

Tariffering av små vannkraftverk

Ivar Wangensteen

Juni 2001

**SINTEF Energiforskning AS**

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

<http://www.energy.sintef.no>

Foretaksregisteret:
NO 939 350 675 MVA

TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

Tariffering av små vannkraftverk

SAKSBEARBEIDER(E)

Ivar Wangensteen

OPPDRAGSGIVER(E)

EBL Kompetanse

TR NR. TR A5448	DATO 2001-06-21	OPPDRAGSGIVER(E)S REF. Terje Myhr	PROSJEKTNR. 11X160.63
ELEKTRONISK ARKIVKODE 010621be13025		PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.) Helle Grønli	GRADERING Åpen
ISBN NR. 82-594-2088-0	RAPPORTTYPE	FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.) Nils Flatabø	OPPLAG SIDER 17
AVDELING Kraftproduksjon og marked	BESØKSADRESSE Sem Sælands vei 11	LOKAL TELEFAKS 73 59 72 50	

RESULTAT (sammendrag)

I denne rapporten drøftes tariffer og regelverk som har betydning for tilknytning av små vannkraftstasjoner til nettet. Som en oppsummering av det som er sagt i rapporten og som en anbefaling av hva det bør arbeides videre med, kan følgende framheves:

1. De reglene som gjelder for anleggsbidrag er uklare når de skal anvendes på produksjon. Slik det er rimelig å fortolke reglene virker de ugunstig i kombinasjon med dagens inntektsreguleringsformel. Det trengs en revisjon/presisering dersom dagens reguleringsformel for inntektstak skal beholdes. Dersom ny formel (basert på nytilknytninger som reguleringsparameter) blir innført, vil det virke noe bedre, men fortsatt er dette et spørsmål det bør arbeides videre med.
2. Reglene for tariffering bør også bearbeides videre med tanke på lokal produksjon. Det er mye som tyder på at innmatingstariffene i sentralnettet vil reduseres (ytterligere) og det har føringer på tariffene også i fordelingsnettet. Bakgrunnen for dagens regler er bl. a. et ønske om å unngå krysssubsidiering. Dette er sannsynligvis lite relevant for små vannkraftverk. Men også av andre grunner (for eksempel fordi inntektsreguleringen har innvirkning på tarifferingen) er det ønskelig med nærmere utredning om tariffer for innmating fra småkraftverk.
3. Marginale tapsledd kan beregnes i dag, men det er trolig litt for komplisert for de fleste små fordelingsverk. Det kan være ønskelig å utarbeide forenklete prosedyrer (sjablontall) som for eksempel kan innarbeides i Planboken (SINTEF Energiforskning Planleggingsbok for kraftnett) slik at verkene kan gjøre overslagsberegninger som er gode nok for dette formålet.
4. Når det gjelder reaktiv effekt ser det ikke ut til å være spesielle utredningsbehov.

STIKKORD

EGENVALGTE	Distribuert produksjon	Anleggsbidrag
	Tariffer	Inntektsregulering

INNHALDSFORTEGNELSE

	Side
1	INNLEDNING3
2	GJELDENE REGELVERK3
3	ANLEGGSBIDRAG10
4	DE ENKELTE TARIFFLEDD12
5	BEREGNING AV MARGINALTAP13
6	REAKTIV EFFEKT14
7	KONKLUSJONER/VIDERE ARBEID15
8	REFERANSER16

1 INNLEDNING

Tilknytning av ny produksjon kan til en viss grad sammenlignes med tilknytning av sluttbrukere. Normalt vil tilknytning av en generator gi større investering enn tilknytning av en sluttbruker, men for små vannkraftverk vil ikke det nødvendigvis være tilfelle.

Det regelverket som gjelder for tariffing og inntektsregulering i distribusjonsnettet er i hovedsak utformet med tanke på sluttbrukere. I denne rapporten gjennomgås det hvordan regelverket slår ut (i den grad det er klart hvordan reglene skal fortolkes), i hvor stor grad det trengs presiseringer eller tilleggsregler og i hvor stor grad det kan være aktuelt å endre gjeldende regelverk for å kunne innpasse små vannkraftverk på en rasjonell måte.

2 GJELDENE REGELVERK

Det regelverket som gjelder er gitt av Energiloven, departementets Energilovsforskrifter, NVEs Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og overføringstariffer og til sist Enfos (nåværende EBLs) Veileder. Det siste er som navnet antyder bare veiledende mens de tre første bindende.

Nedenfor gjengis de paragrafene som antas å ha relevans for de problemstillingene som drøftes i denne rapporten. (Sitater markeres med *kursiv*). Sitatene er hentet fra gjeldende regelverk (pr. 01.01. 2001). De endringen som eventuelt vil komme i 2002 er ikke berørt her.

Energiloven

§ 1-2. (Formål)

Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.

Kap. 3. Elektriske anlegg

§ 3-1. (Konsesjon på anlegg)

Anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi med høy spenning, kan ikke bygges eller drives uten konsesjon. Det samme gjelder ombygging eller utvidelse av bestående anlegg.

Kongen fastsetter hvor høy spenningen for et elektrisk anlegg skal være for at denne bestemmelse får anvendelse.

§ 3-2. (Områdekonsesjon)

Innen et område kan konsesjon gis for bygging og drift av anlegg for fordeling av elektrisk energi med spenning opp til et nivå som fastsettes av Kongen.

§ 3-3. (Leveringsplikt)

Den som gis områdekonsesjon etter § 3-2 skal levere elektrisk energi eller varmeenergi til abonnentene innenfor det geografiske området konsesjonen gjelder for.

Det kan fastsettes vilkår om leveringskvalitet. Konsesjonæren plikter å informere abonnentene om den leveringskvalitet som kan påregnes i området.

Departementet kan dispensere fra leveringsplikten når særlige grunner tilsier det.

Departementet kan sette i verk rasjonering når ekstraordinære forhold tilsier det.

Energiloven er oppe til revisjon, men det høringsutkastet som har vært ute, tyder ikke på at den blir forandret på områder som har betydning for det som diskuteres her.

OEDs Forskrifter til Energiloven

§ 3-1. Konsesjonsplikt for elektriske anlegg

(Jfr. lovens § 3-1)

Konsesjonspliktige elektriske anlegg etter lovens § 3-1 er anlegg med spenning over 1000 volt vekselstrøm /1500 volt likestrøm.

§ 3-5. Områdekonsesjon

(Jfr. lovens § 3-2)

Områdekonsesjon kan gis for bygging og drift av fordelingsanlegg med nominell spenning opp til og med 22 kV. For fordelingsverk med utstrakt bruk av anlegg med høyere spenning kan områdekonsesjon gis for kablede anlegg og utvidelser i bestående transformator- og koplingsstasjoner med nominell spenning opp til og med 132 kV.

§ 3-7. Vilkår for områdekonsesjon

a) Energiøkonomisering (Jfr. lovens § 3-4)

Konsesjonæren skal medvirke til effektiv utnyttelse av energiressursene gjennom nøytral informasjon og veiledning om enøk til energibrukerne i konsesjonsområdet.

b) Leveringskvalitet

(Jfr. lovens § 3-3)

Konsesjonæren skal tilby kunden den leveringskvalitet som er fastsatt i normer gitt av Norges vassdrags- og energidirektorat. Konsesjonæren og kunden kan inngå avtale om en annen leveringskvalitet.

NVEs Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og overføringstariffer.

Kapittel 13. Generelt om overføringstariffer

§ 13-2. Alminnelige regler for tariffing

Overføringstariffene for uttak og innmating av kraft skal utarbeides etter følgende grunnstruktur:

- a) bruksavhengige tariffledd som varierer med kundens løpende uttak eller innmating av energi.
- b) andre tariffledd som ikke varierer med kundens løpende uttak eller innmating av energi.

§ 13-3. Bruksavhengige tariffledd

Bruksavhengige tariffledd består av energiledd og kapasitetsledd.

Energileddet skal som hovedregel fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader i nettet.

Nettselskapene kan fastsette kapasitetsledd slik at det skapes balanse mellom overføringsbehov og nettkapasitet. Kapasitetsleddet kan benyttes når overføringsbehovet overstiger kapasiteten i nettet.

§ 13-4. Andre tariffledd

Andre tariffledd består av fastledd (fast beløp i avregningsperioden) og tariffledd relatert til målt eller installert effekt. Disse tariffleddene skal dekke de nettkostnader som ikke dekkes gjennom energileddet og eventuelle kapasitetsledd.

Kapittel 16. Praktisk utforming av tariff for innmating fra produksjon.

§ 16-1. Energileddet

Energileddet for innmating skal avspeile de marginale tapskostnader i nettet ved innmating i tilknytningspunktet. § 12-1 første ledd gjelder tilsvarende.

§ 16-2. Andre tariffledd

Sentralnettets innmatingstariffer skal være retningsgivende for andre tariffledd ved innmating i regional- og distribusjonsnett.

Avregnet mengde skal være kraftverkets tilgjengelige vintereffekt. For kraftverk med kort brukstid kan likevel effektgrunnlaget settes lavere. For kraftverk med lavere brukstid enn 3.000 timer kan effektgrunnlaget beregnes som midlere årsproduksjon de siste 10 år dividert med 3.000 timer. For mindre kraftverk uten reguleringsmulighet (kraftverk med installert ytelse mindre enn 1 MW) skal effektgrunnlaget referere seg til målt effektbelastning under nettets høylastperiode. Laveste effektgrunnlag skal for disse være 30 prosent av installert effekt.

Kapittel 17. Andre tariffbestemmelser

§ 17-1. Produksjonsrelaterte nettanlegg

Kostnadene ved produksjonsrelaterte nettanlegg skal dekkes av produsenten og ikke inngå i tariffgrunnlaget for ordinære uttak. Med produksjonsrelaterte nettanlegg menes kraftledninger og andre nettanlegg der krafttransporten skjer enveis fra kraftverket til nærmeste utvekslingspunkt i nettet, og som ikke er i bruk når kraftverket er ute av drift.

§ 17-2. Reaktiv effekt

Nettselskapene har enerett på salg av reaktiv effekt fra sitt nett.

Prisen på reaktiv effekt skal baseres på de kostnader uttak av reaktiv effekt fra nettet påfører nettselskapet.

Nettselskapene kan sette en grense for maksimalt tillatt uttak av reaktiv effekt. Kostnader for uttak under denne grense skal inngå i de generelle overføringstariffene. Uttak over denne grense avregnes etter en egen tariff for reaktiv effekt.

§ 17-3. Tilknytningsgebyr

Tilknytningsgebyr kan benyttes ved tilknytning av nytt anlegg eller ved oppdimensjonering av en eksisterende tilknytning.

Tilknytningsgebyret skal være generelt og pålegges alle nye tilknytninger i nettet.

Tilknytningsgebyret kan differensieres etter overbelastningsvern (sikringsstørrelse).

Tilknytningsgebyret skal ikke settes høyere enn det som anses å være nødvendige kostnader ved tilknytning av en kunde med den aktuelle sikringsstørrelse.

§ 17-4. Anleggsbidrag

Nettselskapene kan fastsette og innkreve anleggsbidrag når anleggskostnadene ved å knytte nye kunder til nettet eller ved å forsterke nettet til eksisterende kunder er høye i forhold til nåverdien av de økte inntekter for nettselskapet som følger av disse investeringene.

Anleggsbidrag ved forsterkning av en tilknytning kan beregnes når kunden krever økt kapasitet eller kvalitet som utløser behov for forsterkning. Anleggsbidraget skal beregnes ut fra kostnadene som følger av kundens tilknytning til nettet.

Ved investeringer i maskete nett kan anleggsbidrag kun fastsettes i ekstraordinære tilfeller.

For tilknytninger i distribusjonsnettet gjelder spesielt at anleggsbidraget maksimalt kan settes til anleggskostnad for anlegget minus tilknytningsgebyr og verdien av kundens bidrag til økt inntektsramme, der:

- anleggskostnad settes lik spesifikke kostnader ved tilknytningen eller forsterkningen, inkl. timeverk for personell, maskiner og utstyr. Det kan gjøres et påslag til dekning av driftskostnader som følger av tilknytningen på inntil 20 prosent av anleggskostnaden. Påslaget skal justeres i forhold til anleggets forventete økonomiske levetid.*
- kundens bidrag til økt inntektsramme fastsettes som nåverdien av: $0,5 X [\text{kundens forventede energiuttak } X (\text{inntektsramme/levert energi})]$*

I beregningen av nåverdi skal det tas utgangspunkt i anleggets forventete økonomiske levetid og 7% realrente. Inntektsrammen for distribusjonsnettet med tilhørende levert energi skal legges til grunn i beregningen.

Den innteksreguleringen som gjelder i dag, vil sannsynligvis forandres fra 2002. Det er overveiende sannsynlig at det fortsatt blir en regulering av inntekt, men mye tyder på at formelen for beregning av inntekten blir forandret. Det er ikke klart hva denne forandringen vil bestå i. SEfAS har gjort utredningsarbeider på dette område (se [3] [4] og [7]), men NVE har ikke tatt endelig beslutning om hvordan de nye reglene skal se ut.

Nærmere om hvordan økning i levert energi, ΔLE , beregnes

Tarifforskriften sier ikke noe om hvordan økningen i inntektsramme skal beregnes. I forgjengeren til Tarifforskriften ”Retningslinjer for inntektsrammer for overføringstariiffene” utgitt i oktober 1997, er imidlertid begrepet endring i levert energi forklart nærmere:

”Levert energi er summen av målt energiuttak til sluttbruker pluss målt utmating til tilgrensende nettnivå (sentral-, regional-, og distribusjonsnett) og tap i eget nett.

En reduksjon av sum målt levert energi til sluttbruker regnes ikke som en negativ økning i levert energi.

Redusert utmating til tilgrensende nettnivå, pr. målepunkt, regnes ikke som negativ økning i levert energi”

Hva som legges i dette er utdypet i notatet ”Oppsummering av høringsuttalelser med NVEs vurderinger” [2]:

”.... Endringen i levert energi for et nettområde kan da beregnes som følger:

$$\Delta LE = \sum_{j=1}^{j=L} \Delta LE_{S,j} + \sum_{i=1}^{i=U} \Delta LE_{l,i} + \Delta tap$$

for alle

$$\Delta LE_{l,i} \geq 0$$

$$\Delta tap \geq 0$$

$$\Delta LE_{S,j}, \sum_{j=1}^{j=L} \Delta LE_{S,j} \geq 0$$

der

ΔLE =endring i levert energi

$\Delta LE_{s,j}$ =endring i levert energi til sluttbruker j

$\Delta LE_{l,i}$ =endring i innmatet energi til tilgrensende nett for utvekslingspunkt i

Δtap =endring i tap”

Som vi ser av dette, vil økt produksjon føre til økt inntekt bare dersom den fører til økt netto levering av energi til sluttbruker, økt utveksling til tilgrensende nett eller økte tap. Som regel vil det ikke være tilfelle. Som regel har innmating av lokal produksjon ingen innvirkning på leveranser til sluttbruker. Det har liten, men sannsynligvis positiv virkning for nett-tapene (mindre tap) og det fører dermed til mindre uttak fra overliggende nett. Innvirkningen på inntektsrammen blir da:

1. Dersom ΔLE på forhånd er positiv, vil den bli litt mindre positiv etter at tilknytningen er realisert, dvs. negativ innvirkning på inntektsrammen.
2. Dersom ΔLE på forhånd er null eller negativ, får det ingen innvirkning på inntektsrammen.

Denne mekanismen vill falle bort dersom antall nytilknytninger erstattet ΔLE som reguleringsparameter. SEfAS har foreslått en slik omlegging, eventuelt at både antall nytilknytninger og ΔLE brukes som reguleringsparametere. Se [3].

3 ANLEGGSBIDRAG

Anleggsbidrag brukes dersom kostnaden ved å knytte en ny kunde til nettet er større enn den inntektøkningen som eventuelt følger av den nye kunden.

Det er viktig å merke seg i forbindelse med tilknytning av ny produksjon at inntekts- og kostnadsvirkning i stor grad bestemmes av om nytilknytningen kommer i et underskudds- eller overskuddsområde:

I et overskuddsområde vil ny produksjon gi økt utmatning til tilgrensende nett, dvs. tilknytning av denne produksjonsenheten vil gi nettselskapet en økt inntektsramme tilsvarende forventet produksjon multiplisert med 0,5. I tillegg kommer eventuelle virkninger på tapene. Dette er imidlertid ikke det normale. Det normale er underskudd og da vil ny produksjon gi redusert uttak fra tilgrensende nett (med mindre forventet produksjon fra tilknytningen overstiger det kvantum som i dag mates inn i området slik at man ender med netto-utmatning som følge av tilknytningen). Dette vil føre til redusert ΔLE og dermed til reduksjon (mindre økning) av inntektstaket.

Som nevnt i punktet foran, vil tilknytning av en liten lokal produsent føre til at inntektsrammen blir mindre eller upåvirket (egentlig at økningen av inntektsrammen blir mindre, eventuelt upåvirket). Dersom ikke nettselskapet skal bli skadelidende, må da hele kostnaden, både investering og fremtidig drift/vedlikehold og eventuelt framtidig inntektstap på grunn av mindre ΔLE , dekkes opp gjennom anleggsbidraget. Gjeldende forskrifter har ingen regler som dekker et slikt tilfelle og det er uklart hvordan forskriftene skal fortolkes. Dersom de fortolkes slik det er antydnet her, fører det til at småprodusenten må betale mye i anleggsbidrag. Det faktum at ΔLE blir mindre enn det ellers ville blitt og påvirker også inntektsrammen. Dette påvirker tariffene og fører til at sluttbrukere til en viss grad vil profitere på det.

Dette er ugunstig med tanke på hvordan en lokal småprodusent påvirker de reelle kostnadene i fordelingsnettet. Bortsett fra den lokale stikkledningen, antas det at virkningen i de fleste tilfeller er positiv med hensyn til nettkostnader (dvs. mindre kostnader). Dersom reguleringen virker slik det er antydnet ovenfor, vil sluttbrukere til en viss grad profitere, men det kommer ikke den nye produsenten til gode.

For å få riktigere og klarere regler for hvordan nytilknytning av småprodusenter skal behandles med hensyn til anleggsbidrag, kan det være aktuelt å endre NVEs forskrifter evt. å gi utfyllende bestemmelser. En løsning er å bruke antall nytilknytninger som reguleringsparameter (som foreslått av SEfAS). Det vil da være naturlig å gi et tillegg i inntekten for en ny produsent på samme måte som en ny forbruker. Det vil i så fall komme til fradrag ved beregningen av anleggsbidrag på samme måte som anleggsbidrag for forbrukere. En annen mulighet (dersom ΔLE beholdes som reguleringsparameter) er å endre reglene for beregning av ΔLE . Dersom innmatingen fra den lokale produsenten legges til innmatingen fra overliggende nett, vil det gi et positivt bidrag til inntektsrammen (forutsatt positiv ΔLE i utgangspunktet). Det ville gi en litt gunstigere virkning enn det dagens regelverk gir.

Ved tilknytning av ny produksjon er det sentrale spørsmålet om nettselskapet får rimelig avkastning av å tilknytte produksjonen. For produksjonsrelaterte nettanlegg gjelder at produsent skal dekke anleggskostnader. Det er derfor kostnader ut over anleggskostnadene som skaper bedriftsøkonomisk risiko. Tilknytning av ny produksjon kan medføre både høyere og lavere driftskostnader, avhengig av hvordan lastsituasjonen er i det området produksjonen knyttes til. I tillegg kan også tilknytningen medføre økt inntektsramme. Spørsmålet er hvorvidt disse forholdene også bør inngå i beregningen av anleggsbidraget. Samfunnsmessig virker dette fornuftig. Produsent ser da nettselskapets kostnad ved å tilknytte produksjon. Dette burde dessuten medføre at det koster mindre å bli knyttet til i underskuddsområder enn i overskuddsområder. Dette vil imidlertid avhenge av inntektsvirkning kontra kostnadsvirkning av tilknytningens påvirkning på energileveransen i området med dagens regulering.

For småskala vannkraftproduksjon kan det være hensiktsmessig å etablere standard beregningsrutiner for anleggsbidraget. Se forøvrig referanse [8].

4 DE ENKELTE TARIFFLEDD

Tariffen består av to ledd: Et variabelt ledd som i prinsipp skal reflektere marginale tapskostnader og et fast ledd (også kalt belastningsuavhengig ledd eller residualledd).

For en produsent er de faste leddet basert på effekt. Det faste leddet skal etter forskriftene for det første minst være like stor som Statnetts tariff for innmating i sentralnettet (forskriftene sier at: ”Sentralnettets innmatingstariffer skal være retningsgivende for andre tariffledd ved innmating i regional- og distribusjonsnett”). For det andre skal det baseres på tilgjengelig vinterproduksjon evt. for mindre anlegg målt produksjon under systemets maksimallast (dog minst 30% av installert kapasitet). Dette betyr at det ikke er aksept fra reguleringsmyndighetenes side for at en produsent som avlaster fordelingsnettet skal nyte godt av dette i form av redusert fastledd.

Det faste leddet er som regel det som økonomisk sett veier tyngst og som, sammen med anleggsbidrag/tilknytningsgebyr, er avgjørende for lønnsomheten av å investere i et småkraftverk (eller et hvilket som helst kraftverk for den saks skyld) og knytte det til nettet.

Det er to forhold som bør utredes nærmere:

For det første gjelder det spørsmålet om innmatingstariff for produsenter generelt. Både SEfAS og ECON har konkludert med anbefalinger om å ta fastleddet bort. I så fall blir regelen om at innmatingstariffen i sentralnettet skal være retningsgivende for innmating i regional- og distribusjonsnett irrelevant. Det betyr i så fall at distribusjonsselskapet får en større frihet i å sette en innmatingstariff etter eget hode.

Det andre som bør utredes er tariffregler for innmating fra småprodusenter. Som nevnt ovenfor vil man få større frihetsgrad dersom innmatingstariffen i sentralnettet faller bort. Men uavhengig av det er det behov for å utrede hvordan tariffing av småprodusenter som knytter seg til i fordelingsnettet skal gjøres. Bl. annet er det behov for å se også dette i relasjon til reglene for inntektsregulering.

Det variable leddet i innmatingstariffen er knyttet til marginaltapene. Den marginale tapsprosenten må beregnes på forhånd. (Mer om det i avsnittet nedenfor). Tariffen blir i neste omgang beregnet ved å multiplisere marginaltapsprosenten med en energipris. For innmating i sentralnettet er den energiprisen som brukes den løpende spotprisen (områdepris). For en småprodusent i distribusjonsnettet vil det være upraktisk å bruke spotpris. Det bør brukes en forhåndsregnet pris. Det er da logisk å bruke samme energipris (for marginaltapskostnadsberegningen) som den som brukes for sluttbrukere.

I tillegg til marginaltapsleddet inkluderes også flaskehalsavgiften (kapasitetsavgiften) som en del av det variable leddet i nett-tariffen. Det er ingen grunn til å ta spesielle hensyn til små vannkraftverk når det gjelder dette leddet.

5 BEREGNING AV MARGINALTAP

Endringer i tap påvirkes av hvordan den nye produksjonen endrer energiflyten i eget nett. Dersom produksjonen tilknyttes et underskuddsområde, vil transporten gjennom nettet kunne reduseres og dermed også tapene. Motsatt vil en tilknytning av ny produksjon i et overskuddsområde kunne føre til økte tap. Viktige forutsetninger for å estimere disse parametrene vil være installert effekt, produsert energi og produksjonskurve som funksjon av tid.

En lokal småprodusent vil påvirke tapene på tre nivåer:

1. *Sentralnettet.* Tapene i sentralnettet antas å bli ivaretatt av den marginaltapsprosenten som beregnes av Statnett.
2. *Distribusjonsnettet.* Tapene i distribusjonsnettet vil normalt bli redusert på grunn av lokal småskalaproduksjon. Hvor stor denne reduksjonen er avhenger av hvordan den lokale produksjonen er fordelt over året. Beregningene kan være kompliserte/ressurskrevende dersom de skal gjøres nøyaktig.
3. *Stikkledningen.* Den radialen som kraftverket er tilknyttet vil gi et visst tap. Beregning av dette er relativt kurant.

Beregning av tap og marginale tap er kurant for en gitt lastsituasjon dersom last- og nettdata er tilgjengelig. Det som volder problem er for det første at det mange steder er problemer med nettdata ute i fordelingsnettet. Et enda større problem er at produksjonsfordelingen fra det aktuelle vannkraftverket over tid ikke er kjent på forhånd og der er ikke kjent hvordan den sammenlagres med den øvrige belastningen. Skal alt dette tas hensyn til, slik at det blir en nøyaktig beregning, blir det et omfattende arbeid som få er i stand til å gjennomføre. Nettselskap som har nødvendig beregningsverktøy (f. eks. NETBAS) kan gjøre slike beregninger på egenhånd dersom de har tilstrekkelig kompetanse og data.

Med den variasjon i arbeidsmengden som er antydnet ovenfor, er det vanskelig å gi noe anslag på kostnad. Det avhenger helt hvor nøyaktige resultater som ønskes.

Det bør kunne utvikles standardprosedyrer (utarbeides nøkkeltall) for å få beregnet tapsvirkningen med akseptabel nøyaktighet uten at det stilles store krav til kompetanse og data.

6 REAKTIV EFFEKT

For reaktiv effekt sier forskriftene at nettselskapet har enerett på kjøp og salg. Det betyr at det ikke er mulig for en aktør som har behov for reaktiv effekt å gå til en vilkårlig leverandør slik han har mulighet for når det gjelder aktiv effekt. Reaktiv effekt leveres av nettselskapet og det er opp til nettselskapet å inkludere dette i nett-tariffen. For alminnelig forsyning blir det vanligvis ikke tatt hensyn til reaktiv effekt i tariffen.

Reaktiv effekt har to virkninger på nettet som kan gjøre det riktig eller relevant for nettselskapet å ta seg betalt (eller betale) for det: For det første fører det til nett-tap når reaktiv effekt må transporteres på nettet og det legger beslag på nettkapasitet. For det andre har det innvirkning på spenningen. Innføring av reaktiv effekt på nettet fører til at spenningen stiger. Uttak av reaktiv effekt fører til lavere spenning.

For små vannkraftverk er det to typer generatorer som kan være aktuelle og disse har helt forskjellige egenskaper når det gjelder reaktiv effekt:

Den ene er asynkronmaskinen som er den enkleste og billigste. Denne typen er vanlig for vindkraftaggregat. Karakteristisk for asynkronmaskinen er at den trekker reaktiv effekt fra nettet så lenge den er tilkoblet. Forbruket av reaktiv effekt er større ved full produksjon enn det er ved tomgang (omtrent dobbelt så stor). Dersom det brukes en slik generator er det vanlig at det forlanges lokal kompensering. En regel som brukes f. eks. i Sverige, er at det forlanges reaktiv kompensering (kondensatorbatteri) tilsvarende reaktivt forbruk under tomgang. Det gir en $\cos \phi$ på 0,90 - 0,95 ved full produksjon.

Den andre typen er synkronmaskinen. Det er den vanlige i større kraftstasjoner. Synkronmaskinen har egen magnetisering og ved å regulere magnetiseringsstrømmen kan den enten trekke reaktiv effekt fra nettet eller den kan mate reaktiv effekt inn på nettet. Ved å bruke spenningsregulator kan en synkronmaskin brukes til å stabilisere spenningen.

Når det gjelder små vannkraftverk bør de kunne behandles på samme måte som vindkraftverk. Dersom det benyttes asynkronmaskin bør det forlanges lokal kompensering (gjør gjerne tilsvarende reaktivt forbruk under tomgang). Dersom det benyttes synkronmaskin kan det stilles krav til at den ikke skal trekke reaktiv effekt fra nettet. Dersom en slik framgangsmåte benyttes, er det ikke nødvendig å ta hensyn til reaktiv effekt i nett-tariffen.

Det antas at den vanligste løsningen blir asynkronmaskin. Men dersom en slik maskin fører til spenningsproblem i den delen av nettet hvor den er tilkoblet, kan det være en rasjonell løsning at nettselskapet tilbyr lavere nettleie/anleggsbidrag mot at kraftprodusenten investerer i en litt dyrere maskin, dvs. en synkronmaskin. Selve maskinen er riktignok ikke så mye dyrere, men det trengs tilleggstrutning i form av synkroniserings- og innfasingsutstyr som gjør kostnaden noe større. (For et vindkraftaggregat er det imidlertid bare asynkronmaskin som er aktuelt).

Dersom disse reglene følges, vil det ikke være aktuelt med noen eksplisitt prissetting på reaktiv effekt.

7 KONKLUSJONER/VIDERE ARBEID

Som en oppsummering av det som er sagt i denne rapporten og som en anbefaling av hva det bør arbeides videre med, kan følgende framheves:

- De reglene som gjelder for anleggsbidrag er uklare når de skal anvendes på produksjon. Slik det er rimelig å fortolke reglene virker de ugunstig i kombinasjon med dagens inntektsreguleringsformel. Det trengs en revisjon/presisering dersom dagens reguleringsformel for inntektstak skal beholdes. Dersom ny formel (basert på nytilknytninger som reguleringsparameter) blir innført, vil det virke noe bedre, men fortsatt er dette et spørsmål det bør arbeides videre med.
- Reglene for tariffing bør også bearbeides videre med tanke på lokal produksjon. Det er mye som tyder på at innmatingstariffene i sentralnettet vil reduseres (ytterligere) og det har føringer på tariffene også i fordelingsnettet. Bakgrunnen for dagens regler er bl. a. et ønske om å unngå kryssubsidiering. Dette er sannsynligvis lite relevant for små vannkraftverk. Men også av andre grunner (for eksempel fordi inntektsreguleringen har innvirkning på tariffingen) er det ønskelig med nærmere utredning om tariffing for innmating fra småkraftverk.
- Marginale tapsledd kan beregnes i dag, men det er trolig litt for komplisert for de fleste små fordelingsverk. Det kan være ønskelig å utarbeide forenklede prosedyrer (sjablontall) som for eksempel kan innarbeides i Planboken (SINTEF Energiforskning Planleggingsbok for kraftnett) slik at verkene kan gjøre overslagsberegninger som er gode nok for dette formålet.
- Når det gjelder reaktiv effekt ser det ikke ut til å være spesielle utredningsbehov.

8 REFERANSER

- [1] Enfo: ”*Veileder for bruk av engangsbetalinger*”, Enfo publikasjon nr. 393-2000, 2000.
- [2] Grasto, Ketil: ”*Oppsummering av høringsuttalelser med NVEs vurdering*”, NVE, internt notat datert 23. september 1997.
- [3] Grønli, H.; Uthus, B. O.; Wangensteen, I.: ”*Justeringsparametre for nyinvesteringer i distribusjonsnettet*”, TR A5186, SINTEF Energiforskning august 2000.
- [4] Grønli, H.; Uthus, B. O.: ”*Fastsettelse av kapitalelementet i startinntekten*”. TR A5317, SINTEF Energiforskning. Vil bli utgitt i desember 2000.
- [5] NVE: ”*Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og overføringstariffer*”, gjeldende utgave for 2001.
- [6] NVE: ”*Retningslinjer for inntektsrammen for overføringstariffene*”, gjeldende utgave for 2001.
- [7] Uthus, B. O.; Grønli, H.; Wangensteen, I.: ”*Vurdering av kostnadselementer i et insentivbasert reguleringsregime*”, TR A5190, SINTEF Energiforskning juli 2000
- [8] Uthus, B. O.; Grønli, H.: ”*Bedriftsøkonomisk risiko knyttet til anleggsbidrag*”, TR A5291, SINTEF Energiforskning 2001