettets, nasjonalt?
- Hvor mange MW forbruk henter effekten sin fra transmisjonsnettets, nasjonalt?
- Hva er maksimal samtidig kapasitet for innmating og uttak fra utenlandsforbindelsene?

Et slikt makroøkonomisk uttrykk ligner på enkle varianter av å beregne BNP, hvor man ser på innenlands konsum (konsum + investering), landets kapitalbalanse og handelsbalanse.

Statnetts forslag til å tallfeste nytten for kunden, er for industrien å legge til grunn kapasiteten de har krav på i henhold til nettavtale. Før øvrige kunder (dvs. nettselskap) vil vi benytte målt maksuttak fra transmisjonsnettets. For produksjon benytter vi maksimalt produsert effekt.

Tallfesting av kostnad

Statnett har gode tall på kostnadsgrunnlaget for transmisjonsnettets. Vi foreslår å bruke bokført verdi av transmisjonsnettets komponenter, i 2024 beregnet til om lag 79 MRD NOK, som kostnadsgrunnlag for å lage en nytte/kostbrøk for nettets leveringsevne. Vi omtaler uttrykket som Langsiktig kapasitetskostnad (LKK). I tabellen under viser vi en enkel fremstilling av hvordan LKK kan utvikle seg fremover. Beregningen tar utgangspunkt i produksjons- og forbruksutvikling samt investeringsnivå som følger av langsiktig markedsanalyse

2023 (LMA).

		2025	2030	2035	2040
Bokført verdi	mrd kr	79	141	182	238
Max INN *)	GW	39	44	48	51
Max UT *)	GW	32	36	38	41
Sum INN + UT	GW	72	80	86	92
LKK	mill kr/MW	1,1	1,8	2,1	2,6

*) inkl kapasitet mot utland (8840 MW)

Figur 7 Beregning av Langsiktig Kapasitetskostnad (LKK)

Vi antar at tiltakene i den nye tariffmodellen vil påvirke fremtidig investeringsmengde. Dette er ikke hensyntatt i beregningen.

Hvordan bruke Langsiktig kapasitetskostnad i ny tariffmodell?

For at vi skal få et prissignal som gir tilstrekkelig med endringer i atferd hos aktørene, samtidig som vi beholder virkningene av dagens prissignaler som i hovedsak er innrettet mot effektiv bruk av nettet og delvis mot effektiv utvikling av nettet, foreslår og vurderer Statnett å innføre tre tariffelementer;

- 1) Innføring av en reservasjonstariff.
Reservasjonstariffen skal utgjøre maksimalt 10% av LKK ved tilknytning til nettet og representerer en behovsprøving av aktørene som reserverer plass i dagens og fremtidens nett.
- 2) Endring av dagens anleggsbidragsregelverk til en standardisert anleggsbidragsats for alle nye kunder. Gjennom å lage en standardisert sats basert på LKK, anslått til om lag 5% av LKK, vil Statnett oppnå om lag samme tariffinntekt som med dagens anleggsbidragsregelverk.
- 3) Et kapasitetsledd som skal betales av alle forbrukere i den ordinære tariffen, anslått til 10% av LKK, vil medføre at alle kunder må ta stilling til et kapasitetsledd som er stigende over tid som følge av økte nettinvesteringer i stor grad utløst av forbruk.

Vedlegg 3 – Mer om kapasitetsledd

Kapasitetsledd skal kun gjelde forbruk

Produksjon skal iht. forskriften tariffes basert på midlere årsproduksjon (§15-2) mens forbruk skal tariffes basert på effektbelastning i definerte timer (§14-1). Innmatingstariffen er begrenset av EU-regelverk.

Kapasitetsleddet skal derfor kun gjelde forbruk.

Avregningsgrunnlag for kapasitetsleddet

Forskriften setter en rekke krav knyttet til utforming av tariffen. Blant annet skal tariffene være objektive og "refereres tilknytningene". Vi foreslår at kundenes maksimale effektuttak (MW) fra transmisjonsnettets legges til grunn for kapasitetsleddet.

Kundens maksimale effektuttak skal baseres på kundens målte maksuttak for hvert tilknytningsspunkt og spenningsnivå i transmisjonsnettets løpet av siste tre år.

Produksjonsspunkt vil holdes utenfor målingene.

Kundens maksimale effektuttak fra transmisjonsnettets vil reflektere kundens "behov for transmisjonsnett". Vi vil vurdere om vi skal legge til grunn 99,9 persentilen for å luke vekk ikke-representative peak-timer. I tillegg vil vi vurdere om skal brukes et snitt av de høyeste timene i løpet av en treårs horisont.

Tariffsats

Kapasitetsleddet skal representere betaling for den kapasiteten kunden benytter i transmisjonsnettets.

Tariffsatsen bør derfor reflektere verdien av kapasitet i transmisjonsnettets.

Vi foreslår å ta utgangspunkt i Statnetts langsiktige kapasitetskostnad, se vedlegg 2.

Vi foreslår at kapasitetsleddet settes til 10% av langsiktig kapasitetskostnad. Basert på dagens verdier gir det en tariffsats på 100.000 kr/MW

Langsiktig kapasitetskostnad vil øke i takt med investeringer og endringer i kapasitet. Vi vil vurdere om tariffsatsen skal oppdateres årlig.

Ingen differensiering

Tariffene kan iflg kontrollforskriften §13-1 kun differensieres basert på "objektive, ikke diskriminerende nettmessige forhold".

Transmisjonsnettets er et masket nett som må vurderes samlet. Vi vurderer at verdien av "1 MW transmisjonsnett" er den samme, uavhengig av hvor i landet det er. Verdien av 1 MW er også uavhengig av hvilken kunde som benytter nettet. Kapasitetsleddet vil derfor være lik for alle forbrukerkunder.

Konsekvenser

Fordeling mellom Kapasitetsledd og Faste ledd

Inntektsbehovet som dekkes av faste tariffledd forbruk fordeles i dag basert på kundens forbruk i systemets topplast. Innføring av et kapasitetsledd innebærer i praksis at dagens fastledd for forbruk splittes i to. Forbrukere vil dermed møte et Kapasitetsledd og et (rest)

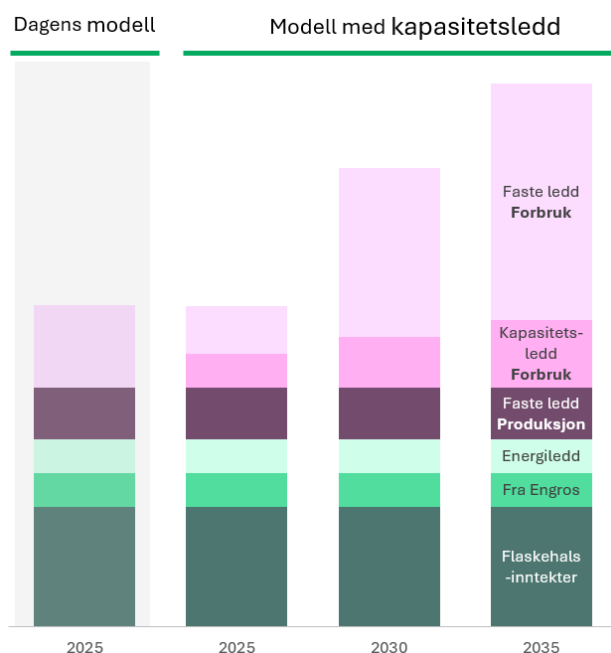
Fastledd. Kapasitetsleddet skal baseres på kundens maksuttak fra transmisjonsnettet mens det resterende fastleddet vil baseres på forbruk i systemets topplast, justert for samlokaliseringsrabatt, dvs videreføring av dagens modell.

Splittingen vil ikke medføre endring i samlet tariffbelastning for forbrukskunder da inntekter fra kapasitetsleddet vil redusere inntektsbehovet fra det resterende fastledd for forbruk tilsvarende. Eksempelvis vil et kapasitetsledd på 100 kr/kW medføre at fastleddet reduseres fra 270 kr/kW til 128 kr/kW, mens samlet tariff fra forbruk forblir 4.2 mrd kr. (se figur 11).

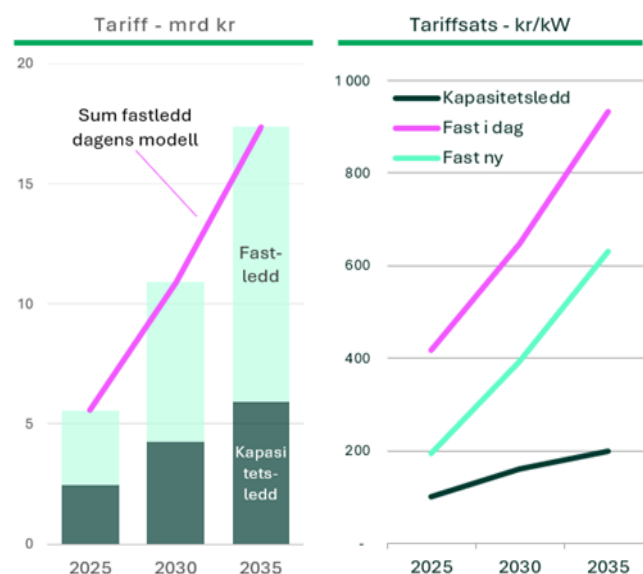
Siden kapasitetsleddet ikke differensieres vil endringen medføre en omfordeling mellom forbrukskunder.

Inntekter hentet gjennom kapasitetsleddet vil fremover variere med utvikling i langsiktig kapasitetskostnad samt kundenes behov for kapasitet mens nivået på det resterende fastleddet vil følge kostnadsutviklingen i nettet.

Figurene under illustrerer konsekvens av å skille ut et kapasitetsledd fra fastledd forbruk. I figurene er det lagt til grunn at kapasitetsleddet settes til 10% av Statnetts langsiktige kapasitetskostnad (LKK) og at satsen justeres i takt med endring av LKK.



Figur 8 Konsekvens av å skille kapasitetsledd og fastledd forbruk (kroner)



Figur 9 Utvikling tariff med og uten kapasitetsledd

Omfordeling mellom forbrukskunder

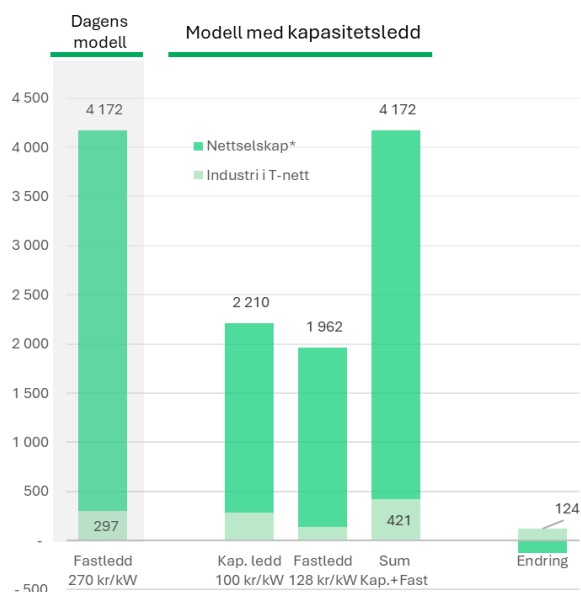
Kapasitetsleddet vil være lik for alle forbrukere, uavhengig av forbrukets størrelse eller lokasjon, mens det resterende fastleddet for forbruk fortsatt skal ha samlokaliseringrabatt og redusert tariff for industrien. Samlet tariff fra forbruk skal være uendret.

Tabellen og figuren under illustrerer omfordelingsvirkning mellom industri og alminnelig forbruk gitt et kapasitetsledd på 100 kr/kW.

	Tariffgrunnlag (MW)		Tariff (mill kr)					Endring
	Fastledd k-faktor- justert forbruk	Kap. Ledd Kundemax	Dagens modell		Ny modell			
			Fastledd 270 kr/kW	Kap. ledd 100 kr/kW	Fastledd 128 kr/kW	Sum Kap.+Fast		
Industri i T-nett	2 200	2 800	297	280	141	421	124	
Nettselskap*	15 400	19 300	3 875	1 930	1 821	3 751	- 124	
Sum	17 600	22 100	4 172	2 210	1 962	4 172	0	

* inkl. industri tilknyttet underliggende nett

Figur 10 Omfordeling mellom forbrukskunder i transmisjonsnettet



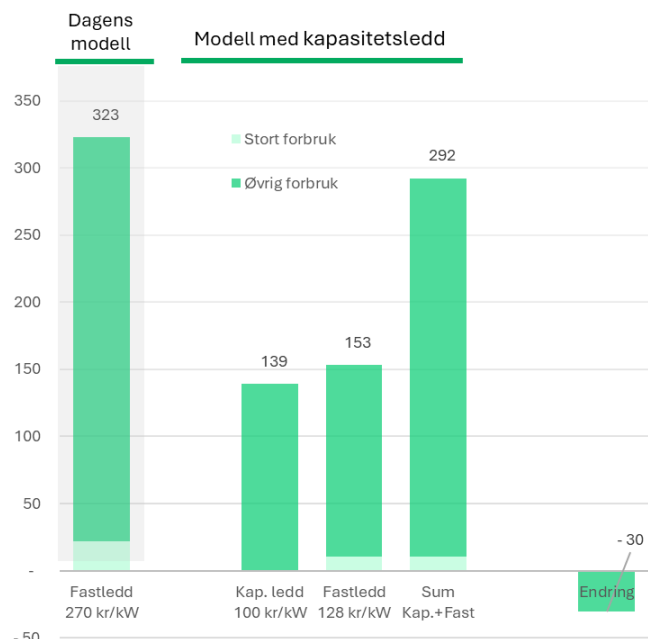
Figur 11 Omfordeling mellom industri og øvrig forbruk i transmisjonsnettet (mill. kr)

Tarifiering av underliggende nett med tilknyttet industri

Dagens tarifiering av forbruk skiller mellom stort forbruk (SFHB) og øvrig forbruk. Kapasitetsleddet vil ikke ha dette skille. Kapasitetsleddet skal baseres på kundens målte maksuttak for hvert tilknytningspunkt i løpet av et år. Tabellen og figuren under viser tariffgrunnlag og tariffberegning for et typisk nettselskap med tilknyttet stort forbruk.

	Tariffgrunnlag (MW)		Tariff (mill kr)					Endring
	Fastledd k-faktor- justert forbruk	Kap. Ledd Kundemax	Dagens modell		Ny modell			
			Fastledd 270 kr/kW	Kap. ledd 100 kr/kW	Fastledd 128 kr/kW	Sum Kap.+Fast		
Stort forbruk	162	-	22	-	10	10	- 12	
Øvrig forbruk	1 114	1 392	301	139	143	282	- 19	
Sum	1 276	1 392	323	139	153	292	- 30	

Figur 12 Avregningsgrunnlag og tariff for nettselskap med tilknyttet stort forbruk



Figur 13 Konsekvens for et typisk nettselskap med tilknyttet stort forbruk

Statnett

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no

