

Prosjektnotat

Case Oftedal: En samfunnsøkonomisk analyse av produksjonsbegrensning

VERSJON

1.0

DATO

2017-01-05

FORFATTER(E)

Ove Wolfgang
Magne Lorentzen Kolstad

OPPDRAKSGIVER(E)

REN AS

OPPDRAKSGIVERS REF.

André Indrearne

PROSJEKTNR

502000645

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

25

SAMMENDRAG

Notatet dokumenterer en case-studie for bruk av produksjonsbegrensning som et midlertidig tiltak for å utsette en oppgradering av det elektriske nettet. Caset vårt er innenfor Agder Energi Nett sitt konsesjonsområde, og vi har analysert ulike tiltak for å håndtere innfasing av ny uregulert vannkraft som kom i Oftedal mot slutten av 2006. Notatet beskriver det elektriske nettet i området, balanser for kapasitet og årlig energi, beslutningsproblemet med alternative løsninger, samt datakilder, forutsetninger og beregningsmetodikk for å gjøre en samfunnsøkonomisk analyse.

Ifølge våre beregninger var det en samfunnsøkonomisk gevinst på 2,6 M NOK (nåverdi pr. 2007) av å gjennomføre produksjonsbegrensning i perioden 2007-2016. Dette tilsvarer ca. 13 % av investeringskostnaden ved å forsterke nettet.

UTARBEIDET AV

Ove Wolfgang

SIGNATUR**GODKJENT AV***for* Henning Taxt**SIGNATUR****PROSJEKTNOTAT NR**

AN 17.12.01

GRADERING

Fortrolig

Innholdsfortegnelse

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Innledning | 5 |
| 1.1 | Bakgrunn og problemstilling | 5 |
| 1.2 | Om bruk av produksjonsbegrensning | 5 |
| 1.3 | Organisering av innhold i notat..... | 7 |
| 2 | Beskrivelse av Case Oftedal | 8 |
| 2.1 | Geografi og dagens nett..... | 8 |
| 2.2 | Vår nettmodell | 9 |
| 2.3 | Forbruk, produksjon og kraftflyt..... | 10 |
| 2.4 | Beslutningsproblemet..... | 12 |
| 3 | Kostnadsberegninger | 14 |
| 3.1 | Generelt | 14 |
| 3.2 | Kostnadsarter..... | 14 |
| 3.3 | Investeringskostnader..... | 15 |
| 3.4 | Rivekostnader | 15 |
| 3.5 | Drifts- og vedlikeholdskostnader | 15 |
| 3.6 | Nettap | 16 |
| 3.7 | Kilekostnader | 19 |
| 3.8 | Oppsummering av kostnader for de to alternativene | 20 |
| 3.9 | Sensitivitetsanalyse..... | 21 |
| 4 | Avslutning | 23 |
| 4.1 | Sammendrag | 23 |
| 4.2 | Avsluttende vurderinger | 23 |
| | Referanseliste | 25 |

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Ideen bak DGnett-prosjektet [1] er å redusere kostnadene ved nettilknytning av distribuert produksjon gjennom å tilrettelegge for at ny teknologi og nye metoder tas i bruk av nettselskapene. Som følge av politiske målsettinger om økt produksjon av fornybar kraft, pågår det en storstilt utbygging av distribuert produksjon i Norge og Europa for øvrig. Produksjon i distribusjonsnettet gir ulike typer utfordringer. De mest fremtredende er spenningsproblemer og termiske begrensninger, i tillegg til usikkerhet omkring produksjonsheters påvirkning på kraftsystemets stabilitet. Disse utfordringene har tradisjonelt blitt løst i all hovedsak gjennom oppgradering eller utbygging av nett. Kostnader ved å tilknytte produksjon er lave så lenge det er ledig kapasitet i nettet, men øker etter hvert som ledig kapasitet har blitt utnyttet. Dette fører til behov for oppgradering og utbygging av nettet. Kostnadene ved nettutbygging i distribusjonsnettet blir enten belastet utbyggeren gjennom anleggsbidrag, en byrde som kan hindre kraftutbygging, eller kostnadene blir belastet nettselskapet og fører til høyere nettleie i området. Dette er en meget aktuell problemstilling i de regionene som opplever høy utbygging av distribuert produksjon.

De fleste forslag til avansert koordinert spenningsregulering i litteraturen inneholder et element av produksjonsbegrensning for å oppnå en optimal utnyttelse av distribusjonsnettet. Slik regelverket i Norge i dag tolkes, tillates ikke noen form for produksjonsbegrensning som en varig løsning, begrunnet i tilknytningsplikten og kravet om fri markedsadgang. En utvikling av tiltak som baserer seg på en form for dynamisk produksjonsbegrensning, vil derfor kreve at det utvikles et rammeverk for dette som kan tillates innenfor dagens lovverk, og som er samfunnsmessig rasjonelt. En av aktivitetene i DGnett er å analysere samfunnsøkonomiske konsekvenser av produksjonsbegrensning. I dette notatet dokumenterer vi en studie som er utført for et reelt case.

1.2 Om bruk av produksjonsbegrensning

Før vi omtaler casestudien går vi kort gjennom hovedelementene i dagens lovgivning på dette området. Vi gir også en skissemessig fremstilling om hvordan ny produksjon kan gi behov for nettutbygging (dagens lovgivning) eller produksjonsbegrensning, og vi illustrerer kostnadene ved produksjonsbegrensning.

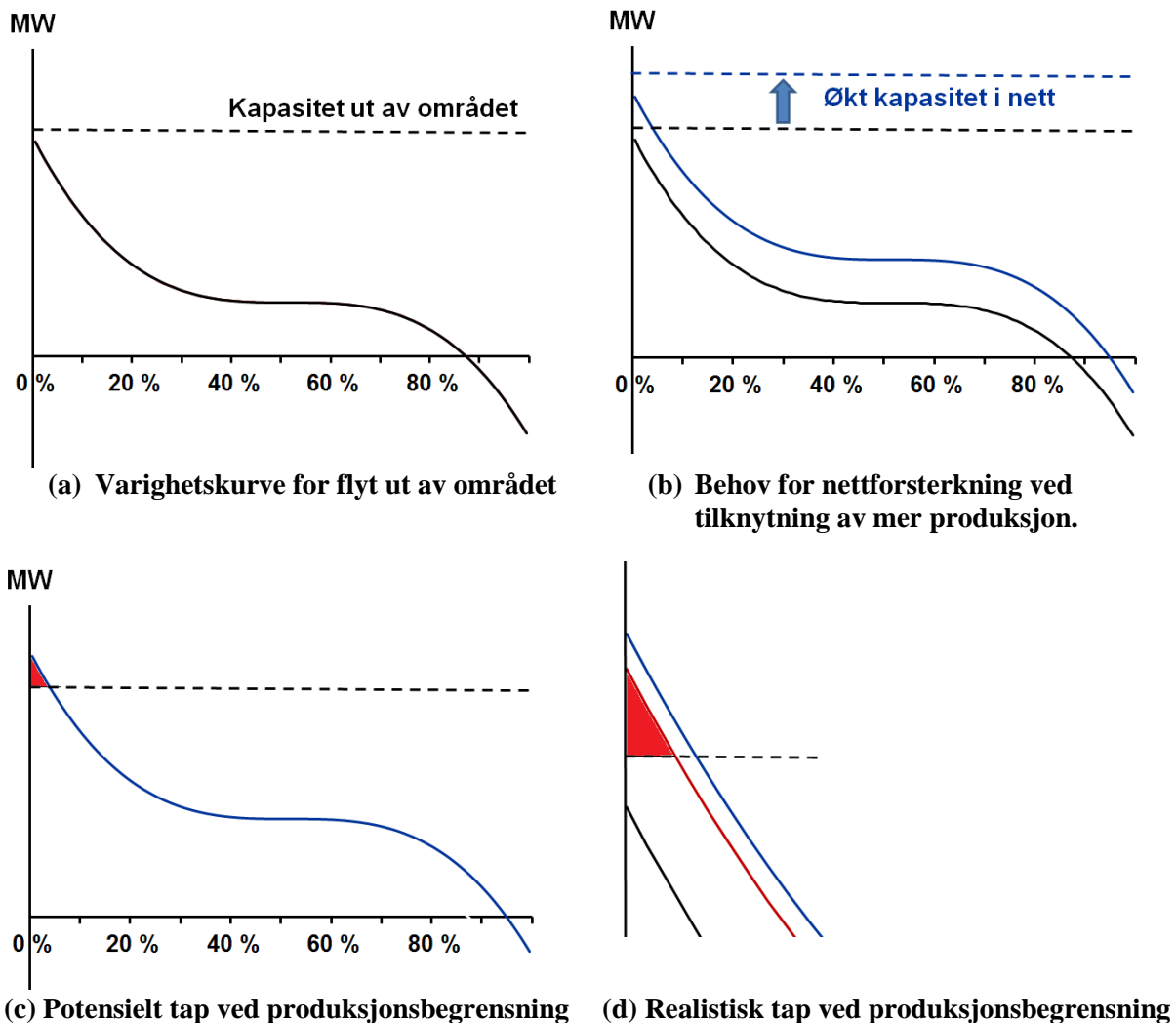
Dagens lovgivning

Regler og ansvar for nettutbygging er regulert blant annet gjennom Energiloven [2] og Energilovforskriften [3]. Iht. disse plikter nettselskap å tilby tilknytning til ny produksjon, og å sørge for nødvendig nettkapasitet som sikrer at det er driftsmessig forsvarlig å koble til produksjonsanlegg. Dette betyr at nettselskap må bygge ut nok kapasitet i nettet til at alle produsentene kan tilby det de ønsker til gjeldende markedspriser uten at de må ta forbehold om kapasiteten i nettet lokalt eller regionalt. Det er ikke tillatt for nettkonsesjonærene å inngå avtaler om begrensninger i denne produksjonen som et varig alternativ til nettinvesteringer [4]. Men dersom det foreligger konsesjon og investeringsbeslutning for alle nødvendige nettanlegg, og utbygger av ny produksjon aksepterer en midlertidig produksjonsbegrensning evt. avtaler regulering av en annen kraftprodusent, så kan ny produksjon kobles til mens en venter på at nettet skal stå klart [5].

Skissemessig fremstilling av behov for nettutbygging

Figur 1.1, panel a), viser et eksempel på en varighetskurve for kraftflyten ut av et overskuddsområde ett år. Verdiene er sortert slik at timer med størst flyt ut av området står lengst til venstre, og vice versa. I dette eksempelet er det eksport fra området i ca. 90 % av tiden, og det er tilstrekkelig kapasitet for alle tilfeller

siden kapasiteten i nettet overstiger den største flyten ut av området. Kurven er sannsynlighetsvektet slik at alle aktuelle tilfeller er representert. Helt til venstre i figuren er "worst-case" i forhold til behov for kapasitet ut av området. I dette tilfelle er "worst-case" driftssituasjoner med høy produksjon og liten last. Ofte beregnes dette ut fra full produksjon fra alle produksjonsanlegg mens forbruket settes til 20 % av maksverdi.



Figur 1.1 Illustrasjon av et tilfelle der tilknytning av ny produksjon gir behov for nettforsterkning, og mulig tap ved eventuell produksjonsbegrensning

Nå ser vi på konsekvensen av å innføre ekstra produksjon i dette området. Dette er vist ved endringen fra den svarte til den blå varighetskurven i panel b). For mange timer vil kurven skifte med en verdi som er mindre enn produksjonskapasiteten for ny produksjon. Etter at ny produksjon er tilknyttet, vil maksimal eksport fra området overstige kapasiteten i det eksisterende nettet. Det er altså behov for økt kapasitet gjennom investeringer fra nettselskapet.

Panel c) viser hvor mye produksjon som potensielt kan gå tapt dersom en bruker produksjonsbegrensning for uregulert kraft istedenfor å forsterke nettet. Verdien av tapet er en samfunnsøkonomisk kostnad ved bruk av produksjonsbegrensning.

Dersom den nye produsenten som tilknyttes inngår en avtale med magasinkraft at denne reduserer produksjonen ved behov, så vil energitapet typisk bli null. Det kan likevel oppstå et samfunnsøkonomisk tap fordi magasinkraft må flytte produksjon, men dersom det bare er snakk om noen timer eller dager kan dette i mange tilfeller være en neglisjerbar kostnad.

Det finnes også andre kostnader ved bruk av produksjonsbegrensning når en sammenlikner dette med forsterket nett. For eksempel kan nettapet og avbruddskostnadene bli større dersom en ikke oppgraderer nettet. På den andre siden er det en økonomisk gevinst av å utsette store investeringer.

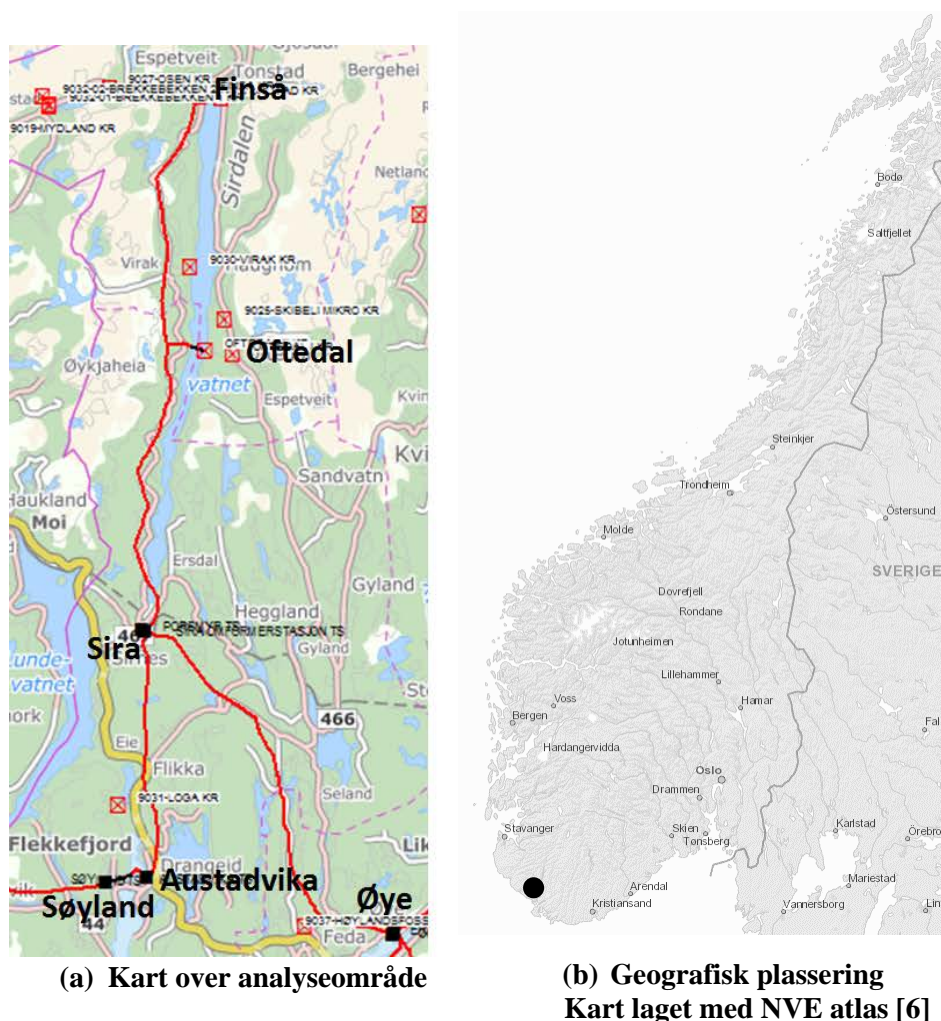
1.3 Organisering av innhold i notat

I kapittel 2 gir vi en beskrivelse av Case Oftedal. Dette er et eksempel på at det ble innført en produksjonsbegrensning i praksis (avtale mellom produsenter) i Agder Energi Nett sitt konsesjonsområde før dagens regelverk ble vedtatt. I kapittel 3 viser vi vår beregning av samfunnsøkonomiske kostander med og uten bruk av produksjonsbegrensning som tiltak. Vi omtaler metoder, premisser vi har lagt til grunn, og våre datakilder. I all hovedsak har vi benyttet oss av informasjon som er fremkommet gjennom personlig kommunikasjon med Agder Energi Nett. I kapittel 4 oppsummerer vi studien, og vi gir avsluttende vurderinger med tanke på hva vi har lært fra å studere dette caset.

2 Beskrivelse av Case Oftedal

2.1 Geografi og dagens nett

Analyseområdet ligger mellom Tonstad i Nord og Flekkefjord i sør innenfor Agder Energi Nett sitt konsesjonsområde, jf. venstre side i Figur 2.1. Området har en naturlig avgrensning ved at 66 kV nettet starter nord i Finså. Her er det mye produksjon og litt forbruk. Det er også produksjon i Oftedal. Hoveddelen av forbruket er i Flekkefjord-området, under Austadvika og Søyland. Vest for Søyland er det en kobling til et annet nettselskap (Dalane), men denne linjen ligger normalt ute. I sørøst er det en kobling til sentralnettet ved Øye.



Figur 2.1 Analyseområde og systemgrenser

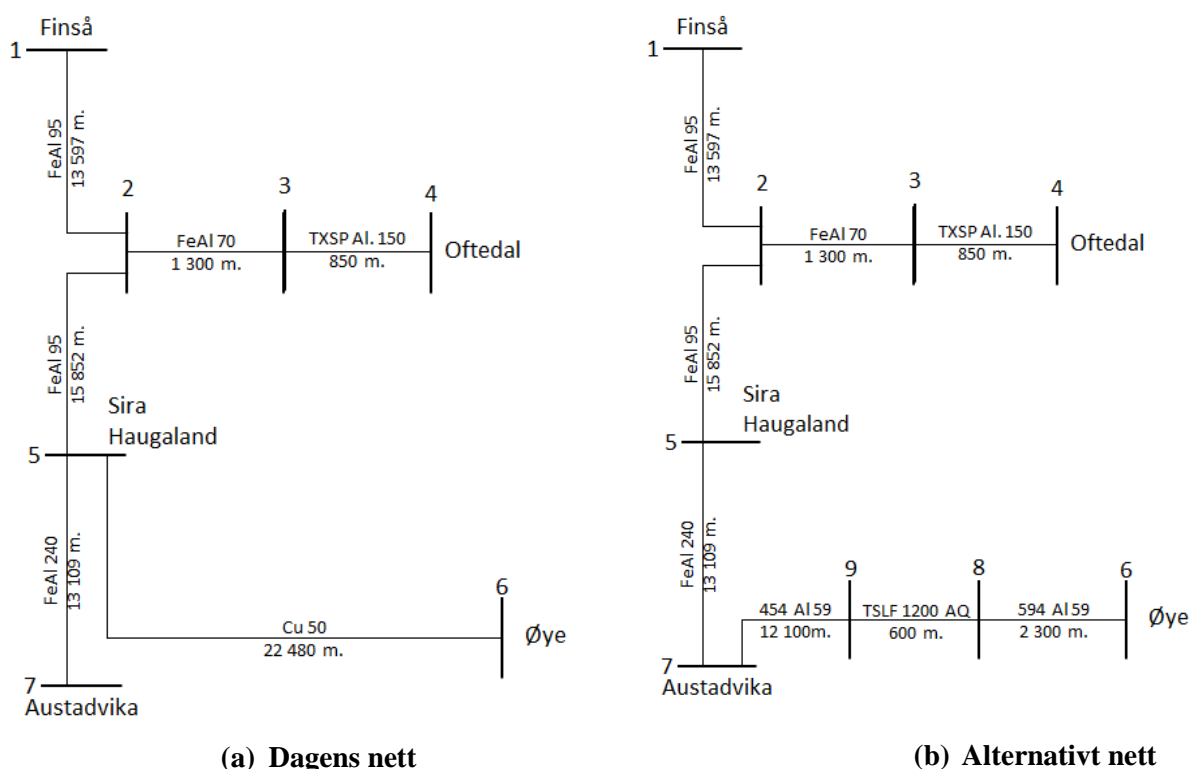
Eksisterende sentralnettskobling, dvs. CU50 linjen til Øye, er eid av Jernbaneverket. Linjen er gammel, og det er behov for en ny kobling til sentralnettet. Agder Energi Nett har fått konsesjon på bygging av en ny 132 kV linje mellom Austadvika og Øye som skal erstatte den gamle linjen. I første omgang kommer denne til å bli driftet på 66 kV, men det er planer om å oppgradere hele regionalnettet i analyseområdet til 132 kV etterhvert.

Produksjonen i Oftedal kom i drift like før 2007. Med produksjon i Oftedal er det for liten kapasitet i dagens nett, som også var i 2006. Produsenten i Oftedal inngikk imidlertid en avtale med magasinkraft under Finså om at denne skulle redusere produksjonen dersom det skulle bli behov for dette. Som en konsekvens unngikk en å forsterke nettet (med tilhørende anleggsbidrag) før tilknytning i Oftedal. Alternativet ville være å bygge ny 132 kV sentralnettskobling fra Austvika til Øye, og å rive den gamle linjen mellom Sira og Øye. AE har omsøkt og fått tillatelse til å bygge denne linjen nå.

Etterhvert kommer et nytt sterkt sentralnettspunkt like nord for vårt analyseområde i forbindelse med den nye mellomlandsforbindelsen til Tyskland som skal stå ferdig i 2019. Med mulig kobling til sentralnett både i nord og øst kan en få andre løsninger for regionalnettet enn i dag.

2.2 Vår nettmodell

Vår nettmodell er beskrevet i Figur 2.2. Dagens nett er beskrevet på venstre side, mens alternativt nett med forsterkning mellom Austadvika og Øye er vist på høyre side. Her viser vi også hvilke linjetyper som er på ulike strekk, og lengden på disse. Ledertyper og avstander i eksisterende nett er oppgitt fra Agder Energi, mens detaljene for linjen mellom Austadvika og Øye er basert på innvilget konsesjonssøknad. Elektriske data for lederne er hentet fra planboka. Det er antatt planoppheng med jordliner, 3 m. faseavstand og 9 m. mellom fase og bakken for alle linjer. For kabelen er det antatt en leder med flat forlegning Vi har slått sammen Søyland og Austadvika til en node.



Figur 2.2 Vår nettmodell av analyseområdet

2.3 Forbruk, produksjon og kraftflyt

Årsbalanse

Vi har fått tilgang på timeverdier for inn- og utmating av 66 kV nettet i analyseområdet for 2013 - 2015. Basert på dette, og noe supplerende informasjon for året 2013, har vi etablert en årsbalanse for tilgang og anvendelse i analyseområdet for 2013. Verdiene i Tabell 2.1 og Tabell 2.2 er basert på summering av timeverdier dersom annet ikke er oppgitt.

Tabell 2.1 Produksjon, forbruk og balanse i 2013 (i GWh/år)

| | Produksjon | Forbruk ¹ | Balanse |
|--------------------------|------------|----------------------|---------|
| Finså | 236,0 | 34,4 | 201,6 |
| Oftedal | 30,9 | | 30,9 |
| Sira | 0,1 | 6,8 | -6,7 |
| Flekkefjord | | 130,0 | -130,0 |
| Totalt | 266,9 | 156,1 | 95,8 |
| Tap i 66 kV ² | | | 13,3 |
| Netto overskudd | | | 82,6 |

Tabell 2.2 Utveksling mot annet nett (i GWh/år)

| | Til | Fra | Netto |
|---------------------|------|------|-------|
| Dalane ³ | 0,3 | 15,2 | -14,9 |
| Sentralnett i Øye | 98,6 | 1,1 | 97,5 |
| Sum utveksling | 98,9 | 16,4 | 82,6 |

I Finså er det både produksjon og forbruk, og fra timemåling for inn- og utmating til 66 kV nettet har vi kun nettoverdiene. Vi har imidlertid fått oppgitt at årsforbruket under Finså var 34,4 GWh i 2013 [7]. Basert på netto utveksling har vi beregnet produksjonen i Finså for 2013.

Vi har ikke målinger av forbruket i Flekkefjord, dvs. summen under Søyland og Austadvika. Vi har forbrukstall for Austadvika og netto utveksling mot Søyland. Dersom linjen mot naboselskapet Dalane ligger ute, vil utveksling mellom Austadvika og Søyland være lik forbruket i Søyland. Men i noen timer ser linjen innkoblet. I kommunikasjon med AE har vi fått oppgitt at forbruket under Søyland er 39,6 GWh i 2013 [7]. Vi bruker denne verdien når vi beregner forbrukstall for Flekkefjord. Netto utveksling (sum timeverdier) Søyland – Austadvika er 24,5 GWh. Vi legger derfor til grunn at netto forsyning fra Dalane via Søyland er $39,6 - 24,5 = 15,1$ GWh i 2013.

¹ Eksklusive tap i 66 kV

² Estimert ut basert på utveksling i Øye og balanse totalt sett.

³ Ved Søyland og Haugland. For Søyland har vi kun estimat for netto utveksling. Brutto utveksling mot Dalane kan derfor være større (økt verdi både til og fra).

Kapasitetsbalanse

I dette området er det spesielt tilgang på kapasitet ut til sentralnettet som kan være knapp. I Tabell 2.3 har vi gjort en enkel beregning av om det er tilstrekkelig kapasitet ut til sentralnettet i Øye dersom produksjonen går for fullt. Total installert effekt for vannkraft er 43,1 MW i analyseområdet [6]. I beregning av kapasitetsbalansen legger vi til grunn at forbruket er 20 % av maksimalforbruket i 2013. Dette er en vanlig forutsetning når en regner kapasitet i distribusjonsnett[11]. Vi bruker denne forutsetningen her selv om vi analyserer et regionalnett. Vi har ikke timeverdier for forbruk under Finså, men legger til grunn samme innad-i-året profil som i Flekkefjord både for Finså og annet forbruk i analyseområde. Inklusive estimert nettap i 66 kV nettet (samme andel som på årsnivå), gir dette et forbruk på 9,3 MW. Behovet for kapasitet til sentralnettet blir dermed 33,8 MW.

Termisk grenselast for den gamle forbindelsen mellom Sira og Øye er beregnet i henhold til IEC 1597 [12]⁴. Her har vi lagt til grunn en temperatur på 50 grader, og at nettet driftes på 60 kV. Ellers har vi brukt standard IEC-verdier. Dette gir en kapasitet på 29 MW. Med den nye produksjonen i Oftedal måtte en derfor forsterke nettet dersom det ikke hadde blitt avtalt produksjonsbegrensning.

Tabell 2.3 Kapasitetsbalanse basert på forbruk i 2013 (i MW)

| | MW |
|---------------------------------|------|
| Finså | 35,1 |
| Oftedal (I & II) | 8,0 |
| Sum produksjon | 43,1 |
| Forbruk (20 % av maks) | 9,3 |
| Behov kapasitet til sentralnett | 33,8 |
| <hr/> | |
| Kapasitet på Cu50 | 29 |

Produksjonsbegrensning

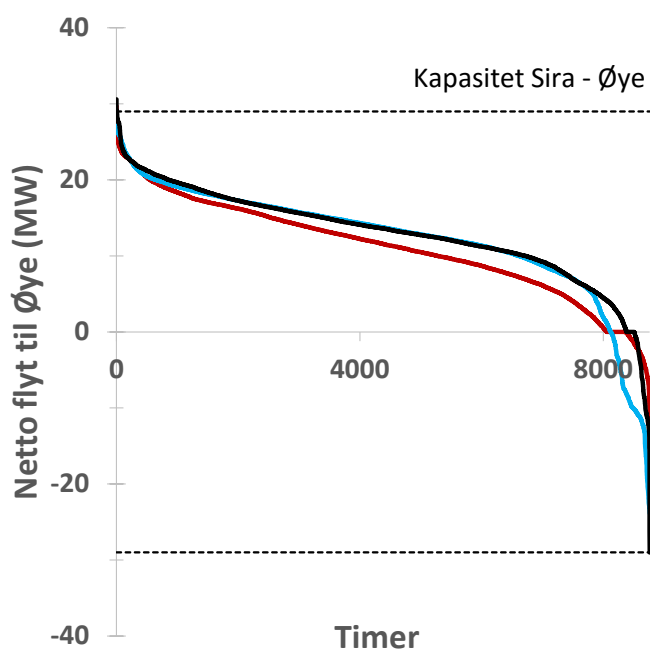
Som vist kan kapasiteten ut fra området bli for liten dersom produksjonen går for fullt. Før produksjonen kom i Oftedal i 2006, var det imidlertid tilstrekkelig kapasitet. I utgangspunktet kunne det derfor være aktuelt å forsterke nettet med 132 kV linjen mellom Øye og Austadvika dersom denne produksjonen skulle kobles til. For å unngå tilhørende anleggsbidrag for en slik forsterkning ble det imidlertid inngått en avtale om produksjonsbegrensning mellom produsenten som ønsket tilknytning i Oftedal og vannkraftprodusenter som produserer fra magasin i Finså, slik at sum produksjon i området ikke overstiger kapasiteten til Øye. Avtalen ble inngått før nåværende Energilov og tilhørende forskrift ble vedtatt, og har vært operativ siden. Avtalt produksjonsbegrensning har vært nødvendig å bruke i noen tilfeller. Det har imidlertid ikke vært nødvendig med kompensasjon. Vi tolker det slik at den nye produksjonsprofilen for magasinkraft i Finså var like god som planlagt før produksjonsbegrensning, og dermed ingen kostnader forbundet med denne flyttingen av produksjon.

Varighetskurver for utveksling i Øye

Balansen i området varierer fra time til time, og fra år til år. Dette skyldes blant annet at klimavariabler påvirker både forbruk og produksjon. Varighetskurver for utveksling i Øye for årene 2013-2015 er vist i Figur 2.3. Det har vært tilfeller med utveksling noe over kapasitetsgrensen for linjen til Øye, og i noen tilfeller har produksjonen blitt redusert for magasinkraft i Finså for å unngå (mer) overlast. For øvrig fremgår

⁴ Har benyttet regneark for beregning av termisk grenselast i "Planleggingsbok for kraftnettet" tilgjengelig på www.ren.no/planbok

det at flyten har vært ganske nær kapasitetsgrensen den andre veien også. Dette gjelder kun året 2015, og den største registrerte flyten inn til 66 kV nettet var 29 MW. Største verdier for 2013 og 2014 var 18,4 MW og 23,9 MW.



Figur 2.3 Varighetskurver for utveksling i Øye og forbruk i Flekkefjord. Fargekoder: **Rød=2013, blå=2014 og svart=2015.**

Vi har undersøkt en del av tilfellene der det er meget lave verdier for forbruket i Flekkefjord. For de tilfellene vi har sett på skyldes de lave verdiene at området er forsynt fra et annet nettselskap i vest. Som nevnt vil dette redusere vårt forbrukstall for Flekkefjord. Normal ligger denne forbindelsen til annet nettselskap frakoblet.

2.4 Beslutningsproblemet

Fokuset i denne studien er den eventuelle samfunnsøkonomiske gevinsten av å kunne bruke produksjonsbegrensning som tiltak i dette caset. Vi fokuserer derfor ikke på fordelingseffekter, f.eks. konsekvenser av eventuelle anleggsbidrag eller liknende.

Premisser

1. Produksjonen hadde blitt tilknyttet nettet ved slutten av 2006 uavhengig av evt. avtale om produksjonsbegrensning. Dersom slik avtale ikke var på plass, legger vi til grunn at nettet hadde blitt forsterket tilstrekkelig (132 kV linje mellom Øye og Austadvika) før tilkobling av ny produksjon ved slutten av 2006. Vi vurderer altså ikke om et evt. anleggsbidrag for en slik forsterkning hadde ført til at en ikke hadde etablert ny produksjon i Oftedal på det tidspunktet.

2. Statnetts planer om et forsterket sentralnett nord for vårt analyseområde ikke var kjent på beslutningstidspunktet.
3. I 2006 var vurderingen at den eksisterende kraftlinjen mellom Sira og Øye hadde en gjenværende teknisk levetid maksimalt t.o.m. 2016.

Basert på 1. – 3., har vi to tydelige alternativer som må sammenliknes: Bygge ny 132 kV linje til Øye slik at den står klar i slutten av 2006, eller utsette ferdigstillelse til (senest) starten av 2017. I slike analyser er det også forventet at en skal studere nullalternativet, som i vårt case er å ikke bygge linje. Vi har allerede vist at dette gir for liten kapasitet i nettet i 2013. I tidsrommet 2007 – 2016 har det ikke blitt tilknyttet mer produksjon enn den som kom i Oftedal, og det har ikke blitt gjort vesentlige endringer i nettet. Forbruket har imidlertid hatt en viss økning. Dvs. at kapasitetsproblemene for fly ut av dette overskuddsområdet var større i 2006 enn i 2013. Beslutningen om å gjøre tiltak for å håndtere kapasiteten i nettet ved tilknytning av ny produksjon i Oftedal kunne ikke blitt utsatt. Vi velger oss derfor analyseperioden f.o.m. 2007 (ny produksjon er koblet til) t.o.m. 2016 (forventet tidspunkt for utrangering av linjen til Øye).

Ved en endret balanse i området så vil også tapet i nettet bli annerledes. Vi har gjort en beregning av dette, og funnet ut at verdien av det økte nettapet (kun kraftverdi) ved balansen i 2007 utgjør kun 50 000 NOK for et helt år. Vi ser derfor på hele perioden 2007 – 2016 under ett, og vi legger til grunn at tilgjengelige timeverdier for årene 2013 – 2015 i tilstrekkelig grad representerer den variasjonen en kan få i forbruk og produksjon som følge av variasjon i klimavariabeler som temperaturer og tilsig til vannkraft. Dette er naturligvis en forenkling siden 3 år ikke kan representerer klimavariasjonen fullt ut. For noen kostnader, for eksempel vedlikeholdskostnader for linjen til Øye, har vi tatt med en tidsavhengighet uten at vi gjør en eksplisitt periodisering av analyseperioden.

3 Kostnadsberegninger

3.1 Generelt

Vi legger til grunn at produksjon kobles til i Oftedal helt til slutt i 2006. I vår analyse er det ikke et alternativ å ikke koble til denne produksjonen, og etter tilkobling må det gjøres tiltak for å sikre nok kapasitet ut av området. Det er to alternativer: dagens nett, og et alternativ med en 132 kV linje mellom Øye og Austadvika. Produksjonsbegrensning brukes kun i det første alternativet, og en eventuell investering gjøres helt i starten av planleggingsperioden. I analysen står vi på beslutningstidspunktet der må velge mellom disse to alternativene. På beslutningstidspunktet er forventet gjenværende teknisk levetid til eksisterende sentralnettskobling 10 år. Vår analyseperiode er derfor 10-års perioden 2007 – 2016. Klimausikkerhet er representert ved de 3 årene vi har fått data for (2013 – 2015), og for øvrig forutsettes det at systemet (forbruk, produksjon, nett) er stabilt i denne perioden. Den eneste kostnadsfaktoren som forutsettes å få en endring gjennom planleggingsperioden er forventet vedlikehold på eksisterende forbindelse mellom Øye og Austadvika.

Kostnadskomponenter som forutsettes lik i begge alternativene tas ikke med i analysen. Dette gjelder for eksempel vedlikehold på linjer og andre komponenter som er med i begge alternativene. Vi ser kun på kostnader, og vurderer ikke fordelings effekter. På beslutningstidspunktet var Statnetts nåværende planer om nytt sterkt sentralnett nord for vårt analyseområdet ukjent, og dette tas ikke med i analysen.

3.2 Kostnadsarter

Inkluderte kostnadskomponenter

I det følgende kvantifiserer vi følgende kostnadskomponenter for de to alternativene:

- Investeringskostnader
- Rivekostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- KILE kostnader

Vi tar kun med elementer som er forskjellig med/uten den aktuelle investeringen.

Kostnad ved produksjonsbegrensning

Det var også aktuelt å inkludere kostnader ved produksjonsbegrensning (tap produksjon for ny småkraft evt. mer ugunstig produksjonstidspunkt for magasinkraft). Men siden det ikke har vært aktuelt å kreve erstatning for flyttet produksjon når dette har vært nødvendig, legger vi til grunn at ny produksjonsprofil for magasinkraft har vært like god. Vi setter altså kostnaden på produsentens hånd ved utførelsen av produksjonsbegrensningen til null for dette caset. Dette kan være annerledes i andre case, og spesielt dersom det ikke er mulig å inngå avtale om redusert produksjon fra magasinkraft i området.

Elsertifikater

Iht. Elsertifikatloven [9] har vannkraftverk med byggestart etter 2004 rett på elsertifikater, og verdien av tildelte elsertifikater representerer også en samfunnsøkonomisk verdi. Tildelingen er basert på nettoproduksjon der forbruket i anleggets hjelpesystemer og tap i anleggets transformatorer trekkes fra [10]. Det korrigeres imidlertid ikke fra tap i det elektriske nettet. I vårt case går det heller ikke produksjon tapt som følge av produksjonsbegrensning for vannkraft, og således påvirker ikke den vurderte investeringen

antall tildelte elsertifikater. Verdien av tildelte elsertifikater kan derfor holdes utenfor ved sammenlikning av alternativene.

Flaskehalskostnader

I prinsippet kan alle tiltak i nettet påvirke reell kapasitet til/fra et prisområde. Vårt analyseområde ligger godt innenfor prisområdet NO2 på Sørlandet, og vi har ikke sett på et tiltak i sentralnettet. Vi har derfor valgt å ikke ta med eventuelle økonomiske konsekvenser av en mulig endring i overføringskapasitet til/fra NO2 som følge av tiltaket.

3.3 Investeringskostnader

Estimert kostnad for hva dette ville kostet for 10 år siden når det var aktuelt er mellom 1 og 1,5 M NOK per km [7]. Vi setter investeringskostnaden til 1,3 M NOK per km. Dagens pris er ca 3 ganger høyere, men det skyldes først og fremst knapphet på kapasitet for denne type virksomhet for tiden. Levetiden settes til 60 år.

For å finne ut hvor mye vi skal belaste over de første 10 årene beregner vi først en annuitet / årlig verdi utbetalt til slutt i året som gir en neddiskontert verdi over 60 år på 1,3 M. Deretter beregner vi nåverdien av de 10 første årene for denne annuiteten. I likning (1) regnes den årlige annuiteten ut til NOK 68 677. Symbolet r står for rente, mens I er investeringsutgift, mens L er levetid. Det er enkelt å verifisere i Excel at nåverdien av å få denne annuiteten utbetalt etterskuddsvis i 10 år er NOK 530 303. Dette er nåverdien av investeringskostnaden per km inklusive alle relevante komponenter. Lengde på linjen er 15,5 km. Dette gir en total neddiskontert investeringskostnad for de første 10 årene på: $530\,303 \cdot 15,5 = 8\,219\,694$ NOK

$$A = \frac{r \cdot I}{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^L} = \frac{0,05 \cdot 1,3M}{1 - \left(\frac{1}{1+0,05}\right)^{60}} = 68\,677 \quad (1)$$

3.4 Rivekostnader

Kostnader knyttet til rivning av den gamle linjer er estimert til 0,1 M NOK per km. Lengden til den gamle linjer er 22,48 km. Rivningen av den gamle linjen er antatt å skje så snart ny linje er satt til drift. For alternativet med bygginga av ny linje mellom Øye og Sira vil rivekostnadene påløpe i starten av analyseperioden og vil være lik 2 248 000 NOK. For alternativet med produksjonsbegrensning vil rivekostnaden påløpe i slutten av analyseperioden og nåverdien av denne kostnaden i starten av 2007 vil da være 1 380 077 NOK.

3.5 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Vi må beregne drifts- og vedlikeholdskostnader både for den nye linjen mellom Austadvika og Øye (påløper dersom en gjør investering) og for den gamle CU50 linjen mellom Sira og Øye (påløper dersom en ikke gjør investering).

Austadvika - Øye

For en investering i nett regner AE drifts- og vedlikeholdskostnader på 1,5 % av investeringskostnaden per år over 40 år. I vårt tilfelle er investeringskostnaden 1,3 M NOK per kilometer, slik at en får en årlig kostnad på NOK 19 500 per år i 40 år. Som for nettap forutsetter vi at denne kostnaden påløper midt i hvert år. Over 40 år med neddiskonteringsrente på 5 % gir dette en nåverdi på NOK 342 967. I det følgende legger vi til grunn

at denne kostnaden skal fordeles likt for hvert av de 60 årene i investeringsens levetid, og så finner vi nåverdien av de 10 første årene. Først finner vi en annuitet over 60 år som gir en nåverdi på NOK 342 967. Da bruker vi likning (1) igjen, bortsett fra at "I" er 342 967 istedenfor 1,3 M.

$$A = \frac{r \cdot I}{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^L} = \frac{0,05 \cdot 342\,967}{1 - \left(\frac{1}{1+0,05}\right)^{60}} = 18\,118 \quad (2)$$

Vi ser at den årlige verdien blir litt lavere når annuiteten påløper over 60 år istedenfor 40 år (NOK 18 118 vs. NOK 19 500) og nåverdien skal være lik (NOK 342 967). Nåverdien av en annuitet på 18 118 som påløper i 10 år (analyseperioden) er NOK 143 402. Dette er neddiskonterte drifts- og vedlikeholdskostnaden per kilometer. Siden lengden på linjen er 15,5 km blir totalkostnaden NOK 2 222 741.

Sira og Øye

For Sira – Øye legger vi til grunn en litt rimeligere investeringskostnad siden dette er 66 kV av en eldre type. En god del av anleggskostnadene påløper imidlertid selv om dimensjonen på linjen er mindre. Estimater for investeringskostnaden for Austadvika – Øye var mellom 1 og 1,5 M NOK per kilometer. Vi har valgt å bruke nedre del av dette estimatet, dvs. 1 M NOK per kilometer. Den årlige annuiteten over 60 år blir dermed en andel 1/1,3 av beregningen for *Austadvika – Øye*, dvs. 18 118/1,3=13 937 per kilometer. Vedlikeholdet på denne linjen er imidlertid blitt faset gradvis ned siden den skal tas ut av bruk. Vedlikeholdet har derfor sørget for at den var i stabil drift, men en har ikke gjort vedlikehold for at den skal holde også etter 2016. Vi legger til grunn at den årlige vedlikeholdskostnaden fases lineært ned fra NOK 13 943 per kilometer i 2007 til NOK 0 i 2016. Dette gir en neddiskontert verdi på NOK 60 093 per kilometer. Linjen er 22,5 km lang, slik at totalkostnaden blir NOK 1 352 110.

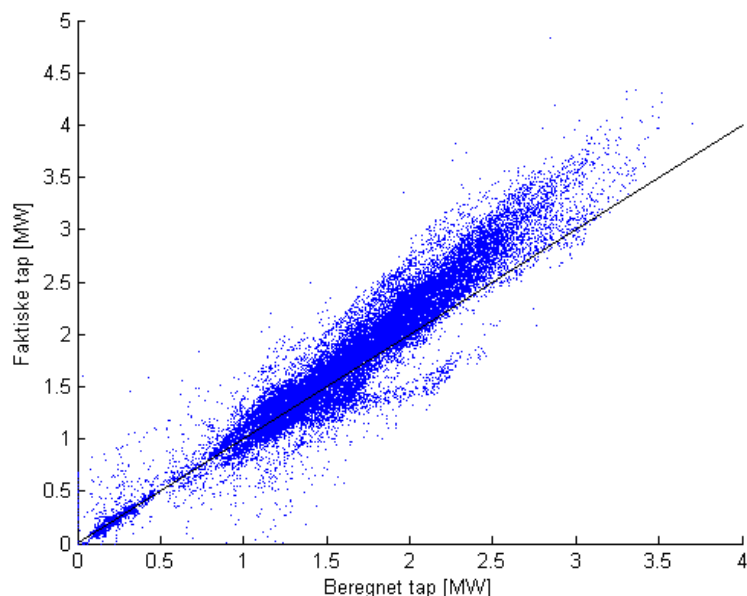
3.6 Nettap

Topologien i vår nettmodell for området er vist i Figur 2.1 (b). For beregning av nettap har vi brukt programpakken Matpower i Matlab, med AC lastflyt. Det er kjørt lastflytberegninger for hver time for årene 2013 – 2015 basert på måledata oppgitt av Agder Energi. Det totale tapet for disse tre årene er så benyttet for å regne ut gjennomsnittlig tap per år. Målinger av reaktiv effekt var ikke komplette og det manglet målinger for lasten i Finså og deler av lasten i Austadvika. Det er derfor valgt å anta $\cos(\varphi) = 0,97$, induktiv, for disse lastene. Figur 3.1 viser hvordan beregnet nettap i vår modell samsvarer med faktisk nettap (dvs. sum netto injeksjon per time i alle noder i våre grunnlagsdata). Den rette linjen har helningskoeffisient 1. Differensen mellom beregnet og faktisk totalt tap er 3,5 %. Mangelfulle målinger i enkelte perioder fører til at beregningen av faktiske tap bli feil. Dette førte igjen til store avvik mellom beregnet og faktiske tap for enkelttimer. Dersom vi fjerner de 200 enkelttimene med størst avvik blir øker differansen mellom beregnet og faktiske tap til 5 % .

Figur 3.1 viser at avviket mellom beregnede tap og faktiske tap ser ut til å øke med tapene. Avviket mellom beregnede tap og faktiske tap fører til at den årlige tapsekostnaden er noe underestimert, men siden denne underestimeringen vil være forholdsvis lik for begge alternativene er det ikke ventet at dette vil påvirke resultatet av analysen.

Tabell 3.1 viser beregnet nettap for dagens system, og beregnet nettap dersom en bygger 132 kV forsterkning til Øye (og samtidig river den gamle forbindelsen mellom Sira og Øye). Ved beregning av diskontert verdi for 10 år har vi lagt til grunn 5 % rente, og at den årlige verdien realiseres midt i året (tilnærming til at verdien skjer gjennom hele året). For verdsetting av tapet ville det beste vært å bruke forventet kraftpris neste 10 år sett ut fra situasjonen slik den ble oppfattet i slutten av 2006. Vi har brukt realiserte kraftpriser i 10-års

perioden 2006 – 2015. Figur 3.2 viser uvektede gjennomsnitt av timepriser på Nord Pool spot [8]. Gjennomsnittsprisen for de 10 årene var 290,5 NOK/MWh. For året 2013 er uvektet pris 290,4 NOK/MWh. Vektet pris med beregnet tap per time som vektor er 291,8 NOK/MWh. Det er altså liten grad av korrelasjon mellom tap og pris time for time. Se også Figur 3.3.

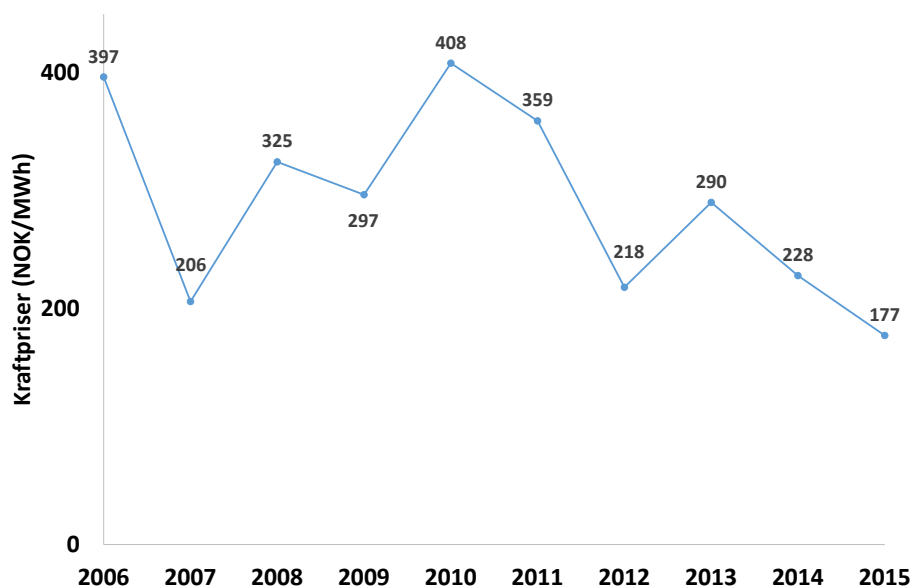


Figur 3.1 Faktisk tap (iht. målinger av netto injeksjon) og beregnet tap i vår lastflytmodell. Time for time 2013 – 2015, dvs. 26 280 punkt.

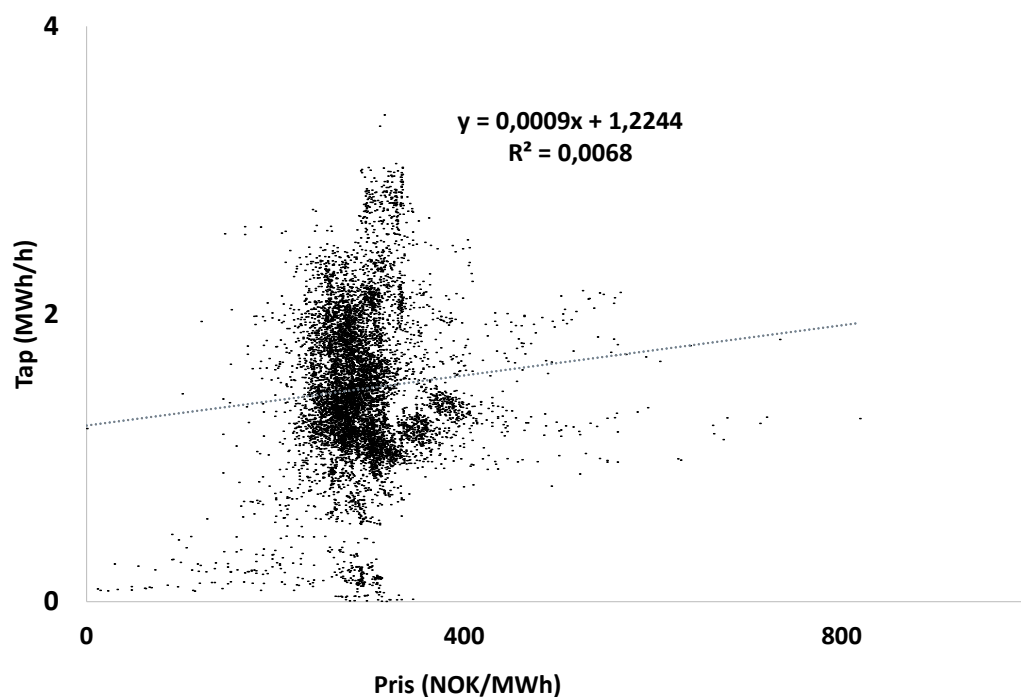
Tabell 3.1 Beregnet nettap i analyseområdet. For verdsetting har vi brukt hhv. 290.6 og 220 NOK/MWh for elektrisk kraft og elsertifikater.

| | MWh | | | Gj. snit | NOK | |
|------------------------|-------|-------|-------|----------|-----------|---------------|
| | År | | | | Per år | Nåverdi 10 år |
| | 2013 | 2014 | 2015 | | | |
| Dagens system | 12944 | 15096 | 15914 | 14652 | 4 257 871 | 33 700 105 |
| 132 kV linje til Øye | 11104 | 12965 | 13814 | 12628 | 3 669 696 | 29 044 830 |
| Reduksjon ⁵ | 1804 | 2131 | 2100 | 2027 | 588 175 | 4 655 275 |

⁵ Vi forutsetter et konstant system 2007-2016 dagens system gitt ved kalibrert nettmodell ut fra timemålinger 2013-2015. Dersom en legger til grunn endringer i systemet ut fra trenger i forbruksnivå i perioden vil dette etter våre beregninger påvirke nettapet med en verdi under NOK 50 000 per år.

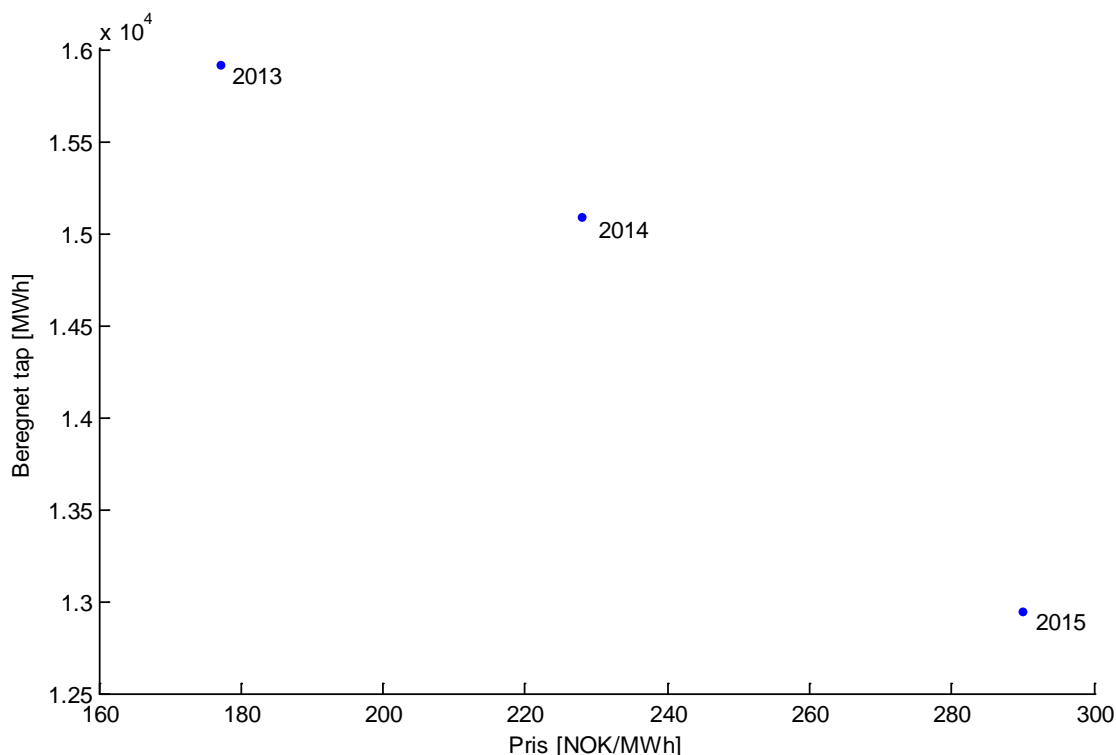


Figur 3.2 Kraftpriser for prisområde Kristiansand (NO2) på Nord Pool spot. Uvektet gjennomsnitt av timepriser i NOK per MWh.



Figur 3.3 Kraftpris og beregnet tap i analyseområdet. Alle timer i 2013.

Figur 3.4 viser beregnet tap og uvektet gjennomsnittskraftpris for 2013, 2014 og 2015. Figuren viser en negativ sammenheng mellom tap og kraftpriser, men en må være forsiktig med å trekke konklusjon fordi det er få verdier. Kanskje tapet i området i løpet av et år i stor grad påvirkes av balansen i området, mens prisene bestemmes av balansen i både Norge og Europa. Men hvis det er stor korrelasjon mellom balansen/tilsaget i området og balansen i prisområdet som sådan, kan det oppstå en negativ sammenheng mellom størrelsen på tapet og verdien av tapet per MWh.



Figur 3.4 Gjennomsnittspriser og beregnet tap per år 2013 - 2015

3.7 Kilekostnader

Vi vurderer kun kilekostnader som skyldes feil på forbindelsen til Øye, dvs. Sira-Øye i dagens nett og Austadvika-Øye dersom en investerer i denne linjen. Kile kostnader som skyldes feil andre steder i systemet vurderes ikke.

Det mest korrekte ville være å bruke forventningsverdien til kilekostnader sett fra 2006 hhv. med og uten investering i ny linje. Denne informasjonen har vi ikke. Vi har imidlertid fått informasjon om realiserte kilekostnader 2007-2016 (deler av 2016) fra Agder Energi Nett, og vi har identifisert dem som ser ut til å følge av feil på linjen mellom Sira og Øye. Den tilhørende kile kostnaden for denne linjen er i gjennomsnitt NOK 615 588 per år i perioden 2007-2016, som gir en neddiskontert verdi over 10 år på NOK 4 872 243.

Det er ikke gjort en grundig undersøkelse av hva som vil være forventet kile kostnad for ny linje mellom Austadvika og Øye. Vi har gjort en enkel beregning basert på følgende antakelser for kile kostnader for ny linje:

- Avbrudd som skyldes torden eller uventet menneskelig aktivitet endres ikke.
- Det blir ingen avbrudd som følge av aldring, mens avbrudd som følge av annen teknisk svikt reduseres med 50 %.
- Avbrudd som følge av vind og vegetasjon reduseres med 50 % som følge av at ny linje bygges med økt faseavstand og fasehøyde samt at ny linje bygges i et mindre værutsatt område.
- Det er antatt at antall feil på linjen er proporsjonalt med lengden luft linje og det er antatt at det ikke er avbrudd som følge av feil på kabel. Ny linje Autadvika-Øye er 31,5 % kortere enn Sira- Øye og er derfor antatt å ha tilsvarende mindre feil.

Basert på data for avbruddskostnader gir dette en årlig avbruddskostnad på NOK 279 485, som gir en neddiskontert verdi over 10 år på NOK 2 212 061.

Tapte produksjons som følge av avbrudd

Feil på forbindelsen mot Øye vil også føre til at kraftverkene i området faller ut. Kraftverkene som ikke har magasin kan i slike tilfeller lide et tap i form av tapt produksjon. Dette gjelder omkring 10 MW av den installerte ytelsen i området.

Det er registrert 21 avbrudd som følge av feil på linjen mellom Sira og Øye i perioden 2007 – 2016. Dette inkluderer forbigående avbrudd og det lengste avbruddet i perioden varte omkring 3 timer. Total varighet av avbruddene er derfor liten. Dersom alle kraftverkene med magasin kunne gått med full produksjon under alle avbruddene, noe som er svært lite sannsynlig, vil kostnaden av tapt produksjon være i størrelsesorden 150 000 kr. Tatt i betraktning at ikke alle avbruddene vil kunne unngås med ny linje er det antatt at forskjellen i kostnadene knyttet til tapt produksjon som følge av avbrudd vil være veldig små sammenlignet med de andre kostnadsartene og det er derfor valg å se bort fra disse kostnadene.

3.8 Oppsummering av kostnader for de to alternativene

Tabell 3.2 gir en oppsummering av alle kostnadsartene for de to alternativene. Som vi ser er investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader størst ved en investering, mens nettap og kilekostnader er størst ved uten investering i ny linje. Totalt sett er det en beregnet samfunnsøkonomisk gevinst på 2,6 M NOK på å utsette investeringen gjennom produksjonsbegrensning.

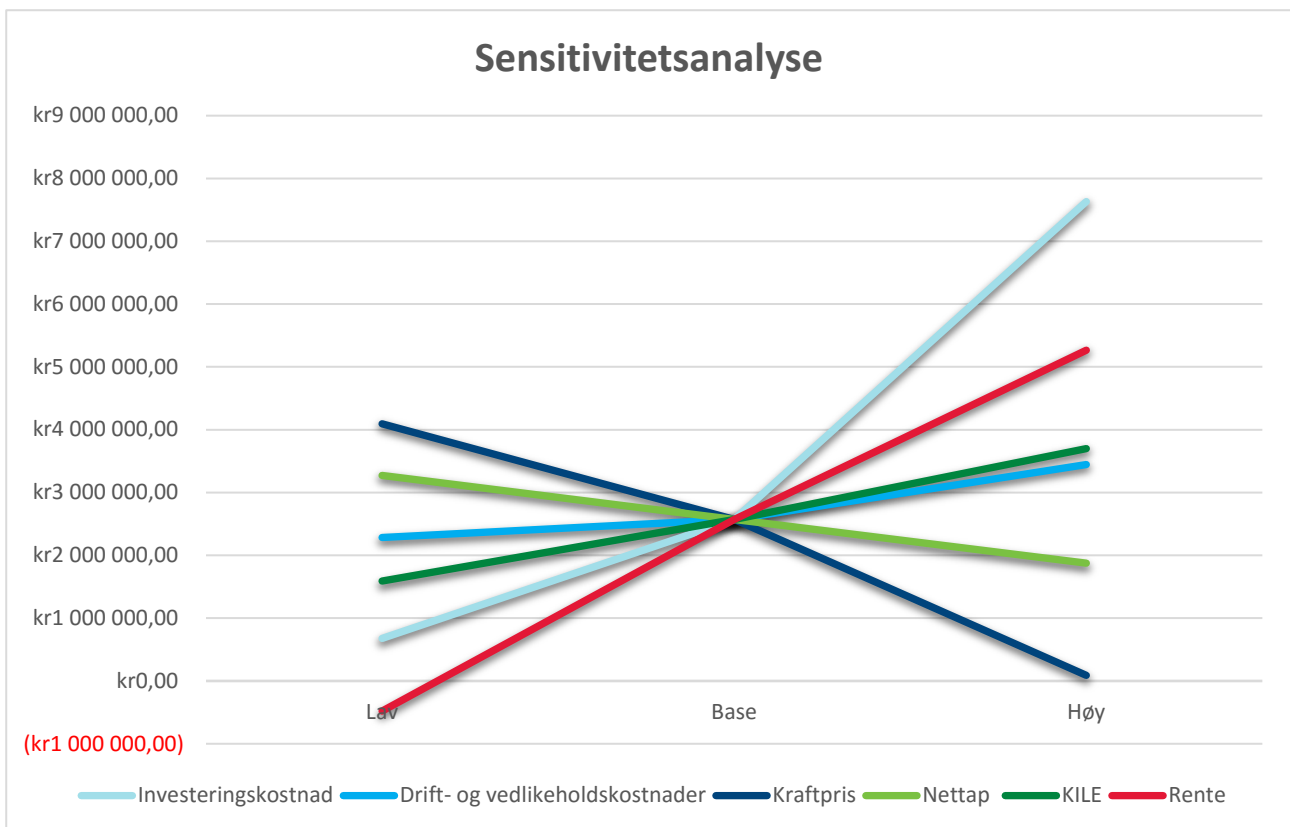
Tabell 3.2 Nåverdi av kostnader i planleggingsperioden for de to alternativene (i M NOK)

| Nr | Kostnadsart | Eksisterende nett | Med ny linje Austadvika - Øye |
|----|----------------------------------|-------------------|-------------------------------|
| 1 | Investeringskostnader | | 8,2 |
| 2 | Rivekostnader | 1,4 | 2,2 |
| 3 | Drifts- og vedlikeholdskostnader | 1,3 | 2,2 |
| 4 | Nettap | 33,7 | 29,0 |
| 5 | Kile | 4,9 | 2,2 |
| | Totalt | 41,3 | 43,9 |

3.9 Sensitivitetsanalyse

Figur 3.5 viser hvordan samfunnsøkonomisk gevinst ved å velge fleksibel produksjonsbegrensning fremfor bygging av ny linje endrer seg ved høye og lave verdier for utvalgte input-parameter som angitt i Tabell 3.3.

Tabellen er fastsatt basert på vår vurdering og er ment å representere det sannsynlige utfallsrommet slik det ble oppfattet i beslutningstidspunktet. Høye og lave verdier for nettap er ment å representere variasjon i nettap som følge av variasjon i klimatiske forhold samt usikkerhet i modellen.



Figur 3.5 Påvirkning av endring i ulike inputparametere i samfunnsøkonomisk gevinst ved å velge fleksible produksjonsbegrensning fremfor bygging av ny linje for ulike

Tabell 3.3 Verdier for inputparametere bruk i sensitivitetsanalysen.

| | Lav | Base | Høy |
|---------------------------------------|---|--------------------------------------|--|
| Investeringskostnad ny linje | 0,9 MNOK / km | 1,3 MNOK / km | 2 MNOK/km |
| Drift og vedlikeholdskostnader | 1 % av investeringskostnad i 40 år | 1,5 % av investeringskostnad i 40 år | 3 % av investeringskostnad i 40 år |
| Kraftpris | 200 NOK/MWh | 290 NOK/MWh | 450 NOK/MWh |
| Nettap | Beregnet tap redusert med 15 % | Se avsnitt 3.6 | Beregnet tap økt med 15 % |
| KILE ny linje | Ingen feil pga. alder eller teknisk svikt Feil pga. vind og vegetasjon redusert med 90 % Feil pga. torden og menneskelig adferd redusert med 50 %. Korrigert for lengde luft linje | Se avsnitt 3.7 | Samme som gammel linje korrigert for lengde luft linje |
| Rente | 3 % | 5 % | 7 % |

Sensitivitetsanalysen viser at bruk av fleksibel produksjonsbegrensning vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt for alle tilfellene som er studert utenom ved lav rente. Sensitivitetsanalysen viser at investeringskostnad, rente, og kraftpris er parameterne som har størst påvirkning på resultatet, men dette skyldes også det er relativt stor usikkerhet knyttet til disse parameterne.

En interessant observasjon er at selv om kostnader knyttet til nettap er den dominerende kostnaden i analysen har variasjon i nettap forholdsvis liten betydning for resultatet i forhold til de andre sensitivitetene som er undersøkt. Dette kan forklares ved at forskjellen mellom lave og høye nettap i Tabell 3.3 er små i forhold til de andre parameterne. Begrunnelsen for dette er at det er brukt en detaljert modell for beregning av tap og det er antatt at siden samme metode og lastdata benyttes for å beregne tap for begge alternativene, vil avviket fra faktiske tap være omtrent det samme for de to alternativene. Dette resultatet kan gi en indikasjon på hvilken nøyaktighet som kreves ved beregning av nettap.

4 Avslutning

4.1 Sammendrag

Vi har gjort en samfunnsøkonomiske analyse av å bruke produksjonsbegrensning i Agder Energi Nett sitt konsesjonsområde i perioden 2007-2016. Tiltaket ble gjennomført i praksis i denne perioden, og ble utløst av at ny produksjon ble etablert i Oftedal. Produsenten i Oftedal inngikk en avtale med magasinkraftprodusent. Analyseområdet er et overskuddsområde, og vi viser at kapasiteten ut av området ble for liten når den nye produksjonen kom til i Oftedal. Alternativet til å bruke produksjonsbegrensning ville være å bygge forsterket tilknytning til sentralnettet i Øye. Vi vurderte kostnader for disse to alternativene (produksjonsbegrensning, ny sentralnettstilkobling) i en planleggingsperiode på 10 år. Etter dette måtte en forsterke nettet i alle fall. Vi har beregnet neddiskonterte kostnader (kostnader i 10 år, neddiskontert til 2007) for fem kostnadstyper: Investeringskostnader, rivekostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, nettap og kilekostnader. Datagrunnlaget kommer i hovedsak fra Agder Energi Nett, men er også supplert med informasjon og standardverdier bl.a. fra NVE. For beregning av nettap har vi laget en egen modell for lastflyten i området hhv. med og uten forsterket nett. Analysen viser at tapkostnadene og kilekostnadene blir større dersom en ikke forsterker nettet. Det er imidlertid sparte kostnadene ved at investeringen utsettes, og som følge av relativt lave vedlikeholdskostnader for den linjen som skal utfases i alle fall om noen år. Totalt sett gir dette en samfunnsøkonomisk gevinst på 2,6 M NOK i 10-års perioden (nåverdi i 2007). Til sammenlikning er estimert kostnad for å bygge forsterket sentralnettstilknytning 20,15 M NOK.

4.2 Avsluttende vurderinger

Usikre faktorer og begrensninger

Generelt sett er vår vurdering at det har vært god kvalitet på grunnlagsdata. Vi har fått målinger fra Agder Energi Nett, og annen relevant informasjon om både systemet, prognoser, kostnader/priser og beregningsmetodikk.

Noen viktige faktorer er basert på skjønnsmessig vurdering / informert gjetning dels av Agder Energi Nett og dels av SINTEF Energi. Eksempler på dette er hva investeringskostnaden ville vært for ny linje i 2007, vedlikeholdskostnad for eksisterende sentralnettskobling, og endring i kilekostnader dersom en bygger ny sentralnettstilkobling. På disse punktene og noen andre hadde det vært mulig å arbeide seg fram til et enda bedre datagrunnlag, men dette ble ikke prioritert innenfor rammene av denne studien.

Alle beregningene er basert på 5 % rentesats. I dagens situasjon kan dette synes noe høyt i dagens pengemarked. I 2007 var imidlertid rentenivået noe høyere enn i dag. Det er også utført en sensitivitetsanalyse mht. rentenivået. En lavere rente vil føre til at investeringsutgiften får relativt mindre betydning, og dermed ville kostnadsforskjellen mellom de to alternativene blitt redusert.

Når en skal vurdere en beslutning som måtte gjøres i løpet av 2006, så burde en ideelt sett bruke den informasjonen som var tilgjengelig på det tidspunktet. Som en tilnærming til hva som var rimelig å forvente på beslutningstidspunktet har vi brukt realiserte verdier både for kraftpriser og KILE kostnader. Det ville vært enda bedre å finne forventet kraftpris neste 10 år f.o.m. 2007, f.eks. ved å bruke informasjon om forwardpriser. Tilsvarende ville det vært bedre å bruke forventede KILE kostnader enn realiserte verdier. Det kan tenkes at en har vært relativt heldig/uheldig i den perioden en har sett på. Dette gjelder spesielt sjeldne hendelser med stor konsekvens. Vi vurderer det likevel slik at realiserte verdier i en 10-års periode basert på informasjon fra områdekonsesjonæren er et god grunnlag.

Våre beregninger for nettap er litt for lav for tilfeller der nettapene er store. Vi forventer imidlertid at dette også gjelder beregnet nettap for alternativet der nettet ble forsterket, slik at det får begrenset betydning for kostnadsforskjellen mellom alternativene.

Læringspunkter

I utgangspunktet forventet vi at dette skulle være et case der mye lå til rette for at det ville være lønnsomt med produksjonsbegrensning. En fikk utsatt en dyr investering, og produksjonsbegrensningen som sådan hadde ingen kostnader (ingen produksjon gikk tapt fordi en hadde avtale med magasinkraftverk, og ingen kostnad/kompensasjon påløp ved aktivering av produksjonsbegrensning). Analysen viser også at produksjonsbegrensningen var samfunnsøkonomisk lønnsom iht. våre beregninger, og med relativt god margin målt som andel av investeringsutgiften.

Analysen viste imidlertid også at det påløp en betydelig økning spesielt i kostnader ved nettap, og en viss økning i KILE kostnader. Dette kan være et typisk trekk ved slike case: Når nettet presses opp mot kapasitetsgrensen øker tapet mye, og relativt gammelt nett kan gi større fare for avbrudd.

Referanseliste

- [1] Prosjektbeskrivelse IPN-søknad "DGnett - Alternative løsninger for integrasjon av distribuert produksjon".
- [2] Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)
- [3] Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften)
- [4] NVE (2015), "Tilknytningsplikt", <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/tilknytningsplikt/>.
- [5] Christina Sepúlveda / NVE (2011), "Tilknytningsplikt - presisering og praksis", presentasjon på Energi Norges temadag 6. januar 2011.
- [6] NVE atlas, <http://atlas.nve.no/SilverlightViewer/?Viewer=NVEAtlas>
- [7] Rolf Håkan Josefsen i Agder Energi, personlig kommunikasjon.
- [8] Nord Pool Spot, FTP-server
- [9] Lov om elsertifikater, <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39>
- [10] Forskrift om elsertifikater, <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2011-12-16-139>
- [11] REN AS, "REN blad nr 3006 - Råd om nettanalyse," 2011.
- [12] IEC, "Overhead electrical conductors - Calculation methods for stranded bare conductors," ed: International Electrotechnical Commission, 1995.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no