

# Vurdering av strømforsyningen til BKK-området

## Fellesutredning BKK og Statnett

Utarbeidet av	Sign.	Prosjektleder	Sign.
<b>Sonja Risser, BKK</b>	<b>SR (sign)</b>	<b>Bård Iver Ek, Statnett</b>	
<b>Lars Røise, BKK</b>	<b>LR (sign)</b>		
<b>Trond H. Carlsen, Statnett</b>	<b>THC (sign)</b>		
<b>Ella Mørk, Statnett</b>	<b>EM (sign)</b>		
<b>Merete Brandt Rasmussen, Statnett</b>	<b>MBR (sign)</b>		
Arkivkode			Antall sider + vedlegg
<b>Sak 03/252-5 (Statnett)</b>	<b>05.03.2004</b>		<b>17+45</b>

### Offisiell versjon 2010

Offisiell versjon av rapporten er offentliggjort mai 2010. Rapporten er skrevet i 2004 og ble brukt som underlag for valg av løsning for å sikre kraftforsyningen til BKK-området i fremtiden. Utvikling av infrastruktur som kraftnettet strekker seg over mange år og gjennom planleggingen er det svært viktig at de løsninger som blir valgt er fundamentert på et robust grunnlag. Statnetts vurdering er at konklusjonene som ble trukket i 2004 er enda mer robust i dag.

Ved offentliggjøring av rapporten er det gjort en ekstern vurdering av NVE i forhold til momenter som kommer inn under Beredskapsforskrift(BfK) § 6-2 Beskyttelse av informasjon.

Etter krav fra NVE er skjemaer og tabeller fra vedlegg B endret/gjort uleselig, ettersom de er underlagt taushet ihht BfK § 6-2 pkt. 2.

I tillegg er deler av informasjonen vurdert unntatt offentlighet, jfr. Offl. § 13(taushetsplikt) ledd nr. 2.

## Sammendrag

Strømforsyningen til BKK-området preges av et økende kraftunderskudd. Forbruket øker uten at produksjonen øker tilsvarende. Vinteren 2002/03 erfarte man at nettet måtte deles i Blåfalli for å greie å dekke overføringsbehovet inn til området. Nettdelingen medførte at BKK-området lå ensidig forsynt med svekket leveringspålitelighet.

Oljeindustrien i området utvider sine anlegg, noe som innebærer betydelig vekst i industriens kraftforbruk i tillegg til generell vekst i alminnelig forsyning. Samlet forbruksvekst innenfor BKK forventes å være 400 MW og 1,3 TWh frem til 2010, og ytterligere 230 MW og 1 TWh fra 2010 til 2020. Forventet energibalanse i BKK- og Sunnhordaland - området i 2010 og 2020 er hhv. 9,5 og 11 TWh/år eksklusiv gasskraft. Naturkrafts planlagte gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes vil bedre kraftbalansen på Vestlandet, men investeringsbeslutningen for disse verkene er blitt utsatt gjentatte ganger.

På denne bakgrunn har BKK og Statnett gjennomført en samfunnsøkonomisk vurdering av strømforsyningen inn til BKK-området. Eksisterende nett internt i BKK-området har begrenset overføringskapasitet fra Evanger og Samnanger og vestover. BKK har omsøkt en ny 300 kV ledning Samnanger-Arna for å øke overføringskapasiteten her. Sannsynlig investerings-tidspunkt er etter år 2017, jamfør siste versjon av kraftsystemplanen for BKK-området [1]. Forsterkninger internt i BKK-området er ikke vurdert i denne analysen.

Nettanalyser viser at forbruksveksten i BKK-området gir et overføringsbehov som er større enn kapasiteten i eksisterende nett. Uten ledningsforsterkninger forventes det at nettet må deles i ca 25% av året for å sikre tilstrekkelig overføringskapasitet inn til området i vinterhalvåret og ut av området i sommerhalvåret. Økt forbruk og økt fremtidig overføringsnivå i hovednettet svekker spenningsforholdene i området, slik at det er behov for økt reaktiv kompensering i form av kondensatorbatterier eller SVC-anlegg for å unngå at overføringskapasiteten i eksisterende nett reduseres i årene frem til år 2010. Økt overføringsbehov kombinert med begrenset overføringskapasitet resulterer i høye forventede kostnader knyttet til avbrudd og flaskehalser. Et 400 MW gasskraftverk på Kollsnes vil utsette behovet for en ny forbindelse noen år – forutsatt at det tillates at nettet deles i de periodene hvor kraftoverskuddet i området er større enn kapasiteten i eksisterende nett. På sikt vil forbruksveksten spise opp marginene gasskraftverket gir. Et tilsvarende gasskraftverk på Kårstø har liten betydning for BKK-området.

For å bedre leveringspåliteligheten i BKK-området er det nødvendig med en ny forbindelse inn til området. Samfunnsøkonomiske beregninger viser at en ny 420 kV forbindelse Sima-Samnanger er det beste nettforsterkningsalternativet.

## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Bakgrunn</b> .....	<b>4</b>
2.1	Forventet overføringsbehov i området.....	4
2.2	Overføringskapasitet i eksisterende nett .....	5
2.3	Aktuelle nettforsterkningstiltak .....	6
<b>3</b>	<b>Kapasitetsberegninger</b> .....	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>Samlastberegninger</b> .....	<b>10</b>
<b>5</b>	<b>Avbruddskostnader</b> .....	<b>12</b>
<b>6</b>	<b>Samfunnsøkonomiske sammenstillinger</b> .....	<b>13</b>
<b>7</b>	<b>Drøfting av resultatene</b> .....	<b>15</b>
<b>8</b>	<b>Konklusjon</b> .....	<b>18</b>
<b>A</b>	<b>Vedlegg A, Forutsetninger</b> .....	<b>A-1</b>
A.1	Forventet kraftbalanse i området .....	A-1
A.2	Kapasitetsberegninger .....	A-1
A.3	Samlastberegninger .....	A-4
A.4	Nettforsterkningsalternativer og investeringskostnader .....	A-6
A.5	Samfunnsøkonomiske sammenstillinger .....	A-9
<b>B</b>	<b>Vedlegg B, Kapasitetsberegninger</b> .....	<b>B-1</b>
B.1	Overføringskapasitet i eksisterende nett .....	B-1
B.2	Kapasitet inn til Vestlandet .....	B-3
B.3	Kapasitet ut fra BKK og Sogn .....	B-10
B.4	Konsekvenser for Flesakersnittet og Saudasnittet .....	B-15
<b>C</b>	<b>Vedlegg C, Samlastberegninger</b> .....	<b>C-1</b>
C.1	Modellering av BKK-området .....	C-1
C.2	Overføringsbehov og gasskraft .....	C-2
C.3	Vurdering av nettforsterkningstiltak .....	C-5
C.4	Følsomhetsberegninger .....	C-7
C.5	Konsekvenser for Flesakersnittet og Saudasnittet .....	C-9
<b>D</b>	<b>Vedlegg D, Avbruddskostnader</b> .....	<b>D-1</b>
D.1	Metodikk for beregning av avbruddskostnader .....	D-1
D.2	Beregning av avbruddskostnader .....	D-5
D.3	Følsomhetsvurderinger .....	D-9

## 1 Innledning

Hovednettet inn til SKL- og BKK-området har begrenset kapasitet, og nettforsterkningsbehovet ble sist vurdert i 1995 og 1996 av en arbeidsgruppe med deltakere fra SKL, BKK og Statnett [2]. Siden den gang har forbruket i området økt, mens planene om gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes ikke har blitt realisert. I SKL-området har aluminiumsindustrien gjennomført betydelige utvidelser og økt forbruket av elektrisk kraft. Ytterligere forbruksvekst forventes først og fremst i BKK-området, og det er forsyningen til BKK-området som vurderes her.

BKK-området opplever periodevis nettbegrensninger som følge av kraftunderskudd om vinteren og overskudd om sommeren. Vinteren 2002/03 var det uvanlig lite vann i magasinene i området, og nettet inn til BKK ble periodevis drevet med redusert pålitelighet (N-0) for å sikre tilstrekkelig energitilgang for området. Forbruket i området forventes å øke. I tillegg til veksten i alminnelig forsyning planlegger oljeindustrien betydelig vekst i sitt strømforbruk på Kollsnes og andre terminaler i området. Uten ny produksjon i området forventes det å være behov for nettforsterkninger. BKK og Statnett har gjennomført en samfunnsøkonomisk vurdering av strømforsyningen til BKK-området. Hovedrapporten gir en oppsummering av de utførte vurderingene, mens mer detaljerte forklaringer er vist i vedlegg.

## 2 Bakgrunn

### 2.1 Forventet overføringsbehov i området

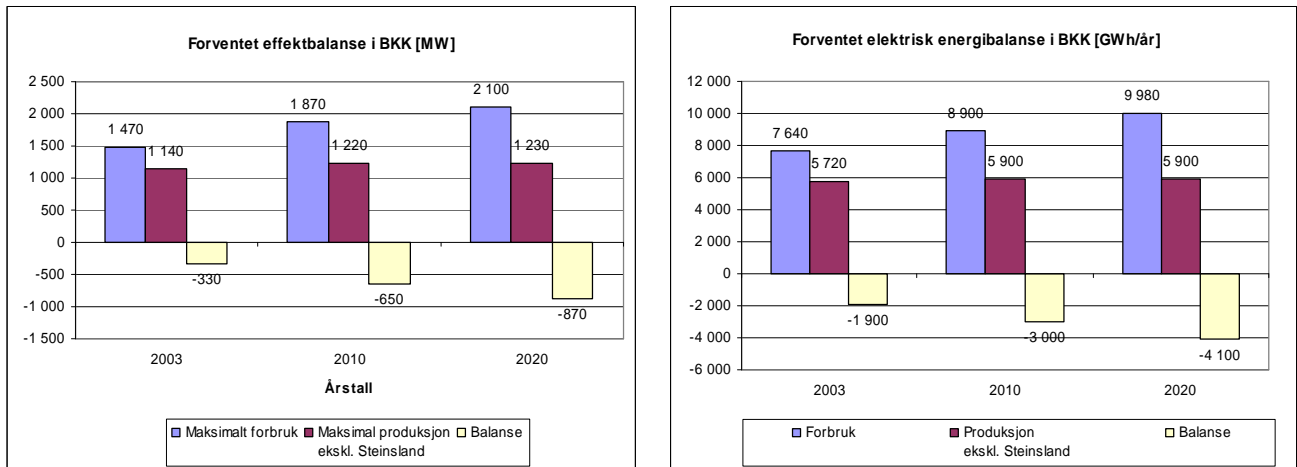
Det har lenge vært fokus på strømforsyningen i SKL- og BKK-området. Statnett har hatt særlig fokus på Saudasnittet, da utvidelser av aluminiumsindustrien på Karmøy og Husnes har resultert i økt overføringsbehov inn til Sauda.

Til tross for Sauda utbygging og mindre oppgraderinger av kraftverk i SKL-området (Sunnhordaland Kraftlag, dvs Haugesundsområdet), blant annet Blåfalli Vik, forventes det at energiunderskuddet i området vil være på ca 6,5 TWh i år 2010. Tilsvarende kraftunderskudd i BKK-området forventes å være 3 TWh. Samlet kraftunderskudd i SKL- og BKK- området forventes å være på 9,5 TWh i 2010. Frem mot år 2020 forventes det at underskuddet vil øke til ca 11 TWh.

De planlagte gasskraftverkene på Kårstø og Kollsnes vil produsere inntil 400 MW og 3 TWh/år hver seg. Statoil har planer om å bygge et 240 MW gasskraftverk på Mongstad. Ved en realisering av gasskraftverk vil overføringsbehovet inn til Vestlandet bli redusert. De planlagte gasskraftverkene på Kårstø og Kollsnes har imidlertid blitt utsatt gang på gang.

I utgangspunktet vurderte man nettforsterkninger for å få gasskraften ut fra Vestlandet, spesielt i sommerhalvåret. Opprinnelig idriftsettelsesdato for gasskraftverkene var år 2000 for Kårstø og 2001 for Kollsnes. Etter hvert som forbruket har økt og gasskraften er utsatt, har kraftbalansen svekket seg. Nå er det aktuelt å forsterke nettet for å sikre forsyningen av Bergen og Haugesund i vinterhalvåret.

Forventet utvikling av kraftbalansen i BKK-området er vist i Figur 2.1.



Figur 2.1 Forventet utvikling av effektbalansen [MW] og energibalanse [GWh/år] i BKK eksklusiv gasskraft.

I sommerhalvåret er det periodevis kraftoverskudd i Sogn og BKK-området, slik at det er behov for overføringskapasitet ut av området også.

## 2.2 Overføringskapasitet i eksisterende nett

Overføringskapasiteten inn til Vestlandet er begrenset av flere forhold. Internt i BKK er det behov for ledningen Samnanger – Arna eller Modalen – Kollsnes for å unngå nettbegrensninger mellom Samnanger / Evanger og forbrukstygdepunktene lenger vest. I denne studien neglisjeres begrensninger internt i BKK-området. I hovednettet inn til BKK-området er det fire snitt som begrenser overføringen:

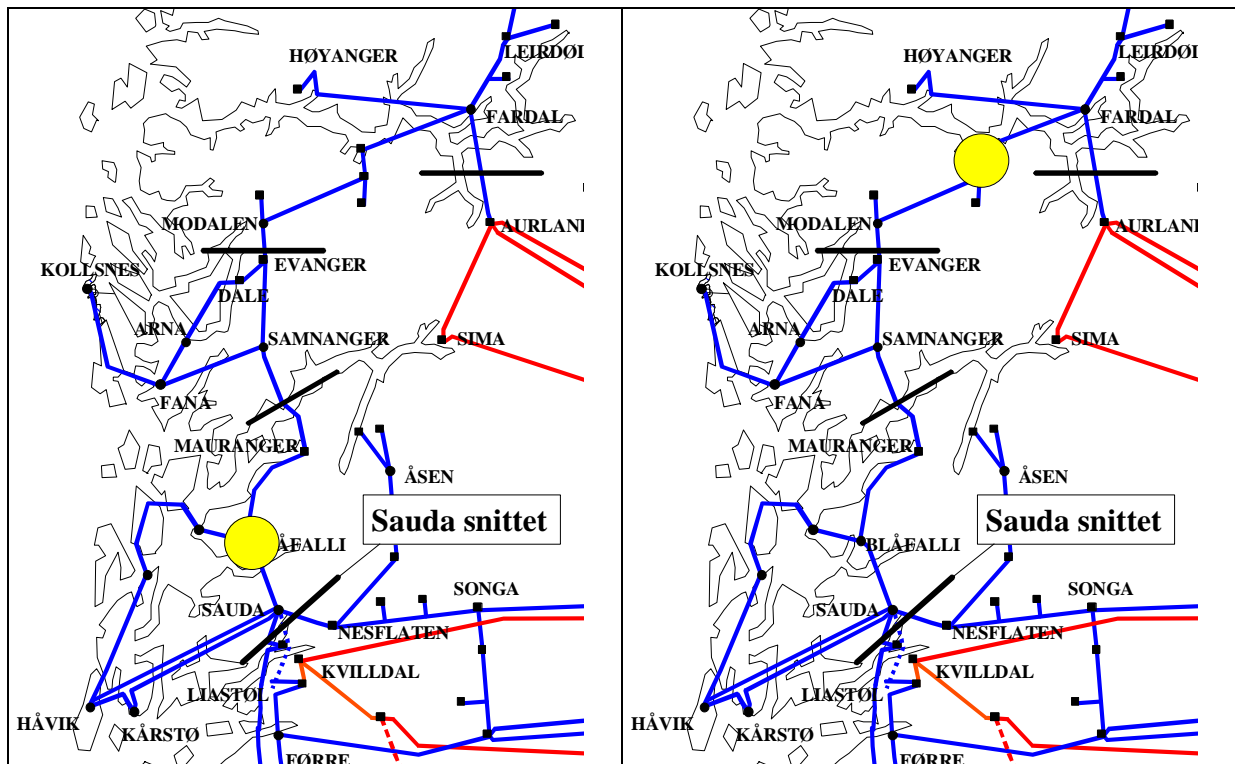
- Saudasnittet (Nesflaten-Sauda + Hysten-Sauda), 1300 MW kapasitet i dag.
- Saudasnittet + Modalen-Evanger, 1500 MW kapasitet, begrenset av fare for spenningssammenbrudd.
- Saudasnittet + Aurland-Fardal, 1500 MW kapasitet, begrenset av fare for spenningssammenbrudd.
- BKK-inn snittet, Modalen-Evanger + Mauranger-Samnanger, 800 MW kapasitet.

Når overføringsbehovet overstiger disse grensene, må nettet deles i Blåfalli, se Figur 2.2. Når nettet er delt ligger BKK-området ensidig forsynt nordfra. Ved ledningsutfall mellom Aurland og Modalen vil det oppstå separatområde. Når overføringsbehovet inn til området er så høyt at nettet må deles, vil det alltid være kraftunderskudd i området og ledningsutfall vil resultere i forsyningsavbrudd med tilhørende avbruddskostnader.

Ved delt nett i Blåfalli gjelder følgende overføringsgrenser:

- Modalen-Evanger, maksimalt 750 MW grunnet fare for spenningssammenbrudd
- Saudasnittet, 1300 MW

I tillegg til overføringen inn til BKK nordfra på Modalen-Evanger, vil produksjonen i Blåfalli og Mauranger forsyne BKK-området. Importbehovet til BKK har lang varighet, og over tid kan man ikke forvente en høyere produksjon enn til sammen 250 MW i Blåfalli og Mauranger. Dette innebærer at maksimal N-0 overføringskapasitet inn til området er på ca 1000 MW.



Figur 2.2 Illustrasjon av delingspunkter ved N-0 drift ved kraftunderskudd i BKK (venstre bilde) og ved overskudd i Sogn og BKK (høyre bilde).

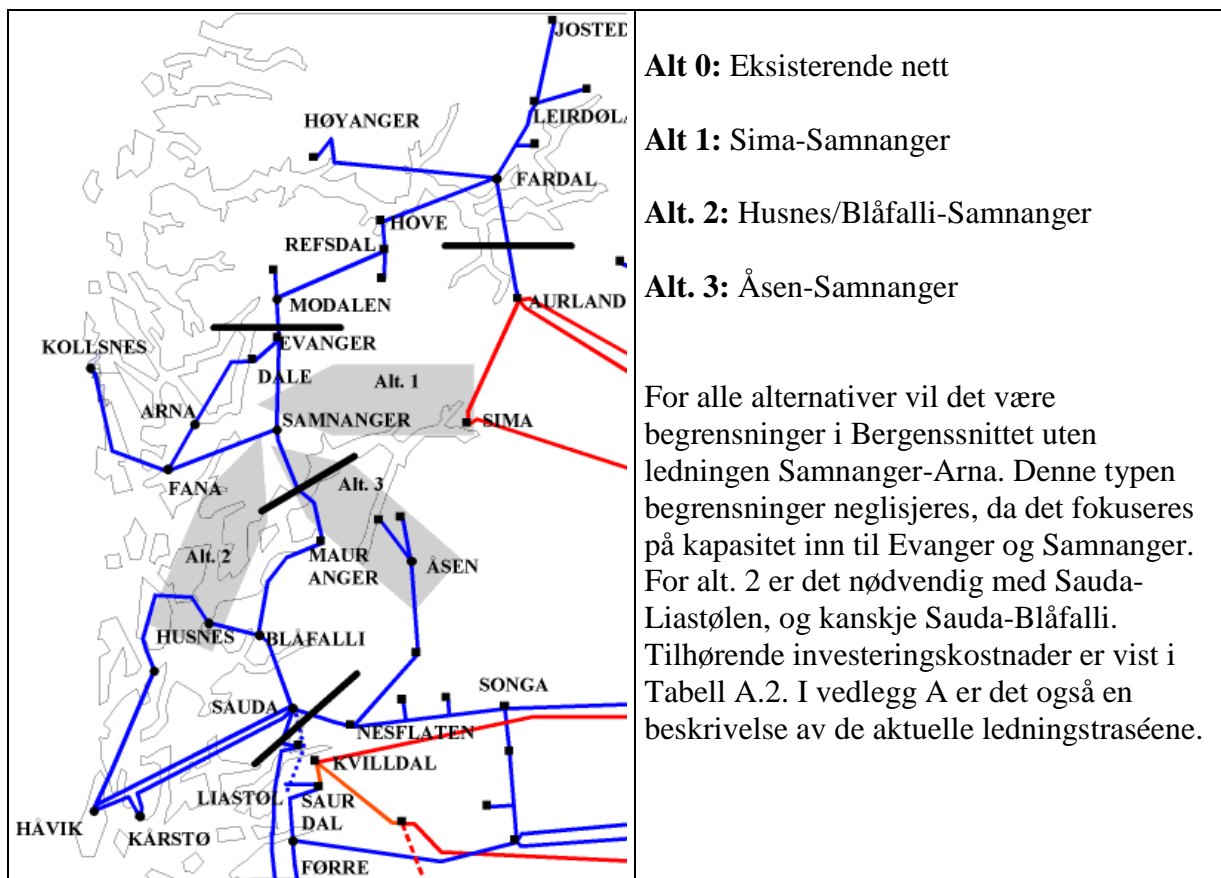
Ved kraftoverskudd i BKK og Sogn er følgende snitt normalt mest begrensende:

- Mauranger-Blåfalli + Fardal-Aurland, 700 MW v/20°C omgivelsestemperatur

Ved høyere overføringsbehov må nettet deles ved Refsdal eller Hove, se høyre del av Figur 2.2.

### 2.3 Aktuelle nettførsterkingstiltak

Det er først og fremst BKK-området som har behov for økt overføringskapasitet for å sikre forsyningen. Samnanger er ansett som et sentralt punkt for forsyningen i BKK-området. Av denne grunn går alle nettførsterkinger til Samnanger.

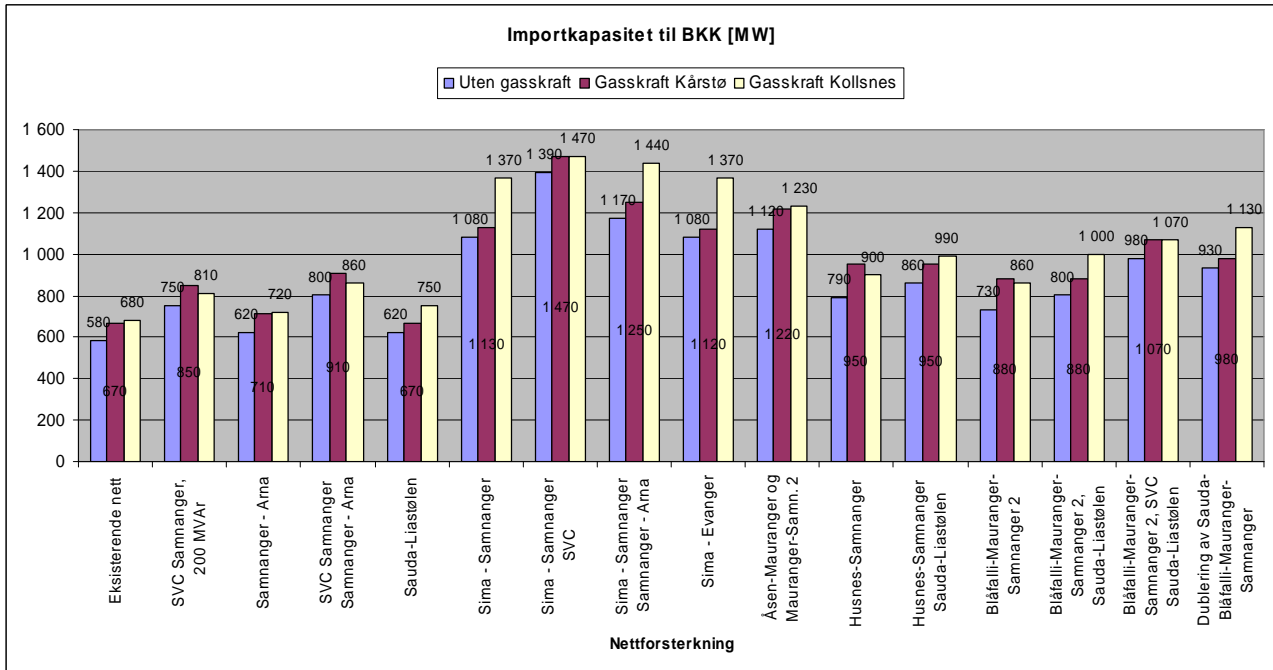


Figur 2.3 Nettførsterkningsalternativer

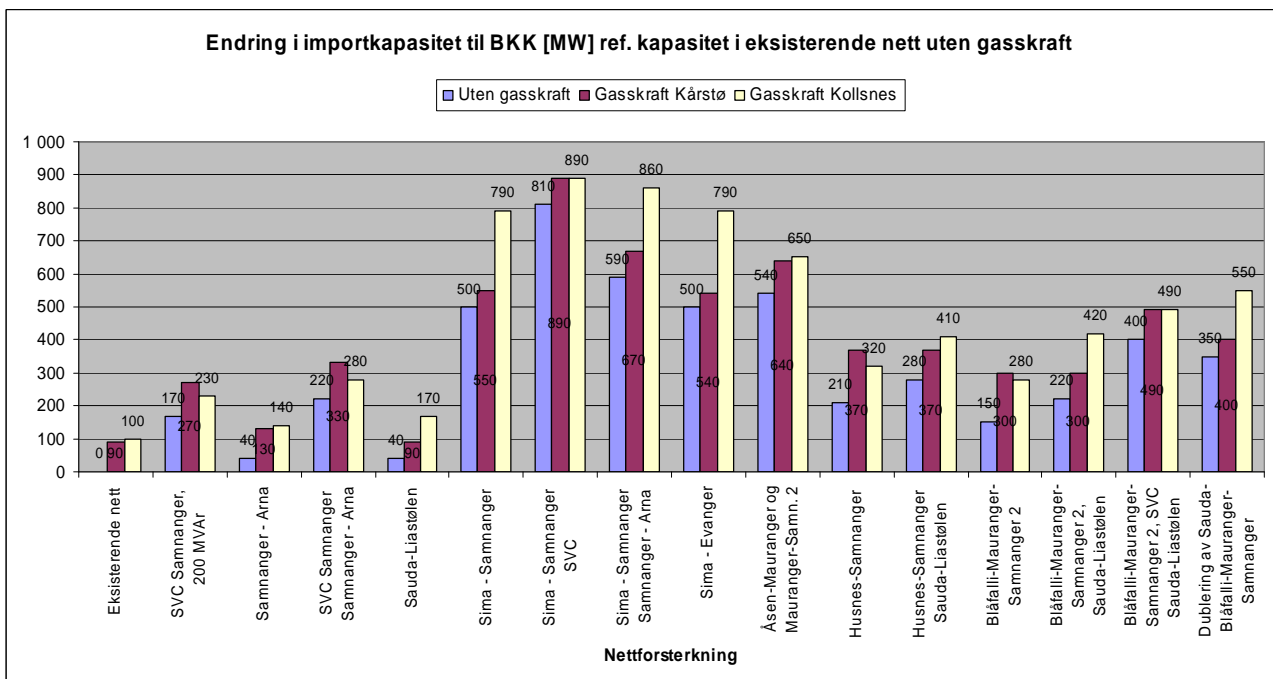
### 3 Kapasitetsberegninger

For å kartlegge maksimal overføringskapasitet i eksisterende nett, samt endringer i overføringskapasitet som følge av forbruksutvikling og aktuelle nettførsterkninger, er det utført kapasitetsberegninger. Kapasitetsberegningene er utført ved hjelp av en nettmodell som representerer det nordiske nettet med forventet forbruksnivå år 2010. Det er utført kapasitetsberegninger for tre forskjellige scenarier, uten gasskraft og med gasskraft på hhv. Kårstø og Kollsnes.

Ved kalibreringen av beregningsmodellen, er det forutsatt at overføringskapasiteten i 'Saudasnittet + Modalen-Evanger' er 1500 MW, begrenset av fare for spennings-sammenbrudd også i 2010. Denne overføringsgrensen er identisk med gjeldende overføringsgrense i 2003. Fram til 2010 øker forbruket innenfor dette snittet. Økt forbruk i SKL-området resulterer i at overføringskapasiteten inn til BKK-området reduseres med 200 MW fra år 2003 til 2010. Et 200 MVA SVC-anlegg i Samnanger vil motvirke kapasitetsreduksjonen. Det er utført beregninger med og uten SVC-anlegg i Samnanger. Beregningene med SVC-anlegg tillegges størst vekt fordi det er sannsynlig at man installerer reaktiv kompensering i eksisterende nett før man bygger nye ledninger inn til området. Detaljerte beregninger er vist i vedlegg B, nedenfor vises hovedresultatene.



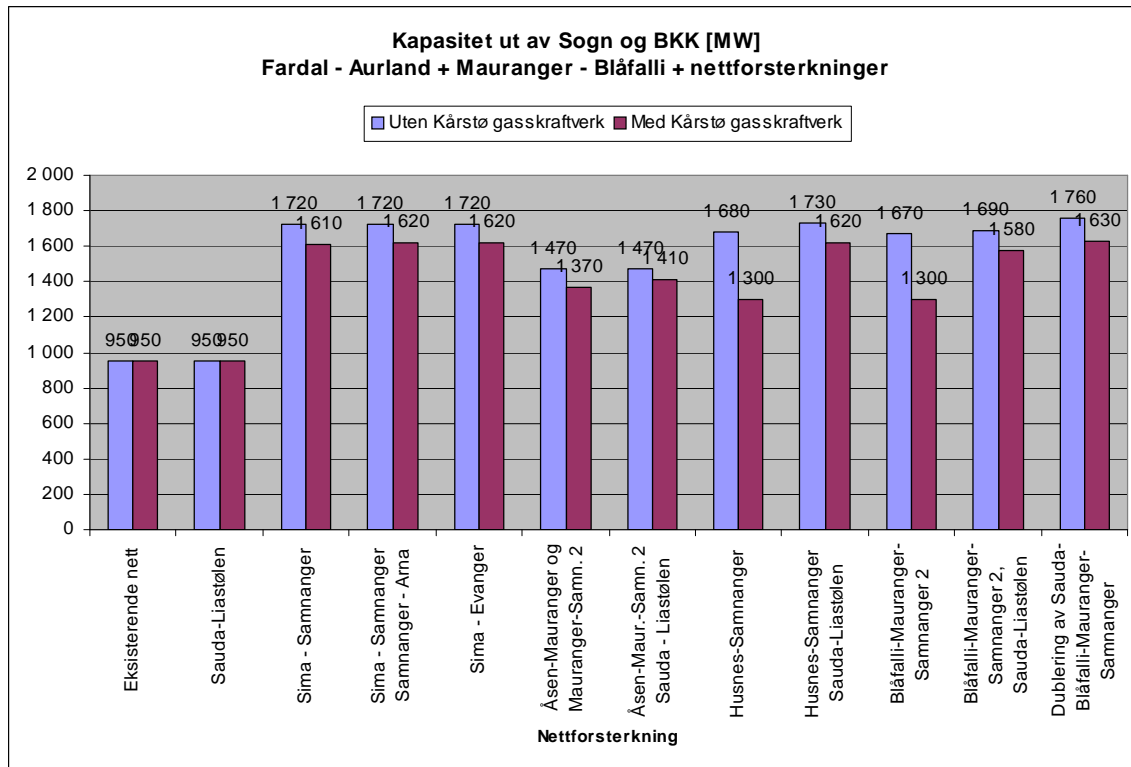
Figur 3.1 Importkapasitet til BKK-området (Modalen-Evanger + Mauranger-Samnanger) i MW som funksjon av gasskraftscenario og nettforsterkning.



Figur 3.2 Endring i importkapasitet til BKK (Modalen-Evanger + Mauranger-Samnanger) i MW, referert overføringskapasitet i eksisterende nett uten gasskraft stadium 2010.

Overføringskapasiteten inn til BKK-området begrenses hele tiden av spenningsforhold. Av denne grunn kommer installasjon av et 200 MVAR SVC-anlegg i Samnanger godt ut. Et kondensatorbatteri vil gi samme nytte, men det er ikke sjekket ut om et batteri vil gi problemer med høye spenninger ved intakt nett. Realiseres det et gasskraftverk på Kollsnes

eller Kårstø vil også dette gi spenningsstøtte, slik at overføringskapasiteten øker med ca 100 MW. Etablering av en ny tverrforbindelse til Sima eller Åsen gir størst økning i overføringskapasiteten inn til området. En forbindelse sydover til Blåfalli og Sauda gir lavere kapasitet, fordi kraften må hentes fra Ulla-Førre området som ligger ca 160 km unna, det dobbelte av avstanden til Sima.



Figur 3.3 Overføringskapasitet ut av Sogn og BKK i MW som funksjon av nettførsterkningstiltak og gasskraftscenario.

Merk at alle kapasitetsberegningene forutsetter at eksisterende 700 MVA 420/300 kV transformator i Aurland er erstattet av en 1000 MVA transformator. Uten et slikt transformatorbytte vil overføringskapasiteten ut av området bli lavere, 150 MW for eksisterende nett, ca 350 MW lavere for øvrige nettførsterkningsalternativer. Investeringskostnadene knyttet til denne transformatorutskiftningen er ikke inkludert i de samfunnsøkonomiske beregningene.

Ved kraftoverskudd i Sogn og BKK er nettførsterkningene mer likeverdige. I denne situasjonen begrenses nettkapasiteten av termiske forhold. Folgefonna alternativet (Åsen-Mauranger-Samnanger) har litt lavere kapasitet ut av området enn de øvrige alternativene.

Alle vurderte ledningsforsterkninger kan deles i to kategorier:

- Forsterkning mot Sima og Hallingdalen, Sima-Samnanger.
- Forsterkning sørover mot Sauda og Ulla Førre. Blåfalli-Mauranger-Samnanger + Sauda-Liastølen. Fra Ulla Førre og østover overføres det kraft til Østlandet gjennom Flesakersnittet.

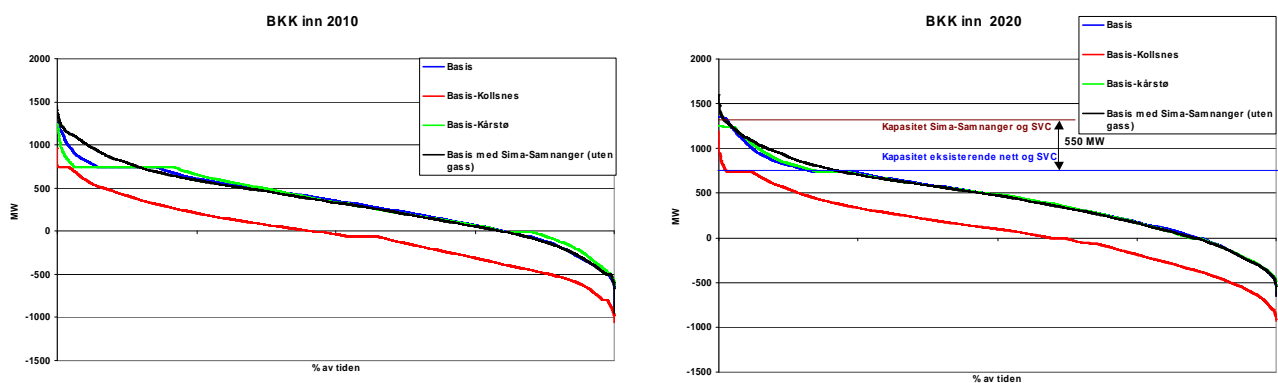
Hallingdalssnittet og Flesakersnittet er hovedsnittene inn til Østlandsområdet. Det er ønskelig å redusere overføringen i Flesakersnittet, mens det er ledig kapasitet i Hallingdalen.

Lastflytberegninger viser at en ny ledning Sima-Samnanger gir inntil 250 MW høyere overføring i Flesakersnittet enn de andre ledningsalternativene, se vedlegg B.4.

## 4 Samlastberegninger

Samlastmodellen er en kombinasjon av to analyseprogram: Produksjonsplanleggingsverktøyet Samkjøringsmodellen og lastflytprogrammet Optlast. I samkjøringsmodellen modelleres kraftmarkedet – forbruksvariasjoner over året samt vannkraftverkernes produksjonsvariasjoner over en 41 års periode basert på historisk tilsigsstatistikk. Hvert år er delt inn i 208 prisavsnitt. I Optlast kontrolleres det at markedets ønskede kraftflyt i hvert enkelt prisavsnitt er innenfor tilgjengelig overføringskapasitet i nettet. Ved for høyt overføringsnivå må produksjonsfordelingen korrigeres.

Samlast simulerer kraftmarkedet og beregner forventet overføringsbehov i nettet. Forventet overføringsbehov i nettet inn til BKK er vist i Figur 4.1. Av denne figuren ser man at overføringsbehovet inn til BKK-området reduseres dersom det bygges et gasskraftverk på Kollsnes. Et gasskraftverk på Kårstø har liten betydning for overføringsbehovet inn til BKK. Kurvene med Sima-Samnanger illustrerer markedets overføringsønske uten nettbegrensninger inn til BKK



Figur 4.1 Forventet overføringsbehov inn til BKK (Modalen-Evanger + Mauranger-Samnanger) som funksjon av gasskraftscenario.

For eksisterende nett med SVC-anlegg i Samnanger er overføringskapasiteten i 'BKK inn snittet' 750 MW i år 2010. Kapasiteten ut av Sogn og BKK-området er på 950 MW<sup>1</sup> for eksisterende nett. Når overføringsbehovet er større enn N-1 kapasitet i eksisterende nett, må man dele nettet og gå over til N-0 drift.

	Forventet varighet av 'delt nett' situasjoner på Vestlandet [%av året]					
	2010			2020		
	Under-skudd	Over-skudd	Totalt	Under-skudd	Over-skudd	Totalt
Uten gasskraft	15	9	24	24	4	28
400 MW Kollsnes	2	25	27	4	21	25
400 MW Kårstø	11	9	20	18	5	23

<sup>1</sup> Forutsatt at eksisterende 700 MVA transformator i Aurland er erstattet av en 1000 MVA transformator.

*Tabell 4.1 Forventet varighet av 'delt nett' situasjoner på Vestlandet for eksisterende nett med SVC-anlegg i Samnanger som funksjon av gasskraftscenarier.*

Varigheten av situasjoner med N-0 drift er en god indikator på hvordan nettet utnyttes, se Tabell 4.1. Eksisterende nett har begrenset kapasitet både inn til og ut fra Vestlandet. Legg merke til at selv om et gasskraftverk på Kollsnes nærmest løser underskuddsproblemet, så øker overskuddsproblemet i sommerhalvåret.

Dersom overføringsbehovet i nettet er høyere enn overføringskapasiteten vil det oppstå nettbegrensninger eller flaskehalsar med tilhørende flaskehalskostnader.

Ved estimering av flaskehalskostnader for eksisterende nett, benyttes N-0 nettkapasitet. Dette innebærer at nettet deles i Blåfalli, slik at ledningsutfall nord for BKK-området vil resultere i avbrudd for sluttbrukere. Denne metodikken er valgt fordi det er i samsvar med driften av eksisterende nett vinteren 2002/2003. Forsterkes nettet med nye ledninger vil det ikke lenger være aktuelt å drive nettet etter N-0 prinsippet. Nye ledninger gir økt driftssikkerhet og N-1 drift. Denne forutsetningen kan diskuteres når det gjelder nettførsterkningsalternativet Blåfalli-Mauranger-Samnanger 2 og Sauda – Liastølen, fordi kapasitetsøkning er beskjeden. I kombinasjon med SVC-anlegg i Samnanger vurderes det som riktig å benytte N-1 kriteriet for dette alternativet også.

En mer detaljert gjennomgang av samlastberegningene er vist i vedlegg B. Nedenfor presenteres hovedresultatene, flaskehalskostnader og endringer i overføringstap.

Årlige flaskehalsar i BKK-inn snittet som funksjon av nettførsterkninger												
Gasskraftscenarier	Eksisterende nett og SVC ref N-0				Sima-Samnanger og SVC ref N-1				Blåfalli-Samnanger 2+SVC Sauda-Liastølen, ref N-1			
	2010		2020		2010		2020		2010		2020	
	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill
Uten gasskraft	55	1,1	122	2,4	0	0,0	2	0,0	64	1,3	137	2,7
400 MW Kollsnes	0	0,0	3	0,1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	25	0,5
400 MW Kårstø	47	0,9	124	2,5	0	0,0	1	0,0	23	0,5	80	1,6

*Tabell 4.2 Forventede flaskehalsar inn til BKK i GWh/år og mill/år med SVC som funksjon av gasskraftscenarier og nettførsterkningsalternativer. Det forutsettes en gjennomsnittlig flaskehalskostnad på 2 øre/kWh.*

Reduksjon i årlige overføringstap												
Nettførsterkning	Uten gasskraft				Kollsnes				Kårstø			
	2010		2020		2010		2020		2010		2020	
	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill
Sima - Samnanger	26	5,2	40	8,0	39	7,8	28	5,6	32	6,4	24	4,8
Blåfalli - Mauranger - Samnanger 2 + Sauda - Liastølen	25	5,0	74	14,8	47	9,4	33	6,6	33	6,6	24	4,8
Åsen - Mauranger Mauranger - Samnanger 2	44	8,8	43	8,6	-	-	-	-	-	-	-	-

*Tabell 4.3 Reduksjon i overføringstap i Norge som funksjon av nettførsterkningstiltak stadium 2010. Endringene er referert eksisterende nett for det aktuelle gasskraftscenarier. Det forutsettes en energipris på 20 øre/kWh.*

Lastflytberegninger indikerer at en ny forbindelse Sima-Samnanger ville øke kraftoverføringen i Flesakersnittet. Fra samlast er det hentet varighetskurver for Flesakersnittet og Saudasnittet som funksjon av nettførsterkningsalternativer. Varighetskurvene viser at endringen i overføringen i Flesakersnittet er beskjeden, ca 100 MW. Den beskjedne endringen skyldes trolig omfordeling av produksjonen i systemet som følge av økt nettkapasitet. Se kapittel C.5 for flere detaljer.

## 5 Avbruddskostnader

Uten nettførsterkninger må nettet periodevis drives med redusert driftssikkerhet ved delt nett og N-0 drift. Ved denne driftsformen øker sannsynligheten for avbrudd.

I BKK er det installert et underfrekvensvern som kobler ut 64% av kjeler og alminnelig forsyning. Ved N-0 drift vil det være kraftunderskudd i området. I en slik situasjon vil utfall av radialforbindelsen til Aurland resultere i et separatområde med synkende frekvens, slik at underfrekvensvernet aktiveres. Etter aktivering av underfrekvensvernet er gjenværende forbruk lik 36% av kjeler og alminnelig forsyning i tillegg til 100% av industriforbruket. Dersom den lokale produksjonen i området er høyere enn gjenværende forbruk vil avbruddet begrense seg til utkoblet forbruk. Er gjenværende forbruk større enn produksjonen forventes det at hele BKK-området mister forsyningen (nettsammenbrudd). Det forsettes videre at gjenoppbyggingen av nettet totalt vil ta ca to timer, slik at gjennomsnittlig avbruddstid er én time ved totalt sammenbrudd. Ved gjeninnkobling av forbruk etter aktivering av underfrekvensvern forutsettes det en gjennomsnittlig avbruddstid på 45 minutter. Gjennomsnittlig forbruksnivå i vinterhalvåret er satt til 55% av maksimalt forbruk.

Avbruddskostnader pr. hendelse [mill kr]							
2010		2015		2020		2025	
Blackout (1 time)	U. Frekv. (0,75 t)	Blackout (1 time)	U. Frekv. (0,75 t)	Blackout (1 time)	U. Frekv. (0,75 t)	Blackout (1 time)	U. Frekv. (0,75 t)
13,9		14,8		16,1		16,3	
2,4		2,6		2,9		3,2	
0,7		0,7		0,7		0,7	
27,4	13,2	28,9	13,9	30,4	14,6	31,9	15,3
<b>44,4</b>	<b>13,2</b>	<b>47,1</b>	<b>13,9</b>	<b>50,1</b>	<b>14,6</b>	<b>52,1</b>	<b>15,3</b>

Tabell 5.1 Forventede avbruddskostnader pr. avbrudd i vinterhalvåret.

Basert på varighetskurver fra samlast er det estimert:

- Varigheten av perioden med N-0 drift
- Kraftbalansen i BKK-området i denne perioden

I kombinasjon med historisk feilstatistikk for ledningene mellom Aurland og Sauda for perioden 1988-2003 er følgende forventede avbruddskostnader beregnet:

Forventede avbruddskostnader i eksisterende nett med SVC [mill/år]												
Gasskraftscenario	2010			2015			2020			2025		
	vinter	som-mer	sum	vinter	som-mer	sum	vinter	som-mer	sum	vinter	som-mer	sum
Uten gasskraft	27,4	0,1	<b>27,6</b>	43,1	0,1	<b>43,3</b>	60,6	0,1	<b>60,7</b>	78,0	0,1	<b>78,1</b>
400 MW Kollsnes	2,9	0,3	<b>3,2</b>	6,5	0,3	<b>6,8</b>	10,8	0,3	<b>11,2</b>	15,5	0,3	<b>15,8</b>
400 MW Kårstø	15,6	0,1	<b>15,7</b>	29,7	0,1	<b>29,8</b>	48,9	0,1	<b>49,0</b>	72,1	0,1	<b>72,2</b>

Tabell 5.2 Sammenstilling av beregnede årlige avbruddskostnader for eksisterende nett med SVC-anlegg i Samnanger

Ved beregning av avbruddskostnader er det ikke tatt hensyn til N-0 drift som følge av revisjoner. Normalt er det kraftunderskudd om vinteren og periodevis kraftoverskudd i sommerhalvåret, slik at revisjonene forutsettes gjennomført i perioder hvor BKK-området er i tilnærmet balanse. Denne forutsetningen er noe optimistisk for scenariet med gasskraft på Kollsnes. På den annen side er energibalansen i dette scenariet så vidt god, at forutsetningen om N-0 drift gir noe for høye avbruddskostnader.

En mer fullstendig forklaring og gjennomgang av avbruddskostnadene er vist i vedlegg D.

## 6 Samfunnsøkonomiske sammenstillinger

Nedenfor presenteres resultatene av de samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegningene for tre alternative nettførsterkninger med utgangspunkt i eksisterende nett og eksisterende nett med SVC-anlegg. Det er tre scenarier: uten gasskraft og med gasskraft på hhv Kollsnes og Kårstø.

Følgende forhold er inkludert i beregningene:

- Investeringskostnader
- Drift- og vedlikeholdskostnader
- Tap
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader, beregnet som spesialreguleringskostnader

Basisforutsetninger:

- Analyseperiode: 2010 – 2030
- Samfunnsøkonomisk diskonteringsrente: 6% reelt
- Investeringskostnadene er fordelt på de to første årene i analyseperioden
- Nyttevirkningene tas inn fra og med 2012.

<b>Investeringskostnader i mill NOK ref. 2003</b>	
Sima-Samnanger	400
Åsen-Mauranger, Mauranger-Samnanger 2	540
Blåfalli-Mauranger-Samnanger 2 og Sauda-Liastølen	500

Tabell 6.1 Investeringskostnader i 2003 kr for utvalgte alternativer

Mer detaljerte forutsetninger er beskrevet i kapittel A.5 og i startdokumentet for analysen [3].

<b>Samfunnsøkonomisk netto nåverdi i MNOK per 1.1.2010</b>		
<b>Referert eksisterende nett</b>		
	Sima-Samnanger	Åsen – Mauranger – Samnanger
Uten gasskraft	695	577
Gasskraft Kollsnes	-44	-189
Gasskraft Kårstø	560	415

Tabell 6.2 Samfunnsøkonomisk netto nåverdi i MNOK pr. 1.1.2010 for de vurderte forsterkningsalternativene referert eksisterende nett (uten SVC).

I Tabell 6.2 er nettførsterkningsalternativet Blåfalli-Samnanger utelatt. Forutsetning om N-1 drift uten SVC anses i dette tilfellet som lite sannsynlig gitt den lave kapasitetsøkningen denne forsterkningen innebærer.

<b>Samfunnsøkonomisk netto nåverdi i MNOK per 1.1.2010</b>			
<b>Referert eksisterende nett med SVC</b>			
	Sima-Samnanger	Blåfalli – Samnanger /Sauda – Liastølen	Åsen – Mauranger – Samnanger
Uten gasskraft	324	237	206
Gasskraft Kollsnes	-196	-281	-341
Gasskraft Kårstø	180	72	35

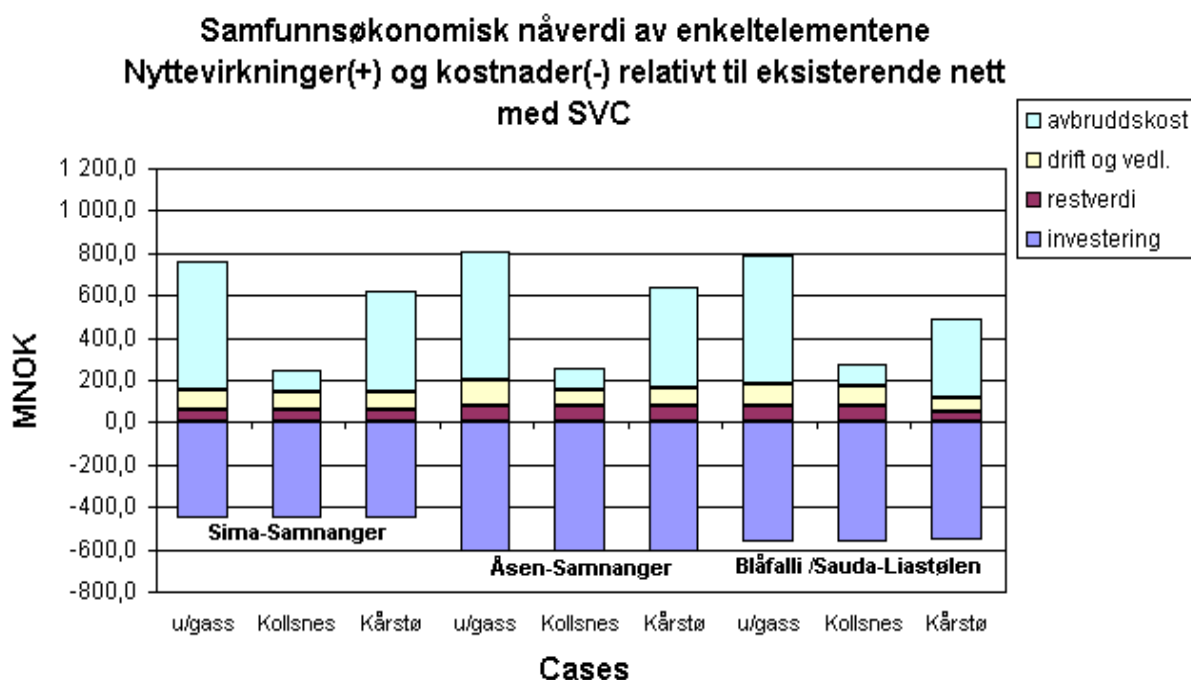
Tabell 6.3 Samfunnsøkonomisk netto nåverdi for de vurderte forsterkningsalternativene referert eksisterende nett med SVC.

Dersom det ikke bygges gasskraftverk på Kollsnes vil samtlige nettførsterkningsalternativer være lønnsomme.

Sammenlignes Tabell 6.2 og Tabell 6.3 ser man at et SVC-anlegg i Samnanger reduserer nytten av en ny ledning. SVC-anlegget bidrar til økt kapasitet i eksisterende nett, noe som reduserer varigheten av N-0 drift og forventede avbruddskostnader for referansealternativet.

Det er ikke gjort beregninger som kan konkludere med at et SVC-anlegg er lønnsomt å bygge. Investeringskostnadene for et SVC-anlegg er ikke inkludert i beregningene. Gitt at SVC-anlegget kan komme relativt raskt i tid, er det sannsynlig at nyttevirkningene i perioden fram til en ledningsforbindelse idriftsettes kan forsvare en slik investering. Dersom det viser seg at det er tilstrekkelig med et kondensatorbatteri, vil dette øke sannsynligheten for lønnsomhet ytterligere.

I de samfunnsøkonomiske sammenstillingene nedenfor er alle nyttevirkinger referert eksisterende nett med SVC.



Figur 6.1 Samfunnsøkonomisk nåverdi pr. 1.1.2010 referert eksisterende nett med SVC, illustrasjon av enkeltelementenes bidrag.

Figur 6.1 og Tabell 6.4 viser den samfunnsøkonomiske nåverdien av enkeltelementene som inngår i lønnsomhetsvurderingen. Figuren illustrerer hvordan reduserte avbruddskostnader er avgjørende for lønnsomheten.

I Tabell 6.4 er drift- og vedlikeholdselementet fra Figur 6.1 splittet opp i flaskehalskostnader, tap og drift- og vedlikeholdskostnader.

Scenario	Sima-Samnanger			Åsen-Samnanger			Blåfalli-Samnanger		
	U/gass	Kollsnes	Kårstø	U/gass	Kollsnes	Kårstø	U/gass	Kollsnes	Kårstø
Investering	-441	-441	-441	-601	-601	-601	-555	-555	-555
Restverdi	64	64	64	77	77	77	81	81	81
Drift- og Vedlikehold	-7	-7	-7	-6	-6	-6	-8	-8	-8
Tap	77	82	68	105	82	68	112	98	70
Flaskehals	20	1	19	20	1	19	-3	-2	8
KILE-kost	611	106	477	611	106	477	611	106	477

Tabell 6.4 Samfunnsøkonomisk nåverdi 1.1.2010 referert eksisterende nett med SVC, illustrasjon av enkeltelementenes bidrag. Positive verdier er nytteeffekter og besparelser, negative verdier er utgifter.

## 7 Drøfting av resultatene

Hovedfokuset i denne analysen er underskuddssituasjonen i BKK-området. I tråd med den valgte metodikken forutsettes det at eksisterende nett vil bli drevet etter N-0 kriteriet når overføringsbehovet overstiger N-1 kapasiteten i nettet. Når man tillater N-0 drift blir overføringskapasiteten ved intakt nett høy, slik at flaskehalskostnadene får mindre betydning i

det samfunnsøkonomiske regnestykket sammenlignet med avbruddskostnadene. Av denne grunn er det lagt ned mye arbeid for å estimere forventede avbruddskostnader, mens flaskehalskostnadene er behandlet på en mer forenklet måte.

Verdifastsettelsen på leveringsavbrudd er basert på NVEs standardsatser, også for oljeindustrien på Mongstad og Kollsnes. Informasjon direkte fra Statoil tyder på at de reelle avbruddskostnadene er enda høyere for oljeindustrien.

De flaskehalskostnadene som er inkludert i de samfunnsøkonomiske beregningene er knyttet til 'BKK-inn snittet'. I tillegg til dette snittet vil også 'Saudasnittet + Modalen-Evanger' og 'Saudasnittet + Aurland-Fardal' bidra til flaskehalskostnader. Dette innebærer at flaskehalskostnadene er noe undervurdert i denne analysen.

Nytten av ny kapasitet inn til området er knyttet til underskuddssituasjonen på Vestlandet. En nettførsterkning vil også være gunstig ved kraftoverskudd i sommerhalvåret. Det er ikke beregnet reduserte flaskehalskostnader knyttet til overskuddssituasjonen. Ved stort kraftoverskudd er det forutsatt at nettet deles og drives med redusert driftssikkerhet. Slik drift resulterer i økte avbruddskostnader som er innarbeidet i nytteberegningene. Da området har kraftoverskudd er de forventede avbruddskostnadene beskjedne.

En nettførsterkning i området vil også påvirke overføringen i Saudasnittet og behovet for forbruksutkoblingsautomatikken på Karmøy. En ny ledning Sauda-Liastølen vil fjerne behovet for forbruksutkoblingen. Sima-Samnanger forbindelsen vil redusere overføringen i Saudasnittet med ca 100 – 150 MW, slik at behovet for forbruksutkoblingen vil bli noe redusert. Denne nytteeffekten er ikke innarbeidet i de samfunnsøkonomiske beregningene som presenteres i denne rapporten. Når det gjelder nettinvesteringer, så er investeringskostnadene for en 1000 MVA 420/300 kV transformator i Aurland ikke inkludert.

En viktig forutsetning i denne analysen er kalibreringen av nettmodellen som danner grunnlaget for kapasitetsberegningene. Det er forutsatt at overføringskapasiteten i 2010, uten nettførsterkninger og uten gasskraft, er 1500 MW for snittet 'Saudasnittet + Modalen-Evanger'. Dette snittet begrenses av faren for spenningssammenbrudd, akkurat som i dag. Grunnet forbruksvekst generelt og spesielt i SKL-området, reduseres overføringskapasiteten inn til BKK fra 800 MW i dag (2003) til 600 MW år 2010. Denne kapasitetsreduksjonen øker flaskehalskostnader og avbruddskostnader. Ved å bygge et SVC-anlegg eller kondensatorbatteri i Samnanger, vil kapasiteten i eksisterende nett være 750 MW i år 2010. Det anbefales å tillegge resultatene referert til eksisterende nett med SVC-anlegg størst vekt.

Da overføringskapasiteten i nettet begrenses av spenningsproblematikk, vil nettførsterkningsalternativ som etablerer nye forbindelser til produksjonsområder med god spenningsstøtte gi størst økning i nettkapasitet. Dublering av eksisterende forbindelser sørover til Blåfalli kommer dårligere ut. Kapasitetsøkningen for de sydlige nettførsterkningsalternativene er beskjedne og gir liten fleksibilitet med tanke på fremtidige endringer i kraftbalansen.

Kapasitetsberegningene illustrerer at nettbegrensningene inn til BKK-området skyldes lav overføringskapasitet i nettet mellom Blåfalli og Aurland. Økt overføringskapasitet inn til SKL-området eller gasskraftverk på Kårstø har liten betydning for forsyningen av BKK.

Den samfunnsøkonomiske sammenstillingen viser at det er lønnsomt å forsterke nettet inn til BKK-området. Uten nettførsterkninger og uten et gasskraftverk på Kollsnes er de forventede avbruddskostnadene høye. I BKK er det etablert underfrekvensvern som kobler ut 64% av alminnelig forsyning og kjeler dersom frekvensen synker. Dette underfrekvensvernet er med på å redusere avbruddskostnadene, da man unngår et fullstendig sammenbrudd i hele BKK-området. I BKK-området har man ikke tradisjonell kraftkrevende industri som egner seg for automatisk forbruksutkobling ved kritiske ledningsutfall. For å øke omfanget av forbruksutkoblingen må man øke andelen av alminnelig forsyning som blir koblet ut, noe som synes lite realistisk. Denne typen utkobling av alminnelig forsyning praktiseres ikke noe annet sted i Norge, noe som illustrerer hvor anstrengt overføringssituasjonen inn til BKK-området er.

Ved et nettsammenbrudd i BKK-området er det sannsynlig at mengden ikke levert energi i fremtiden vil overstige 1000 MWh. Dette er i strid med Statnetts kriterier for leveringskvalitet i sentral- og regionalnett.

Dersom det realiseres et gasskraftverk på Kollsnes, synes situasjonen å være tilfredsstillende for BKK-området i år 2010. Varigheten av N-0 drift ved kraftunderskudd begrenses da til ca 2% av året. Dette er en så liten andel av året at det bør være mulig å løse problemet med spesialregulering eller eget prisområde fremfor å etablere N-0 drift med tilhørende avbruddskostnader. I sommerhalvåret vil et gasskraftverk på Kollsnes forsterke overskuddsproblematikken, og forventet varighet av en 'delt nett' situasjon for å få kraften ut er på 25% av året. Dersom man ikke tillater planlagt bruk av denne typen nettdeling vil nytten av en ny forbindelse øke.

Etter hvert som forbruket øker videre utover i analyseperioden vil driftssituasjonen bli mer anstrengt, også for alternativet med gasskraft på Kollsnes. Forventet forbruksvekst fra 2010 til 2020 er på 230 MW, fra 2020 til 2025 er forventet vekst 80 MW. Forbruksveksten vil etter hvert spise opp marginene et gasskraftverk gir. Videre må det vurderes hvor avhengig man ønsker å være av ett enkelt kraftverk. Oppstår det en langvarig feil på gasskraftverket, vil nettkapasiteten gå ned med ca 100 MW samtidig som overføringsbehovet øker med 400 MW.

Statoil planlegger å bygge et 240 MW gasskraftverk på Mongstad. Et slikt gasskraftverk tilknyttet 132 kV regionalnett vil ikke støtte spenningen i hovednettet på samme måte som et kraftverk tilknyttet 300 kV nettet på Kollsnes. Kapasiteten i 'BKK inn snittet' vil være ca 100 MW lavere med gasskraftverk på Mongstad sammenlignet med gasskraft på Kollsnes. Da det planlagte kraftverket på Mongstad har 160 MW lavere produksjonskapasitet enn Kollsnes kraftverk, representerer Mongstad alternativet en endring av forholdet mellom overføringsbehov og nettkapasitet på -260 MW sammenlignet med gasskraftverket på Kollsnes. Sammenlignet med basisscenario uten gasskraft representerer Mongstad gasskraftverk en bedring i kraftbalansen på +240 MW.

Når det gjelder valg av nettførsterkning, er det viktig å velge et alternativ som sikrer tilstrekkelig kapasitet i hele analyseperioden. Dette favoriserer alternativene med tverrforbindelser til Åsen eller Sima. Når disse alternativene vurderes opp mot hverandre, ser man at Åsen forbindelsen gir noe høyere kapasitet inn til området, men lavere kapasitet ut av området enn Sima-Samnanger. En ny ledning Sima-Samnanger innebærer en ny trasé inn til Samnanger, noe som er gunstig for leveringspåliteligheten, men uheldig miljømessig. Åsen forbindelsen innebærer en dublering av eksisterende ledning Mauranger-Samnanger i teknisk vanskelig terreng, noe som øker sannsynligheten for samtidige feil. Hovedforskjellen mellom

forsterkning mot Sima eller Åsen er investeringskostnadene. En forbindelse til Sima er ca 140 mill rimeligere enn forbindelsen til Åsen.

Sammenlignes Sima-Samnanger med det sydlige alternativet Blåfalli-Mauranger-Samnanger 2 + Sauda-Liastølen, er forskjellene enda større. Overføringskapasiteten med Sima-Samnanger er 3-400 MW høyere, og gir en helt annen fleksibilitet med tanke på fremtidig overføringsbehov. Argumentet med leveringspålitelighet blir enda sterkere. Det sydlige alternativet medfører at hele BKK- og SKL-området er avhengig av Sauda stasjon. Parallellføring helt fra Blåfalli til Samnanger er også uheldig for leveringspåliteligheten, dessuten er terrenget på denne strekningen teknisk utfordrende. Investeringskostnadene for Sima-Samnanger er ca 100 mill lavere enn det sydlige alternativet.

En ledning Sima-Samnanger forventes å øke overføringen i Flesakersnittet sammenlignet med forsterkning mot Blåfalli eller Åsen. Kapasitetsberegninger viser en økning på inntil 250 MW. Samlastberegninger indikerer en mer beskjeden endring, i størrelsesordenen 100 MW i Saudasnittet. I perioder med høy overføring i Flesakersnittet indikerer samlast en lavere endring, se Figur C.13. Når kapasitetsberegninger og samlastberegninger vurderes under ett, anslås det at den økte overføringen i Flesakersnittet ligger på inntil 150 MW – ca 5% av maksimal kapasitet i snittet.

De samfunnsøkonomiske sammenstillingene viser at en ny 420 kV forbindelse Sima-Samnanger er det beste nettfosterkningsalternativet. I kombinasjon med gasskraftverk på Kollsnes er heller ikke Sima-Samnanger samfunnsøkonomisk lønnsom ved en realisering i 2010, forutsatt at nettdeling godtas ved kraftoverskudd. Dette innebærer at investerings-tidspunktet bør utsettes dersom Kollsnes kraftverk realiseres.

## 8 Konklusjon

Nettanalyser viser at forbruket i BKK-området er i ferd med å bli større enn forsyningsevnen til eksisterende nett. Uten nettfosterkninger vil det kunne oppstå nettsammenbrudd i hele BKK-området. En ny ledning Sima-Samnanger synes å være det beste nettfosterkningsalternativet for å sikre strømforsyningen til BKK-området. Et gasskraftverk på Kollsnes vil utsette behovet for nettfosterkninger.

## Referanser

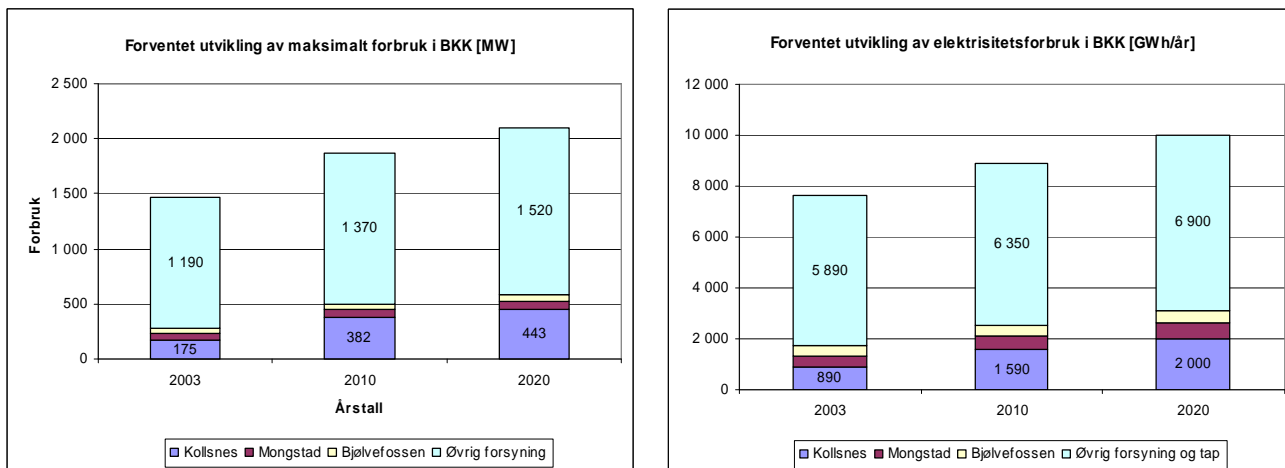
- 
- [1] Kraftsystemutredning 2003 – 2017 for BKK-området og Indre Hardanger, BKK Nett AS, 01.12.2002
  - [2] Analyse av behovet for nettfosterkninger i hovednett i og til SKL- og BKK-området. Delrapport 2 i en studie for å vurdere forsterkningsbehov i hovednettet mellom Sognefjorden og Boknafjorden, Thor André Berg og Sonja Marie Risser, BKK, Magne Heimvik og Truls Drange, SKL, Bjørn Hugo Jensen og Inge Vognild, Statnett. 23.04.1996.

- [3] Fellesutredning BKK og Statnett 2003, Arbeidsbeskrivelse, 10.11.2003,  
dok.id.272408.doc

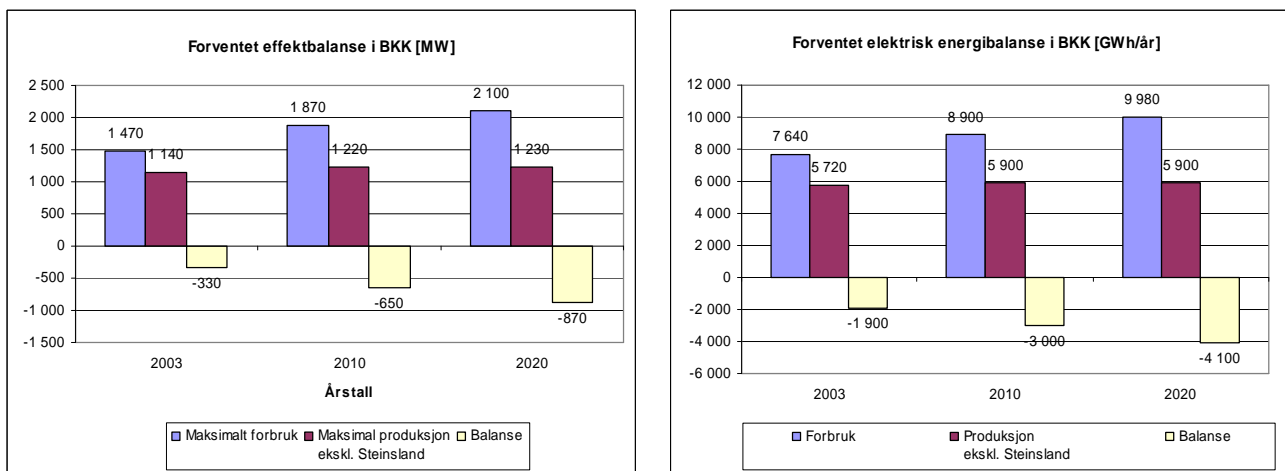
## A Vedlegg A, Forutsetninger

### A.1 Forventet kraftbalanse i området

Forventet forbruksvekst i BKK-området er skissert i Figur A.1 og Figur A.2.



Figur A.1 Forventet utvikling av maksimalt forbruk [MW] og årlig energiforbruk [GWh/år] i BKK-området



Figur A.2 Forventet utvikling av effektbalansen [MW] og energibalansen [GWh/år] i BKK, eksklusiv gasskraft

Fra 2003 til 2020 svekkes effektbalansen med ca 540 MW, energibalansen svekkes med ca 2,2 TWh dersom det ikke realiseres gasskraftverk i området. Antas det en brukstid på 4 – 5000 timer/år, tilvarer økningen i energiunderskuddet et økt overføringsbehov inn til BKK på 440-550 MW i vinterhalvåret.

### A.2 Kapasitetsberegninger

- Overføringskapasitet defineres etter N-1 kriteriet, dvs at systemet skal tåle utfall av en ledning.
- Kapasitet inn til BKK defineres som sum overføring på ledningene Modalen-Evanger, Mauranger-Samnanger og eventuelt nye ledninger inn til området (Sima-Samnanger, Mauranger-Samnanger 2, Husnes-Samnanger).

- Saudasnittet + Modalen-Evanger består av ledningene Hysten-Sauda, Nesflaten-Sauda, Saurdal-Sauda (Sauda-Liastølen) og Modalen-Evanger. Dette snittet er kritisk for sum overføring inn til BKK- og SKL-området.
- Etter ledningsutfall tillates en overføring som tilsvarer 120% av kontinuerlig strømgrense. Det forutsettes at alle ledninger er temperaturoppgradert til 80°C linetemperatur. Enkelte ledninger er oppgradert til 100°C linetemperatur. Strømgrensen varierer også med omgivelsestemperaturen, her forutsettes det en omgivelsestemperatur på 0°C i vinterhalvåret og 20°C i sommerhalvåret.
- Forbruket i BKK og SKL er skalert opp til forventet nivå for normal vinter i år 2010.
- Kollsnes 300/132 kV transformator er dubleret, reaktoren på Lille Sotra er utkoblet
- Overføringen inn til området økes ved å øke produksjonen utenfor Fardal og Sauda samtidig som produksjonen i BKK reduseres
- *Begrensninger internt i BKK-området neglisjeres*, dvs. utfall av ledninger i ringen Samnanger-Evanger-Dale-Arna-Fana-Samnanger.

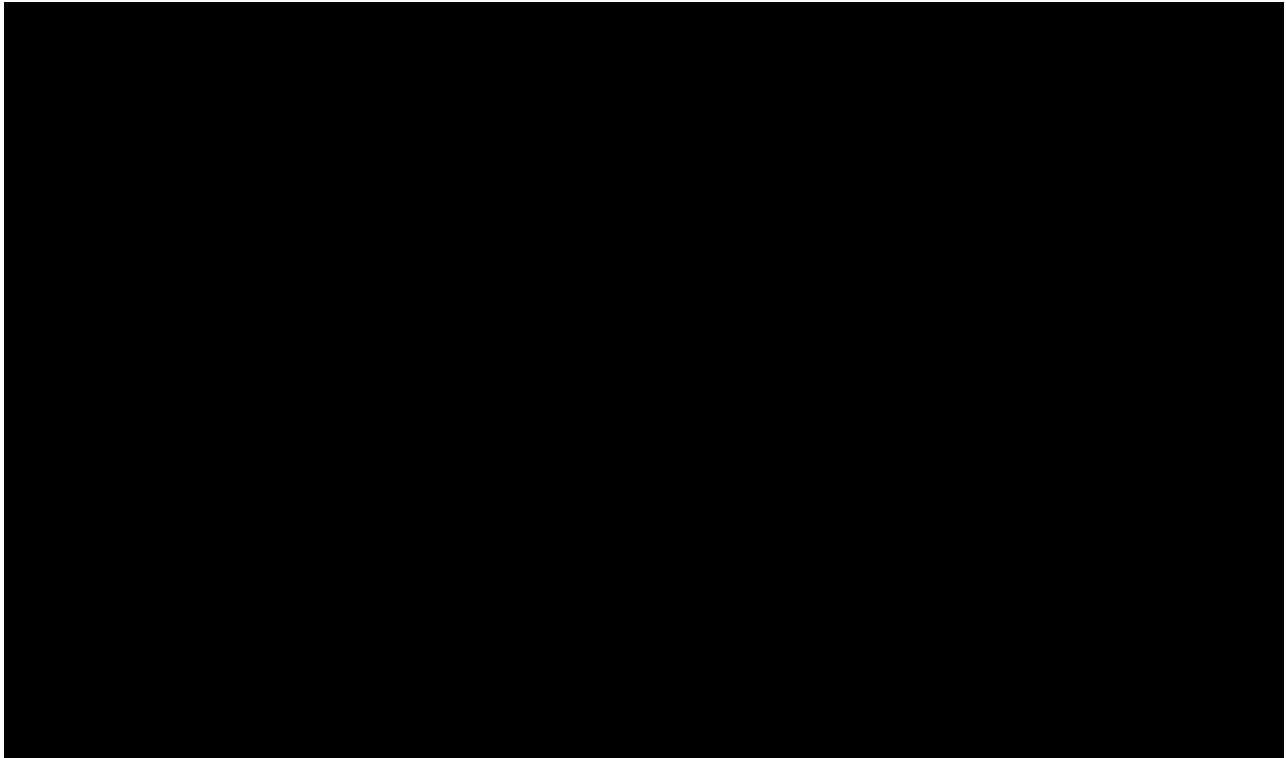
Det forutsettes at de beregnede nettkapasitetene er riktige for hele analyseperioden, 2010-2030.

Følgende nettførsterkninger vurderes:

- Eksisterende nett
- Sauda-Liastølen
- Sima-Samnanger  
+ Samnanger-Arna
- Sima-Evanger
- Åsen-Mauranger og Mauranger-Samnanger 2 (Folgefonna-forbindelsen)
- Husnes-Samnanger  
+ Sauda-Liastølen
- Blåfalli-Mauranger-Samnanger 2  
+ Sauda-Liastølen  
+ Sauda-Liastølen og Sauda-Blåfalli 2

Gjeldende overføringsgrenser inn til SKL- og BKK-området begrenses av spenningsproblematikk og risiko for spenningsammenbrudd (kollaps). Av denne grunn er det viktig at den reaktive balansen i området er realistisk. Ved den valgte modelleringen vil forbruket i BKK-området være konstant lik normalt tunglastnivå. Forbruket er kompensert, slik at det ikke trekkes reaktiv effekt fra hovednettet. For å øke overføringen i nettet inn til BKK, reduseres den lokale produksjonen i BKK. Forbruket i BKK-området for stadium 2010 er på 1807 MW + 278 MVar. Eksisterende nett har lav kapasitet, slik at alle kraftverkene i BKK ligger innkoblet. Kollsnes gasskraftverk ligger også innkoblet, slik at overføringsnivået i basissituasjonen for kapasitetsberegningene ikke ligger over kapasiteten i eksisterende nett. Når det ligger så mye produksjon innkoblet, er det viktig at den reaktive produksjonen til kraftverkene begrenses, slik at spenningsproblemene ikke undervurderes. I virkeligheten vil aggregater bli koblet ut når produksjonen skal reduseres. I beregningsmodellen skaleres aktiv effektproduksjon ned, slik at alle generatorene hele tiden kan støtte spenningen i området. I de påfølgende beregningene er maksimal reaktiv produksjon satt til null for kraftverkene som er gulett ut i listen nedenfor.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E      WED, NOV 19 2003 16:00
BKK-STUDIE-03, STADIUM 2010, 800 MW GASSKR. KARSTO+KOLLSNES      GENERATOR
QMAX REDUSERT ELLER SATT TIL NULL FOR AGGREGATER I SKL + BKK      UNIT DATA
BUS#  NAME  BSKV CD ID ST  PGEN  QGEN  QMAX  QMIN  PMAX  PMIN OWN FRACT OWN FRACT MBASE Z S O R C E
```



*Liste A.1*      *Oversikt over modellert produksjon i BKK, generatorer som er gulett ut i listen har fått nullstilt sin maksimale reaktive effektproduksjon. Sum reduksjon av reaktiv effektproduksjon er 294 MVAR, eller 49% av det opprinnelige nivået før nullstilling. Inneholder kundespesifikke forbrukstall og er unntatt offentlighet, jfr. Offl. § 13(taushetsplikt) ledd nr. 2.*

I beregningsprogrammet definerer brukeren en avstand stil spenningsammenbrudd. I beregningene nedenfor er denne avstanden eller marginen satt til 140 MW. Marginen er valgt slik at overføringskapasiteten i eksisterende nett samsvarer med gjeldende overføringsgrenser.

I sommerhalvåret er Sogn normalt et overskuddsområde. Periodevis er også BKK et overskuddsområde, slik at overføringsbehovet for Sogn og BKK er ut av området. I disse overskuddssituasjonene er forbruket lavt og generatorene gir god spenningsstøtte, slik at overføringskapasiteten bestemmes av termisk kapasitet på ledninger og transformatorer. Eksisterende 420/300 kV transformatoren i Aurland har en ytelse på 700 MVA. I beregningene her forutsettes det at eksisterende transformator erstattes av en ny 1000 MVA transformator. Ved beregning av overføringskapasitet ut av området økes overføringen i nettet ved å øke produksjonen i BKK og Sogn samtidig som produksjonen utenfor Vestlandet reduseres tilsvarende.

### A.3 Samlastberegninger

Samlastmodellen er en energi og markedsmodell. Følgende forutsetninger er lagt til grunn:

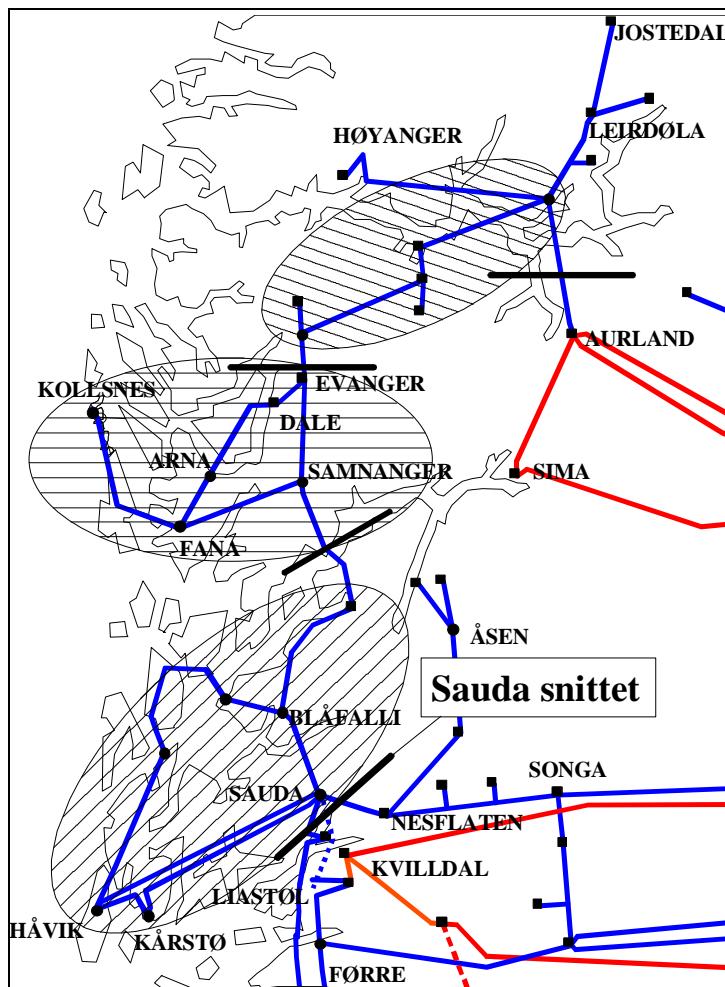
- 1% årlig vekst i alminnelig forsyning i perioden 2002 – 2010, 0,8% fra 2010 –2020, midlere årlig energiforbruk legges til grunn
- Følgende industri i Hordaland er modellert i tråd med siste prognoser: Kollsnes, Bjølvefossen og Mongstad. Bjølvefossen modelleres som konstant forbruk over året. Kollsnes og Mongstad modelleres med en forbruksprofil som er identisk med alminnelig forsyning. Denne profilen er valgt fordi det skal pumpes mest gass til kontinentet i vinterhalvåret, spesielt på dagtid.
- Ny produksjon: Sauda utbygging, nye Blåfalli, nye Bjølvo og Nygård pumpekraftverk
- Likestrømsforbindelser: Skagerrak 1, 2 og 3, 1040 MW kapasitet til Jylland NorNed, 600 MW kapasitet til Nederland.
- Hydro Aluminium Karmøy ligger inne med fullt forbruk i hele perioden. Dette innebærer at Søderbergovnene erstattes med nye ovner.

Tabell A.1 Forventet energibalanse i BKK-området stadium 2010 og 2020 samt modellering i samlast. **Inneholder kundespesifikke forbrukstall og er unntatt offentlighet, jfr. Offl. § 13(taushetsplikt) ledd nr. 2.**

Merk at en del produksjon internt i BKK ikke er modellert i Samlast. Dette korrigeres ved å redusere alminnelig forsyning i BKK-området tilsvarende. Kjelenes i BKK området er fleksibelt forbruk som kobles ut ved høye priser.

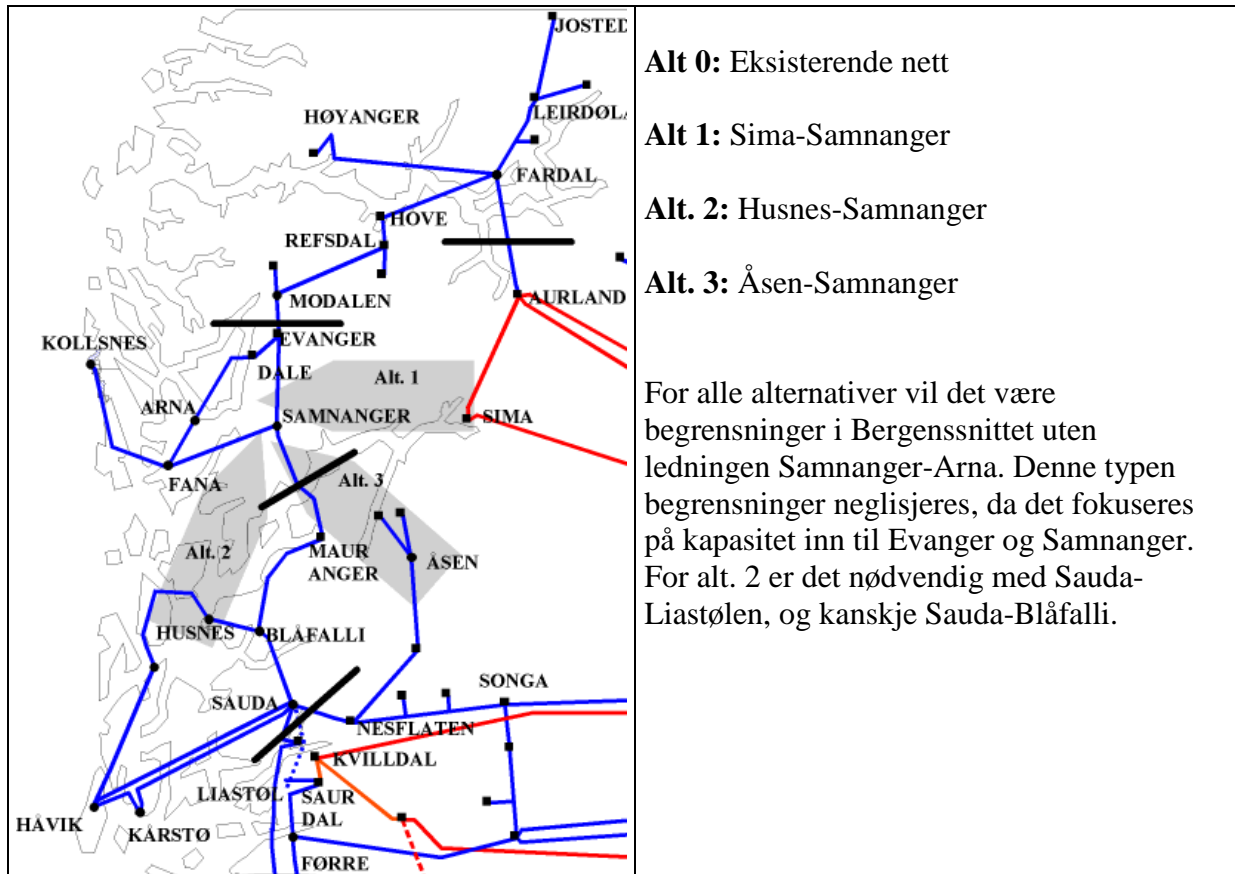
I samlastmodellen er Vestlandet mellom Sognefjorden og Boknafjorden delt i flere markedsområder, se Figur A.3. Overføringskapasiteten mellom markedsområdene settes på bakgrunn av beregnede overføringskapasiteter.

Samlastmodellen sørger for at overføringen i kanalene mellom markedsområdene ikke overstiger nettkapasiteten. Inn til BKK-området er det to separate markedskanaler, en fra nord og en fra syd. Den benyttede versjonen av samlast kan ikke begrense sum overføring inn til BKK-området på en tilfredsstillende måte, fordi kraftflyten inn til BKK ikke har en fast fordeling mellom nordlig og sydlig kanal. Dette reduserer muligheten for å beregne flaskehalskostnader i nettet inn til BKK. I denne studien beregnes flaskehalskostnadene ved hjelp av forenklede metoder.



Figur A.3 Skisse over markedsområder i samlast. SKL, BKK og Sogn (kun en del av Sogn) er modellert slik at Saudasnittet, Mauranger-Samnanger, Modalen-Evanger og Aurland-Fardal definerer markedskanaler.

#### A.4 Nettforsterkningsalternativer og investeringskostnader



Figur A.4 Nettforsterkningsalternativer

Etter å ha sjekket trasévalgene litt nærmere viser det seg at forbindelsen Husnes-Samnanger er lite realistisk. Dette alternativet går derfor ut, og erstattes av Tysnes-Samnanger. Det er imidlertid ikke gjort nye beregninger for dette alternativet. Uansett er begge disse alternativene varianter av forsterkningen Blåfalli-Mauranger-Samnanger.

Basert på tidligere utredninger, befaringer og uttalelser fra lokalkjente, er det utarbeidet innledende vurderinger av de forskjellige traséene. Før man trekker endelige konklusjoner er det behov for mer detaljerte traséutredninger.

##### 420 kV Sima-Samnanger

Mye forarbeid er allerede utført. Det foreligger et BKK-notat av den 05.09.89 hvor flere traséer er vurdert, basert på kartundersøkelser og befaringer. Arbeidet er videreført i BKK-notat datert den 30.05.96, hvor det er utarbeidet 14 traséalternativer, inntegnet på både 1:50 000 og 1:5000 kart. Ut fra notatene og kartene er følgende trasé vurdert som mest realistisk:

Fra Sima går traséen parallelt med 22 kV ledningen opp Kjeåsen og til Langvatnet, deretter vestover. Videre sørvestover langs Osafjorden (øst for bebyggelsen) hvor den krysser Osafjorden i sør parallelt med en 22 kV ledning. Videre går traséen vestover, nord for Oksen, og krysser Granvinsfjorden sør for Hamre. Deretter kryssing høyt over Kvanndalselva, hvor den følger høyfjellet videre vestover til Fykkesundet. Kryssing av Fykkesundet nord for 132 kV kryssingen (omtrent ved gammel 66 kV kryssing). Deretter går traséen nord for hytteområdene på Kvamskogen før den følger det siste stykket av traséen mellom Tøfjell og Samnanger inn til Samnanger.

Det er lagt vekt på å finne en trasé som er minst mulig til ulempe for befolkning, turistnæring og friluftsliv, framfor å finne traséen med lavest kostnader. De ekstra kostnadene til økt trasélengde og tilleggskostnader for framføring i høyfjellsterreng er inkludert i kostnadskalkylen i Tabell A.2.

Traséen vurderes som realistisk å gjennomføre.

Nettforsterkning	Lengde		Kostnad		Kostnad		Total Kostnad [MNOK]
	Del 1 [km]	Del 2 [km]	Del 1 [MNOK/km]	Del 2 [MNOK/km]	Linje [MNOK]	Stasjon [MNOK]	
<b>Ny ledning Sima - Samnanger</b>							
Ny duplex Parrot ledning Sima - Samnanger	83,0	0,0	4,0	0,0	332		
To nye 420 kV felt à 14 mill, ett 300 kV felt à 12 mill							40
1000 MVA 420/300 kV autotransformator inkl. sjakt, transport og montering							26
					332	66	<b>400</b>
<b>Ny 300 kV forbindelse Husnes - Samnanger</b>							
Husnes - Samnanger, 8 km sjøkabel					92		
Husnes - Samnanger, 86 km duplex Parrot linje	86,0		3,5		301		
Oppgradering av Husnes stasjon							20
To nye 300 kV felt							24
					393	44	<b>440</b>
<b>Dublering av 300 kV linjer Blåfalli - Mauranger - Samnanger</b>							
Blåfalli - Mauranger 2, duplex Parrot	43		3,5		151		
Mauranger - Samnanger 2, duplex Parrot	51		3,5		179		
Inntil 4 nye felter							48
					329	48	<b>380</b>
<b>Folgefonn kabel og dublering av Mauranger - Samnanger</b>							
Åsen - Mauranger, komplett med luftledning, ny tunnel og 300 kV kabel og felter							300
Mauranger - Samnanger 2, duplex Parrot	51		3,5		179		39
Felter på ledningen Mauranger - Samnanger 2							24
					179	363	<b>540</b>
<b>Sauda - Liastølen</b>							
Ny duplex Parrot ledning, inkl. ombygging av ledningsinnføring Sauda	30		3,5		105		1
Nytt 300 kV felt Sauda, inkl. omlegging av vei							14
Riving av Liastølen koblingspunkt							3
					105	17	<b>120</b>
<b>Dublering av Sauda - Blåfalli</b>							
Sauda - Blåfalli 2	37,0		3,5		130		
To nye 300 kV felt							24
					130	24	<b>150</b>

Tabell A.2 Overslag for investeringskostnader basert på standard enhetskostnader. Kostnadene er inkl. prosjektering, ekskl. erstatninger, tiltak for teleinstallasjoner og byggelånrente. Nøyaktighet: +/- 20% for total sum, dvs. større usikkerhet for enkeltelementer. Merk at totale kostnader er avrundet til nærmeste titalls million.

### 300 kV Tysnes-Samnanger

På Tysnes må det bygges en ny 300 kV stasjon med tre felt, hvor ledningen Husnes-Stord kobles til. Stasjonen kan bygges omtrent ved Langeland. Herfra går traséen mot Samnanger nordover, og kan mer eller mindre gå parallelt med eksisterende 66 kV trasé mot Eikelandsosen. Fra Eikelandsosen kan man trolig nytte den gamle traséen til 66 kV ledningen Frøland-Eikelandsosen (som nå er revet). Den siste delen inn til Samnanger kan traséen gå parallelt med 300 kV ledningen Fana-Samnanger.

Trasèen er kun raskt vurdert på kartet. Det er ikke utført befaringer. Kryssing av bebyggelsen ved Eikelandsosen vil trolig være den største utfordringen.

Traséen vurderes som teknisk mulig å gjennomføre.

### 300 kV Sauda-Blåfalli 2

I Sauda stasjon må ledningen gå ut øst for eksisterende ledninger mot Karmøy og Blåfalli. Dette innebærer at det vil gå 4 parallelle 300 kV ledninger ut fra Sauda stasjon. I Åbødalen, 10-12 spenn fra Sauda stasjon er det trangt. Mulig at noe bebyggelse må flyttes.

Kryssingen av Åkrafjorden bør kunne skje parallelt med eksisterende spenn. Eksisterende spenn har fire faser, dvs. en reservefase og i tillegg en fiberoptisk line.

Inn til Blåfalli stasjon er det trangt. Sannsynlig at en ledning fra Sauda må inn fra sørvest i Blåfalli stasjon. Dette innebærer at den nye ledningen må krysse eksisterende ledning et sted mellom Sauda og Blåfalli, eventuelt tre steder.

### 300 kV Blåfalli-Mauranger 2

Det er trangt ved Blåfalli stasjon. Sannsynlig trasé ut fra Blåfalli blir nordvest i stasjonen, dvs. på vestsiden av eksisterende Blåfalli-Mauranger.

Rosendal er et utfordrende område hvor det er trangt. Forventer at en ny ledning må legges lenger inn i landet, dvs. lenger øst. Dette innebærer at den nye ledningen må krysse eksisterende ledning før Rosendal.

Sannsynligvis vil en ny ledning kunne ligge på østsiden av eksisterende ledning helt frem til Maurangerfjorden. Det er til dels vanskelig terreng fra Rosendal til Maurangerfjorden.

Det er trangt ved Sunndal i Mauranger. Lia langs fjorden mellom Sunndal og Austrepollen er smal og det går allerede to 300 kV ledninger der. Dersom en ny forbindelse mellom Blåfalli og Samnanger skal sløyfes innom Mauranger kraftverk, vil det bli fire ledninger i lia langs fjorden. For å få plass til dette må man trolig etablere høye dobbelkursmaster ('juletre-master'). I Mauranger stasjon er det seks bryterfelt, to til aggregater, to til ledninger, ett til trafo og ett koblingsbryterfelt. Stasjonsområdet er trangt, og det er vanskelig å utvide eksisterende koblingsanlegg.

### Mauranger-Samnanger 2

Terrenget mellom Maurangerfjorden og Hardangerfjorden er teknisk vanskelig. Høye fjell og bratte dalsider er utfordrende med tanke på valg av traséer og tekniske løsninger.

Et nytt fjordspenn over Hardangerfjorden vurderes som miljømessig kontroversielt. Teknisk sett er det gjennomførbart.

Nord for Hardangerfjorden er terrenget enklere, og det forventes ingen spesielle problemer her.

Grunnet vanskelig terreng, høye fjell, trange daler og generell knapphet på arealer betegnes parallellføringstraséene mellom Sauda og Samnanger som generelt vanskelige, men trolig gjennomførbare.

## **A.5 Samfunnsøkonomiske sammenstillinger**

### *Investeringskostnader*

Kostnadene er for alle nettførsterkningsalternativene fordelt jevnt over to år og aktivert 31.12.2011. Restverdi beregnes i år 2030 som bokført verdi basert på lineær avskrivning. Samfunnsøkonomisk levetid:

- Ledninger: 70 år (stålmaster)
- Primæranlegg: 40 år
- Transformatorer: 50 år
- Kabel: 40 år

### *Drifts- og vedlikeholdskostnader*

Det er benyttet normerte gjennomsnittssatser for drift og vedlikehold. Det er forutsatt at alle nettførsterkningene vil kunne driftes med eksisterende organisasjon og at inflasjon oppveies av krav til effektivisering.

### *Overføringstap*

Det foreligger ikke tapsbesparelser for nettførsterkningsalternativet Åsen – Mauranger for scenariene med gasskraft. Det er derfor benyttet tapsbesparelsene som for nettførsterkningsalternativet Sima-Samnanger, noe som trolig undervurderer besparelsen noe. Det er benyttet de samme tapsbesparelsene for nettførsterkningene når det er referert til eksisterende nett med og uten SVC-anlegg. Tapsbesparelsene er noe overvurdert, men minst overvurdert med SVC.

### *Flaskehalskostnader*

I eksisterende nett viser samlast et overføringsbehov som overstiger n-0-kapasitet en kortere periode i scenariene uten gasskraft på Kollsnes. Dette vil ved samtlige nettførsterkninger utgjøre en kostnadsbesparelse. Den samme besparelsen benyttes for eksisterende nett med SVC, dette representerer en overvurdering av besparelsen. Flaskehalskostnadene er uansett små, slik at denne overvurderingen vurderes som marginal.

For de øvrige nettførsterkningsalternativene er det beregnet forventet overføringsbehov som overstiger N-1 kapasitet, både med og uten SVC. Samlastberegningen for alternativet Åsen-Samnanger er avgrenset til scenariet uten gasskraft. I scenariene med gasskraft er Åsen-Samnanger forbindelse vurdert ved å bruke tallene for Sima-Samnanger. Dette vurderes som en god en tilnærming da alternativene kapasitetsmessig er forholdsvis like.

Kostnaden er beregnet ut fra en tankegang om at det vil spesialreguleres for å avhjelpe flaskehalsen. Det er benyttet en betraktning om en gjennomsnittlig prisdifferanse mellom BKK-området og "NO1" på 20kr/MWh. I et perfekt marked vil den samfunnsøkonomiske

kostnaden av en flaskehals være den samme om man spesialregulerer eller benytter prisområder.

## B Vedlegg B, Kapasitetsberegninger

### B.1 Overføringskapasitet i eksisterende nett

Overføringsbehovet i nettet på Vestlandet varierer med årstiden. I vinterhalvåret er det behov for å importere kraft til både SKL- og BKK-området. I sommerhalvåret er det kraftoverskudd nord for BKK og tidvis også i BKK-området.

#### B.1.1 Eksisterende nettkapasitet inn til Vestlandet

I vinterhalvåret er overføringsbehovet inn til Haugesund og Bergen. Følgende snitt kan gi begrensninger ved intakt nett:

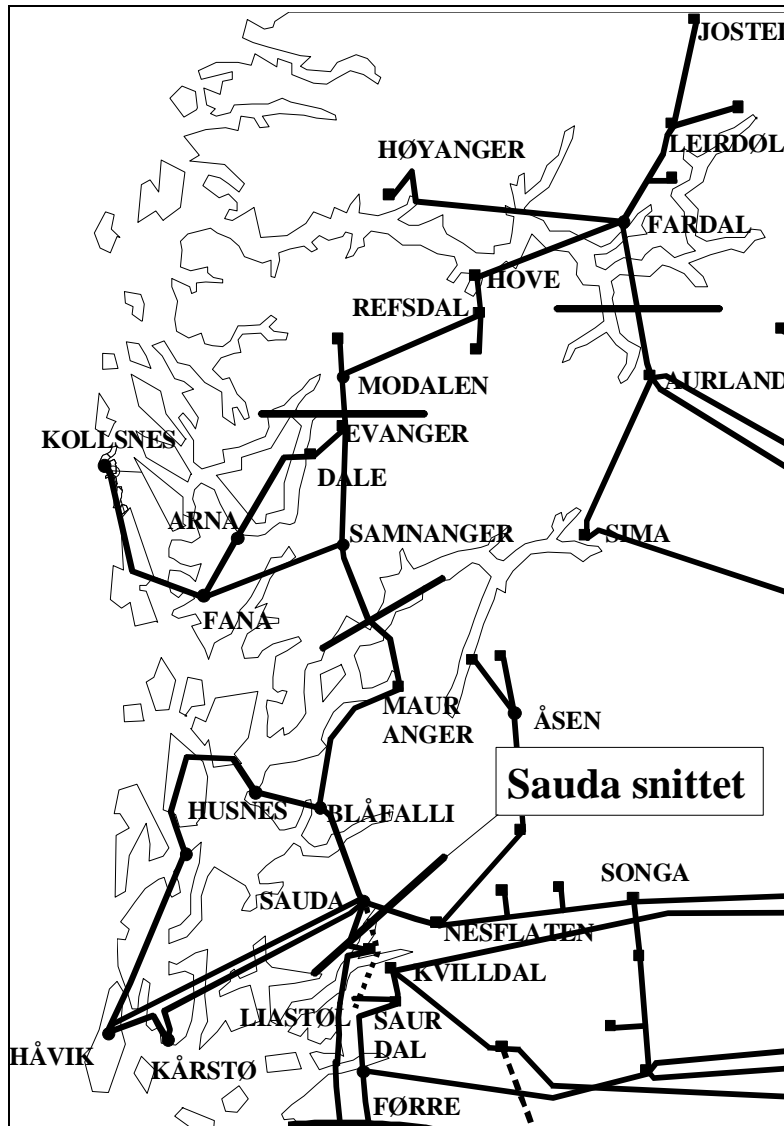
- BKK-snittet, Modalen-Evanger + Mauranger-Samnanger, maksimal overføring inn til området er 800 MW, ved en høyere overføring må nettet deles (N-0 drift).
- Saudasnittet, maksimal overføring (sum Hylen-Sauda + Nesflaten-Sauda) er på 1300 MW når forbruksutkoblingsautomatikken på Karmøy er operativ.
- Saudasnittet + Modalen-Evanger, maksimal overføring er 1500 MW begrenset av fare for spenningsammenbrudd. Ved høyere overføringsbehov må nettet deles (N-0 drift)
- Saudasnittet + Aurland-Fardal, maksimal overføring er 1500 MW begrenset av fare for spenningsammenbrudd. Ved høyere overføringsbehov må nettet (N-0 drift).

Dersom nettet må deles, vil BKK-området ligge ensidig forsynt. Det er to alternative delingspunkter:

1. Blåfalli, produksjonen i Blåfalli kan legges nordover mot BKK eller mot SKL etter behov. Da delingspunktet er i én stasjon, er det enkelt å gå over til delt drift.
2. Deling av selve BKK-området i stasjonene Evanger, Fana, Lille Sotra og Kollsnes. Denne varianten vurderes som komplisert og lite realistisk, derfor behandles den ikke nærmere i dette notatet.

Etter at nettet er delt i Blåfalli gjelder følgende lastgrenser:

Aurland-Fardal:	700 MW (termisk grense)
Modalen-Evanger:	750 MW (spenningsgrense)
Saudasnittet:	1300 MW



Figur B.1 Skisse av hovednettet i SKL- og BKK-området – redigert til sort hvitt

Merk at nettet må deles når overføringen i ett av snittene ovenfor blir for høy. Ved intakt nett er maksimal overføringskapasitet inn til BKK 800 MW (2003). Ved delt nett er maksimal overføring nordfra 750 MW. I tillegg kan all produksjon i Blåfalli og Mauranger legges nordover. Maksimal produksjon i Blåfalli og Mauranger er på ca 450 MW. Dette innebærer at maksimal effektoverføring inn til BKK i N-0 drift er ca 1200 MW. Overføringsbehovet inn til området er en konsekvens av energiunderskudd. For å dekke energiunderskuddet er det behov for en høy overføring i lange perioder. Produksjonen i Mauranger og Blåfalli kan ikke være høy hele tiden. Et mer realistisk produksjonsnivå er 250 MW, noe som tilsier at maksimal overføring inn til området i N-0 drift er ca 1000 MW.

### B.1.2 Eksisterende nettkapasitet ut fra Vestlandet

I sommerhalvåret er det høye tilsig og lavt forbruk. Produksjonsoverskudd Sogn og Fjordane og BKK gir overføringsbehov ut av området. Ved kraftoverskudd gjelder følgende snittgrenser:

## Vedlegg B - Kapasitetsberegninger

---

- Modalen-Evanger + Fardal-Aurland, maksimal overføring er 700 MW v/20 °C omgivelsestemperatur (800 MW ved 10 °C eller lavere). Ved høyere overskudd deles nettet.
- Samnanger-Mauranger + Fardal-Aurland, maksimal overføring er 700 MW v/20°C omgivelsestemperatur.
- Mauranger-Blåfalli + Fardal-Aurland, maksimal overføring er 700 MW v/20°C omgivelsestemperatur.

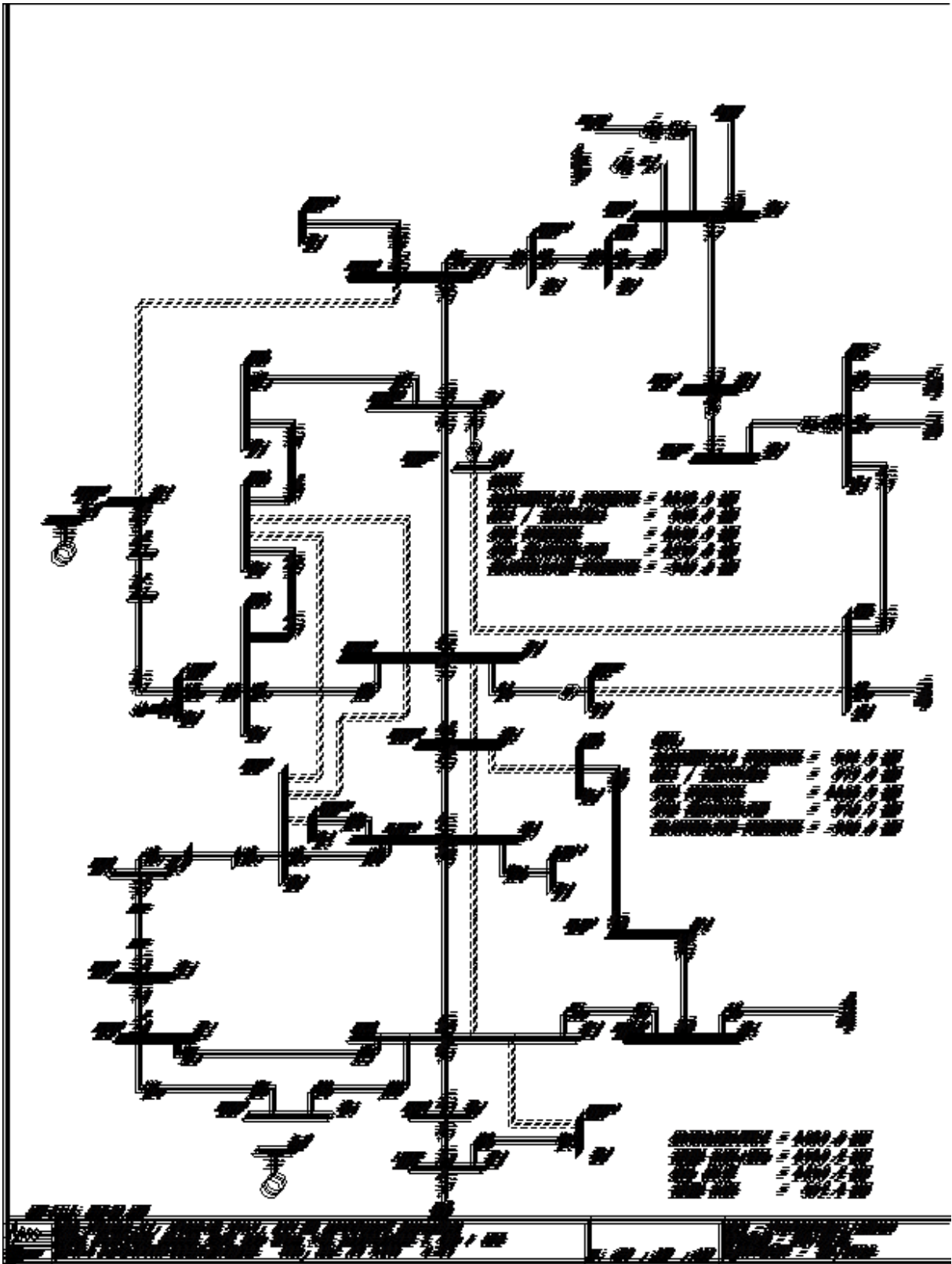
Når overføringsbehovet er høyere enn 700 MW i enkelte av snittene ovenfor, er det vanlig å dele nettet mellom Refsdal og Hove. Produksjonen nord for delingspunktet reguleres slik at overføringen på Fardal-Aurland ikke overstiger den termiske grensen til ledning og transformator i Aurland. Sørøver blir det normalt ingen begrensninger. Gasskraftverk på Kollsnes vil øke kraftoverskuddet sør for delingspunktet, slik at overføringen på Samnanger-Mauranger-Blåfalli øker. Sør og øst for Sauda begrenses overføringen ut av ledningene Hylen-Liastølen og Nesflaten-Songa. Maksimal overføringskapasitet ved intakt nett her er ca 950 MW. Det er mye produksjon i Røldal-Suldal og Hylen, og i kombinasjon med gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes forventes det at overføringsbehovet blir høyere enn overføringskapasiteten. Når overføringsbehovet er over 950 MW er det mulig å dele nettet i Nesflaten også. En slik driftsform med delt nett ved Refsdal-Hove og i Nesflaten synes uheldig ut fra pålitelighetsmessige betraktninger.

### B.2 Kapasitet inn til Vestlandet

Nettmodellen for stadium 2010 er tilpasset slik at maksimal overføringskapasitet inn til BKK- og SKL-området er 1500 MW (sum Saudasnitt + Modalen-Evanger). Overføringskapasiteten er begrenset av spenningssammenbrudd. Dette er i overensstemmelse med eksisterende overføringsgrenser. Deretter beregnes endringen i overføringskapasitet som funksjon av nettførsterkninger.

Det er sett på tre situasjoner, uten gasskraft og med gasskraft på hhv. Kårstø og Kollsnes. Gasskraftverk på Kårstø eller Kollsnes vil begge bedre spenningstøtten til nettet, slik at nettkapasiteten øker. Økt egenproduksjon vil dessuten redusere overføringsbehovet inn til Vestlandet. Det er kun gasskraftverket på Kollsnes som reduserer overføringsbehovet inn til BKK.

### B.2.1 Kapasitet uten gasskraftverk på Vestlandet



Figur B.2 Utgangspunkt for kapasitetsberegninger. Reaktiv effektproduksjon til generatorer i BKK- og SKL-området er begrenset. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

Utgangssituasjonen for kapasitetsberegningene er vist i Figur B.2. Merk at Kollsnes gasskraftverk er inkludert. Dette skyldes kun beregningstekniske årsaker. Forventet forbruksnivå i BKK år 2010 gir et overføringsbehov inn til BKK som er høyere enn N-1 kapasiteten i eksisterende nett. Ved å inkludere Kollsnes gasskraftverk reduseres overføringen inn til BKK i nettmodellen til et nivå som er under N-1 kapasiteten i eksisterende nett. Kraftverket er modellert slik at det ikke gir spenningsstøtte til nettet.

Nett	SKL-området		BKK-området		Nett	Utvikling
	2008	2010	2008	2010		
SKL-området	10000	0	5000	0	SKL-området	SKL-området
SKL-området Zonene	10000	1700	7000	1000	SKL-området	SKL-området
SKL-området/Almås	10000	400	6000	400	SKL-området	SKL-området
SKL-området SKL-området/Almås	10000	2000	8000	2200	SKL-området	SKL-området
SKL-området	10000	400	6000	400	SKL-området	SKL-området
SKL-området	20000	5000	10000	5000	SKL-området	SKL-området
SKL-området SKL-området	20000	8000	10000	8000	SKL-området	SKL-området
SKL-området	20000	5000	11000	5000	SKL-området	SKL-området
SKL-området	20000	5000	10000	5000	SKL-området	SKL-området
SKL-området	20000	5000	11000	5000	SKL-området	SKL-området
SKL-området	10000	2000	7000	2000	SKL-området	SKL-området
SKL-området	10000	2000	8000	2000	SKL-området	SKL-området
SKL-området	10000	1000	7000	1000	SKL-området	SKL-området
SKL-området	11000	2000	8000	2200	SKL-området	SKL-området
SKL-området	10000	4000	9000	4000	SKL-området	SKL-området
SKL-området	10000	3000	9000	3000	SKL-området	SKL-området

Tabell B.1 Importkapasitet til SKL- og BKK- området som funksjon av nettforsterkingstiltak. Uten gasskraftverk på Vestlandet. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

Merk at beregnet overføringskapasiteten inn til BKK (Modalen-Evanger + Mauranger-Samnanger) er på ca 600 MW for eksisterende nett, 200 MW under dagens grenser. Dette skyldes blant annet at forbruket i SKL-området er økt til forventet nivå i år 2010. Når kapasiteten inn til BKK- og SKL-området er konstant og forbruket i SKL-området øker, blir det mindre kapasitet igjen til BKK-området.

Resultatene viser at et 200 MVar SVC-anlegg i Samnanger øker overføringskapasiteten inn til BKK med ca 170 MW. Dette tilsier at overføringskapasiteten inn til BKK-området vil øke som følge av et gasskraftverk på Kollsnes, derfor er det utført egne kapasitetsberegninger der Kollsnes gasskraftverk er innkoblet og bidrar med spenningsstøtte.

### B.2.2 Kapasitet med Kollsnes gasskraftverk

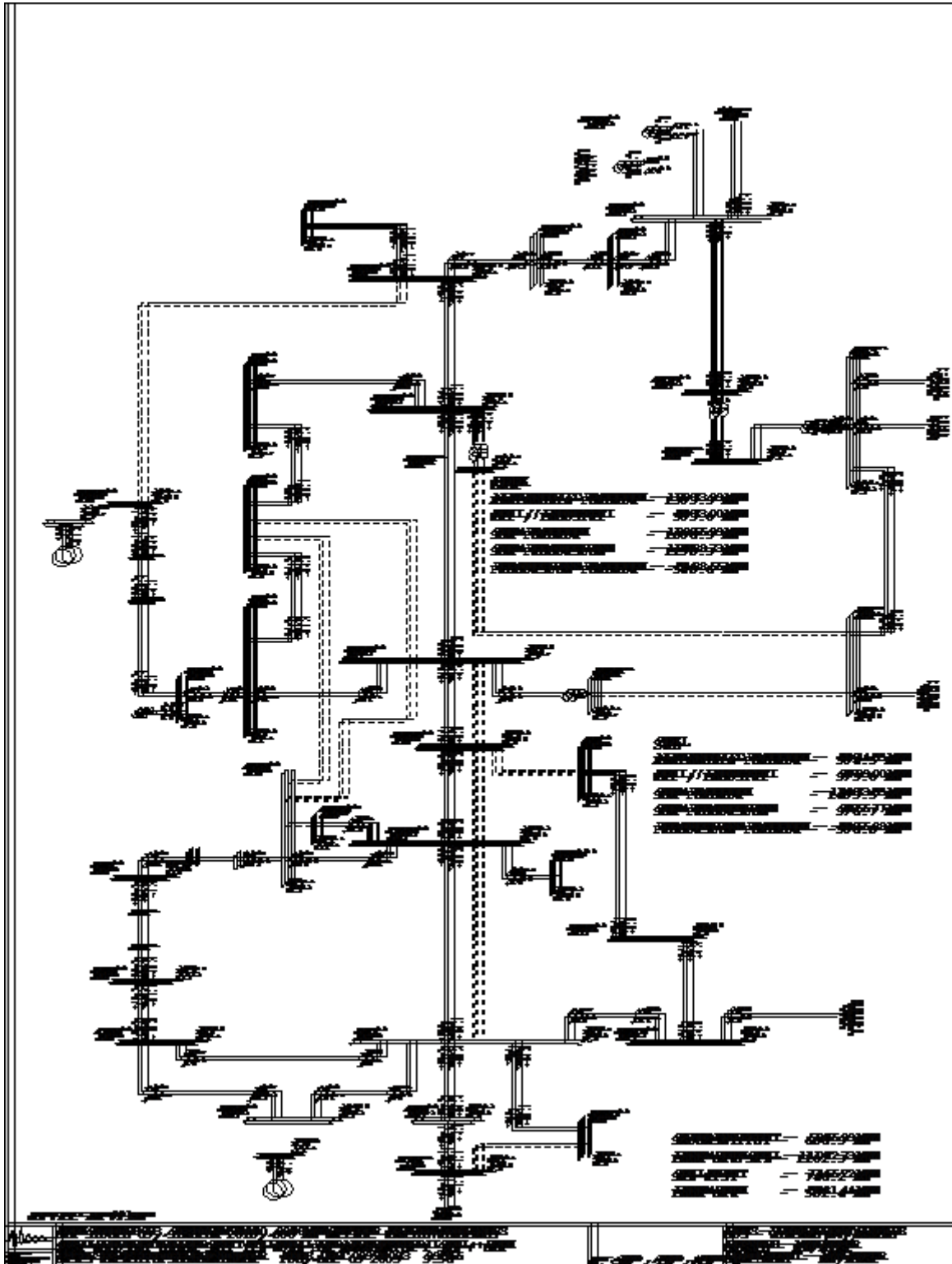
Utgangspunktet for disse beregningene er identisk med situasjonen vist i Figur B.2. Eneste forskjell er at Kollsnes gasskraftverk her bidrar med en reaktiv effektproduksjon på inntil 200 MVar.

Nettforsterking	Kollsnes gasskraftverk				Spenningsstøtte (MVar)	Totalt
	Statnett		BKK			
	Import	Export	Import	Export		
Statnett	1000	0	0	0	Spenningsstøtte	1000
Statnett/SVC	1000	100	0	0	Spenningsstøtte	1100
SVC/Statnett	1000	0	100	0	Spenningsstøtte	1100
Statnett/SVC/Statnett	1000	100	100	0	Spenningsstøtte	1200
Statnett/SVC	1000	0	0	0	Spenningsstøtte	1000
SVC/Statnett/SVC	2000	0	1000	0	Spenningsstøtte	3000
SVC/Statnett/SVC/SVC	2000	0	1000	0	Spenningsstøtte	3000
SVC/Statnett/SVC/Statnett	2000	0	1000	0	Spenningsstøtte	3000
SVC/Statnett	2000	0	1000	0	Spenningsstøtte	3000
Statnett/SVC/Statnett/SVC	2000	0	1000	0	Spenningsstøtte	3000
Statnett/SVC/Statnett	1000	200	0	0	Spenningsstøtte	1200
Statnett/SVC/Statnett/SVC	1000	300	0	0	Spenningsstøtte	1300
Statnett/SVC/Statnett/SVC/Statnett	1000	100	0	0	Spenningsstøtte	1100
Statnett/SVC/Statnett/SVC/Statnett/SVC	2000	400	1000	0	Spenningsstøtte	3400
Statnett/SVC/Statnett/SVC/Statnett/SVC/Statnett	2000	400	1000	0	Spenningsstøtte	3400

Tabell B.2 Importkapasitet til SKL- og BKK- området som funksjon av nettforsterkingstiltak. Med gasskraftverk på Kollsnes. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

Som følge av bedre spenningsstøtte begrenses overføringskapasiteten av termiske forhold for et par av nettførsterkningsalternativene, det er ikke bare spenningskollaps som er begrensende.

### B.2.3 Kapasitet med Kårstø gasskraftverk



Figur B.3 Utgangspunkt for kapasitetsberegninger. Reaktiv produksjon til generatorer i BKK- og SKL-området er begrenset. Kårstø gasskraftverk produserer 400 MW

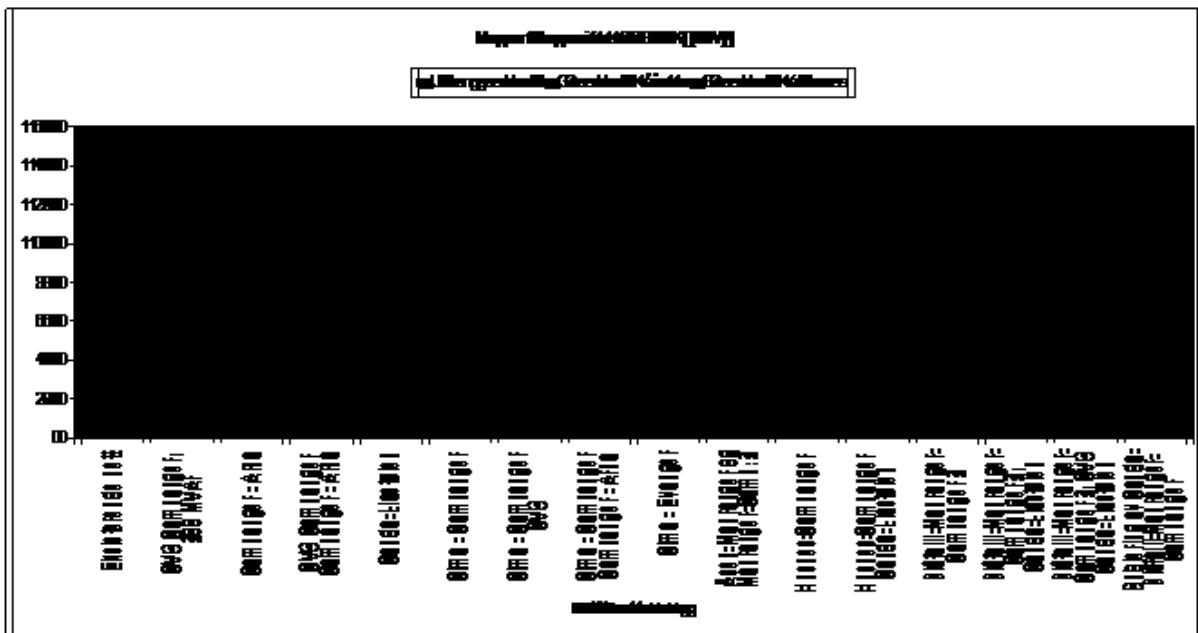
og inntil 200 MVA. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

Nettforsterkning	Importkapasitet til BKK-området (MW)				Forsyningssituasjon	Utsatt
	Selskapsnett + Statnett		Statnett			
	1999/01	2000/01	1999/01	2000/01		
Etterforsterkning	14000	0	6000	0	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett 2000/01	14000	2000	6000	1000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett	14000	6000	7000	400	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett Selskapsnett + Statnett	14000	2000	5000	2000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett	14000	0	6000	0	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett	14000	4000	11000	4000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett Selskapsnett + Statnett	14000	3000	11000	3000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett Selskapsnett + Statnett	17700	5000	14000	5000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett	14000	4000	11000	4000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett Selskapsnett + Statnett	17700	5000	14000	5000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett	14000	2000	5000	2000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett Selskapsnett + Statnett	14000	2000	5000	2000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett Selskapsnett + Statnett	14000	2000	5000	2000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett Selskapsnett + Statnett	14000	2000	5000	2000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett Selskapsnett + Statnett	14000	4000	11000	4000	Spenningstilpassing	Selskapsnett
Selskapsnett + Statnett Selskapsnett + Statnett	14000	3000	5000	3000	Spenningstilpassing	Selskapsnett

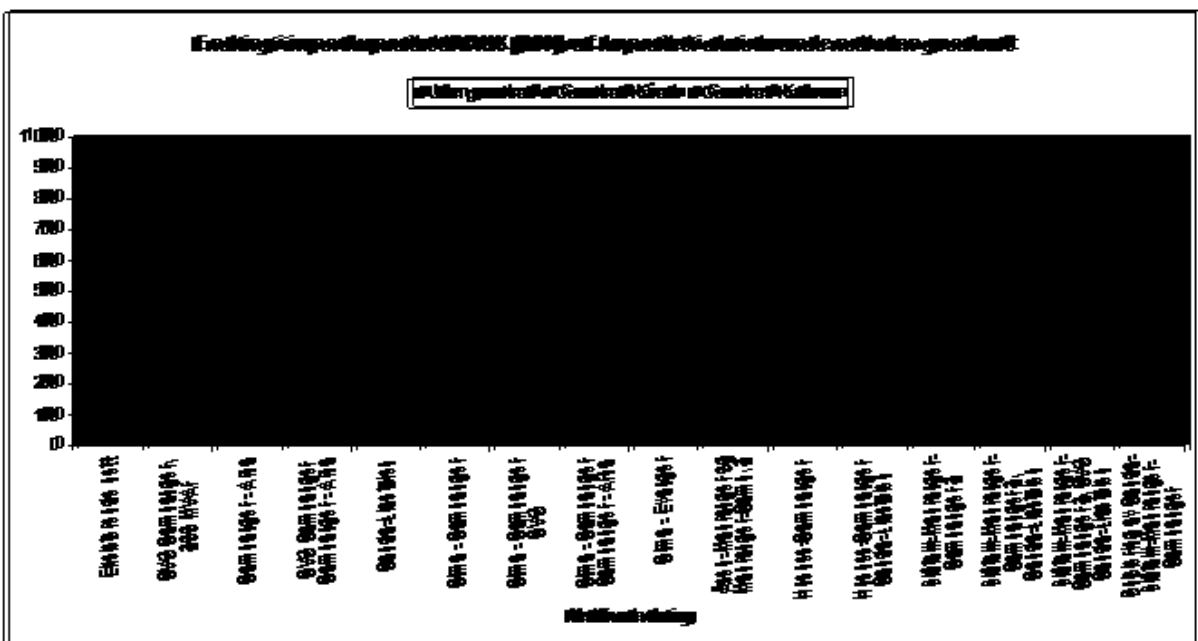
Tabell B.3 Importkapasitet til SKL- og BKK- området som funksjon av nettforsterkningstiltak. Med gasskraftverk på Kårstø. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

Legg merke til at overføringskapasiteten inn til SKL- og BKK- området reduseres som følge av Kårstø gasskraftverk. Dette skyldes at 400 MW ny produksjon i SKL-området reduserer overføringen inn til SKL- og BKK- området med 400 MW. Da overføringen inn til området økes ved å redusere produksjonen i BKK-området alene, er det nettet mellom Blåfalli i sør og Aurland i nordøst som blir begrensende. Ser man på overføringen inn til BKK, så er den høyere med gasskraft på Kårstø. Resultatene viser at hovedproblemet på Vestlandet er nettkapasiteten inn til BKK-området. Gasskraftverk på Kårstø har liten innvirkning på BKK-området.

### B.2.4 Sammenligning av resultatene



Figur B.4 Overføringskapasitet inn til BKK uten gasskraft og med gasskraftverk på hhv. Kårstø og Kollsnes som funksjon av nettførsterkningstiltak. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**



Figur B.5 Endring i overføringskapasitet inn til BKK uten gasskraft og med gasskraftverk på hhv. Kårstø og Kollsnes som funksjon av nettførsterkningstiltak. Endringen refereres til kapasiteten i eksisterende nett uten gasskraft. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

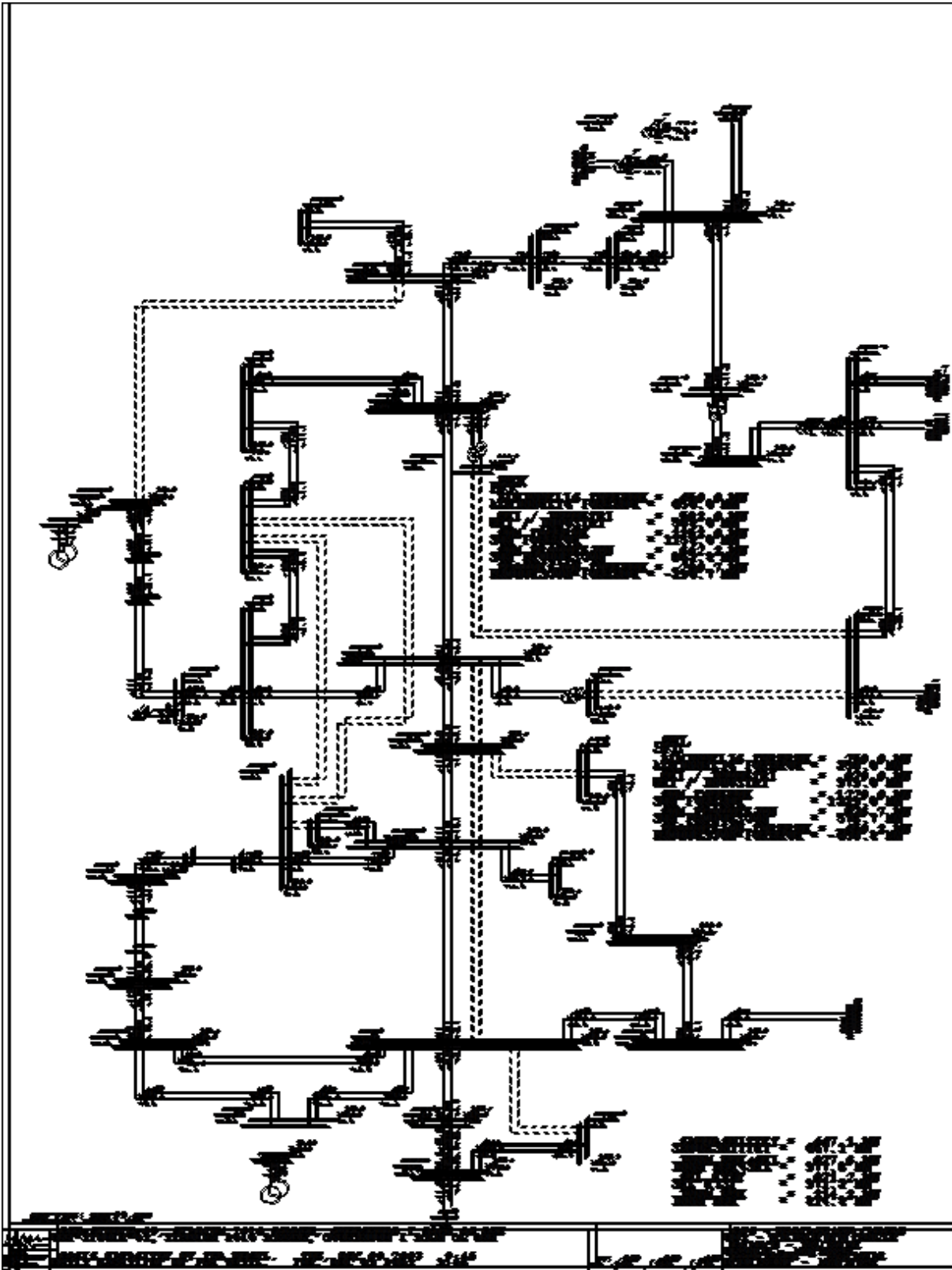
Basert på resultatene kan trekke følgende slutninger for underskuddssituasjonen:

- Kapasiteten i eksisterende nett øker med ca 90 og 100 MW med gasskraftverk på hhv. Kårstø og Kollsnes.
- Da overføringskapasiteten er begrenset av spenningsproblematikk, vil et 200 MVar SVC anlegg i Samnanger øke overføringskapasiteten med ca 170 MW. Dette er i samme størrelsesorden som kapasitetsøkningen for nettførsterkningen Sauda-Liastølen +Blåfalli-Mauranger-Samnanger 2 som gir 220 MW.
- Med gasskraftverk på Kårstø gir Sauda-Liastølen ingen kapasitetsøkning.
- Nye tverrforbindelser til Sima eller Åsen gir høyere nettkapasitet enn forsterkning mot Blåfalli og Sauda.
- Folgefonna-forbindelsen er bedre enn Sima-Samnanger i scenariene uten gasskraft på Kollsnes, dette skyldes at Åsen-Mauranger og Mauranger-Samnanger 2 er to separate forbindelser. Utfall av én av disse to er mindre kritisk enn utfall av begge. (Ved utfall av Sima-Samnanger mister man nytten av hele den nye forsterkningen).
- En ny forbindelse Husnes-Samnanger gir høyere nettkapasitet enn Blåfalli-Mauranger-Samnanger 2. Dette skyldes at sjøkabelen på Husnes-Samnanger forbindelsen genererer reaktiv effekt og støtter spenningen.
- Samnanger-Arna vil bedre overføringskapasiteten i eksisterende nett med 40 MW, i kombinasjon med Sima-Samnanger er økningen ca 100 MW. Ledningen reduserer de reaktive tapene i området og styrker spenningsforholdene.

### **B.3 Kapasitet ut fra BKK og Sogn**

Ved vurdering av overføringskapasitet ut fra Sogn og BKK er det sommersituasjonen som analyseres. Forbruket i sommerhalvåret er lavt, produksjonen høy. I slike situasjoner med produksjonsoverskudd er spenningsforholdene gode, og det er termisk kapasitet som definerer maksimal overføringskapasitet. For å øke overføringen ut av området, økes produksjonen i BKK og Sogn, mens produksjonen utenfor Vestlandet reduseres tilsvarende. Det er viktig å ha nok produksjon som kan kjøres opp i området, derfor er det modellert to gasskraftverk á 400 MW på Kollsnes. Disse gasskraftverkene deltar i oppreguleringen. Merk at gasskraftverket på Kollsnes er med i alle overskuddsvurderingene.

Overføringskapasiteten ut av BKK og Sogn defineres som sum overføring på ledningene Mauranger-Blåfalli og Fardal-Aurland, pluss overføring på eventuelle nye forbindelser ut fra området (Samnanger-Sima, Mauranger-Blåfalli 2, Mauranger-Åsen).



Figur B.6 Utgangspunkt for kapasitetsberegninger ut fra Vestlandet. Lavt forbruk i sommersituasjonen, høy produksjon og kraftoverskudd. Overføringen ut av området økes ved å øke produksjonen i Sogn og BKK, inkl. gasskraftverket på Kollsnes. Ingen nullstilling av reaktiv effektproduksjon. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**



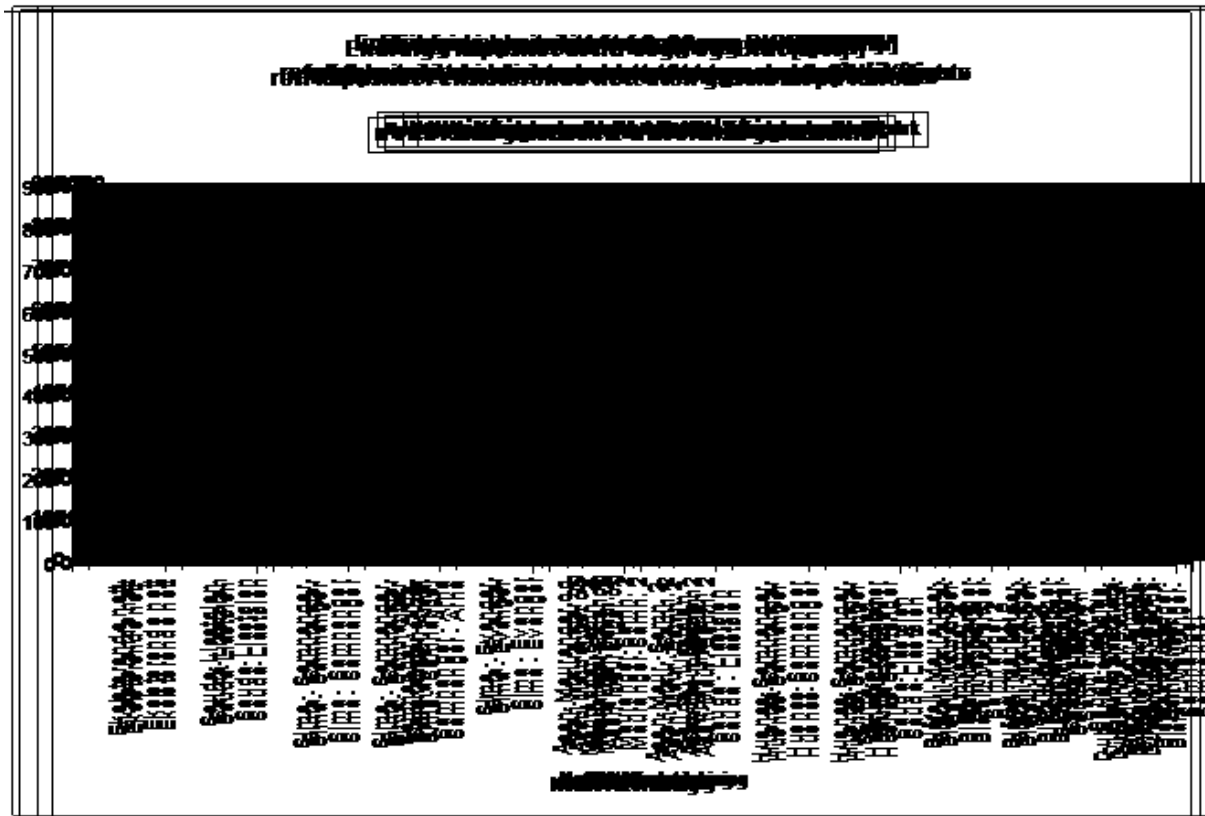
B.3.2 Kapasitet med Kårstø gasskraftverk

Kapasitetsberegning for Kårstø gasskraftverk				
Linje	Linje	Linje	Linje	Linje
1	2	3	4	5
6	7	8	9	10
11	12	13	14	15
16	17	18	19	20
21	22	23	24	25
26	27	28	29	30
31	32	33	34	35
36	37	38	39	40
41	42	43	44	45
46	47	48	49	50
51	52	53	54	55
56	57	58	59	60
61	62	63	64	65
66	67	68	69	70
71	72	73	74	75
76	77	78	79	80
81	82	83	84	85
86	87	88	89	90
91	92	93	94	95
96	97	98	99	100

Tabell B.5 Overføringskapasitet ut fra Sogn og BKK, dvs. sum overføring på ledningene Fardal-Aurland og Mauranger-Blåfalli, med 400 MW gasskraftverk på Kårstø samt gasskraft på Kollsnes. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

Et 400 MW gasskraftverk på Kårstø øker presset på ledningene i Saudasnippet, slik at Liastølen-Hylen blir begrensende for nettførsterkningene sydover til Blåfalli og Sauda. Dette understreker behovet for Sauda-Liastølen ved nettførsterkninger sydover.





Figur B.8 Endring overføringskapasitet ut fra BKK og Sogn, uten og med Kårstø gasskraftverk, som funksjon av nettførsterkning. Endringen refereres til kapasiteten i eksisterende nett uten gasskraft på Kårstø. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

#### B.4 Konsekvenser for Flesakersnittet og Saudasnittet

I Sør-Norge er det to hovedkorridorer i overføringsnettet fra Vestlandet til Østlandet. Korridoren fra Sima og Aurland til Østlandet kalles Hallingdalssnittet, korridoren fra Ulla-Førre og østover kalles Flesakersnittet. Overføringsbehovet i Hallingdalssnittet er lavere enn overføringskapasiteten. Kapasiteten i Hallingdalssnittet er tilfredsstillende uten bruk av systemvern. I Flesakersnittet er overføringsbehovet periodevis høyere enn overføringskapasiteten i eksisterende nett, selv ved bruk av systemvern.

Da Flesakersnittet er høyt belastet i vinterhalvåret, er det ønskelig at en nettførsterkningsløsning skal redusere overføringen i Flesakersnittet. Denne problemstillingen er undersøkt ved hjelp av PSS/E beregninger. Det er sett på en tverrforbindelse til Sima, Sima-Samnanger, samt en forsterkning sydover til Sauda, Samnanger-Mauranger-Blåfalli-Sauda. Beregningsresultatene er vist i Figur B.9. I alle scenariene øker en ledning Sima-Samnanger overføringen i Flesakersnittet. Dette skyldes at mer av kraftunderskuddet i BKK dekkes av produksjon i Hallingdalen med en ledning Sima-Samnanger. Nettførsterkninger sydover til Sauda resulterer i at overføringen inn til BKK fra syd øker noe, og overføringen i Flesakersnittet reduseres tilsvarende. Denne effektvidningen er størst ved stort kraftunderskudd i BKK. Uten gasskraft er forskjellen mellom de to nettalternativene ca 300 MW, med 800 MW gasskraft på Kårstø og Kollsnes reduseres vridningen til ca 100 MW. Endringen i Flesakersnittet er minst for scenariene med gasskraft på Kollsnes.



Figur B.9 Endret flyt i Flesakersnittet [MW] som funksjon av nettførsterkninger og gasskraftscenarier. Merk at endringen er referert til eksisterende nett for det aktuelle gasskraftscenario. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

Nettførsterkninger inn til BKK vil påvirke den elektriske koblingen mellom Hallingdalsnittet og Flesakersnittet. Ved utfall av ledningen Kvilldal-Syilling i Flesakersnittet, vil en større andel av den kraften som ble overført på ledningen før utfall, overføres via Hallingdalen. Dette er illustrert i Tabell B.6. Resultatene viser at Sima-Samnanger vil avlaste Flesakersnittet med ca 50 MW etter utfall av Kvilldal-Syilling.

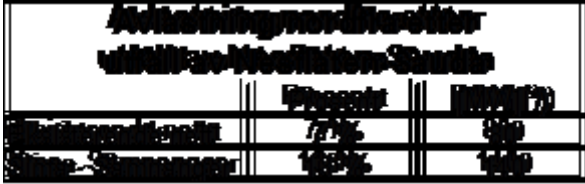
Scenario	Overføring på Kvilldal-Syilling før utfall [MW]	Overføring på Kvilldal-Syilling etter utfall [MW]
Scenario 1	1000	950
Scenario 2	2000	1950
Scenario 3	1000	950

Tabell B.6 Avlastning av Flesakersnittet via Hallingdalsnittet etter utfall av ledningen Kvilldal-Syilling. Endringen måles relativt til overføringen på Kvilldal-Syilling før utfall. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**  
\*) Når overføringen i Flesakersnittet er nær kapasitetsgrensen, antas det at overføringen på Kvilldal-Syilling er på 1000 MW. Dette overføringsnivået ligger til grunn ved utregningen av MW verdien.

Sima-Samnanger vil øke overføringen i Flesakersnittet ved inntakt nett, men også øke termisk overføringskapasitet i Flesakersnittet med ca 50 MW. Samlet sett vil Sima-Samnanger forverre balansen mellom overføringsbehov og overføringskapasitet med 50-250 MW. Maksimal overføringskapasitet i Flesakersnittet er 3100 MW. Endringen av balansen i Flesakersnittet tilsvarer 2-8 % av maksimal kapasitet i snittet.

Resultatene for Flesakersnittet er også gyldig for Saudasnittet, da endringer i fordelingen mellom Hallingdalsnittet og Flesakersnittet må gi samme endring i Saudasnittet. Ledningen Sima – Samnanger i scenariet uten gasskraft medfører at overføringen i Saudasnittet reduseres med snaut 250 MW, se Figur B.9.

Ledningen Sima-Samnanger vil styrke den elektriske koblingen mellom Hallingdalsnittet og Flesakersnittet. Ved utfall av ledningen Sauda-Nesflaten i Saudasnittet, vil dette gi redusert kraftoverføring på gjenværende ledning Hylen-Sauda i Saudasnittet.



Tabell B.7 Avlastning av Saudasnittet nordfra etter utfall av ledningen Nesflaten - Sauda. Endringen måles relativt til overføringen i Saudasnittet før utfall. **Kraftsensitiv informasjon – utelatt offentligheten BfK § 6-2**

\*) Ved beregning av MW verdien for avlastning nordfra er det lagt til grunn at maksimal overføring i Saudasnittet er 1100 MW ekskl. forbrukerkoblingen på Hydro Aluminium Karmøy.

Ut fra resonnetet ovenfor vil Sima-Samnanger bidra til at overføringskapasiteten i Saudasnittet øker med ca 60 MW i tillegg til at overføringsbehovet i Saudasnittet reduseres med snaut 250 MW for scenariet uten gasskraft. Til sammen gir dette en bedring i balansen mellom overføringskapasitet og overføringsbehov på 300 MW for Saudasnittet.

## C Vedlegg C, Samlastberegninger

Samlastmodellen er en kombinasjon av en markedsmodell og en nettmmodell. I markedsmodellen er all produksjon i Norden modellert, i tillegg er UCTE-systemet representert. Produksjonsfordelingen i systemet bestemmes av forbruksnivå, marginale produksjonskostnader og tilgjengelig overføringskapasitet i kraftnettet. Etter at det er etablert balanse mellom produksjon og forbruk i markedsmodellen, ettersimuleres markedsklareringen i en nettmmodell. I nettmmodellen kontrolleres det at kraftflyten i nettet er innenfor tilgjengelig overføringskapasitet. Dersom flyten er for høy må markedsklareringen korrigeres. Denne prosedyren gjentas for hvert enkelt prisavsnitt. Det nordiske produksjonsapparatet domineres av vannkraft. Overføringsbehovet i nettet varierer med tilsigene til kraftverkene. Tilsigsvariasjonene inkluderes ved å benytte 41 års tilsigsstatistikk. I disse årene simuleres det fire prisavsnitt for hver uke, dvs.  $41 \text{ år} * 52 \text{ uker/år} * 4 \text{ prisavsnitt/uke} = 8528 \text{ prisavsnitt}$ .

### C.1 Modellering av BKK-området

Gjeldende overføringsgrenser inn til BKK illustrerer at eksisterende nett er høyt utnyttet. Nettet må deles ved høyt kraftoverføring inn til BKK, og ved høy overføring ut fra Sogn og BKK.

Ved underskudd:

- BKK snittet, Mauranger-Samnanger + Modalen-Evanger
- Saudasnitt + Modalen-Evanger
- Saudasnitt + Aurland-Fardal

Ved overskudd:

- Fardal-Aurland + Mauranger-Blåfalli
- Fardal-Aurland + Modalen-Evanger (neglisjert i denne studien)

Kraftoverføringen inn til og ut av BKK varierer over året. Det er ikke mulig å representere periodevis nettdeling i samlastberegningene. Ved hjelp av varighetskurver er det imidlertid mulig å anslå hvor store andel av et 'gjennomsnittså' det er behov for å dele nettet. I periodene med delt nett og N-0 drift øker sannsynligheten for avbrudd.

Sentrale samlastresultater blir varighetskurver for overføringen i de kritiske snittene som er nevnt ovenfor. Av kapasitetsberegningene ser man at overføringskapasiteten i nettet varierer med gasskraftscenario og nettførsterkningsalternativ. Da samlastberegningene utføres for år 2010 og år 2020, legges overføringsgrenser for stadium 2010 til grunn.

Nettforsterkning	Overføringskapasiteter som brukes til å tolke varighetskurver fra Samlast							
	BKK-inn snittet			Saudasnitt + Modalen-Evanger / Aurland-Fardal			BKK og Sogn ut Fardal-Aurl.+Maur.-Blåfalli	
	Uten gasskraft	Kollsnes 400 MW	Kårstø 400 MW	Uten gasskraft	Kollsnes 400 MW	Kårstø 400 MW	Eksisterende /Kollsnes	Kårstø 400 MW
Eksisterende nett	600	680	670	1 500	1 610	1 200	950	950
Sima - Samnanger	1 100	1 370	1 130	2 000	2 300	1 640	1 720	1 610
Blåfalli-Mauranger-Samnanger 2, Sauda-Liastølen	800	1 000	880	1 730	1 900	1 410	1 700	1 580
Åsen-Mauranger og Mauranger-Samn. 2	1 100	1 230	1 220	2 060	2 150	1 730	1 470	1 370

Tabell C.1 PSS/E overføringskapasiteter som benyttes ved til å vurdere varighetskurver fra samlast. Scenariene som er skravert vurderes ikke i samlast.

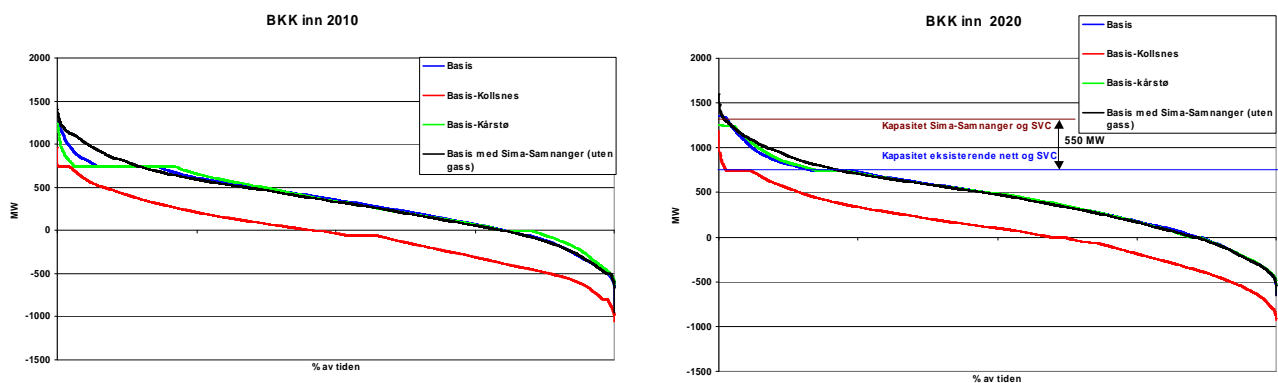
En viktig forutsetning som er lagt til grunn i beregningene er at kapasiteten i snittene 'Saudasnittet + Modalen-Evanger' og 'Saudasnittet + Aurland-Fardal' er identiske.

I perioden der nettet er delt, ser man på kraftbalansen i BKK-området og lager en varighetskurve for denne. Denne informasjonen benyttes videre ved beregning av avbruddskostnader.

## C.2 Overføringsbehov og gasskraft

Det er utført generelle beregninger som viser overføringsbehovet i eksisterende nett :

- Uten gasskraft
- med 400 MW gasskraft på Kollsnes
- med 400 MW gasskraft Kårstø

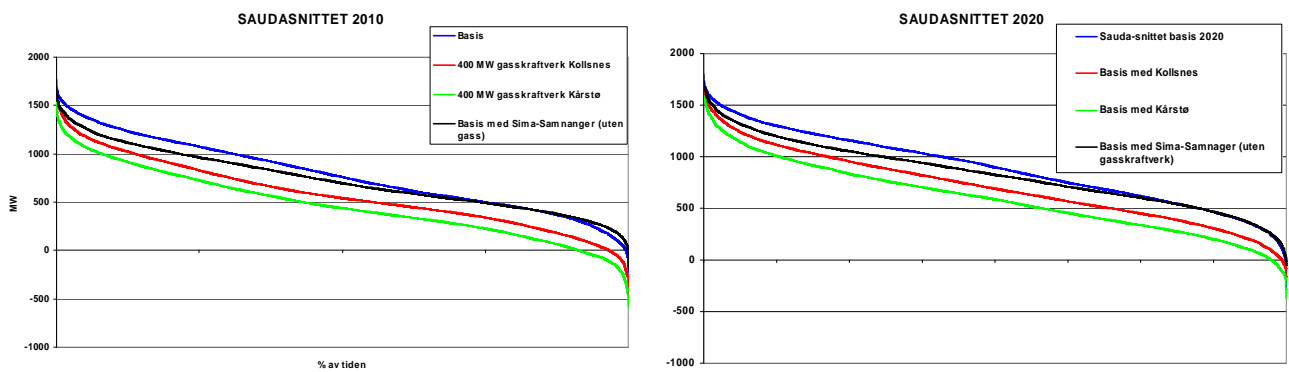


Figur C.1 Varighetskurver for flyten inn til BKK-området gjennom et forventet år (41 tilsigsår). N-1 kapasiteten for eksisterende nett i 2010 er på 600 MW.

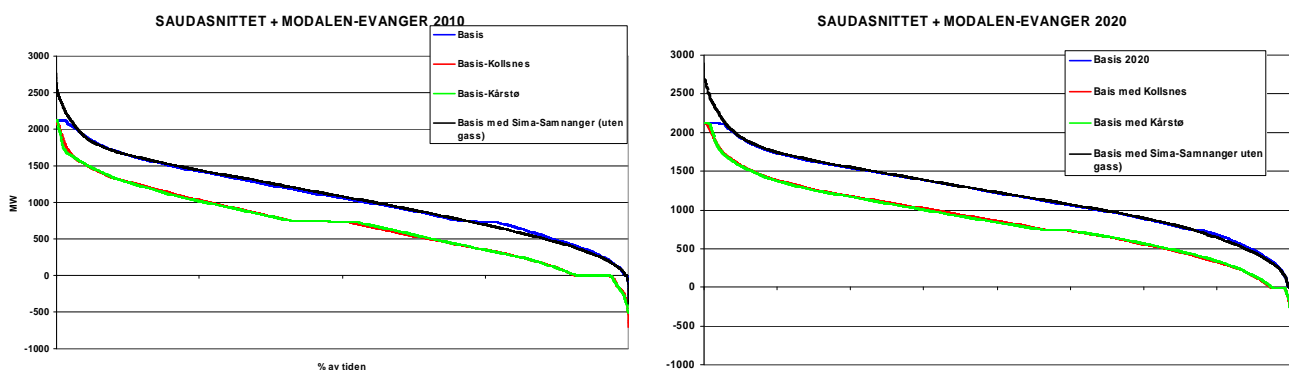
Kurvene for BKK-inn snittet viser at overføringen er lite påvirket av et gasskraftverk på Kårstø. Et gasskraftverk på Kollsnes reduserer overføringsbehovet inn til området. Det flate partiet på kurven ved ca 750 MW overføring tilsvarer kapasiteten inn til BKK området nordfra via ledningen Modalen-Evanger. Dette indikerer at det vil oppstå situasjoner der all kraftoverføring inn til BKK kommer nordfra. Normalt vil kraftoverføringen inn til BKK fordele seg mellom forbindelsene i nord og syd.

Uten gasskraft er overføringsbehovet høyere enn 600 MW i ca 26% av tida (2010). Med gasskraft på Kårstø eller Kollsnes øker kapasiteten til 670 MW og varigheten reduseres til hhv. 22 og 3% (2010).

Tilsvarende kurver for Saudasnittet viser at et gasskraftverk på Kårstø eller Kollsnes reduserer overføringsbehovet inn til området. Gasskraftverket på Kårstø gir størst reduksjon av overføringsbehovet i Saudasnittet, fordi Kårstø er lokalisert nærmest Sauda.

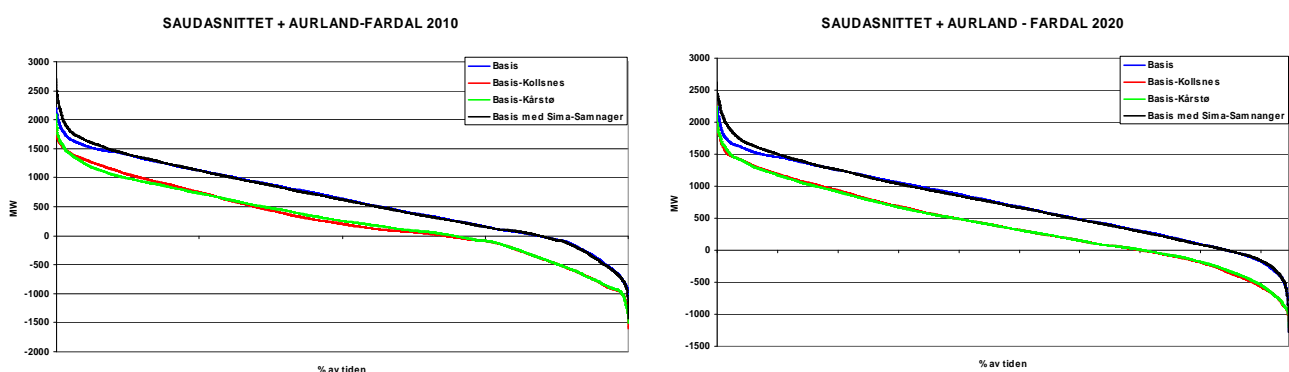


Figur C.2 Varighetskurver over forventet kraftflyt i Saudasnittet. Maksimal N-1 kapasitet i Saudasnittet er 1400 MW (1300 MW i dag). Med Sauda-Liastølen øker kapasiteten til 1600 MW uten forbruksutkobling.



Figur C.3 Varighetskurve over forventet kraftflyt i Saudasnittet + Modalen-Evanger stadium 2010. Maksimal N-1 kapasitet i eksisterende nett er 1500 MW.

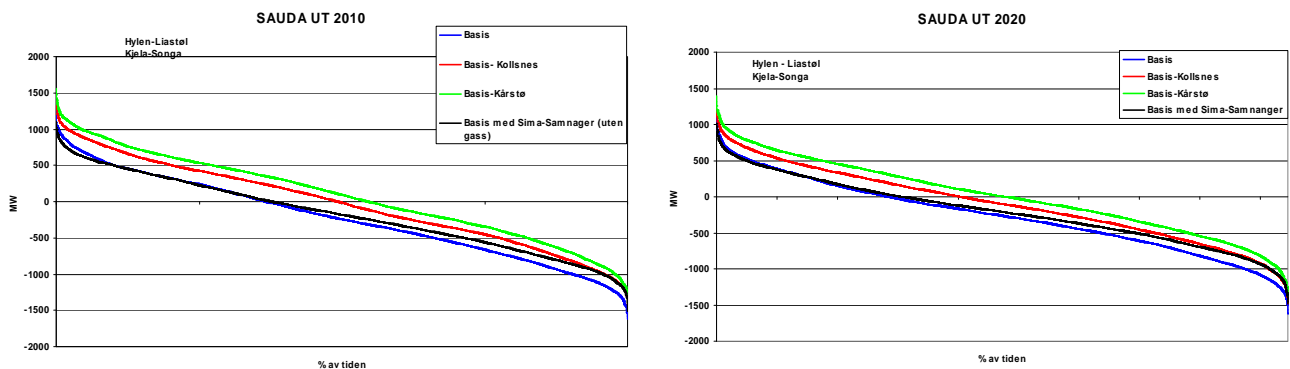
Overføringen i Saudasnittet + Modalen-Evanger er høyere enn N-1 kapasiteten i lange perioder. Uten gasskraft er varigheten ca 21% av året. Med et gasskraftverk på Kårstø endres overføringskapasiteten til 1200 MW, varighet av N-0 drift 16%. For et gasskraftverk på Kollsnes er kapasitet og varighet N-0 drift hhv. 1600 MW og 3% av året.



Figur C.4 Forventet flyt i Saudasnittet + Aurland-Fardal stadium 2010. Maksimal N-1 kapasitet i eksisterende nett er 1500 MW.

Også overføringen i 'Saudasnittet + Aurland-Fardal' vil periodevis være høyere enn N-1 kapasitet. Uten gasskraft er varigheten av N-0 drift ca 7%, med gasskraft Kårstø ca 6% (1200 MW kapasitet) og med gasskraft på Kollsnes ca 0,5% (1600 MW kapasitet).

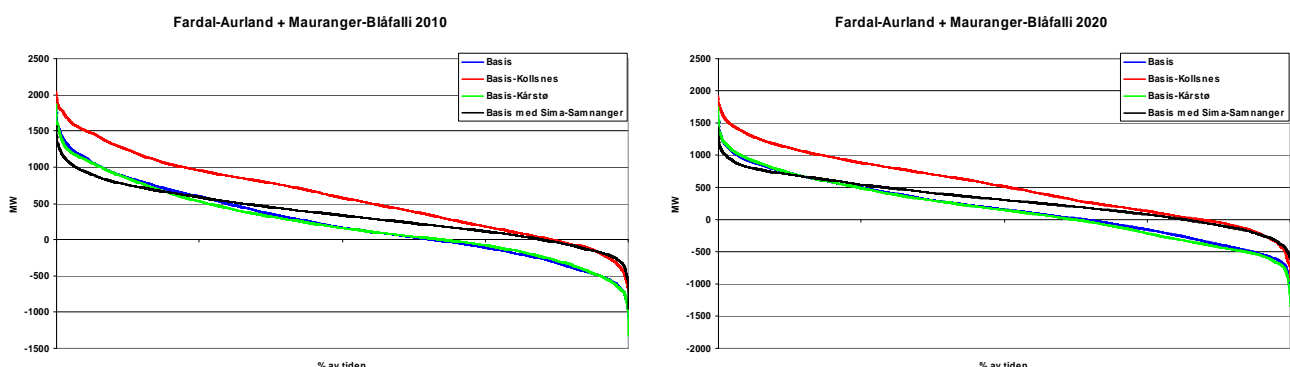
Alle varighetskurvene ovenfor representerer underskuddsproblematikken, kraftoverføring inn til Bergen og Hugesundsområdet. I sommerhalvåret vil det periodevis være kraftoverskudd i BKK-området og i Sogn.



Figur C.5 Forventet overføring i 'Sauda ut' snittet, dvs. sum flyt på ledningene Hylene-Liastøl + Kjela-Songa (Nesflaten-Songa) stadium 2010. Maksimal N-1 kapasitet er 950 MW.

Overføringen i 'Sauda ut' snittet er høyere enn maksimal overføringskapasitet i snittet. Varigheten av denne situasjonen er kort. Etableres det gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes vil overføringsbehovet øke og kunne bli problematisk. Denne overskuddsproblematikken reduseres etter hvert som forbruket øker.

Varighetskurvene viser imidlertid at overføringen motsatt vei, altså mot Sauda, er høyere. Overføringskapasiteten inn mot Sauda er ca 1100 MW. Dette illustrerer at når kapasiteten i Saudasnittet heves ved hjelp av forbruksutkobling på Karmøy, så blir nettet 'bak Saudasnittet' begrensende, fordi dette nettet ikke har den samme forbruksutkoblingsautomatikken.



Figur C.6 Forventet flyt ut fra BKK og Sogn. Maksimal N-1 kapasitet 950 MW (800 MW før 420/300 kV transformator i Aurland byttes ut).

Det mest begrensende snittet ved kraftoverskudd i BKK og Sogn er Fardal-Aurland + Mauranger-Blåfalli. I eksisterende nett er forventet overføringsbehov i dette snittet høyere enn

N-1 kapasitet i ca 9% av året. Etableres det et gasskraftverk på Kollsnes, øker varigheten av situasjonen med N-0 drift til ca 25% av året.

Når man nærmer seg N-1 overføringsgrensen i eksisterende nett, deles nettet og drives med N-0, dvs. med redusert driftssikkerhet. Varigheten av N-0 drift sier noe om hvor anstrengt driften av eksisterende nett er.

	<b>Varighet av N-0 drift ved underskudd på Vestlandet [%av året]</b>			
	BKK-inn	Saudasnittet +		Totalt, korrigert for samtidighet
		Modal.-Evanger	Aurland - Fardal	
Uten gasskraft	26%	21%	7%	32%
400 MW Kollsnes	3%	3%	0,5%	5%
400 MW Kårstø	22%	16%	16%	32%

*Tabell C.2 Varighet av N-0 drift grunnet forskjellige nettbegrensninger stadium 2010. Begrensningene overlapper hverandre, derfor er sum N-0 drift lavere enn summen av varigheten for hvert enkelt snitt.*

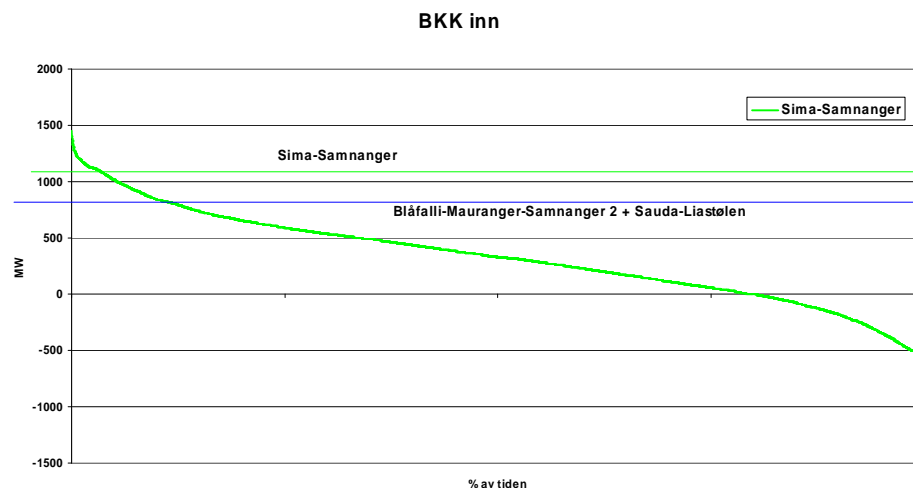
Ved kraftoverskudd i BKK og Sogn er det kun ett snitt som gir begrensninger: Fardal-Aurland + Mauranger-Blåfalli. Tabell C.3 oppsummerer total varighet av 'delt nett' situasjoner på Vestlandet.

	<b>Forventet varighet av 'delt nett' situasjoner på Vestlandet stadium 2010 [%av året]</b>		
	Underskudd	Overskudd	Totalt
Uten gasskraft	32%	9%	41%
400 MW Kollsnes	5%	25%	30%
400 MW Kårstø	32%	9%	41%

*Tabell C.3 Forventet varighet av 'delt nett' situasjoner på Vestlandet uten nettførsterkninger som funksjon av gasskraftscenarier.*

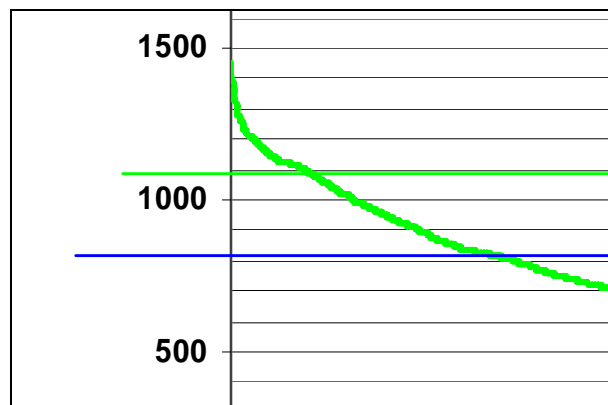
### **C.3 Vurdering av nettførsterkningstiltak**

Samlastberegningene benyttes først og fremst til å beregne endringer i tap og flaskehalskostnader. I denne studien beregnes flaskehalskostnadene ved hjelp av forenklete metoder (se også kapittel A.3).



Figur C.7 Illustrasjon av overføringsbehov inn til BKK uten gasskraftverk, og tilhørende overføringskapasitet i nettet inn til BKK. Uten nettforsterkninger er N-0 kapasitet 1000 MW. Med Sima-Samnanger eller Blåfalli-Mauranger-Samnanger 2 + Sauda-Liastølen er N-1 kapasiteten hhv. 1100 og 800 MW.

Energimengden som må flyttes på grunn av begrenset overføringskapasitet danner grunnlaget for flaskehalsberegningene.



Figur C.8 Illustrasjon av 'energiarealet' som viser hvor mye energi som må omfordeles på grunn av nettbegrensninger i BKK inn snittet.

Energiarealet for Sima-Samnanger kan beregnes grafisk på følgende måte:

Trekantens høyde:  $1250 - 1100 = 150$  MW

Trekantens grunnlinje: 300 timer/år

Areal:  $(150\text{MW} \cdot 300 \text{ timer/år}) / 2 = 23$  GWh/år

Energimengden som må omfordeles på grunn av manglende nettkapasitet er beregnet på samme måte for de øvrige nettforsterkningsalternativene.

Årlige flaskehals i BKK-inn snittet som funksjon av nettførsterkninger												
Gasskraftscenarior	Eksisterende nett ref N-0				Sima-Samnanger ref N-1				Blåfalli-Samnanger 2 Sauda-Liastølen, ref N-1			
	2010		2020		2010		2020		2010		2020	
	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill
Uten gasskraft	55	1,1	122	2,4	20	0,4	62	1,2	194	3,9	344	6,9
400 MW Kollsnes	0	0,0	3	0,1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	3	0,1
400 MW Kårstø	47	0,9	124	2,5	10	0,2	52	1,0	116	2,3	239	4,8

*Tabell C.4* Flaskehals inn til BKK i GWh/år og mill/år som funksjon av gasskraftscenarier og nettførsterkningsalternativer. Flaskehalsene er priset til en gjennomsnittspris på 2 øre/kWh.

Årlige flaskehals i BKK-inn snittet som funksjon av nettførsterkninger												
Gasskraftscenarior	Eksisterende nett og SVC ref N-0				Sima-Samnanger og SVC ref N-1				Blåfalli-Samnanger 2+SVC Sauda-Liastølen, ref N-1			
	2010		2020		2010		2020		2010		2020	
	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill
Uten gasskraft	55	1,1	122	2,4	0	0,0	2	0,0	64	1,3	137	2,7
400 MW Kollsnes	0	0,0	3	0,1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	25	0,5
400 MW Kårstø	47	0,9	124	2,5	0	0,0	1	0,0	23	0,5	80	1,6

*Tabell C.5* Flaskehals inn til BKK i GWh/år og mill/år som funksjon av gasskraftscenarier og nettførsterkningsalternativer med SVC. Flaskehalsene er priset til en gjennomsnittspris på 2 øre/kWh.

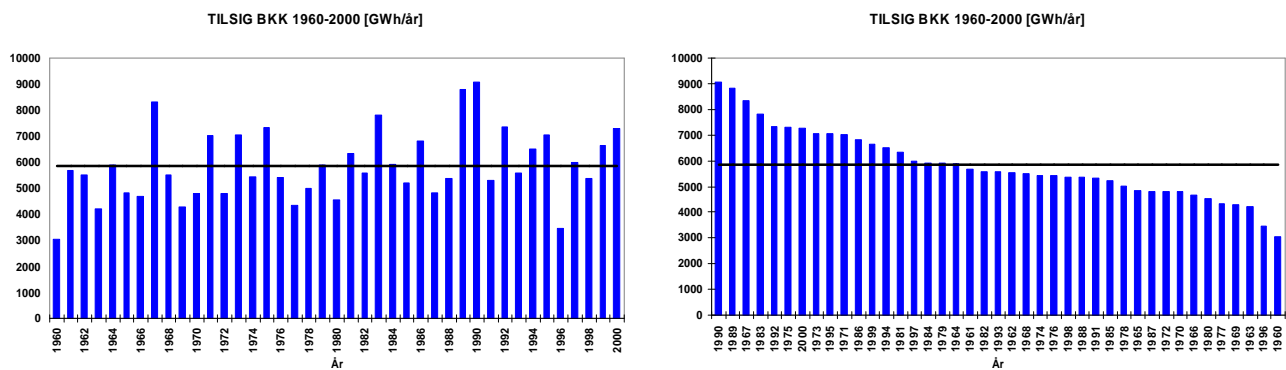
Etter at det er gjennomført nettførsterkninger reduseres overføringstapene i nettet. Tapsreduksjonen er vist i Tabell C.6.

Reduksjon i årlige overføringstap												
Nettførsterkning	Uten gasskraft				Kollsnes				Kårstø			
	2010		2020		2010		2020		2010		2020	
	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill	GWh	mill
Sima - Samnanger	26	5,2	40	8,0	39	7,8	28	5,6	32	6,4	24	4,8
Blåfalli - Mauranger - Samnanger 2 + Sauda - Liastølen	25	5,0	74	14,8	47	9,4	33	6,6	33	6,6	24	4,8
Åsen - Mauranger Mauranger - Samnanger 2	44	8,8	43	8,6	-	-	-	-	-	-	-	-

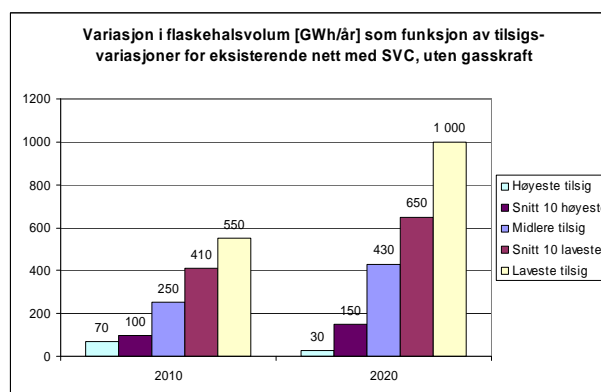
*Tabell C.6* Reduksjon i overføringstap som funksjon av nettførsterkningstiltak. Endringene er referert eksisterende nett for det aktuelle gasskraftscenarior. Kraftpris: 20 øre/kWh.

## C.4 Følsomhetsberegninger

Verdifastsettelsen av flaskehalskostnadene påvirker det samfunnsøkonomiske regnskapet. Ved vurderingen av flaskehalsvolumer og priser, må man være bevisst på at det beregnede flaskehalsvolumet er et 'gjennomsnittsvolum' over en tilsigsserie på 41 år.

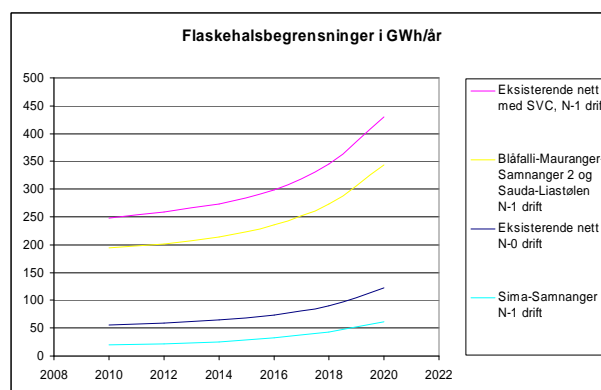


Figur C.9 Variasjon i tilsigene i BKK over 41 tilsigsår



Figur C.10 Variasjon i flaskehalsvolum [GWh/år] som funksjon av tilsigsvariasjoner i BKK-området for eksisterende nett med SVC, uten gasskraft.

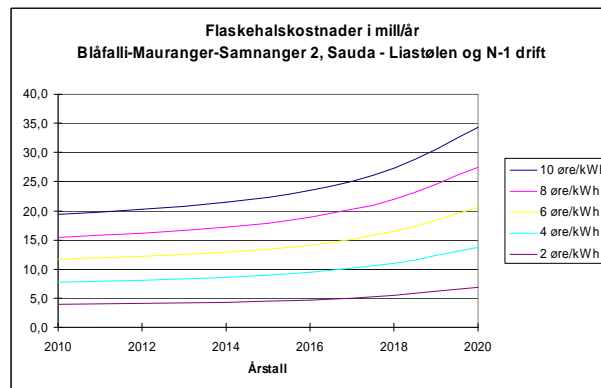
Flaskehalsvolumet for de 10 tørreste årene representerer ca 40% av flaskehalsvolumet over 41 tilsigsår, 25% av årene representerer altså 40% av flaskehalsvolumet. Tilsvarende andel for det tørreste året er 5%, 2,5% av årene representerer 5% av flaskehalsvolumet. Når flaskehalsvolumet er stort, vil prisforskjellen over flaskehalsen øke. Ved estimering av prisforskjell over flaskehalsen er det ikke nok å bare se på gjennomsnittlig flaskehalsvolum, man må ta hensyn til flaskehalsvolumene i tørrår. På denne bakgrunn vurderes den estimerte prisforskjellen på 2 øre/kWh som beskjeden.



Figur C.11 Flaskehalsbegrensninger i BKK-inn snittet som funksjon av driftsform og nettforsterkninger. Merk at eksisterende nett med SVC er kombinert med N-1 drift. Volumene for 2010 og 2020 er beregnet, de øvrige verdiene er estimert.

Figur C.11 illustrer to forhold:

- Flaskehalsvolumene øker ikke lineært, men tiltar ettersom overføringsbehovet øker (dette er en påstand, da det kun er to verdier på kurvene som er beregnet).
- Valg av driftsform er viktig. Dersom N-1 drift er akseptabelt for eksisterende nett med SVC, blir flaskehalsvolumene store, mens avbruddskostnadene nullstilles.



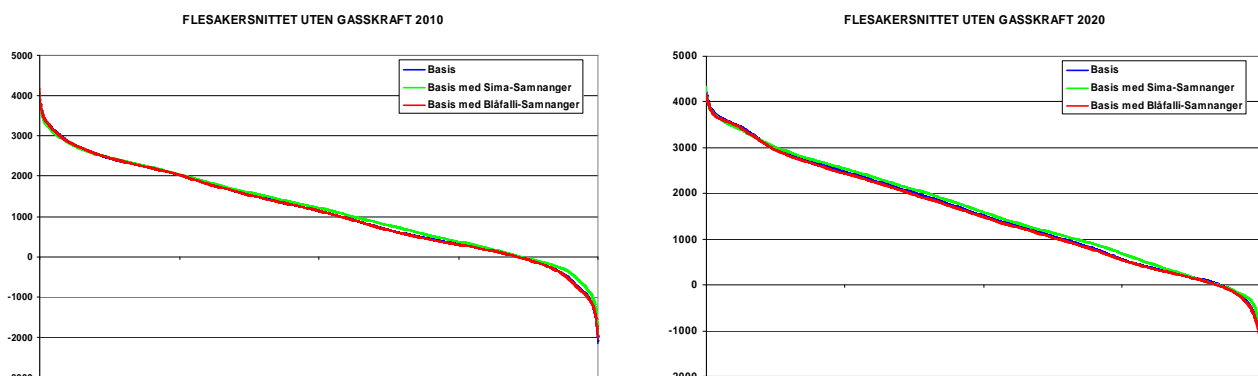
Figur C.12 Flaskehalskostnader i mill/år som funksjon av gjennomsnittlig prisforskjell over flaskehalsen.

Av figuren ovenfor ser man at flaskehalskostnadene er proporsjonalt med gjennomsnittlig prisforskjell over flaskehalsen. Da denne prisforskjellen ikke er beregnet i markedsmodellen, men kun estimert, legges det til grunn en gjennomsnittlig prisforskjell på 2 øre/kWh.

Selv ved en så lav prisforskjell som 2 øre/kWh blir de årlige forventede flaskehalskostnadene på ca 4 mill/år i 2010 og ca 7 mill/år i 2020 for nettførsterkningsalternativet Blåfalli-Mauranger-Samnanger 2 og Sauda-Liastølen. Dette er så høye kostnader at N-0 drift er sannsynlig. Ved denne nettførsterkningen er det imidlertid ingen gode alternativer for å dele nettet i BKK. Eneste alternativet er å dele nettet i stasjonene Samnanger Fana og Arna, noe som er komplisert. I kombinasjon med et SVC-anlegg er overføringskapasiteten høyere slik at flaskehalskostnadene er på et mer akseptabelt nivå.

## C.5 Konsekvenser for Flesakersnittet og Saudasnittet

Kapasitetsberegningene i PSS/E viste at en nettførsterkning Sima-Samnanger vil øke overføringen i Flesakersnittet. Av den grunn inkluderes det varighetskurver for flyten i Flesakersnittet for forskjellige nettførsterkninger.



*Figur C.13 Varighetskurver over året for Flesakersnittet uten gasskraft, uten nettforsterkningstiltak (blå kurve), med Sima-Samnanger (grønn kurve) og med Blåfalli-Mauranger-Samnanger + Sauda-Liastølen (rød kurve).*

Varighetskurvene for Flesakersnittet viser ingen markerte endringer i overføringen på grunn av Sima-Samnanger. Tendensen i samlastberegningene er at overføringen i Flesakersnittet med Sima-Samnanger reduseres når overføringen i snittet er nær kapasitetsgrensen. Når overføringen i Flesakersnittet er lavere, er det økt overføring i snittet med Sima-Samnanger innkoblet.

Overføringen i Flesakersnittet påvirkes av flere forhold, produksjon på Sørlandet, utveksling på Skagerrakforbindelsen etc. Ser man på endret flyt i Saudasnittet, se Figur C.1, ser man at Sima-Samnanger reduserer overføringen i Saudasnittet med ca 100 MW i lange perioder. Dette tilsier at overføringen i Flesakersnittet øker med 100 MW. Ved de høyeste overføringsnivåene i Saudasnittet er endringen mindre enn 100 MW. Dette fenomenet kan forklares ved at økt samlet overføringskapasitet inn til BKK med Sima-Samnanger muliggjør en høyere overføring inn til SKL og BKK, slik at maksimalt overføringsnivå i Saudasnittet øker.

Endringen i Saudasnittet samsvarer med kapasitetsberegningene, selv om endringen i samlast er ca halvparten av endringen i kapasitetsberegningene. Kapasitetsberegningene representerer kun én flytsituasjon, mens samlastberegningene representerer ca 8500 flytsituasjoner. Ser man kapasitetsberegninger og samlastberegninger under ett, tyder det på at Sima-Samnanger øker overføringen i Flesakersnittet med 100 – 150 MW, mens overføringen i Saudasnittet reduseres med det samme volumet.

Når det gjelder forskjellen mellom eksisterende nett og nettforsterkningen mellom Samnanger og Blåfalli, så er den svært liten. Dette var som forventet, da denne forsterkningen kun i liten grad påvirker forholdet mellom Flesakersnittet og Hallingdalssnittet.

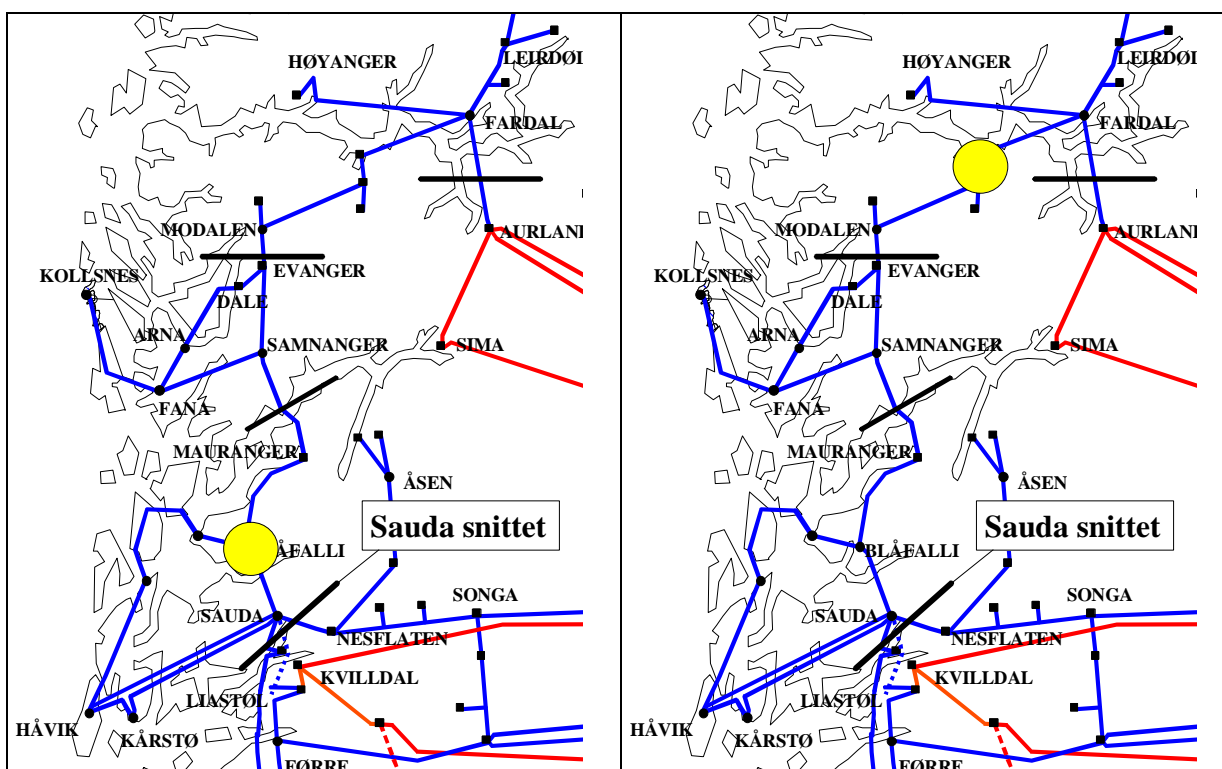
## D Vedlegg D, Avbruddskostnader

### D.1 Metodikk for beregning av avbruddskostnader

Avbruddskostnader oppstår når vi har N-0 drift og det oppstår feil på innmatende ledning slik at BKK-området blir isolert. Avbruddskostnader beregnes kun for eksisterende nett uten nettførsterkninger. Gjennomføres det nettførsterkninger vil det ikke lenger være aktuelt å drive nettet etter N-0 kriteriet.

#### Varighet av N-0 perioden

Ut fra samlastberegningene framkommer varigheten av N-0 perioden i vinterhalvåret (underskuddssituasjon) og varigheten av N-0 perioden i sommerhalvåret (overskuddssituasjon).



Figur D.1 Illustrasjon av delingspunkter ved N-0 drift ved kraftunderskudd i BKK (venstre bilde) og ved overskudd i Sogn og BKK (høyre bilde). Delingspunktene er markert med en gul sirkel.

#### Kartlegging av kritiske utfall

Følgende utfall fører til isolasjon dersom vi har N-0 deling vinterstid:

- Aurland-Fardal
- Fardal-Høve-Refsdal
- Refsdal-Modalen
- Modalen-Evanger

Følgende utfall fører til isolasjon dersom vi har N-0 deling sommerstid:

- Mauranger-Blåfalli
- Samnanger-Mauranger

Utfall av Mauranger-Blåfalli og Samnanger-Mauranger kan også være kritisk ved N-0 deling vinterstid, da man ved bortfall av mye produksjon risikerer lav spenning eller spenningskollaps i BKK-området.

### Bearbeiding av feilstatistikk

Alle registrerte feil på ledningene nevnt ovenfor er innhentet for perioden 1988-2003. Videre er feilstatistikken bearbeidet på følgende måte:

Enfase feil med enpolt utkobling og hurtig automatisk gjeninnkobling vil ikke føre til at nettet mister synkronisme. Dersom feilen har trepolt utkobling eller "normal" automatisk gjeninnkobling, vil nettet miste synkronisme og isolasjon vil være et faktum. For enkelhets skyld er alle feil med utetid 0,0 minutter fjernet fra feilstatistikken, da vi kan anta at de fleste feilene vil være av type enfase feil som oppfyller kriteriet ovenfor. Det er grunn til å tro at feil som i praksis vil medføre tap av synkronisme også er fjernet fra statistikken.

Dersom man får utfall som følge av værforhold som lyn eller sterk vind, antar vi at N-0 driften vil opphøre de neste timene, på grunn av høy risiko for et nytt utfall. Derfor er eventuelle fortløpende feil med samme væravhengige feilårsak fjernet fra feilstatistikken. For hver luftledning, har feilstatistikken nå maksimalt 1 feil pr dag med samme væravhengige årsak.

Til slutt er feilstatistikken fordelt på vinter og sommer, ut fra samme årsinndeling som er brukt i samlast (oktober-april, 30 uker, for vinter og mai-september, 22 uker, for sommer).

Ledning	Vinterfeil		Sommerfeil		Hele året	
	Feil/vinter	Utetid [min]	Feil/sommer	Utetid [min]	Feil/år	Utetid [min]
Aurland - Fardal	0,60	783,8	0,20	126,3	0,80	619,4
Fardal - Hove	0,60	49,2	0,13	5,5	0,73	41,3
Hove - Refsdal	0,20	74,3	0,07	9,0	0,27	58,0
Refsdal - Modalen	1,00	953,3	0,07	99,0	1,07	899,9
Modalen - Evanger	1,33	315,9	0,07	0,0	1,40	301,1
Mauranger - Samnanger	1,20	16,8	0,33	14121,8	1,53	3083,1
Blåfalli - Mauranger	0,20	9,0	0,20	855,7	0,40	432,3
Sauda - Blåfalli	0,33	7,8	0,33	40,2	0,67	24,0

Tabell D.1 Feilstatistikk og forventede utetider for sentrale ledninger på Vestlandet basert på statistikk for perioden 1988-2003.

### Konsekvenser ved feil

Forutsetningen er N-0 drift før feil og isolasjon av BKK-området etter feil.

1. Ingen utkobling. Hvis produksjonen innenfor det isolerte området er større enn forbruket i området, skal produksjonen nedreguleres uten at forbruk kobles ut. Imidlertid har BKK erfart at generatorer av ulike årsaker tripper ved en slik forstyrrelse, med den konsekvens at BKK går fra å være et overskudd- til å bli et underskuddsområde. Det forutsettes at i 20% av tilfellene vil generatorer trippe slik at BKK-området ender opp som et underskuddsområde. Resultatet er utløsning av underfrekvensvern (se nedenfor). Et slikt produksjonsoverskudd er sannsynlig i sommerhalvåret.

2. Lastbortkobling. Hvis forbruket innenfor det isolerte området er større en produksjonen, vil underfrekvensvernet starte. For enkelhets skyld antas at trinn 1 og 2 alltid løser ut, mens trinn

3 ikke løser ut. Ca 64% av alminnelig forbruk ligger på trinn 1 og 2. Det antas derfor at 64% av alminnelig forbruk kobles ut ved oppstart av underfrekvensvern. Dette innebærer at dagens innstilling av underfrekvensvernet beholdes. Også her er det en viss risiko for at generatorer tripper. Det antas at 20% av disse feiltilfellene fører til tripp av generatorer med påfølgende spenningskollaps på grunn av for lite produksjon (se nedenfor).

3. Spenningskollaps. Hvis gjenværende restforbruk etter lastbortkoblingen (36% av alminnelig forbruk og 100% av industrilasten) fremdeles er større enn produksjonen, er resultatet spenningskollaps. Alt forbruk i området kobles ut.

Metodikken er, for hver kritisk ledning, å lage varighetskurver for forbruk og produksjon innenfor ledningens snitt. Ut fra varighetskurvene fordeler man konsekvensen av ledningsutfall på de tre kategoriene ovenfor. Mengde utkoblet effekt ved feil blir også tallfestet ut fra varighetskurvene.

Statistikk: BKK-området har blitt isolert fra hovednettet én gang (juli 1997) siden idriftsettelsen av underfrekvensvernet i 1995. Årsaken var revisjon i kombinasjon med ledningsfeil. BKK-området var før feilen et overskuddsområde, men på grunn av tripp av generatorer, ble området raskt et underskuddsområde hvor trinn 1 og 2 på underfrekvensvernet løste ut. Ut fra statistikken så langt har vi altså dårlige erfaringer når det gjelder generatorers evne til å holde seg innkoblet ved isolasjon av BKK-området. Utkoblet last som beregnes i henhold til metodikken presentert ovenfor, kan derfor sies å være et forsiktig anslag.

Utfall av ledningene Samnanger-Mauranger og Mauranger-Blåfalli i N-0 drift vinterstid vil føre til lav spenning i BKK-området, grunnet bortfall av mye produksjon, med påfølgende risiko for spenningskollaps. Ut fra en vurdering av mengde bortkoblet produksjon og enkle nettberegninger har vi valgt å bruke følgende forenkling:

- når overføringen inn til BKK-området overstiger 750 MW ved N-0 drift, vil utfall av Mauranger-Samnanger føre til spenningskollaps. Varigheten av denne situasjonen bestemmes ved hjelp av varighetskurver fra samlast.
- Øvrige utfall av Mauranger-Samnanger, samt alle utfall av Mauranger-Blåfalli, fører ikke til utkobling av forbruk.

### **Utkoblingens varighet**

Etter isolasjon og påfølgende lastbortkobling, må følgende operasjoner gjøres før forbruket igjen kan kobles inn:

- Opparbeide riktig frekvens i det isolerte området
- Legge inn den friske ledningen slik at nettene kobles sammen
- Eventuell oppregulering av produksjon i og utenfor BKK-området
- Opplasting av forbruk ved å koble inn alle utkoblede transformatorer (trolig samtidig med opplasting av produksjon)

Tre driftssentraler må være involvert for å utføre operasjonene (Produksjonssentralen BKK, Nettsentralen BKK og Landssentralen).

Etter spenningskollaps, kreves det mer arbeid for å kartlegge situasjonen. Det utkoblede nettet må trolig legges inn mot hovednettet i porsjoner. Videre har trolig alle generatorene falt ut. Hvis de har gått til full stans (avhengig av hva de faller ut på), trenger de ca 30 minutter før de er startklare.



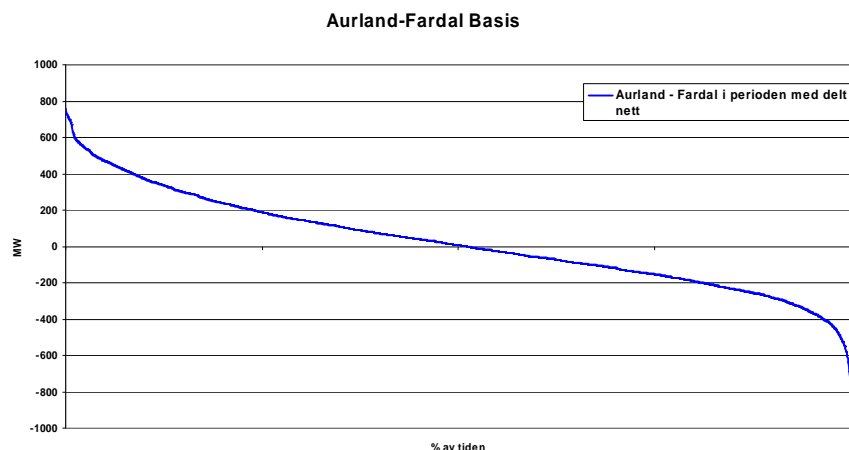
Tabell D.4 Forventede avbruddskostnader pr. avbrudd ved N-0 drift i vinterhalvåret som funksjon av omfang og størrelse på forbruk. **Inneholder kundespesifikke forbrukstall og er unntatt offentlighet, jfr. Offl. § 13(taushetsplikt) ledd nr. 2.**

## D.2 Beregning av avbruddskostnader

Nedenfor illustreres beregningen av avbruddskostnader for eksisterende nett uten gasskraft, stadium 2010.

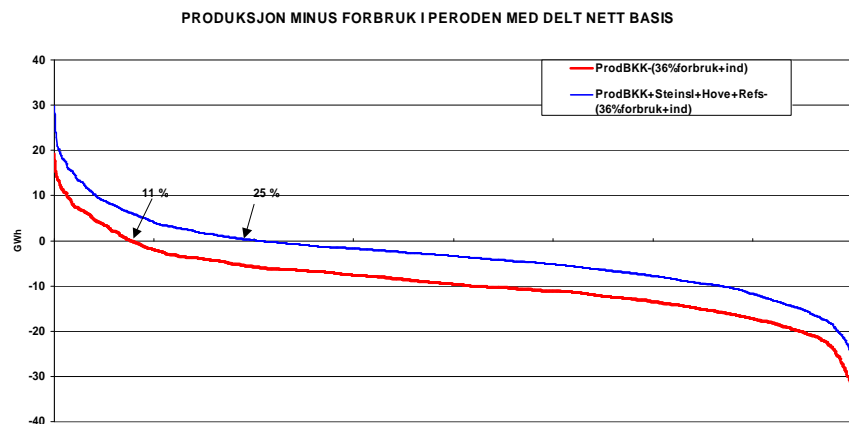
Resultater fra samlast viser nettet må deles i 40% av *vinterhalvåret*. Da dette er resultater fra tre forskjellige snitt sett i sammenheng, presenteres det ingen figur for dette.

I perioden med delt nett (N-0 drift), er følgende varighetskurver hentet ut fra samlast:



Figur D.2 Varighetskurve for overføringen på Aurland-Fardal i vinterhalvåret med delt nett. Overføringen er inn til Fardal i 52% av tida.

Figuren over viser at kraftflyten inn til Fardal fra Aurland er positiv i 52% av tida. Dersom Aurland-Fardal faller ut i en slik situasjon, vil det oppstå kraftunderskudd og underfrekvensvernet vil koble ut forbruk. I tråd med metodikken i forrige kapittel forutsettes det at i 20% av tilfellene hvor underfrekvensvernet aktiveres, så kolliderer nettet. Andel kollaps knyttet til utfall av Aurland-Fardal:  $52\% * 0,2 = 10\%$  ref. N-0 driftstid. Andel aktivering av underfrekvensvernet:  $52\% * 0,8 = 42\%$  ref N-0 driftstid.



Figur D.3 Kraftbalanse i isolert BKK- område etter aktivering av underfrekvensvernet, i perioden med N-0 drift. Etter forbruksutkobling er forbruksnivået 36% av alminnelig forsyning + 100% av industriforbruket. Ved utfall av Modalen-Evanger er egenproduksjonen lavest. Ved utfall mellom Modalen og Fardal er egenproduksjonen til Steinsland, Refsdal og Hove inkludert.

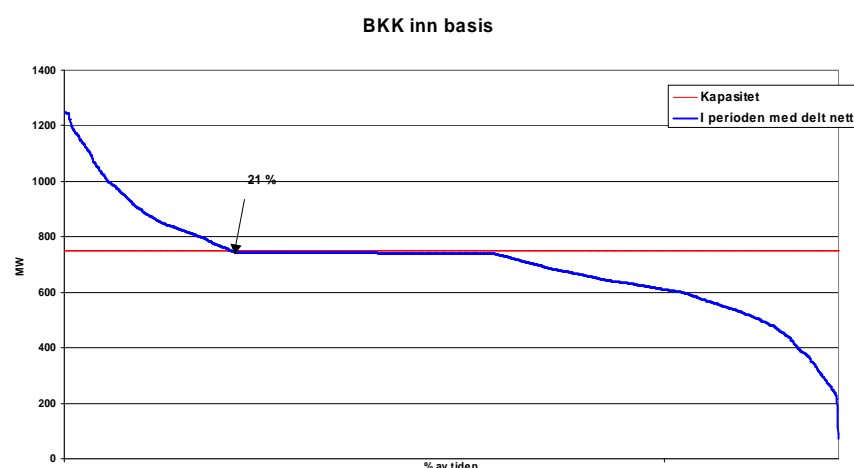
Av figuren ovenfor ser man kraftbalansen i det isolerte området etter ledningsutfall og aktivering av underfrekvensvern. Dersom balansen er negativ vil strømforsyningen i BKK-området bryte sammen. Det er en egen varighetskurve for utfall av ledningen Modalen-Evanger. Ledningene mellom Modalen og Fardal behandles enhetlig, dvs. at det ikke tas hensyn til at produksjonen i Refsdal og Hove i noen tilfeller mister forbindelsen til BKK-området.

Forutsetningen om at man får kollaps i 20% av tilfellene der underfrekvensvernet aktiveres gjelder også her.

Sannsynlighet for vellykket forbruksutkobling:

Modalen-Evanger:  $11\% * 0,8 = 9\%$

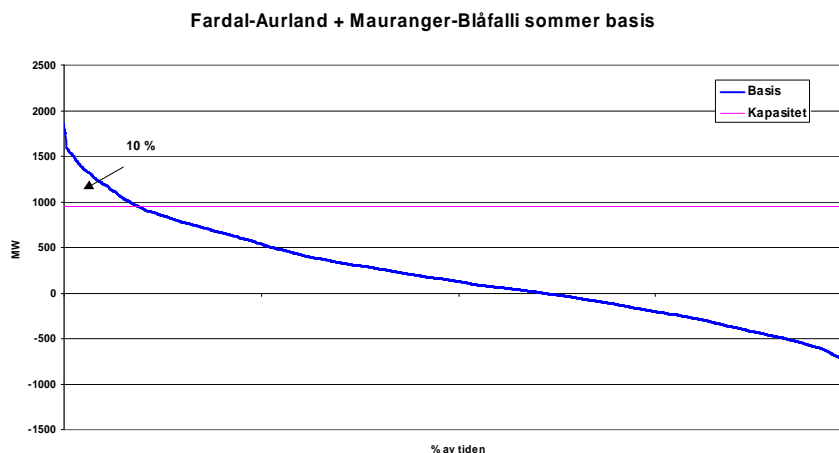
Modalen-Fardal:  $25\% * 0,8 = 20\%$



Figur D.4 Varighetskurve for flyten i snittet BKK-inn i perioden hvor nettet er delt i vinterhalvåret.

Figur D.4 viser overføringen i BKK inn snittet i perioden med N-0 drift. Når overføringen inn til BKK-området overstiger 750 MW, vil et utfall av ledningen Mauranger-Samnanger

resultere i sammenbrudd. Maksimal overføringskapasitet nordfra er 750 MW i N-0 drift. Ved utfall av Mauranger-Samnanger vil BKK være tilknyttet resten av systemet via Fardal. Dette sikrer en stabil frekvens, slik at underfrekvensvernet ikke vil bli aktivert.



Figur D.5 Varighetskurve for overføringsbehov ut av BKK og Sogn i sommerhalvåret. Det er behov for å dele nettet i 10% av tida.

Avbruddskostnadene knyttet til totalt sammenbrudd eller aktivering av underfrekvensvernet avhenger av hvor stort forbruket i området er, og hvor lang tid det tar for å gjenopprette forsyningen.

Basert på varighetene fra samlast og feilstatistikk for de aktuelle ledningene beregnes forventede avbruddskostnader.

Eksisterende nett uten gasskraft		KILE [mill/vinter]			
		Stadium 2010			
Andel N-0 drift i vinterhalvåret		40 %			
Ledning	Feil/vinter	Blackout		Under frekvens	
Aurland - Fardal	0,60	10 %	1,1	42 %	1,3
Sum Fardal - Modalen	1,80	80 %	25,6	20 %	1,9
Modalen - Evanger	1,33	91 %	21,6	9 %	0,6
Mauranger - Samnanger	1,20	21 %	4,5	0 %	0,0
Forventet antall avbrudd pr. vinter		1,19		0,29	
		Sum pr. vinter		1,48	
Forventede avbruddskostnader			52,8		3,8
		Sum		56,6	

Tabell D.5 Forventede avbruddskostnader år 2010 uten nettførsterkninger inn til BKK og uten ny gasskraft i området.

Utover i analyseperioden forventes det at forbruket vil øke ytterligere. Dette vil øke forventede avbruddskostnader pga følgende forhold:

- Økt forbruk gir økte kostnader ved avbrudd
- Økt forbruk forlenger varigheten av N-0 drift, slik at sannsynligheten for avbrudd øker

- Økt forbruk endrer fordelingen mellom 'vellykket aktivering av underfrekvensvern' og nettsammenbrudd, andelen sammenbrudd vil øke.

Eksisterende nett uten gasskraft		KILE [mill/vinter]															
		Stadium 2010				Stadium 2015				Stadium 2020				Stadium 2025			
Andel N-0 drift i vinterhalvåret		40 %				50 %				59 %				69 %			
Ledning	Feil/vinter	Blackout		Under frekvens		Blackout		Under frekvens		Blackout		Under frekvens		Blackout		Under frekvens	
Aurland - Fardal	0,60	10 %	1,1	40 %	1,3	10 %	1,3	38 %	1,6	9 %	1,6	37 %	1,9	9 %	1,9	35 %	2,2
Sum Fardal - Modalen	1,80	80 %	25,6	20 %	1,9	74 %	31,2	26 %	3,2	69 %	36,6	31 %	4,8	63 %	40,6	37 %	7,0
Modalen - Evanger	1,33	91 %	21,6	9 %	0,6	89 %	27,7	11 %	1,0	87 %	34,4	13 %	1,5	85 %	40,6	15 %	2,1
Mauranger - Samnanger	1,20	21 %	4,5	0 %	0,0	29 %	8,0	0 %	0,0	36 %	12,8	0 %	0,0	44 %	18,6	0 %	0,0
Forventet antall avbrudd pr. vinter	1,19	Sum pr. vinter 0,29		1,47		Sum pr. vinter 1,45		0,41		Sum pr. vinter 1,70		0,56		Sum pr. vinter 1,95		0,73	
Forventede avbruddskostnader		52,7		3,8		68,2		5,7		85,4		8,2		101,7		11,2	
		Sum 56,5				Sum 74,0				Sum 93,6				Sum 113,0			

Tabell D.6 Forventede avbruddskostnader uten nettførsterkninger og uten ny gasskraft i området.

Eksisterende nett uten gasskraft		KILE [mill/sommer]															
		Stadium 2010				Stadium 2015				Stadium 2020				Stadium 2025			
Andel N-0 drift i sommerhalvåret		10 %				7 %				4 %				1 %			
Ledning	Feil/sommer	Blackout		Under frekvens		Blackout		Under frekvens		Blackout		Under frekvens		Blackout		Under frekvens	
Mauranger - Samnanger	0,33	0 %	0,0	20 %	0,1	0 %	0,0	20 %	0,0	0 %	0,0	20 %	0,0	0 %	0,0	20 %	0,0
Blåfalli - Mauranger	0,20	0 %	0,0	20 %	0,0	0 %	0,0	20 %	0,0	0 %	0,0	20 %	0,0	0 %	0,0	20 %	0,0
Forventede avbruddskostnader		0,0		0,1		0,0		0,1		0,0		0,0		0,0		0,0	

Tabell D.7 Forventede avbruddskostnader i sommerhalvåret uten nettførsterkninger og uten gasskraft.

Forventede avbruddskostnader i eksisterende nett [mill/år]												
Gasskraftscenario	2010			2015			2020			2025		
	vinter	sommer	sum	vinter	sommer	sum	vinter	sommer	sum	vinter	sommer	sum
Uten gasskraft	56,5	0,1	56,6	74,0	0,1	74,0	93,6	0,0	93,7	113,0	0,0	113,0
400 MW Kollsnes	11,4	0,3	11,7	17,8	0,3	18,1	25,3	0,2	25,5	32,9	0,2	33,1
400 MW Kårstø	48,5	0,1	48,6	63,3	0,1	63,4	81,4	0,1	81,5	100,7	0,1	100,8

Tabell D.8 Sammenstilling av beregnede avbruddskostnader for eksisterende nett

Forventede avbruddskostnader i eksisterende nett med SVC [mill/år]												
Gasskraftscenario	2010			2015			2020			2025		
	vinter	sommer	sum	vinter	sommer	sum	vinter	sommer	sum	vinter	sommer	sum
Uten gasskraft	27,4	0,1	27,6	43,1	0,1	43,3	60,6	0,1	60,7	78,0	0,1	78,1
400 MW Kollsnes	2,9	0,3	3,2	6,5	0,3	6,8	10,8	0,3	11,2	15,5	0,3	15,8
400 MW Kårstø	15,6	0,1	15,7	29,7	0,1	29,8	48,9	0,1	49,0	72,1	0,1	72,2

Figur D.6 Sammenstilling av beregnede avbruddskostnader for eksisterende nett med SVC-anlegg i Samnanger

### D.3 Følsomhetsvurderinger

Av resultatene i Tabell D.6 ser man at avbruddskostnadene domineres av utfall mellom Evanger og Fardal. Til sammen bidrar utfall av de nevnte ledningene til avbruddskostnader på 49,7 mill kr/år i stadium 2010. Dette utgjør 88% av de forventede avbruddskostnadene.

Feil og avbruddstatistikken viser at ca 70% av alle utfall mellom Evanger og Fardal skyldes vind eller torden ( i praksis kun vind). Ved slike værforhold bør man kunne øke driftssikkerheten ved å regulere opp lokal produksjon. Dette innebærer at hyppigheten av avbruddene er overvurdert. Etter hvert som forbruket i BKK øker, vil det imidlertid være problematisk å øke lokalproduksjonen tilstrekkelig i lengre perioder

Vedrørende underfrekvensvernet, så gir dette store reduksjoner i forventede avbruddskostnadene fordi forbruket på Kollsnes og Mongstad skjerms. Det at man i det hele tatt tillater denne praksisen resulterer i en undervurdering av avbruddskostnadene.

Når det gjelder avbruddskostnader for Mongstad og Kollsnes, så er det brukt standard KILE-satser for industrien. Det er også innhentet tall direkte fra Statoil:

Mongstad: 10 – 30 mill kr pr avbrudd. Det erfarte tapet 13.02.2004 er anslått til 10 mill.

Kollsnes: 30 – 50 mill kr pr avbrudd. Tidligere antydte man 8 – 9 mill for en time, men da tok man ikke hensyn til at det tar 3 – 4 timer etter at strømmen er tilbake før prosessene er opp på normalt nivå igjen.

Sammenlignet med de avbruddskostnadene som er lagt til grunn i denne analysen, 16 – 20 mill, se Tabell D.4, synes de reelle kostnadene for Mongstad og Kollsnes å være langt høyere (40 – 80 mill). På denne bakgrunn synes avbruddskostnader *pr. avbrudd* å være konservativt estimert.

Varigheten av utkoblingene har også stor betydning for avbruddskostnadene. I denne analysen forutsettes det en gjennomsnittlig utetid på 1 time, dvs. at alt forbruk er inne etter 2 timer. Avbruddet 13.02.2004 hadde en varighet på ca 10 minutter for BKK, 40 minutter for SKL. Dette illustrerer at gjenoppbyggingstiden for BKK-området kan være kortere enn forutsatt.

Videre er det klart at Sima – Samnanger også har betydning for leveringspåliteligheten til SKL-området. Dette er ikke inkludert i denne rapporten.