

Energidepartementet

Høringsnotat

Forslag til endring i forskrift om tariffer og rapporteringsplikt
for omsetningskonsesjonærer – adgang til å begrense
størrelsen på energileddet i nettleien

Innhold

1. Innledning.....	3
2. Bakgrunn for forslaget	4
3. Gjeldende rett og praksis	5
4. Departementets vurderinger	6
4.1 Generelt om virkninger av å begrense nivået på energileddet.....	6
4.2 Virkninger av RMEs dispensasjon for ulike kundegrupper i transmisjonsnettet 7	
4.3 Vurderinger av behovet for et videreført tak og nivå.....	7
4.4 Virkninger av et tak på 45 øre per kWh for kunder i transmisjonsnettet	8
4.5 Virkninger av et tak på 45 øre for kunder i regionale- og lokale nettselskap ..	10
4.6 Virkninger av alternative tak på kraftprisen som ligger til grunn for energileddet	10
5. Departementets forslag	11
6. Økonomiske og administrative konsekvenser.....	12
7. Merknader til forslag til forskriftsbestemmelser.....	14
Forslag til endring i forskrift for omsetningskonsesjonærer.....	16

1. Innledning

Departementet foreslår endring i forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om tariffer og rapporteringsplikt for omsetningskonsesjonærer (forskrift for omsetningskonsesjonærer) for å åpne for at nettselskapene kan begrense størrelsen på energileddet i nettleien. Formålet er å begrense utslag i energileddet ved høye og volatile kraftpriser.

Forskriften regulerer blant annet tariffene for innmating og uttak av kraft i strømmettet og fastsetter grunnstrukturen i nettariifene. Tariffene består av både et fastledd og et energiledd, og skal utformes etter objektive og ikke-diskriminerende prinsipper. Energileddet er et bruksavhengig tariffledd, utformet for å dekke kostnaden ved det marginale nettapet som påføres nettet av en aktør når kraft mates inn på nettet. Energileddet beregnes ved å multiplisere en marginaltapsprosent i det enkelte tilknytningspunktet med kraftprisen i budområdet.¹ Når kraftprisen øker, øker nettselskapenes kostnader forbundet med nettap.

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) regulerer nettselskapene for å sikre at elektrisk kraft overføres til riktig kvalitet og pris, og regulerer nettselskapene økonomisk ved å fastsette årlige inntektsrammer, som setter en øvre grense for hvor mye selskapene kan ta betalt for overføring av elektrisk kraft. RME ga høsten 2022 dispensasjon, med hjemmel i forskrift for omsetningskonsesjonærer § 18-2, til å begrense størrelsen på energileddet i nettleien. Dispensasjonen gjaldt for alle nettselskap og på alle nettnivå. Dispensasjonen ble gitt for ett år av gangen, og er forlenget til og med 2026.

Dispensasjonene har gitt nettselskapene mulighet, men ingen plikt, til å sette et tak på kraftprisen som ligger til grunn for beregning av energileddet. Taket var nedad begrenset til 35 øre per kWh i perioden 2022-2025 og ble hevet til 40 øre per kWh i 2026. Dispensasjonen har bidratt til å begrense utslagene i energileddet ved høye og volatile kraftpriser.

Departementet vurderer om det fortsatt bør være adgang til å begrense størrelsen på energileddet. Departementet sender derfor på høring et forslag om at nettselskapene får mulighet til å sette et tak på kraftprisen som ligger til grunn for beregning av energileddet også i 2027. Departementet foreslår at nettselskapet gis anledning til å legge en kraftpris på minimum 45 øre per kWh til grunn. Det bes særlig om innspill på behovet for en videreføring av pristaket for 2027.

For at bestemmelsen skal ha virkning på alle nettnivå foreslår departementet å oppheve kravet om at energileddet for ordinære uttak i distribusjonsnettet som minimum skal dekke marginale tapskostnader i 2027. Det vil gi lokale nettselskap anledning til å sette et lavere energiledd og dermed i større grad skjerme sine nettkunder mot prisutslag som følger av høye og volatile kraftpriser.

Departementet gjør oppmerksom på at i dette høringsnotatet brukes innbetaling om penger som mottas, mens utbetaling om penger som betales ut.

¹ Energileddet for uttak i distribusjonsnettet skal dekke marginale tapskostnader, men kan i tillegg dekke en andel av nettselskapets øvrige kostnader.

2. Bakgrunn for forslaget

Siden høsten 2021 har kraftmarkedet vært preget av et høyere og mer volatilt prisnivå som følge av uro i energimarkedene og endringer i energisystemene rundt oss. Etter en periode med nedgang i gjennomsnittsprisene i årene etter energikrisen steg kraftprisene igjen i Sør-Norge i 2025, og ytterligere i 2026. Kraftprisene i hele landet er så langt i 2026 de høyeste siden energikrisen (2021-2022), preget av en kaldere vinter enn normalt, rekordlave snømagasiner i Sør-Norge og uroligheter i energimarkedene som følge av situasjonen i Midtøsten.

Gjennomsnittlig kraftpris i NO1, NO2 og NO5 har hittil i år (frem til 21. august) vært hhv. 113, 115 og 112 øre per kWh. Til sammenligning var gjennomsnittsprisen i disse områdene hhv. 65, 75, og 47 øre per kWh i samme periode i fjor. Kraftprisen i NO3 (Midt-Norge) og NO4 (Nord-Norge) har hittil i år (frem til 21. august) vært på hhv. 90 og 40 øre per kWh, som er en økning på hhv. 73 og 34 øre per kWh fra fjorårets priser i samme periode.

Utviklingen i kraftprisene påvirkes av en rekke usikre faktorer, blant annet temperatur, nedbør og tilsig, kraftsituasjonen i Norge og våre naboland, overføringskapasitet, utviklingen i de europeiske energimarkedene og geopolitiske forhold. Som de siste årene har vist, kan forholdene endres mye på kort tid.

RME varslet høsten 2025 at 2026 vil være siste året det gis dispensasjon med mindre det oppstår helt ekstraordinære forhold. RME uttalte videre at dispensasjoner i utgangspunktet ikke bør gis over flere år, og pekte på at varige endringer bør skje gjennom endringer i forskriften.

RMEs dispensasjoner til å begrense størrelsen på energileddet ble gitt etter søknad fra flere nettselskap. Nettselskapene ba om dispensasjon som en midlertidig løsning, med ønske om en permanent endring av regelverket og praksis for hvordan energileddet i regional- og transmisjonsnettet beregnes. Flere nettselskap har jobbet med mulige alternative modeller for beregning av energileddet. Etter departementets forståelse har bransjen så langt ikke lyktes med å komme frem til et konkret og omforent forslag.

Nettap og energiledd

Nettap er tap av energi ved transport i strømmettet, som følge av at den elektriske energien omdannes til varme. Nettselskapene må erstatte nettapet ved å kjøpe strøm i markedet. Størrelsen på nettapet avhenger dermed av hvor mye elektrisk energi som går tapt og kraftprisen.

Det skal beregnes energiledd i hvert tilknytnings- og utvekslingspunkt i transmisjons- og regionalnettet. Det skal i tillegg beregnes punktvis energiledd i distribusjonsnettet for tilknytningspunkt med kraftprodusenter med installert effekt større eller lik 1 MW. For øvrige kunder i distribusjonsnettet er det ikke krav om punktvis beregning av energileddet.

For hvert av årene i perioden 2015-2024, var nettapet, målt i kWh, størst i lokalt distribusjonsnett, nest størst i transmisjonsnettet og minst i regionalnettet. Dette skyldes hovedsakelig at det totalt sett er flest kilometer med kraftlinjer og jordkabler i lokalt distribusjonsnett.

Energileddet i regional- og transmisjonsnettet er produktet av gjeldende marginaltapsprosent, kraftpris i budområdet (kr/MWh) og netto uttak/innmating (MWh) i det enkelte tilknytningspunkt time for time. Det skal beregnes marginaltapsprosenter for hvert tilknytningspunkt i nettet, som oppdateres minimum hver uke. Det skal beregnes en marginaltapsprosent for dag og en annen marginaltapsprosent som gjelder for natt og helg.

Marginaltapsprosenten er symmetrisk om null for levering og uttak i hvert enkelt punkt. Det betyr at dersom marginaltapsprosenten i et tilknytningspunkt for eksempel er beregnet til 3 prosent vil innmating i punktet bli fakturert et energiledd med et positivt fortegn (3 pst. multiplisert med kraftpris og kundens innmating) mens uttak vil få et negativt energiledd (3 pst. multiplisert med kraftpris og kundens uttak). Negativt energiledd blir utbetalt til kunden og/eller går til fradrag mot andre poster i nettleien (f.eks. fastleddet).

Formålet med energileddet i transmisjons- og regionalnettet er å synliggjøre kostnadene ved overføring av kraft knyttet til kraftproduksjon og kraftforbruk i ulike deler av nettet, og på den måten bidra til et effektivt kraftsystem. Et effektivt kraftsystem gir i sum lavere nettkostnader. Energileddet er et prissignal som viser hvor i nettet det er hensiktsmessig for kraftsystemet, altså lavest kostnader, forbundet med økt produksjon og forbruk av kraft.

Produsenter som leverer kraft i nettet der det er kraftforbruk, bidrar til å redusere nettap, og får lavere nettleie gjennom lavere energiledd. Kunder som bidrar til økte nettap, må betale for dette gjennom energileddet. Dette kan for eksempel gjelde forbrukskunder som er lokalisert langt unna produksjon. På denne måten bidrar energileddet til en effektiv bruk av strømmettet.

Tekstboks 1: Nettap

3. Gjeldende rett og praksis

Utformingen av tariffer i transmisjons-, regional- og distribusjonsnett, herunder energileddet, er regulert i forskrift for omsetningskonsesjonærer.

Av forskriftens § 14-1 første ledd følger det at energileddet i transmisjons- og regionalnett skal avspeile marginale tapskostnader. Tilsvarende bestemmelse gjelder for innmating for produsenter med installert effekt større eller lik 1 MW, jf. forskriftens § 15-1.

For ordinære uttak i distribusjonsnett er det i forskriftens § 14-2 fjerde ledd krav om at energileddet skal dekke marginale tapskostnader. Energileddet kan i tillegg dekke en andel av nettselskapets øvrige kostnader. Energileddet kan ha et påslag når nettet er høyt belastet. Inntektene fra energileddet kan maksimalt utgjøre 50 prosent av nettselskapets inntekter fra hver kundegruppe. Det er presisert at inntektene fra energileddet likevel kan overstige 50 prosent fram til 31. desember 2026.

Regelverket oppstiller ikke noen øvre grense for kraftprisene eller marginaltapsprosentene som ligger til grunn for beregning av energileddet, utover at marginale tapsprosentene skal beregnes med hensyn til systembelastningen i et samlet nettsystem og en produksjons- og lastsituasjon som er representativ for hvert enkelt tidsavsnitt.

I transmisjonsnettet har Statnett satt en administrativ øvre og nedre grense på marginaltapsprosentene (+/- 15 pst.), og enkelte regional- og distribusjonsnett har videreført en slik grense for sin avregning av energileddet. Marginaltapsprosentene settes basert på prognoser.

Etter forskriften § 18-2 kan reguleringsmyndigheten for energi i særlige tilfeller dispensere fra forskrift og vilkår satt i konsesjoner gitt av Reguleringsmyndigheten for energi i medhold av energiloven.

4. Departementets vurderinger

4.1 Generelt om virkninger av å begrense nivået på energileddet

Et tak på kraftprisen som legges til grunn for beregning av energileddet, vil i hovedsak ha to virkninger.

For det første vil et slikt tak normalt føre til en omfordeling mellom ulike nettkunder². Fordi energileddet beregnes per tilknytningspunkt og skal ha motsatt fortegn for innmating og uttak, vil et tak på kraftprisen både kunne redusere innbetalinger og utbetalinger av energiledd. Enkelte nettkunder har et negativt energiledd og mottar derfor netto innbetaling av energiledd fra nettselskapet. Andre nettkunder har et positivt energiledd og foretar derfor en netto utbetaling av energiledd til nettselskapet. Et tak på kraftprisen vil normalt redusere både innbetalingene som mottas av nettkunder med negativt energiledd og utbetalingene som utføres av nettkunder med positivt energiledd.

For det andre vil nettselskapenes samlede inntekter fra energileddet normalt reduseres, og inntektsbortfallet må kompenseres ved at andre tariffledd økes. Økningen i andre tariffledd vil kun påvirke uttakskunder ettersom fastleddet for innmating ligger fast.³ Økt fastledd for uttak i transmisjonsnettet vil fordeles på nettkunder i hele landet, mens økt fastledd for uttak i regional- og distribusjonsnettet påvirker uttakskunder kun i det aktuelle nettselskapet.

² Med nettkunder menes alle kunder, også nettselskap som er kunde av et overliggende nettselskap.

³ Nivået på innmatingstariffen er regulert av EU-forordning 838/2010 (ITC-forordningen) og har et tak på 1,2 euro per MWh. Nettselskapene kan i tillegg få dekket kostnader knyttet til nettap og systemdrift.

4.2 Virkninger av RMEs dispensasjon for ulike kundegrupper i transmisjonsnettet

Regionale nettselskaper

Regionale nettselskaper viderefører kostnader knyttet til energileddet i transmisjonsnettet til sine kunder, sammen med kostnader forbundet med nettap i eget nett. Ifølge beregninger gjort av Statnett har RMEs dispensasjon samlet sett redusert regionale nettselskapers kostnad til energiledd i transmisjonsnettet i den aktuelle perioden. Samlet sett har særlig regionale nettselskap⁴ i NO1 og NO2 fått redusert sine kostnader gjennom reduserte utbetalinger, mens regionale nettselskap i NO4 samlet sett har fått redusert sine netto inntekter gjennom reduserte innbetalinger.⁵

Sluttkunder direkte tilknyttet transmisjonsnettet

For sluttkunder som er direkte tilknyttet transmisjonsnettet finner Statnett i hovedsak tilsvarende virkninger som for regionale nettselskaper, det vil si at RMEs dispensasjon samlet sett har ført til en reduksjon i utbetalinger av energiledd fra denne kundegruppen til Statnett. I NO1, NO2 og NO5 har sluttkunder direkte tilknyttet transmisjonsnettet i de respektive prisområdene betalt mindre i energiledd til Statnett. For sluttkunder i NO3 og NO4 har taket i sum redusert utbetalinger fra sluttkundene, men i 2025 førte taket til at denne kundegruppen samlet sett har fått reduserte innbetalinger fra Statnett for energileddet.⁶

Produsenter

Mange produsenter har et negativt energiledd, og mottar derfor samlet sett innbetalinger gjennom energileddet fra nettselskapene. Når det settes et tak på kraftprisen som inngår i beregningen, blir disse innbetalingene til kraftprodusenter lavere dersom kraftprisen overstiger taket. Statnetts beregninger viser at denne kundegruppen i budområdene NO1, NO2 og NO5 samlet sett har tapt på at det settes et tak. For enkelte større produsenter som har mange produksjonsanlegg kan et tak utgjøre flere hundretalls millioner kroner i året i tapte innbetalinger. På den andre siden har produsentene i NO3 og NO4 i perioden samlet sett fått titalls millioner kroner i reduserte utbetalinger av energiledd, og dermed fått reduserte kostnader fra energileddet.⁷

4.3 Vurderinger av behovet for et videreført tak og nivå

Som beskrevet i kapittel 2 har kraftprisene de siste årene vært betydelig høyere og mer volatile enn tidligere. I årene fremover forventer departementet at kraftprisene i Norge fortsatt vil kunne variere mer enn det som historisk har vært vanlig. Behovet for kraft øker, og kraftsystemet får stadig større innslag av væravhengig kraftproduksjon. Dette gjør at skiftende værforhold i Norge

⁴ Det kan i noen tilfeller være avvik fra den generelle trenden om man ser på enkeltmåneder og enkelte utvekslingspunkt..

⁵ Det kan i noen tilfeller være avvik fra den generelle trenden i NO4 om man ser på enkeltmåneder og det regionale nettselskapets enkelte utvekslingspunkt mot transmisjonsnett.

⁶ Det kan i noen tilfeller være avvik fra den generelle trenden om at et tak reduserer absoluttverdien til netto energiledd, dersom man ser på enkeltmåneder og enkelte tilknytningspunkt for den enkelte kunde. Likevel ser det ut til at den generelle trenden også gjelder på enkeltkundenivå om man ser over hele år og inkluderer alle tilknytningspunktene til den aktuelle kunden.

⁷ I 2024 ville imidlertid produsenter i NO3 samlet sett hatt et netto negativt energiledd uten et tak, og har med et tak fått økte samlede nettleiekostnader det året.

og landene rundt oss gir større utslag i kraftprisene. Samtidig fører økt uro i de globale energimarkedene til større usikkerhet om utviklingen i de norske kraftprisene fram i tid. Markedet forventer et fortsatt høyt prisnivå i året som kommer. Departementet vurderer derfor at det fortsatt er behov for en adgang til å begrense energileddet i perioder med høye kraftpriser.

Departementet vurderer at det er naturlig å sette et høyere tak enn nivåene som er blitt lagt til grunn i RMEs dispensasjoner de siste årene (35 øre per kWh i 2022-2025 og 40 øre per kWh i 2026). Departementet vurderer at et tak på 45 øre per kWh gir nettselskapene mulighet til å begrense utslag i nettleien, noe som vil gi forutsigbarhet for nettkundene, samtidig som det ivaretar et pris- og lokaliseringssignal i energileddet.

4.4 Virkninger av et tak på 45 øre per kWh for kunder i transmisjonsnett

Størrelsen på energileddet påvirkes i stor grad av kraftprisutviklingen, og departementet vurderer at dagens regulering, uten et tak, kan gi store utslag for nettkundene i perioder med høye og volatile kraftpriser.

Tabell 1 viser beregnede økonomiske effekter for forskjellige nettkunder av et kraftpristak på 45 øre per kWh (ekskl. mva). Beregningene tar utgangspunkt i faktisk forbruk, produksjon, priser, og kraftflyt i perioden 2023 til 2025. Tallene som vises, er gjennomsnittlige beregnede inn- og utbetalinger for de tre årene. Beregningene viser at et tak på kraftprisen på 45 øre per kWh i perioden samlet sett ville ført til en netto reduksjon av utbetalinger til Statnett fra energileddet i transmisjonsnett, sammenliknet med en situasjon uten et tak. Utfallsrommet vil i virkeligheten variere blant annet som følge av kraftpris og kraftflyt i et gitt år, og nettomottakere av innbetalinger energileddet kan et annet år bli nettoutbetalere, eller motsatt.

For regionale nettselskaper i budområdene NO1, NO2, NO3 og NO5 viser beregninger at et tak på 45 øre per kWh i snitt ville ha ført til reduserte utbetalinger av energiledd til Statnett. I NO4 var energileddet netto negativt i perioden, og beregninger viser at regionale nettselskaper ville ha fått redusert sine netto innbetalinger av energiledd fra Statnett ved et tak på 45 øre per kWh.

For slutt kunder direkte tilknyttet transmisjonsnett ville et tak på 45 øre per kWh ført til en netto reduksjon i utbetalt energiledd til Statnett samlet sett for alle budområder. Det er særlig slutt kunder direkte tilknyttet transmisjonsnett i NO2 som får redusert sine utbetalinger. I budområdene NO3 og NO4 har taket redusert utbetalinger fra slutt kundene direkte tilknyttet transmisjonsnett, men i 2025 førte taket til at denne kundegruppen samlet sett har fått reduserte innbetalinger fra Statnett for energileddet.⁸

For produsenter i NO1, NO2 og NO5, ville et tak på 45 øre per kWh ført til en netto reduksjon i samlede innbetalinger fra energileddet i perioden 2023 til 2025. Dette gjelder særlig produsenter i NO2. Trenden er motsatt i NO4, hvor produsenter uten et tak på kraftprisen ville hatt lavere kostnader fra energileddet. I NO3 ville et tak på 45 øre per kWh redusert kostnaden til energileddet for kraftprodusenter i 2023 og 2025, mens et slikt tak ville økt deres kostnad til

⁸ I 2025 ville slutt kunder i NO3 og NO4 henholdsvis mottatt 18 og 1,59 millioner i innbetalinger fra Statnett hvis spotpris ble benyttet for fakturering av energileddet, mens Statnetts beregninger viser at de henholdsvis hadde mottatt 14 og 1,58 millioner med et tak på 45 øre per kWh. I 2023 og 2024 ville slutt kunder i de to budområdene ha fått redusert sine utbetalinger til Statnett.

energileddet i 2024. Totalt over hele perioden ville produsenter i NO3 hatt levere kostnader fra energiledd.

Tabell 1: Netto inn- og utbetalinger av energiledd i transmisjonsnettet for henholdsvis regionale nettselskap, produsenter og sluttkunder direkte tilknyttet transmisjonsnettet. Med et tak på 45 øre per kWh på kraftprisen som ligger til grunn for beregning av energileddet og uten et tak. Snitteffekter for perioden 2023 til 2025 (mill. kroner). Kilde: Statnett.

Prisområde	Kundegruppe	Uten tak	Tak på 45 øre per kWh	Differanse uten tak og med tak på 45 øre per kWh
NO1**	Regionale nettselskap	686,1	349,1	337,0
	Produsent	-35,8	-17,6	-18,2
NO2	Regionale nettselskap	158,0	77,8	80,2
	Produsent	-1033,2	-535,4	-497,8
	Sluttkunde tilknyttet t-nett	439,4	244,1	195,3
NO3	Regionale nettselskap	55,7	47,5	8,2
	Produsent	4,9	2,5	2,4
	Sluttkunde tilknyttet t-nett	12,4	9,9	2,5
NO4	Regionale nettselskap	-98,4	-76,9	-21,5
	Produsent	332,1	255,4	76,7
	Sluttkunde tilknyttet t-nett	15,8	10,9	4,9
NO5	Regionale nettselskap	129,0	74,1	54,9
	Produsent	-94,6	-63,0	-31,6
	Sluttkunde tilknyttet t-nett	4,8	3,2	1,6

Merknad: Negative tall i de to første kolonnene betyr at kundegruppen samlet sett mottar innbetalinger gjennom energileddet (netto mottaker). Positive tall betyr at kundegruppen samlet sett utbetaler energiledd (netto utbetaler). Tallene gjelder samlet for kundegrupper og utfallet for enkeltkunder kan avvike.

** Negative verdier i denne kolonnen betyr reduserte nettokostnader, mens positive verdier betyr reduserte nettoinntekter.*

*** I NO1 fantes det ingen sluttkunder direkte koblet til transmisjonsnettet.*

4.5 Virkninger av et tak på 45 øre for kunder i regionale- og lokale nettselskap

Departementet har ikke beregninger av de samlede virkningene for kunder i regionale- og lokale nettselskap. Siden det er kraftprisen og fortegnet på marginaltapsprosenten som er mest utslagsgivende, vil de generelle virkningene beskrevet for transmisjonsnettet i stor grad også gjelde for lokale- og regionale nettselskap dersom de velger å begrense energileddet i tråd med forslaget.

I store deler av NO1, NO2 og NO5 har kraftprodusenter i regionalnettet i hovedsak negative energiledd. Dersom de regionale nettselskapene i disse budområdene velger å benytte seg av muligheten til å sette et tak på kraftprisen som ligger til grunn for energileddet, vil produsentene samlet sett få reduserte innbetalinger av energiledd og uttakskunder vil samlet sett få redusert sine utbetalinger av energiledd. Disse virkningene kommer som tillegg til virkningene beskrevet over for transmisjonsnettet. Tilsvarende vil i hovedsak gjelde for lokale nettselskap i disse prisområdene, men det kan være lokale variasjoner i marginaltapene også innenfor de enkelte budområdene.

Departementet ber om mer konkrete innspill fra høringsinstansene om virkningene av taket for kunder og produsenter i lokale- og regionale nettselskap.

4.6 Virkninger av alternative tak på kraftprisen som ligger til grunn for energileddet

Tabell 2 gir en oversikt over effektene i transmisjonsnettet alternative tak på kraftprisen ville hatt i perioden 2023 til 2025. Av tabellen fremkommer det at netto energiledd i perioden 2023-2025 i stor grad avhenger av størrelsen på taket. Jo lavere tak, desto større er reduksjonen i både inn- og utbetaling av energileddet. Det avgjørende for nettoeffekten av et tak er differansen mellom kraftprisene og taket.

Tabell 2: Netto inn- og utbetalinger av energiledd for regionale nettselskap, produsenter og sluttkunder direkte tilknyttet transmisjonsnettet basert på ulike kraftpristak, årlig snitt fra 2023 til 2025 (mill. kroner). Kilde: Statnett.

Budområde	Kundegruppe	Uten tak	Tak på 40 øre per kWh	Tak på 50 øre per kWh	Tak på 60 øre per kWh	Tak på 80 øre per kWh
NO1*	Regionale nettselskap	686,1	313,8	382,6	443,7	536,6
	Produsent	-35,8	-15,7	-19,5	-23,1	-28,3
NO2	Regionale nettselskap	158,0	70,0	85,3	99,1	120,3
	Produsent	-1033,2	-478,6	-589,5	-686,8	-837,6
	Sluttkunde tilknyttet t-nett	439,4	219,2	267,4	308,7	370,2
NO3	Regionale nettselskap	55,7	45,1	49,5	52,2	54,9
	Produsent	4,9	2,5	2,5	2,6	3,0
	Sluttkunde tilknyttet t-nett	12,4	8,9	10,8	12,2	13,4
NO4	Regionale nettselskap	-98,4	-72,9	-80,1	-84,9	-90,8
	Produsent	332,1	241,4	267,0	284,0	304,9
	Sluttkunde tilknyttet t-nett	15,8	10,1	11,6	12,6	13,9
NO5	Regionale nettselskap	129,0	67,2	80,5	91,9	108,1
	Produsent	-94,6	-57,3	-68,1	-76,6	-88,2
	Sluttkunde tilknyttet t-nett	4,8	2,9	3,4	3,8	4,4

Merknad: Negative tall betyr at kundegruppen samlet sett mottar innbetalinger gjennom energileddet (netto mottaker). Positive tall betyr at kundegruppen samlet sett betaler inn energiledd (netto betaler). Tallene gjelder samlet for kundegrupper og ikke enkeltkunder. Basert på snittet av årene i perioden 2023-2025 med ulike nivå på taket på kraftprisen som ligger til grunn for beregningen av energileddet.

* I NO1 finnes det ingen sluttkunder direkte koblet til transmisjonsnettet.

5. Departementets forslag

Departementet vurderer om det fortsatt er behov for en adgang til å begrense energileddet, og ber særlig om innspill på behovet for en videreføring av pristaket for 2027. Departementet vurderer å gi Statnett og regionale nettselskap mulighet til å innføre et tak på kraftprisen som kan legges til grunn ved beregning av energileddet i transmisjons- og regionalnettet.

RMEs dispensasjoner ble gitt for ett år av gangen. Behovet knyttet til adgangen til å begrense energileddet utviklingen av kraftprisene, kraftproduksjonen og energimarkedet, og det er

fornuftig at behovet vurderes jevnlig. Et tak foreslås derfor å gjelde i perioden fra 1. januar 2027 til og med 31. desember 2027.

Departementet foreslår at taket settes til 45 øre per kWh, jf. begrunnelse i kap. 4.3. Forslaget innebærer at nettselskapene kan beregne energileddet med utgangspunkt i en kraftpris på ned til 45 øre per kWh når kraftprisen i budområdet er høyere enn dette nivået. Når kraftprisen i budområdet er lavere enn 45 øre per kWh, skal energileddet beregnes på ordinær måte.

Det foreslås at endringen gjennomføres ved et tillegg i forskrift for omsetningskonsesjonærer § 14-1 første ledd nytt sjette og syvende punktum og § 15-1 nytt tredje ledd. Det legges til grunn at denne særreguleringen går foran dispensasjonsadgangen i § 18-2.

Departementet foreslår samtidig å midlertidig oppheve kravet i forskriften § 14-2 om at energileddet for ordinære uttak i distribusjonsnettene som minimum skal dekke marginale tapskostnader, for perioden 1. januar 2027 til og med 31. desember 2027. Det innebærer at lokale nettselskap har anledning til å sette et lavere energiledd enn det som er nødvendig for å dekke alle marginale tapskostnader.

Forskriftsendringene foreslås med hjemmel i energiloven § 4-1 femte ledd og § 10-6 første ledd.

6. Økonomiske og administrative konsekvenser

6.1 Nettselskapene

Forslaget innebærer at nettselskapene *kan* (men ikke *må*) begrense størrelsen på energileddet. Nettselskapene vil selv kunne vurdere om de ønsker å benytte seg av denne muligheten. I følge RME har de fleste nettselskapene allerede benyttet tak som følge av RMEs dispensasjoner i perioden 2022-2026. Departementet legger til grunn at nettselskapene, også de som tidligere ikke har benyttet et tak, trolig vil kunne sette et tak uten vesentlige administrative konsekvenser.

Beregningene i kap. 4.4 viser at konsekvensene av et tak på 45 øre per kWh avhenger av hvilket budområde nettselskapet ligger i. Et nettselskaps kostnader til energiledd vil også påvirkes av sammensettingen av produksjon og forbruk som er tilknyttet nettselskapet, og kraftpris og kraftflyt i området.

De generelle virkningene av å begrense energileddet i transmisjonsnettene vil i stor grad også gjelde for lokale- og regionale nettselskap dersom de velger å begrense energileddet i tråd med forslaget, jf. kap. 4.5.

Inntektsrammen ligger fast. Reduserte inntekter fra energiledd vil isolert sett føre til at nettselskap må øke fastleddet. Tilsvarende vil en reduksjon av kostnader til energiledd eller økt inntekt fra energiledd bidra til å kunne redusere nettselskapets fastledd.

Forslaget vil ikke påvirke nettselskapenes effektivitet eller avkastning.

6.2 Uttakskunder på alle nettnivå og sluttkunder direkte tilknyttet transmisjonsnettene

Uttakskunder vil kunne oppleve at energileddet i nettleien endres, jf. vurderinger i kap. 4.4 og kap. 4.5. For uttakskunder direkte tilknyttet transmisjonsnett viser beregningene at et tak på 45 øre per kWh ville redusert utbetalinger av energiledd i transmisjonsnettet, særlig i NO2 og NO5. Det er imidlertid noe usikkert hvordan forslaget vil slå ut for uttakskunder i NO3 og NO4, , jf. begrunnelse i kap. 4.4.

I NO1, NO2 og NO5 vil uttakskunder i lokalt distribusjonsnett trolig få redusert nettleie som følge av at deres nettselskap får reduserte kostnader til energiledd overliggende nett. I NO4 vil kostnadene derimot trolig øke, fordi regionale nett forventes å motta mindre innbetaling fra energileddet når det innføres et tak.

Med et tak vil uttakskunder også kunne oppleve en økning i fastleddet i nettleien, ettersom de foreslåtte endringene er ventet å medføre en reduksjon av netto energiledd som innbetales til nettselskapene.

6.3 Produsenter

Kraftprodusenter vil kunne oppleve at energileddet i nettleien endres ved innføring av et tak, jf. vurderinger i kap. 4.4 og 4.5.

Kraftprodusenter i NO1, NO2 og NO5 mottar i mange tilfeller innbetalinger gjennom energileddet. Et tak på 45 øre per kWh vil kunne redusere disse innbetalingene og dermed øke de samlede nettleiekostnadene for produsentene det gjelder. Produsenter som er netto utbetalere av energiledd, vil kunne få redusert sine utbetalinger.⁹ Særlig gjelder dette produsenter i NO4.

For produsenter er det satt et tak på fastleddet for innmating som følge av EUs ICT-forordning (Forordning 838/2010), og fastleddet vil derfor ikke kunne øke på samme måte som for uttakskunder.

6.4 RME

Departementet vurderer at forslaget i liten grad vil ha konsekvenser for RME. Mange nettselskap har siden høsten 2022 praktisert et tak på bakgrunn av RMEs dispensasjonsvedtak. Ifølge RME har ikke vedtaket ikke ført til noen økning i antall uenighetssaker til RME. Etter departementets forståelse vil forslaget heller ikke kreve vesentlige ressurser knyttet til informasjon eller tilsynsvirksomhet. De administrative kostnadene for RME vurderes derfor som ubetydelige.

6.5 Energiklagenemnda

⁹ Det er noe usikkerhet knyttet til virkningene av et tak på 45 øre/kWh for produsentene i NO3 samlet sett. I 2023, 2025 og 2026 ville de fått redusert energileddet de har måttet betale med et slikt tak, mens i 2024 ville de fått redusert utbetalingene de mottok gjennom energileddet.

Departementet vurderer at de foreslåtte endringene vil i liten grad vil påvirke antall saker som bringes inn for Energiklagenemnda, og de administrative kostnadene vurderes derfor som ubetydelige.

6.6 Samfunnsøkonomiske virkninger av et pristak

Uten en midlertidig videreføring av et pristak vil høye og volatile kraftpriser kunne gi store utslag i energileddet. Virkningen av et pristak for nettkundene er først og fremst en omfordeling av kostnader. Aktører med positive energiledd vil kunne få lavere kostnader enn de ville hatt uten et pristak mens aktører med negative energiledd vil kunne få lavere innbetalinger fra nettselskapene, som illustrert med beregninger i tabell 1.

Energileddet i transmisjons og regionalnettet skal i utgangspunktet reflektere marginale tapskostnader. Den viktigste potensielle samfunnsøkonomiske kostnaden av å midlertidig videreføre et pristak er at nettkundene i transmisjons- og regionalnettet ikke blir stilt overfor den fulle marginale kostnaden eller gevinsten de påfører kraftsystemet gjennom endringer i nettap i de timer kraftprisen overstiger pristaket. Avhengig av differansen mellom kraftpris og pristaket vil det kunne gi svakere insentiver til å tilpasse produksjon og forbruk slik at tapene reduseres. På kort sikt er det grunn til å anta at denne virkningen vil være begrenset. Pristaket gjelder bare marginaltapskomponenten i nettтарiffen og de aktuelle nettkundene vil fortsatt stå overfor prissignalene som følger av kraftprisen i kraftavtalen deres, også når denne er vesentlig høyere enn pristaket. Nettkundene vil fortsatt ha insentiver til å redusere forbruket når kraftprisen er høy, selv om prissignalet fra energileddet kan bli svakere med et pristak. Videre legges det til grunn at en produsents produksjonsbeslutning i hovedsak vil være bestemt av kraftprisen og produksjonskostnaden.

På lengre sikt kan et pristak påvirke insentivene til lokalisering og investeringer. Betydningen av dette vil imidlertid avhenge av hvor viktig energileddet er i investerings- og lokaliseringsbeslutninger sammenlignet med blant annet kraftpriser og øvrige tariffledd, tilgang på nettkapasitet, samt alle øvrige faktorer. Forskriften foreslås med varighet ut 2027, og det legges til grunn at de langsiktige virkningene av forslaget vil være små.

7. Merknader til forslag til forskriftsbestemmelser

7.1 Merknader til forslag til endringer i forskrift for omsetningskonsesjonærer

Til § 14-1 Utforming av tariffer for ordinære uttak i transmisjons- og regionalnett

Ordlyden i første ledd er endret slik at nettselskapene i transmisjons- og regionalnettet gis anledning til å fastsette et tak på kraftprisen som ligger til grunn for beregningen av energileddet. Adgangen til å sette et tak inntre når kraftprisen overstiger 45 øre per kWh. Dersom nettselskapet velger å benytte seg av muligheten, kan taket settes til minimum 45 øre per kWh (ekskl. mva.). Dersom nettselskapet benytter seg av et slikt tak, skal det gjelde for alle kundene i nettselskapet. Adgangen til å sette et slikt tak er begrenset til perioden 1. januar 2027 til og med 31. desember 2027.

Til § 14-2 Utforming av tariffer for ordinære uttak i distribusjonsnettet

Det legges til et nytt sjette ledd som midlertidig opphever kravet om at energileddet for ordinære uttak i distribusjonsnettet som minimum skal dekke marginale tapskostnader for perioden 1. januar 2027 til og med 31. desember 2027.

Til § 15-1 Energiledd for innmating

Det er lagt til et nytt tredje ledd som gir nettselskapene en mulighet til å sette et tak på kraftprisen som ligger til grunn for beregningen av energileddet. Dersom det benyttes et tak, kan taket settes til minimum 45 øre per kWh (ekskl. mva.). Dersom nettselskapet benytter seg av et slikt tak, skal det gjelde for alle kundene i nettselskapet. Adgangen til å sette et slikt tak er begrenset til perioden 1. januar 2027 til og med 31. desember 2027.

Forslag til endring i forskrift for omsetningskonsesjonærer

I forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om tariffer og rapporteringsplikt for omsetningskonsesjonærer (forskrift for omsetningskonsesjonærer) gjøres følgende endringer:

§ 14-1 første ledd skal lyde:

I transmisjons- og regionalnett skal energileddet avspeile marginale tapskostnader. Energileddet skal være referert til de enkelte tilknytningspunkter og skal tidsdifferensieres. Tidsdifferensieringen skal minimum være ukentlig med en sats for dag og en annen sats som gjelder både natt og helg. Marginale tapsprosenten skal beregnes med hensyn til systembelastningen i et samlet nettsystem og en produksjons- og lastsituasjon som er representativ for hvert enkelt tidsavsnitt. Tapsprosenten for henholdsvis uttak og innmating skal ha samme absoluttverdi, men motsatt fortegn. *Dersom kraftprisen overstiger 45 øre per kWh (ekskl. mva.) kan nettselskapet, ved beregningen av energileddet, likevel legge en kraftpris på minimum 45 øre per kWh (ekskl. mva.) til grunn. Foregående punktum gjelder fra og med 1. januar 2027 til og med 31. desember 2027.*

Det legges til et nytt sjette ledd i § 14-2, som skal lyde:

Kravet om at energileddet som minimum skal dekke marginale tapskostnader gjelder ikke for perioden 1. januar 2027 til og med 31. desember 2027.

Det legges til et nytt tredje ledd i § 15-1, som skal lyde:

Dersom kraftprisen overstiger 45 øre per kWh (ekskl. mva.) kan nettselskapet, ved beregningen av energileddet, likevel legge en kraftpris på minimum 45 øre per kWh (ekskl. mva.) til grunn. Foregående punktum gjelder fra og med 1. januar 2027 til og med 31. desember 2027.