

Norges vassdrags- og energidirektoratet
nve@nve.no
Referanse: 2-2017

Vår ref.: Arvid Bekjorden

Vår dato: 14.08.2017

Høringsvar fra Distriktsenergi til NVE om vurderingen av NVEs referanserente

Distriktsenergi representerer 66 lokale energiverk i Norge. Med dette følger våre innspill til den utsendte høringsrapporten.

Innledning og konklusjon

Distriktsenergi mener at dagens metodikk og faste parametere i selve metodikken ikke bør endres. Et unntak gjelder fastsettelsen av bransjespesifikk kredittpremie.

Hvert femte år vurderer NVE parameterne som legges til grunn i fastsettelsen av referanserenten for nettbransjen. Siste gjennomgang ble gjennomført i 2012, og modellen ble endret med virkning fra 2013.

I første halvdel av 2017 fikk NVE to konsultentselskaper til å vurdere om utviklingen i finansmarkedene de siste fem år gir grunnlag for å justere enkelte parametere i dagens metodikk. Rapporten (NVE, 2-2017) konsulentene utarbeidet, konkluderer med at det kan være grunnlag for å endre på dagens referanserente.

Siste gang modellen ble vurdert, medførte endrede markedsforhold et behov for å justere enkelte av parameterne for å bidra til at nettselskapene kunne få gjennomført nødvendige investeringer, samt gi en mer langsiktig og stabil forventning til egenkapitalavkastning. Et viktig moment var at *«volatilitet i forbindelse med spesielle og kortvarige hendelser, som kriser, ikke nødvendigvis bør reflekteres i referanserenten»*¹.

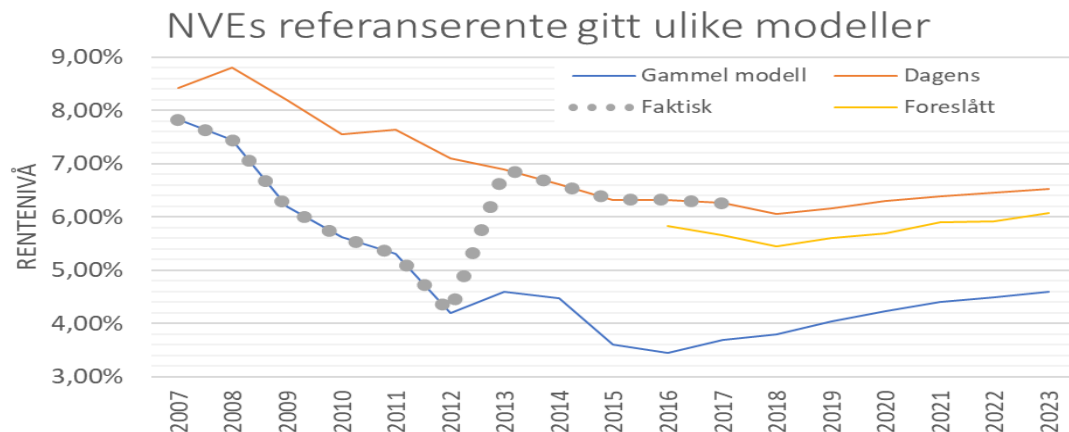
Distriktsenergi mener at argumentene fra 2012 fortsatt er gyldige. Bransjen må fortsatt investere stort de kommende årene i AMS-målere, digitalisering, fornyelse av strømnettet, samt økte myndighetskrav fordrer dette. De finansielle markedene er fortsatt i en spesiell situasjon etter finanskrisen og det er også i dag nødvendig med langsiktig og stabil forventning knyttet til avkastning på egenkapital. Vi minner om at bransjen har en tidshorison på mange av investeringene langt utover NVEs 5 års perioder med vurdering av NVE renten. Med bakgrunn i disse momentene mener Distriktsenergi at dagens metodikk og faste parametere i selve metodikken ikke bør endres. Et unntak gjelder fastsettelsen av bransjespesifikk kredittpremie, der Distriktsenergi ser behovet for et nytt grunnlag.

¹ NVEs høringsdokument 1-2012.

Øvrige merknader

I følgende avsnitt beskriver vi vårt syn på parameterne som inngår i fastsettelsen av NVEs referanserente.

I figuren under viser vi hva NVEs referanserente² hadde vært og kan være, gitt ulike modeller, herunder, dagens modell, modellen som var på plass før 2012, den foreslåtte modellen og hva renten faktisk har vært.



Nivået på den nøytrale realrenten bør ikke justeres

I dagens metodikk er den nøytrale realrenten fastsatt til 2,5 prosent. Konsulentene som laget rapporten som er sendt på høring, anbefaler å justere den nøytrale realrenten ned til 1 prosent. Samtidig understreker konsulentene at de ikke tok hensyn til momenter som taler for at renten ikke skal settes for lavt. Dette for å unngå at investeringsaktiviteten strupes.

Distriktsenergi viser til følgende momenter som taler for at den nøytrale realrenten ikke bør reduseres fra dagens nivå:

- Distriktsenergi ser at mye tyder på at den nøytrale realrenten har falt noe siden 2012. Imidlertid er nivåene på nøytrale realrenter i Norge og Europa historisk lave. Økonomien er på vei opp i flere land, for eksempel i USA (styringsrenten ble satt opp flere ganger de siste månedene), i Europa og også i Norge. Norges Bank forventer at styringsrenten i Norge vil øke frem til 2022, som er et tegn på at økonomien er på riktig vei. Dersom økonomien har nådd bunnen, er det sannsynlig at å fastsette den nøytrale realrenten med utgangspunkt i dagens marked, vil medføre at den må skrus opp igjen i horisonten 2020-2022. Dette for å unngå at referanserenten ligger under det markedet tilsier.
- Frem til 2022-2025 må bransjen reinvestere i strømmettet, investere i AMS-målere, digitalisere, gjennomføre nødvendige investeringer for å utnytte smarte målerne og bidra til avkarbonisering av økonomien, blant annet elektrifisering av transportsektoren. Siden bransjen investerer for de neste 40-80 år, er det uheldig å skru ned den nøytrale realrenten, basert på kortsiktige signaler i dagens finansmarkeder.
- Konsulentene viser til ulike data for å begrunne at realrenten bør reduseres, blant annet figur 4. Hvis implisitte nominelle renter er et sted mellom 0,6 og 2 prosent, ligger Norge i øverste delen. Det samme gjelder styringsrenten, eller ti års statsrente, som ligger ca. 1 – 1,5 prosent over det Tyskland har. Selv om utviklingen internasjonalt påvirker Norge, er det feil å legge til

² Figuren er basert på data fra NVE, og en analyse utarbeidet av Rann AS.

grunn snittverdier ved fastsettelsen av den nøytrale realrenten, siden Norge trolig ligger over snittet.

Oppsummert for realrenten konkluderer vi med følgende:

Den senere tids historiske utvikling kan kanskje indikere at den nøytrale realrenten kan settes ned. Imidlertid kan dagens situasjon være kortvarig og spesiell og bransjen må investere nå og har et langsiktig tidsperspektiv. Dette må være en viktig grunn til ikke å endre på dagens nivå på den nøytrale realrenten.

Nivået på markedspremien bør ikke justeres, med mindre nivået på den nøytrale referanserenten reduseres

I dagens metodikk er markedspremien fastsatt til 5 prosent. Konsulentene anbefaler å skru opp markedspremien til 5,6 – 5,7 prosent, basert på utviklingen i implisitt markedspremie og observert faktisk avkastning.

Et argument for å beholde den nøytrale realrenten urørt, er at bransjen trenger langsiktige og stabile forventninger knyttet til avkastning på investert kapital. Dersom dette legges til grunn for den nøytrale realrenten, bør ikke markedspremien justeres ut fra kortsiktige signaler fra markedet. Distriktsenergi anbefaler dermed at den nøytrale realrenten beholdes på 2,5 prosent og at markedspremien beholdes på 5 prosent.

Et ekstra argument for å redusere verken realrenten eller markedspremien, er at den andel av referanserenten som dekker EK-leddet allerede er blitt redusert med 4 prosent på grunn av lavere skattesats (fra 28 prosent til 25 prosent). Gitt uendret G vekt (per i dag 60 prosent) og uendrede andre faktorer tilsvarer dette allerede en reduksjon på 2 prosent i den totale NVE referanserenten. Et eksempel vises i tabellen under.

$$r = (1 - G) \times \left[\frac{Rf + Infl + \beta_e \times MP}{1 - s} \right] + G \times (Swap + KP)$$

	2013	2017	Δ
EK avkastningsledd før skattejustering (eksempel)	9,3 %	9,3 %	
Skatt (s)	28 %	25 %	
1 / 1-s	1,39	1,33	
EK avkastningsledd etter skatt justering	13 %	12 %	- 4 %

Nivået på beta bør beholdes på dagens nivå

I dagens metodikk er bransjens egenkapitalbeta fastsatt til 0,875. Konsulentene finner ikke sterke argumenter for å endre denne. Distriktsenergi har ingen kommentar knyttet til bransjens egenkapitalbeta.

Referanse for rentekostnaden bør ikke baseres på NIBOR fremfor 5-årig swaprente

I dagens metodikk legges det til grunn et årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente hos to av de største bankene i Norge. Konsulentene anbefaler å bytte til NIBOR, basert på en mistanke om at «*hovedtyngden av lån i kraftsektoren er basert på flytende rente*». Denne antagelsen er vel i høyeste grad en antagelse.

En spørreundersøkelse blant våre medlemmer viser at enkelte nettselskaper har lån med flytende rente NIBOR 3 måneder, mens mange bruker en portefølje av banklån, ansvarlig lån, fastlån, NIBOR 6 måneder eller lån med rente som tilsvarer 10 års swaprente, i tillegg til, eller i stedet for NIBOR 3 måneder. I snitt har selskapene en rentesikringslengde rundt ca. 5 år. Et bytte av referansen fra 5 år swaprente til NIBOR vil derfor ikke bare redusere investeringskapasitet fremover (gitt en normal stigende rentekurve), men også vesentlig avvike fra selskapenes reelle rentekostnad inkludert effekt av rentesikring og/eller finansieringsstrategi.

Det er grunn til å tro at finansiering av infrastruktur i større grad enn tidligere vil komme fra kapitalmarked, og derigjennom obligasjonsmarkedet. Grunnen til dette er de krav til kapital (Basel III) bankene har fra myndighetene går i favør av kortere finansiering. Andre investorer (som f.eks. livselskap) favoriseres imidlertid for lange infrastrukturinvesteringer. Slike obligasjonslån har gjerne fast rente. En tommelfingerregel er at obligasjoner med lengre løpetid en 5 år har fast rente, mens kortere lån har (kan ha) flytende rente. Man kan med andre ord argumentere for at det er langsiktig mer riktig med en fast, lang rente som en referanse for investeringer med lang løpetid (40-80 år).

Distriktsenergi er derfor imot at 5-års swaprente erstattes med NIBOR 3 måneder eller 6 måneder.

Metode for fastsettelse av bransjespesifikk kredittpremie må justeres. Det er imidlertid ikke åpenbart at konsulentenes forslag er egnet.

I dagens metodikk fremkommer bransjens spesifikke kredittisikopremie av spreaden mellom 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter, beregnet av to av de største bankene i Norge. Konsulentene anbefaler en kredittpremie linket til 5-års obligasjoner for Statnett pluss et fast påslag på 0,3 prosent. En viktig begrunnelse for anbefalingen er at det finnes behov for å utvikle en annen tilnærming til å fastsette kredittpremien enn dagens, siden bankene sluttet å publisere de størrelser som NVE legger til grunn i dagens metodikk.

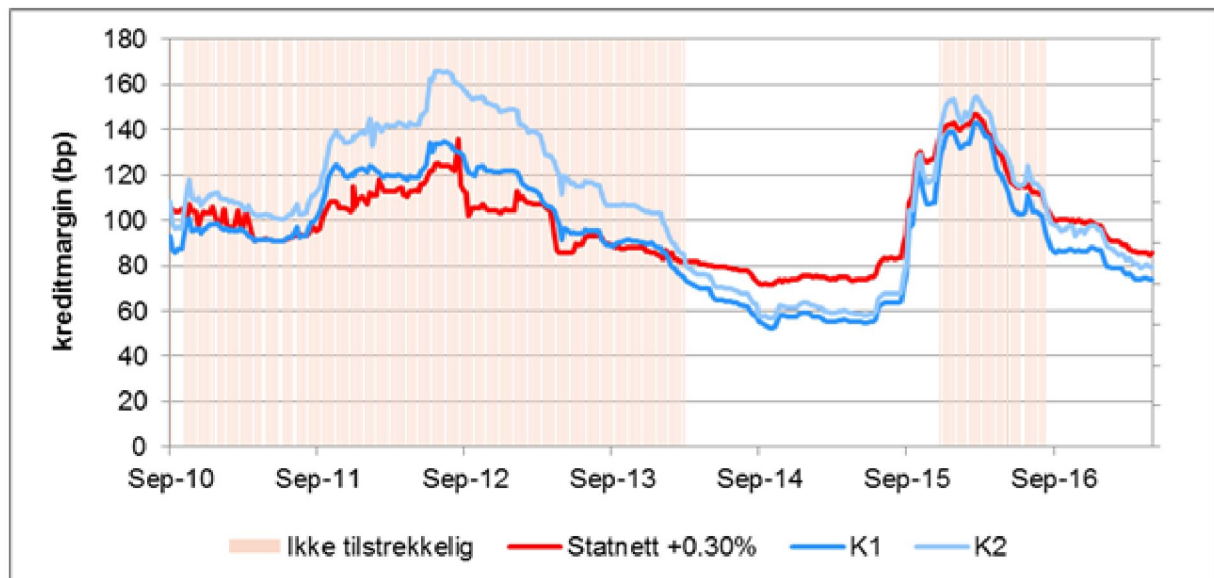
Konsulentene vurderer to muligheter, enten å benytte kraftkurver fra Nordic Bond Pricing (NBP), eller Statnetts kredittpremie med et påslag. Det frarådes å bruke kraftkurvene, på grunn av at energiselskaper som ikke er rene nettselskaper inngår i kurvene, endringer i kurvene over tid, og at bruk av kurvene vil fordre et kundeforhold mellom NVE og NBP. Derfor anbefaler konsulentene å bruke Statnetts kredittpremie med et fast påslag på 0,3 prosent. Påslaget er i nedre del av spennet for kredittpremie for selskaper i kraftkurvene, noe som begrunnes med at nettselskaper er monopolvirksomhet med lav risiko.

Distriktsenergi understreker at Statnett reguleres på en annen måte enn andre nettselskaper i Norge. Mens Statnetts effektivitet i inntektsrammemodellen er blitt fastsatt til 100 % det siste tiåret, opplever nettselskapene mye mer variasjon i reguleringsmodellen og målt effektivitet. Dersom NVE

skulle bestemme seg for å ta i bruk NIBOR 3-mnd (rentekostnader i gjeldsleddet) og Statnetts risikopremie med fast påslag (kredittpremie), mener vi at påslaget bør settes på et høyere nivå enn det konsulentene anbefaler.

En undersøkelse blant våre medlemmer viser at medlemmene betaler en rente på 2,66 prosent (uveid gjennomsnitt), mens konsulentenes forslag på NIBOR 3 mnd. og Statnetts kredittpremie plus påslag gir en forventet rente som ligger ca. 0,6 prosent lavere. Dette er trolig for lavt for $\frac{3}{4}$ av våre medlemmer, noe som skyldes at mange av våre medlemmer også forsikrer seg med faste renter på deler av låneporteføljen. Distriktsenergi mener derfor at det bør identifiseres en ny metodikk som er mer i tråd med hva bransjen opplever i praksis.

Grafen under viser at forslaget hadde historisk sett ikke alltid vært tilstrekkelig til å dekke den observerte kredittpremien for de mest kredittverdige kraftselskapene utenom Statnett og Statkraft. I tillegg vil trolig markedet for lavere ratede obligasjoner være mer utsatt for prisoppgang i et volatilt marked enn offisielt (og høyt) ratede obligasjoner som Statnett. Dette kan føre til at selskapene ikke vil bli godt nok kompensert ved en spread utgang i obligasjonsmarkedet. Dette kan observeres i grafen under.



Påstanden i notatet at risikoen for monopolvirksomheter er lav, er en tilnærming Distriktsenergi ikke lenger deler.

Tradisjonelt har det vært slik, men når en ser inn i krystallkula framover i tid, så vil den teknologiske utviklingen på sluttbrukersiden med nye effektkrevende forbruksartikler og nye både regulerte og uregulerte lønnsomme produksjonskilder bidra til å etablere en helt ny kapasitets- og kvalitetsutfordring for nettet. I forhold til at nettinvesteringer er svært langsiktige og den tekniske utviklingstakten vil øke vesentlig, vil også risikoen øke. Aldri før har en heller sett at det vil bli enklere for kunder å kunne koble seg vekk fra nettet eller redusere nettkostnadene sine ved å kunne velge andre lønnsomme alternativer. Blant annet bidrar Statnetts store nettinvesteringer til å øke nettkostnadene og importere kraft med høyere priser samtidig som alternative løsninger på sluttkundesiden blir billigere. Og for kunden så er det summen av kraftpris og nettleie som har betydning for kundens valg av alternativer.

Det er også slik at det er nettselskapene som står ansvarlig for innbetaling av forbruksavgift. Denne refunderes ikke nettselskapet selv om kunden ikke betaler. Så her vil Distriktsenergi anta at risikoen er varierende ut fra hva slags slutt kunder de forskjellige nettselskapene har, og at risikoen er størst for kunder med lavspenleveranser. I denne sammenheng nevnes også at Norge i motsetning til de øvrige Europeiske landene som benytte 400 V 3-fase, har en overveiende del 230 V 3-fase. Vi har blant annet sett at elbil ladere har vært konstruert for tilpasning til resten av Europa med enten 400 V 3-fase eller 230 V 1-fase, hvorav den siste da stort sett blir alternativet i Norge. For disse 2 leveringsalternativene er det en kapasitetsforskjell på 3 ganger. Så en kan en se for seg at nye forbruksartikler med større effektbehov også vil øke investeringspresset på raskere overgang fra 230 V 3-fase til 400 V 3-fase forsyning også i Norge.

Til sist må en ikke glemme at NVEs regulering for øvrig stadig strammer seg til. De siste års endringer i DEA modellen (spesielt i 2013) har bidratt til at selskaper med større ulikheter ikke blir kompensert for, og den tidligere minimumsavkastningen blir senket (2014) og nå til sist kravet om selskapsmessig og funksjonelt skille (2021). NVE har også etter det Distriktsenergi til vurdering å fjerne minimumsavkastningen helt.

Siden mange av endringene kommer til å ha størst innvirkning på slutt kunder knyttet til lavspennettet og distribusjonsverkene, vil også risikoen for disse selskapene være størst. På høyere nettnivåer vil det være mye større grad av sammenlagring.

Dette bør også gjøre seg gjeldende i risikopremien.

Optimal gjeldsandel bør ikke endres

I dagens metodikk brukes en fast gjeldsandel fastsatt til 60 prosent. Konsulentene anbefaler ikke å endre på gjeldsandelen. Distriktsenergi er enig i at gjeldsandelen ikke bør endres.

Dersom NVE ønsker en nærmere redegjørelse for våre synspunkter, stiller vi naturligvis opp på et møte i den anledning.

Vennlig hilsen

Distriktsenergi



Knut Lockert

Daglig leder